

Федеральный комплект учебников



Начальное
профессиональное
образование

Нефтегазовая
промышленность

Ю. В. Вадецкий

Бурение нефтяных и газовых скважин

Учебник





622.23
В-12

Ю. В. ВАДЕЦКИЙ

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Учебник

Допущено

Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника для образовательных учреждений
начального профессионального образования

2-е издание, стереотипное



Москва
Издательский центр «Академия»
2006

2/3
БИБЛИОТЕКА
Бух. ТИП и ЛП
№ 74523

УДК 622.23/.24
ББК 33.131
В12

*Автор выражает глубокую благодарность
ст. научному сотруднику ОАО «ВНИИОЭНГ» В. А. Ершовой
за помощь при подготовке рукописи к изданию*

Рецензент —
главный научный сотрудник Института проблем нефти
и газа РАН В. И. Изгrevский

- Вадецкий Ю. В.**
В12 Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для нач.
проф. образования / Ю. В. Вадецкий. — 2-е изд., стер. — М. :
Издательский центр «Академия», 2006. — 352 с.
ISBN 5-7695-3130-4

В учебнике даются краткие сведения из общей и нефтепромысловой геологии. Описываются принципы разработки нефтяных и газовых месторождений, а также способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Приводятся данные о буровых установках и методах их сооружения. Для учащихся начальных профессиональных учебных заведений.

УДК 622.23/.24
ББК 33.131

ISBN 5-7695-3130-4

© Вадецкий Ю. В., 2003
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2003
© Оформленис. Издательский центр «Академия», 2003

ВВЕДЕНИЕ

Бурение нефтяных или газовых скважин является сложным, а в ряде случаев и опасным процессом. Бурение нефтяных или газовых скважин может быть успешно осуществлено только при обязательном соблюдении ряда правил и положений. Таких правил и положений достаточно много, и все они изложены в данном учебнике, но среди этого многообразия есть главные (их всего семь), которые следует запомнить и обязательно выполнять. Их выполнение гарантирует успех.

Основные положения, гарантирующие успешную проводку скважины. 1. Все члены буровой бригады, особенно бурильщики, должны хорошо знать геолого-технический наряд (ГТН), особенности бурения в данном районе, геологический разрез (интервалы) скважины. Особое внимание должно быть обращено на интервалы, где возможны осложнения. При подходе к таким интервалам принимаются необходимые меры предосторожности.

2. Коллектив буровой бригады, особенно его основного звена — вахты, должен быть дружным и спаянным. Если в состав вахты входит человек, по каким-либо причинам не совместимый с остальными членами коллектива, его лучше перевести в другую вахту, бригаду.

Процесс бурения не всегда спокойный и безобидный, возможны экстремальные ситуации (аварии, газовые выбросы, пожары и т.д.), при которых от буровой бригады (вахты) требуются мастерство, хладнокровие, мужество и самоотверженность. В этих условиях взаимоотношения между членами бригады могут играть решающую роль.

3. Все члены буровой бригады, особенно бурильщики, должны быть профессионалами своего дела. Профессионализм в бурении достигается постоянными тренировками и повышением своей квалификации.

4. Процесс бурения в значительной мере консервативен. Он состоит из последовательности операций, нередко повторяющихся, которые обязательно производятся в определенном порядке. Отступление от этого правила в большинстве случаев приводит к осложнениям или авариям. В этом отношении буровую вахту можно сравнить с экипажем самолета, когда малейшее отступление от правил приводит к катастрофе.

5. Все члены коллектива обязаны соблюдать дисциплину в процессе строительства скважины. Малейшая расхлябанность, появление на работе в нетрезвом состоянии или после бурно проведенного накануне дня чревато серьезными последствиями. Потеря или притупление бдительности часто приводит к несчастным случаям, в том числе и со смертельным исходом. Каждое отступление от общепринятых норм не должно оставаться незамеченным.

6. Каждый член буровой бригады должен неукоснительно соблюдать правила техники безопасности, уметь оказать первую медицинскую помощь пострадавшему, твердо знать свои обязанности при газовом выбросе, пожаре и других экстремальных ситуациях. Задача бурового мастера — постоянно проводить учения и довести действия членов буровой бригады в этих ситуациях до полного автоматизма.

7. Каждый член буровой бригады должен выполнять только то, что ему предписано должностной инструкцией. Все остальные действия выполняются только по распоряжению бурового мастера (бурильщика).

Краткие сведения из истории развития техники и технологии буровых работ. Трудно установить, в каком тысячелетии до нашей эры человек впервые стал использовать нефть, но очевидно, что это произошло в очень древние времена. В первое время нефть использовалась как лечебное средство против самых разнообразных болезней: проказы, воспаления глаз и др. Большое значение в древности нефть имела и как осветительный материал.

При рабовладельческом строе область применения нефти и естественного битума значительно расширилась. Их использовали уже не только как лечебное средство и осветительный материал, но и для строительных целей. При сооружении стен битум широко употреблялся в смеси с обожженным кирпичом и галькой. Расширение сферы применения нефти в эпоху рабовладельческого строя вызвало усовершенствование техники ее добычи. Используемый ранее способ собирания нефти в местах ее выхода на поверхность земли уже не мог обеспечить потребностей в ней. Возник ямный (или копаночный) способ добычи нефти. Копанки представляли собой неглубокие ямы (до 2 м глубиной), в которые вставлялся плетень для предохранения стенок от обвала. На дне копанки скапливалась нефть, просачивавшаяся через почву. Нефть из копанок вычерпывалась периодически, по мере ее накопления.

Великие географические открытия и расцвет торговых отношений при феодальном строе значительно способствовали росту ряда отраслей промышленности, в том числе и нефтяной. Увеличившийся спрос на нефть привел к разработке новой техники ее добычи. Старый ямный (копаночный) способ уже не мог обеспечить потребности нового общества в нефти. Появился колодезный способ добычи нефти, который был совершеннее и выгоднее ямного

(копаночного), так как позволял эксплуатировать более глубокие продуктивные пласты и увеличить добычу нефти.

Отмена крепостного права устранила препятствия на пути промышленного развития феодально-крепостнической России. Значительно возросла в этот период роль нефтяной промышленности и в общем индустриальном развитии страны. Для заводов, фабрик, железнодорожного и водного транспорта было необходимо топливо, в первую очередь — уголь и нефть. Колодезный способ уже не мог удовлетворять потребности общества с новым хозяйственным и политическим укладом. Нужен был более совершенный метод разрушения горных пород, а вместе с ним и новый способ подъема нефти на поверхность земли. Таким методом явилось бурение скважин.

Считается, что первую коммерческую нефтяную скважину в 1859 г. в штате Пенсильвания (США) пробурил Эдвин Дрейк. Примерно в то же время началось бурение скважин и в России. Первые нефтяные скважины бурились малопроизводительным ручным штанговым вращательным способом. Вскоре перешли к бурению нефтяных скважин ручным штанговым ударным способом, заменившим издавна при бурении скважин на рассолы и воду.

Способ бурения на железных штангах при помощи свободно падающего инструмента (ударно-штанговый) получил широкое распространение на нефтяных промыслах Азербайджана. Ударно-канатный способ бурения получил распространение в Грозненском нефтяном районе.

Переход от ручного способа бурения скважин к механическому привел к необходимости решения ряда вопросов механизации буровых работ. Крупный вклад в это дело внесли русские горные инженеры Г. Д. Романовский (1825—1906) и С. Г. Войслав (1850—1904). По мере возрастания глубины нефтяных скважин, которая к 1900 г. дошла примерно до 300 м, все заметнее ощущались недостатки ударного способа бурения.

Разбуривание глубоко залегающих нефтяных пластов потребовало совершенствования техники бурения скважин. При ударном бурении долото в 1 мин делало от 26 до 40 падений и через каждые 2 ч надо было поднимать бурильный инструмент для очистки забоя от разбуренной породы. Стенки скважины разрушались, поэтому приходилось крепить их 12...14 колоннами. На это расходовали огромное количество металла — свыше 0,5 т на каждый метр проходки. Скорость же проходки при ударном бурении была незначительна. В дореволюционное время в штанговом бурении она составляла не более 34,6 м/ст.-мес (метр на станок-месяц) при средней глубине скважин 300...400 м, а в Грозном достигала 90 м/ст.-мес при средней глубине скважин 600 м. На смену ударному способу пришло вращательное бурение, в результате чего были устранены указанные недостатки. При вращательном бурении одновременно

производятся и проходка скважин, и вынос на поверхность разбуренной породы при помощи бурового раствора (вынос выбуренной породы циркулирующим потоком воды изобрел в 1848 г. французский инженер Фовелль). С 1901 г., когда впервые в США было применено роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости, начался период развития и совершенствования вращательного способа бурения. В России роторным способом первая скважина глубиной 345 м была пробурена в 1902 г. в Грозненском районе.

Одной из труднейших проблем, возникавших при бурении скважин, особенно при роторном способе, была проблема герметизации затрубного пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Решил эту проблему русский инженер А. А. Богушевский, запатентовавший в 1906 г. способ закачки цементного раствора в обсадную колонну с последующим вытеснением его через низ (башмак) обсадной колонны в затрубное пространство. Способ Богушевского получил быстрое распространение не только в России, но и за рубежом. Однако это не помешало американскому инженеру Перкинсу в 1918 г. получить патент на способ цементирования скважин, повторяющий изобретение инженера А. А. Богушевского.

Наряду с успешным решением практических задач техники бурения ученые и инженеры нашего отечества много внимания уделяли вопросам разработки теории. Большую роль в развитии нефтяной техники сыграл «Горный журнал», издававшийся с 1825 г. В журнале печатались работы крупнейших специалистов-нефтяников того времени: Г. Д. Романовского, С. Гулишамбарова, А. Васильева, Н. А. Соколовского, И. А. Тиме и др. С 1899 г. в Баку начал издаваться журнал «Нефтяное дело».

В 1904—1911 гг. вышел в свет четырехтомный классический труд одного из крупнейших русских горных инженеров И. Н. Глушкова «Руководство к бурению скважин», который долгое время был настольной книгой всех нефтяников.

В годы Первой мировой и последующей за ней гражданской войны русская нефтяная промышленность пришла в состояние упадка. Восстановление нефтяной промышленности началось немедленно после освобождения нефтяных районов от интервентов и белогвардейцев.

С 1924 г. в нефтяной промышленности СССР началась техническая реконструкция бурения скважин. Важнейшими путями этой реконструкции были следующие:

- замена ударного бурения вращательным;
- использование вместо паровой электрической энергии — наиболее дешевой.

В годы довоенных пятилеток нефтяная и газовая промышленность развивалась форсированными темпами. С 1928 по 1940 г. до-

быча нефти возросла с 11 625 тыс. т до 31 121 тыс. т, а проходка скважин на нефть и газ с 362 тыс. м до 1947 тыс. м.

В годы Великой Отечественной войны буровики-нефтяники проявили образцы героизма в труде, организуя в трудных условиях военного времени разведку и добычу нефти и газа в восточных районах страны. Этот период характеризуется увеличением доли проходки в разведочном бурении с 23 % от общей проходки в 1940 г. до 42 % в 1945 г., причем доля восточных районов в общей проходке по СССР с 21,8 % в 1940 г. возросла до 52,5 % в 1944 г. и 45 % в 1945 г.

Пути развития бурения нефтяных и газовых скважин в СССР во многом определил изобретенный в 1923 г. М. А. Капелюшниковым, С. М. Волохом и Н. А. Корнеевым гидравлический забойный двигатель — турбобур.

В 1923 г. в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с помощью одноступенчатого турбобура, получившего название турбобура Капелюшникова. Турбобуры Капелюшникова не нашли широкого применения, так как при одноступенчатой турбине жидкость протекала по ее лопаткам со скоростью 50... 70 м/с. Такая высокая скорость движения жидкости, несущей абразивные частицы разбуриваемых пород, приводила к исключительно быстрой сработке лопаток турбины. Кроме того, турбобур Капелюшникова имел очень небольшую мощность и низкий КПД (29... 30 %). Мощность турбобуров Капелюшникова составляла всего лишь 3,5... 11,0 кВт.

В 1934 г. группа инженеров во главе с П. П. Шумиловым предложила новый турбобур, принципиально отличавшийся от турбобура Капелюшникова. В нем была предусмотрена специально разработанная многоступенчатая турбина, число ступеней в которой доходило до 100... 150 шт. Это позволило увеличить мощность турбобура и снизить скорость вращения турбины до 8,3... 11,7 об/с и тем самым устранить необходимость в редукторе.

Первые опыты бурения многоступенчатым турбобуром, проведенные в 1935—1936 гг., подтвердили все преимущества новой конструкции. Дальнейшая работа по созданию турбобура для бурения скважин в основном проводилась по линии усовершенствования конструкции. Эта работа закончилась в 1939—1940 гг. созданием промышленного типа турбобура.

С 1944 г. турбинный способ бурения получил широкое применение в большинстве нефтяных районов. В послевоенные годы турбинное бурение стало одним из основных видов бурения в Советском Союзе.

Конструкция турбобуров постоянно совершенствуется. Разрабатываются новые типы гидравлических забойных двигателей. Так, во второй половине 1960-х гг. был разработан винтовой (объемный) забойный двигатель, который широко применяется и в настоящее время.

В 1937 — 1938 гг. группой инженеров во главе с А. П. Островским была разработана конструкция забойного двигателя негидравлического типа — электробура. В 1940 г. на нефтяных промыслах Азербайджана были проведены первые испытания, показавшие целесообразность его применения при бурении скважин. В дальнейшем конструкция электробура была значительно усовершенствована, что позволило успешно использовать его в некоторых районах страны.

Послевоенные годы были отмечены значительным ростом проходки, улучшением конструкций бурового оборудования инструмента, увеличением мощности привода буровых установок, дальнейшим усовершенствованием технологии проводки скважин и т. п.

Несмотря на то, что в настоящее время в нашей стране более 90 % от всего объема бурения осуществляется забойными двигателями, потенциальные возможности роторного бурения далеко не исчерпаны, о чем свидетельствует и зарубежный опыт.

Вот уже полтора столетия человечество занимается бурением скважин на нефть и газ. Была достигнута максимальная глубина скважины — более 12000 м (Российская Федерация, Кольская сверхглубокая скважина). Это свидетельствует об огромных технических трудностях, с которыми приходится сталкиваться по мере углубления в недра Земли. Техника и технология бурения, изложенная в настоящем учебнике, позволит достичь глубин 15000... 16000 м, что и будет сделано уже в ближайшие десятилетия.

Терминология. Изучая настоящий учебник, читатель столкнется с целым рядом понятий (терминов), встречающихся только при производстве бурения скважин. Таких понятий не так уж много, но их надо знать, а самое главное, понимать их смысл. Ниже приводятся основные из этих терминов.

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

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

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

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

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

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

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

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

Затрубное пространство — пространство между стенками скважины (обсадной колонны) и наружными стенками колонны буровых труб, образующееся в процессе бурения.

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

Эксплуатационное бурение — бурение скважин с целью разработки нефтяного (газового) месторождения.

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

Турбинный способ бурения — бурение скважин при помощи турбобуров.

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

Цементирование (тампонирувание) скважины — закачка цементного раствора в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

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

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

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

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

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

Талевая (полиспастовая) система буровых установок — ряд механизмов (кронблок, талевый блок, крюк или крюкоблок), преобразующих вращательное движение барабана лебедки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГЛАВА 1

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ОБЩЕЙ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

1.1. Основные понятия о строении и составе земной коры

Земля состоит из концентрических оболочек (геосферы): наружной, или земной коры, промежуточной, или мантии, и ядра. Границей раздела земной коры и мантии является поверхность Мохоровичича, залегающая на глубине 30...70 км на континенте и 5...10 км под дном океана. Граница между мантией и ядром расположена на глубине 2900 км. Ядро, радиусом 3400 км, находится в центре Земли. Предполагается, что ядро состоит главным образом из железа и никеля. Плотность вещества в нем составляет 6...11 г/см³, а давление в самом центре Земли — 4263000 кг/см².

Земная кора изучена далеко не полностью. Нижним ее ярусом, как полагают, является базальтовый слой. Толстый базальтовый ковер — это подстилка, на которой покоится гранитный слой, покрытый чехлом осадочных пород. Однако земная кора не везде имеет трехъярусное строение. Например, океанское ложе состоит из базальтовой подстилки и очень тонкого слоя осадочных пород. А граниты в некоторых местах выходят прямо на поверхность.

Земная кора сложена разнообразными горными породами, состоящими из минералов. По происхождению горные породы делятся на три основные группы: магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические породы образуются из магмы* при застывании ее на некоторой глубине (породы глубинные, или интрузивные) или же при излиянии ее на поверхность в виде лавы (породы излившиеся, или эффузивные). Большинство этих пород имеет кристаллическое строение; залегают они в земной коре, как правило, не слоями, а в виде тел неправильной формы.

Осадочные породы образуются из продуктов разрушения ранее существовавших горных пород, отложившихся в водных бассейнах или на поверхности суши в виде механических и химических осадков; в эту же группу входят осадочные породы, образовавшиеся из продуктов жизнедеятельности организмов (органи-

* Магма — вещество Земли, находящееся в расплавленном состоянии.

ческие осадки). Осадочные породы, как правило, залегают в земной коре в виде слоев.

Метаморфические породы образуются из магматических или осадочных пород, подвергшихся в недрах земной коры действию высоких давлений и температур. Эти породы в большинстве случаев отличаются слоистостью и кристаллическим строением.

В земной коре магматические породы занимают 95 %. На все осадочные и метаморфические породы приходится только 5 %. Однако нас интересуют осадочные горные породы, так как к последним приурочены залежи нефти и газа.

1.2. Складкообразование и типы складок

Первоначально осадочные породы отлагались в виде горизонтальных слоев, называемых *пластами*. В дальнейшем, в результате горообразования, т.е. под давлением боковых и вертикальных сил, сминающих горизонтальные пласты, образовались складки. Иногда происходили разрывы пластов, причем более древние надвигались на более молодые и даже выходили на поверхность. Образование складок, разрывов и прочих неровностей рельефа, вулканические явления, землетрясения и другие проявления внутренней жизни Земли называются *тектоническими движениями*.

Существует очень много физических явлений, которые могли бы вызвать тектоническое движение. Следует считать установленным фактом известную подвижность веществ в недрах Земли примерно до глубины 800...1000 км. Причинами этого служат разнообразные физические и химические процессы, протекающие в Земле. Эти процессы следует рассматривать во взаимосвязи, учитывая их историческое развитие.

Рассмотрим несколько форм складок земной коры. Складки, обращенные выпуклостью вверх, называются *антиклиналями*, а обращенные выпуклостью вниз — *синклиналями*. Самая возвышенная часть антиклинали называется *сводом*, боковые части — *крыльями* (рис. 1.1, а).

Если происходит разлом с образованием трещины, по которой пласты в вертикальном и наклонном направлениях перемещаются относительно друг друга (рис. 1.1, б), и при этом одна часть складки опускается, а другая остается на прежнем месте, то образуется *сброс*. Если же одна часть складки поднимется и несколько перекроет другую, то образуется *взброс*.

Основными элементами, характеризующими залегание пластов, являются падение пластов, угол наклона, угол падения и простирание.

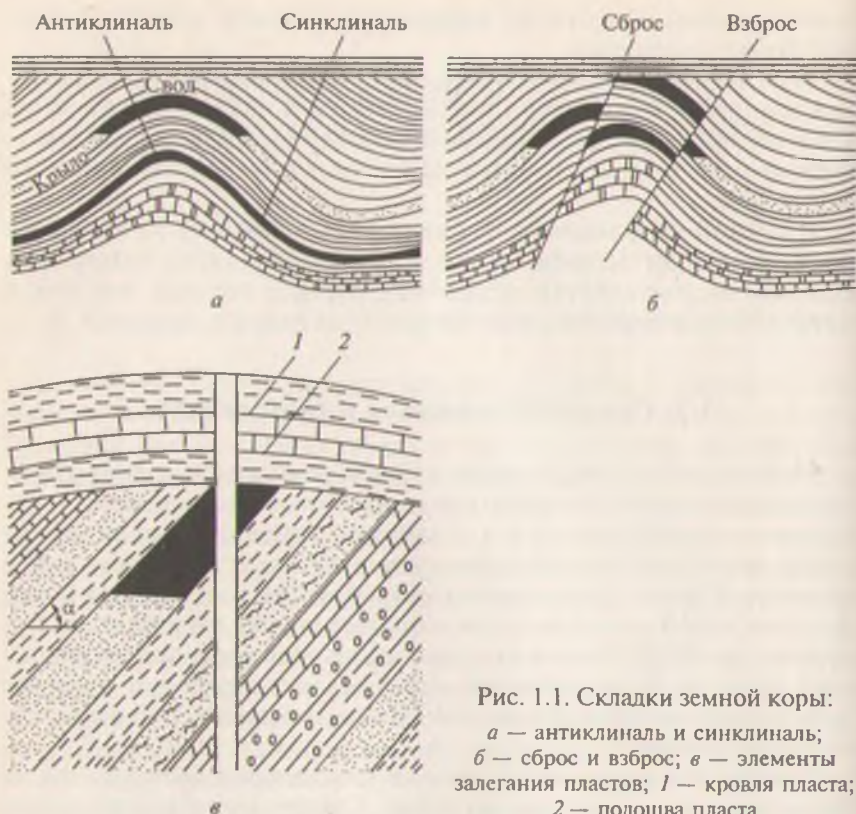


Рис. 1.1. Складки земной коры:
 а — антиклиналь и синклиналь;
 б — сброс и взброс; в — элементы залегания пластов; 1 — кровля пласта; 2 — подошва пласта

Падение пластов — это наклон слоев земной коры к горизонту. Наибольший угол (α), образуемый поверхностью пласта с горизонтальной плоскостью, называется **углом падения пласта** (рис. 1.1, в). Линия, лежащая в плоскости пласта и перпендикулярная к направлению его падения, называется **простиранием пласта**.

Верхняя поверхность пласта (граница с вышележащим пластом) называется **кровлей**, нижняя — **подошвой**. Расстояние между кровлей и подошвой называют **мощностью пласта**.

1.3. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс их разрушения при строительстве скважин

Основными физико-механическими свойствами горных пород, влияющими на процесс их разрушения при строительстве скважин, являются упругость и пластичность, твердость, абразивность и сплошность.

Упругие свойства горных пород. Все горные породы под воздействием внешних нагрузок претерпевают деформации, исчезающие после удаления нагрузки или остающиеся. Первые из них называются *упругими* деформациями, а вторые — *пластическими*. Большинство породообразующих минералов являются телами упруго-хрупкими, т. е. они подчиняются закону Гука и разрушаются, когда напряжения достигают предела упругости. При простом растягивании или сжатии упругого тела относительное удлинение или сжатие пропорциональны нормальному напряжению:

$$\delta = E\epsilon,$$

где E — модуль Юнга; ϵ — деформация.

Горные породы относятся к упруго-хрупким телам и подчиняются закону Гука только при динамическом приложении нагрузки. Упругие свойства горных пород характеризуются модулем упругости (модуль Юнга) E и коэффициентом Пуассона μ ($\mu = \epsilon_x/\epsilon_y$, где ϵ_x — поперечная деформация; ϵ_y — продольная деформация). Модуль упругости горных пород зависит от их минералогического состава, вида нагружения и величины приложенной нагрузки, структуры, текстуры и глубины залегания пород, состава и строения цементирующего вещества у обломочных пород, степени влажности, песчанистости и карбонатности пород.

Коэффициент Пуассона для большинства пород и минералов находится в пределах 0,2...0,4, и только у кварца он аномально низок — примерно 0,07, что обусловлено особенностями строения его кристаллической решетки.

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

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

В геологии большое распространение имеет шкала твердости минералов Мооса, по которой условную твердость минералов определяют методом царапания. В основу этой шкалы взяты твердо-

сти наиболее часто встречающихся в породе минералов, причем менее твердым из них присваиваются меньшие номера:

- 1 — тальк;
- 2 — гипс или каменная соль;
- 3 — известковый шпат или кальцит;
- 4 — плавиковый шпат;
- 5 — апатит;
- 6 — полевошпат;
- 7 — кварц;
- 8 — топаз;
- 9 — корунд;
- 10 — алмаз.

На основании многочисленных исследований Л.А. Шрейнер предложил классификацию горных пород, отличающуюся от шкалы твердости Мооса тем, что она наиболее полно учитывает основные физико-механические свойства горных пород, которые влияют на процесс бурения (табл. 1.1).

К I группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабо сцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели, глины с частыми прослоями песчаников, мергелей и т.п.). Ко II группе относятся упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы и т.п.). К III группе относятся упругохрупкие, в основном изверженные, и метаморфические породы.

Как правило, по твердости породы, участвующие в сложении нефтяных залежей, относятся к первым восьми категориям.

Таблица 1.1

Классификация горных пород по Шрейнеру

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

Абразивность горных пород. Под абразивностью горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия. Абразивность пород проявляется в процессе абразивного (преимущественно механического) изнашивания и является его характеристикой. Поэтому показатели абразивности можно рассматривать как показатели механических свойств горных пород.

Абразивность горной породы, как и любой другой показатель механических свойств, отражает ее поведение в конкретных условиях испытания или работы. Понятие об абразивной способности тесно связано с понятием о внешнем трении и износе. Абразивные свойства горных пород изучены недостаточно. На трение существенно влияет среда. Коэффициент трения о породу, поверхность которой смочена глинистым раствором, меньше, чем тот же коэффициент при трении о породу, смоченную водой, и значительно ниже, чем коэффициент трения о сухую породу.

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

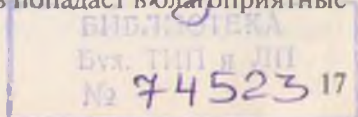
Силошность горных пород. Данное понятие предложено для оценки структурного состояния горных пород и их способности передачи внутри породы воздействия, например давления внешней жидкостной или газовой среды. Степень пригодности для такого воздействия определяется внутрискруктурными нарушениями в породе (трещины, поры, поверхности рыхлого контакта зерен и т.д.).

1.4. Образование нефти и нефтяной залежи

Теория происхождения нефти имеет большое значение, так как позволяет обоснованно производить поиски нефтегазовых месторождений. В настоящее время существуют две теории: органическая и неорганическая.

Теория органического происхождения нефти основывается на следующем.

После гибели животного или растительного организма начинается процесс его разложения. Если он происходит при свободном доступе кислорода, то подавляющая часть углерода растительных и животных организмов возвращается в атмосферу в виде углекислого газа, а в нефти содержится 86 % углерода. В этом случае лишь небольшая часть органических остатков попадает в благоприятные для их сохранения условия.



Если кислород отсутствует, разложение происходит за счет жизнедеятельности бактерий — микроорганизмов, которые могут жить без доступа кислорода. Роль этих бактерий сводится к извлечению кислорода и образованию устойчивых соединений органического характера (исходного материала для образования нефти).

Наиболее благоприятными участками для накопления исходного для нефти органического материала являются лиманы (бухты), лагуны (озера, соединяющиеся с морем узким проливом), эстуарии (воронкообразные глубокие устья рек, впадающих в моря).

Теория неорганического происхождения нефти заключается в следующем.

Нефть поступает из мантии Земли, куда она попала вместе с другими компонентами при формировании планеты из облака газопылевой и обломочной материи. Выделение и первоначальное накопление нефтяных углеводородов связано с процессами в верхней части мантии Земли, являющимися причиной тектонических движений. Перемещение нефти из зон ее накопления в подкорковой области в ловушки — месторождения, размещенные в верхних горизонтах земной коры, происходит по полостям верхних частей глубинных разломов, которыми рассекаются базальтовый, гранитный и осадочный слои земной коры.

Существующие теории происхождения нефти основаны на предположении, что нефть из материнской толщи вследствие увеличения горного давления мигрирует (выжимается) в расположенные вблизи отложения горных пород с более высокой проницаемостью и заполненные водой. При этом нефть и газ оттесняют воду и собираются в наиболее повышенной части структуры или на участках, закрытых непроницаемыми отложениями, которые и останавливают дальнейшее продвижение жидкости, образуя нефтяную залежь.

Нефтяная залежь представляет собой пласт, сложенный породами с достаточной проницаемостью и заполненный нефтью. Нефть, газ и вода находятся в пластах под большим давлением. Породы, лежащие выше продуктивного горизонта, своей массой давят на этот пласт. До вскрытия продуктивного горизонта давление в нем по всей площади однообразно, в момент его вскрытия это равновесие нарушается и, если давление на пласт от вышележащих пластов превосходит давление от столба жидкости, заполняющей скважину, начинается фонтанирование.

Уровни жидкости в скважинах могут быть статические и динамические. Статический уровень характеризует собой пластовое давление. Динамическим является уровень жидкости, который устанавливается в скважине при подливе жидкости в нее или откачке. Этот уровень характеризует забойное давление в скважине в процессе ее работы.

1.5. Поиски, разведка и разработка месторождений

Поиски и разведка — это совокупность работ по открытию месторождений полезных ископаемых и оценке пригодности их для промышленной разработки.

Основными вопросами при разведках месторождений полезных ископаемых являются следующие:

определение формы и объема промышленной части месторождения. В зависимости от размеров изученной части месторождения подсчитываются те или иные запасы полезного ископаемого;

установление качественной характеристики полезного ископаемого в тесной связи с техническими требованиями к сырью;

выявление природных факторов, определяющих условия эксплуатации (состав и взаимоотношение пород, вмещающих месторождение, углы падения пород, обводненность месторождения, твердость и трещиноватость пород и др.).

Под *разработкой* нефтяной залежи подразумевается управление процессом движения жидкости или газа в пласте к забоям эксплуатационных скважин. Рациональной системой разработки нефтяного месторождения считается такая, при которой оно разбуривается минимально допустимым числом скважин, обеспечивающим высокие темпы отбора нефти из пласта, высокую конечную нефтеотдачу, минимальные капитальные вложения на каждую тонну извлекаемых запасов и минимальную себестоимость нефти.

Мощность продуктивной толщи нефтяных месторождений может изменяться от нескольких десятков до сотен и тысяч метров. Многопластовые месторождения разрабатываются по системе снизу — вверх, когда пласты вводятся в эксплуатацию последовательно, начиная с нижнего горизонта до верхнего. Горизонт, с которого начинается разработка, называется *опорным*, или *базисным*. Такая система позволяет во время бурения на базисный горизонт путем отбора грунтов и применения геофизических методов изучить все вышележащие нефтеносные пласты и одновременно осуществлять подготовку их к разработке. Она способствует сокращению числа разведочных скважин на месторождении и уменьшению процента неудачных эксплуатационных скважин, так как скважины, в которых нефть не была получена на базисном горизонте, могут быть возвращены на вышележащие пласты. Все это сокращает объем капитальных затрат на бурение эксплуатационных и особенно разведочных скважин.

Вышележащие пласты вводятся в эксплуатацию после полного истощения опорного горизонта. Для сокращения такого разрыва и, соответственно, обеспечения максимальной добычи нефти в короткий срок проводятся работы по осуществлению эксплуатации нескольких горизонтов одновременно. Большую роль в повы-

шении эффективности разработки нефтяных месторождений сыграло широкое применение искусственного воздействия на пласты с целью поддержания или восстановления пластовой энергии. Для этого закачивают газ (воздух) в повышенные части пласта при газонапорном и газовом режимах залежи или воду в законтурные зоны при водонапорном режиме.

Остановимся на способах эксплуатации нефтяных скважин.

Процесс подъема нефти или газа от забоя скважины на дневную поверхность может происходить как за счет природной энергии жидкости и газа, поступающих к забою, так и за счет энергии, вводимой в скважину с дневной поверхности. Если нефть и газ на дневную поверхность подаются за счет природной энергии или заводнения, то эксплуатация называется *фонтанной*. Если же скважина совсем не фонтанирует или дебит ее недостаточный, применяют механическую откачку нефти из скважины. Это осуществляется компрессорным или насосным способом эксплуатации. При компрессорной эксплуатации в скважину нагнетают сжатый газ или воздух, который поступает к башмаку спущенных в скважину подъемных труб, смешивается с нефтью и выносит эту смесь на поверхность. Насосная эксплуатация применяется обычно в скважинах с небольшим дебитом.

Контрольные вопросы

1. Из каких основных пород состоит земная кора?
2. Какие породы называются осадочными?
3. Перечислите основные формы складок земной коры.
4. Что такое твердость и абразивность пород?
5. В чем сущность теорий органического и неорганического происхождения нефти?
6. Какие силы заставляют нефть продвигаться из пласта к скважинам?
7. Какие основные вопросы ставятся при разведочных работах?
8. Какая система разработки называется рациональной?
9. Опишите способы эксплуатации нефтяных скважин.

ГЛАВА 2

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН И ОБОРУДОВАНИИ, ПРИМЕНЯЕМОМ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЭТОГО ПРОЦЕССА

2.1. Понятие о буровой скважине, классификация и назначение скважин

Скважина создается последовательным разрушением горных пород и извлечением их на поверхность. Начало скважины называется *устьем*, дно скважины — *забоем*. Диаметр скважины находится в пределах 59... 1000 мм. При обычном бурении разрушается вся масса породы. При бурении с отбором внутреннего столбика породы (керн) разрушается только кольцевое пространство у стенок скважины, а *кern* извлекается в неразрушенном состоянии для изучения геологического строения месторождения.

Целевое назначение скважин может быть различным. Все скважины, бурящиеся в целях региональных исследований, поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей, подразделяются на следующие категории.

1. Опорные скважины бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий крупных регионов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакоплений, с целью выбора наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ.

2. Параметрические скважины бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для детальных геологических работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

3. Структурные скважины бурят для выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей (антиклинальные складки, зоны экранирования, выклинивания и т.д.). По полученным в результате бурения структурных скважин данным определяют элементы залегания пластов (тектонику, стратиграфию и литологию) в различных точках и составляют профили данной площади.

4. Поисковые скважины бурят на площадях, подготовленных геолого-поисковыми работами (геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью установления нефтегазоносности.

5. Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для оконтуривания месторождения, подсчета запасов и подготовки его к разработке.

6. Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные (для оценки коллекторов продуктивных горизонтов), добывающие (добычные), нагнетательные (для закачки в продуктивные горизонты воды, воздуха или газа с целью поддержания пластового давления и удлинения периода естественного фонтанирования) и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины. К этой же категории относят скважины, предназначенные для термовоздействия на пласт при разработке месторождений с высоковязкими нефтями.

7. Специальные скважины бурят для сброса промышленных вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

Бурение скважин применяется не только в нефтяной и газовой промышленности. Скважины бурятся также в целях разведки и добычи других полезных ископаемых, водоснабжения населенных пунктов, тушения подземных пожаров, газификации углей, вентиляции шахт, замораживания грунта при проходке шахт, исследования грунтов на месте предполагаемого возведения различных промышленных и гражданских сооружений и т. п.

2.2. Технологическая схема бурения скважин вращательным способом

Способы бурения можно классифицировать по характеру воздействия на горные породы: механическое, термическое, физико-химическое, электроискровое и т. д. Широко применяются только способы, связанные с механическим воздействием на горные породы; остальные не вышли из стадии экспериментальной разработки.

Механическое бурение осуществляется ударным, вращательным и ударно-вращательными способами (последний способ имеет пока весьма ограниченное применение). Ударное бурение нефтяных и газовых скважин, еще распространенное во многих странах, уже несколько десятков лет не применяется на нефтяных и газовых промыслах Российской Федерации. При бурении нефтяных и газо-

ных скважин в России применяют исключительно вращательный способ бурения. При этом способе бурения скважина как бы вывертывается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные части породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струей бурового раствора или нагнетаемым в скважину воздухом или газом. В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное — двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб и бурение с забойным двигателем (гидравлическим или при помощи электробур) — двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

Процесс бурения состоит из следующих операций: спуско-подъемных работ (опускание бурильных труб с долотом в скважину до забоя и подъема бурильных труб с отработанным долотом из скважины) и работы долота на забое (разрушение породы долотом). Эти операции периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину, чтобы предохранить стенки скважины от обвалов и разобщить нефтяные (газовые) и водяные горизонты. Одновременно в процессе бурения скважин выполняется ряд вспомогательных работ: отбор керна, приготовление промывочной жидкости (бурового раствора), каротаж, замер кривизны, освоение скважины с целью вызова притока нефти (газа) в скважину и т. п. В случае аварии или осложнения (поломка бурильных труб, прихват инструмента и т. д.) возникает необходимость в дополнительных (аварийных) работах. Для выполнения перечисленных операций в процессе бурения скважины применяется буровая вышка (рис. 2.1).

Самая верхняя труба в колонне бурильных труб не круглая, а квадратная (она может быть также шестигранной или желобчатой). Она называется ведущей бурильной трубой. Ведущая труба проходит через отверстие круглого стола — ротора и при бурении скважины по мере углубления забоя опускается вниз.

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

К отверстию (горловине) неподвижной части вертлюга присоединяется гибкий шланг, через который в процессе бурения закачивается в скважину промывочная жидкость при помощи буровых насосов. Последняя, пройдя ведущую трубу и всю колонну бурильных труб, попадает в долото и через отверстия в нем устремляется на забой скважины (при бурении гидравлическим двигателем промывочная жидкость вначале поступает в него, приводя вал двигателя во вращение, а затем — в долото). Выходя из отверстий в долоте, жидкость промывает забой, подхватывает частицы раз-

буренной породы и вместе с ними через кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами поднимается наверх, где направляется в прием насосов, предварительно очищаясь на своем пути от частиц разбуренной породы.

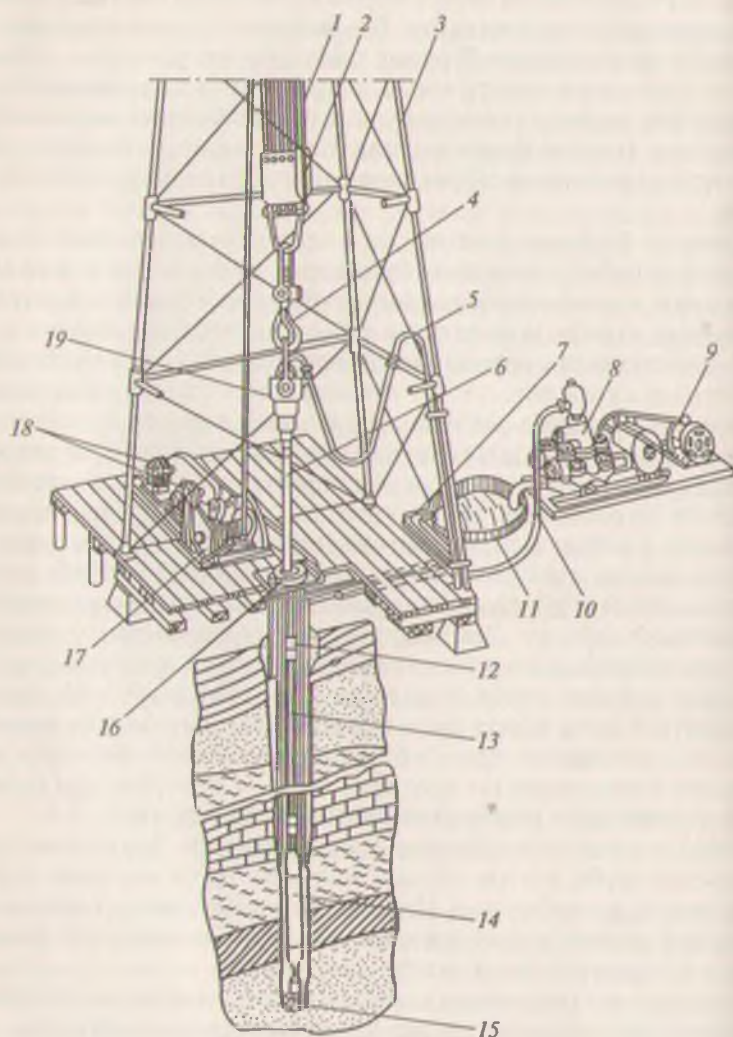


Рис. 2.1. Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения:
 1 — талевый канат; 2 — талевый блок; 3 — вышка; 4 — крюк; 5 — буровой шланг;
 6 — ведущая труба; 7 — желоба; 8 — буровой насос; 9 — двигатель насоса;
 10 — обвязка насоса; 11 — приемный резервуар (емкость); 12 — бурильный замок;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

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

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

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

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

2.3. Цикл строительства скважин. Баланс календарного времени и понятие о скорости бурения

Полный цикл строительства скважины состоит из следующих основных элементов:

- подготовительные работы к строительству скважины (устройства подъездного пути, фундаментов, планировка площади и т. п.);

- вышкомонтажные работы (строительства или перетаскивания вышки, монтажа бурового оборудования, установки его на фундамент);

- подготовительные работы к бурению скважины;

- бурение скважины (проходки и крепления);

- испытания скважины на приток нефти или газа;

- демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привысочных сооружений.

Производственный цикл сооружения скважины начинается с момента строительства вышки (рытья котлованов под фунда-

мент буровой) и завершается в эксплуатационном бурении испытанием скважины на промышленный приток нефти, а в разведочном — испытанием всех намеченных объектов.

Начало бурения скважины — момент первого спуска бурильной колонны для проходки, а окончание бурения — момент окончания выброса бурильных труб на мостки после промывки скважины и испытания колонны на герметичность.

Для определения продолжительности наиболее трудоемкого этапа — бурения скважины — составляется баланс календарного времени. Баланс календарного времени включает в себя следующие элементы.

1. Производительное время бурения $t_{пр}$, в том числе:

время на проходку — t_m — механическое бурение, $t_{сп}$ — спуско-подъемные работы;

время на подготовительно-вспомогательные работы (смена долота, приготовление глинистого раствора и т.д.) $t_{п.в.р.}$;

время на крепление скважины (спуск обсадной колонны и ее цементирование) $t_{кр.}$

2. Время на ремонтные работы (проведение профилактики оборудования, устранение неисправностей, возникающих в период бурения и крепления скважины) $t_{рем.}$

3. Время на ликвидацию осложнений, возникающих в стволе скважины по геологическим причинам, $t_{ос.}$

4. Непроизводительное время t_n , включающее в себя:

время на ликвидацию аварий t_a ;

потери времени из-за простоев по организационно-техническим причинам t_n .

Баланс календарного времени бурения и крепления имеет следующий вид:

$$T_{б.к} = t_m + t_{сп} + t_{п.в.р.} + t_{кр.} + t_{рем.} + t_{ос.} + t_a + t_n.$$

Баланс календарного времени и его отдельные элементы служат основой определения различных скоростей бурения, определяющих темпы строительства скважины.

Техническая скорость бурения определяется проходкой за 1 мес производительных работ буровой установки (м/ст.-мес):

$$v_t = \frac{720 H_n}{t_{пр}},$$

где H_n — общая проходка (плановая или фактическая) за определенный период времени (глубина скважины), м; 720 — продолжительность 1 ст.-мес бурения, ч.

Показатель технической скорости используется для сравнительной оценки эффективности новой техники, различных способов бурения.

Коммерческая скорость бурения определяется проходкой за 1 мес работы буровой установки (м/ст.-мес):

$$v_k = \frac{720 H_n}{T_{6.к}}.$$

На величину коммерческой скорости влияют факторы технического и организационного характера. Повышение скорости требует сокращения и ликвидации непроизводительного времени, уменьшения абсолютных затрат производительного времени путем ускорения проведения операций. Это может быть достигнуто на основе совершенствования буровой техники и технологии, механизации трудоемких операций, улучшении организации производства.

Цикловая скорость строительства скважины (м/ст.-мес) определяется проходкой за время цикла сооружения скважины:

$$v_{ц} = \frac{720 H_n}{T_{ц}},$$

где $T_{ц}$ — время цикла сооружения скважины, ч.

Цикловая скорость характеризует технический и организационный уровни буровых работ, отражает эффективность совместного действия бригад, участвующих в цикле сооружения скважины (вышкoмонтажных буровых бригад и бригад по испытанию скважин).

2.4. Буровые установки глубокого бурения

Скважину бурят при помощи буровой установки, представляющей собой сложный комплекс машин, механизмов, аппаратуры, металлоконструкций, средств контроля и управления, расположенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят: вышка для подвешивания талевой системы и размещения бурильных труб, оборудование для спуска и подъема инструмента, оборудование для подачи и вращения инструмента, насосы для прокачивания промывочной жидкости, силовой привод, механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости, механизмы для автоматизации и механизации спускоподъемных операций (СПО), контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства. В комплект буровой установки входят также металлические основания, на которых монтируется и перевозится оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин и конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому отечественная промышленность (ОАО «Уралмаш» и ОАО «Волгоградский завод буровой техники») выпускает ряд буровых установок (БУ).

ОАО «Уралмаш» выпускает комплектные буровые установки (табл. 2.1) и наборы бурового оборудования (НБО) для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2500...8000 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЕ).

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ) производит комплектные буровые установки для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 1000...3500 м (табл. 2.2) с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭП) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЭП).

Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должна превышать масса (в воздухе) наиболее тяжелой обсадной колонны.

Использование установок более высокого класса, чем это требуется по конструкции скважины, нерационально, так как, не давая существенного повышения скорости бурения, это приводит к увеличению стоимости работ. При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геологические, климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный, электрический и т.д.), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки. Каждая буровая установка характеризуется схемами транспортирования, монтажа и монтажно-транспортной базой. Установки для бурения скважин на нефть и газ подразделяются на самоходные и несамоходные. В странах СНГ бурение на нефть и газ осуществляется в основном несамоходными буровыми установками.

Для несамоходных буровых установок характерны следующие три метода монтажа и транспортировки: агрегатный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Агрегатный метод заключается в индивидуальной транспортировке и монтаже каждого агрегата установки и применяется, как правило, при ее первичном монтаже. Для повторного и последующего монтажа агрегатным способом установку разбирают на агрегаты и узлы и перевозят на универсальном транспорте на новую точку бурения, где вновь монтируют оборудование и сооружения. Этот метод связан с большим комплексом трудоемких работ (строительных, плотничных, слесарных, подсобно-вспомогательных и др.), выполняемых при разборке и монтаже буровых

Технические характеристики буровых установок ОАО «Уралмаш»

Показатели	Тип буровой установки																
	БВ3200/2003УК-2М2 БВ3200/2003УК-М2У БВ3200/2003УК-1М	БВ3200/2003УК-1У	БВ3200/2003УК-3МА	БВ3200/200ДТУ-М, БВ3200/200ДТУ-1У, БВ3200/200ДТУ-Т	БВ5000/320ДТУ-1, БВ3200/320ДТУ-1Т	БВ5000/3203Р	БВ5000/3203Р-О	БВ5000/3203УК-Я	БВУНОС320ДЕ	БВ6500/4003Р	БВ5000/4503Р-Т	БВ8000/5003Р, БВУНОС500ДЕ	НБ0-1К	НБ0-Д	НБ0-Э	Б03Д86-1	Б03Д86-2
Допустимая нагрузка на крюке, кН	2000		2000	2000	3200	3200	3200	3200		4000	4500	5000	2000	2250	2250	3200	3260
Условная глубина бурения, м	3200		3200	3200	5000	5000	5000	5000		6500	5000	8000	3200	3600	3600	5000	5000
Скорость подъема крюка при расхождении колонны, м/с	0,2 ± 0,05		0,1...0,2	0,2	0,2	0,1...0,2	0,1...0,2	0,1...0,2		0,1...0,2	0,2	0,2	0,2	0,19	0,18	0,16	0,16
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,5		1,5	1,5	1,82	1,6	1,6	1,6		1,6	1,5	1,6	1,5	1,58	1,5	1,43	1,43
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670		670	670	1100	1100	1100	1100		1475	1100	2200	670	710	700	690	690
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700		700	700	700	700	700	700		700	700	950	700	700	700	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт	370		370	280	370	370	370	370		440	440	500	370	370	370	218	218
Мощность бурового насоса, кВт	950		950	970	950	950	950	1800		950	1180	1180	600	600	600	600	600
Вид привода	Э		ЭР	ДГ	ДГ	ЭР	ЭР	ЭР		ЭР	ЭР	ЭР, ДЕ	Э	Д	Э	Д	Д
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2	6,0	—	—	—	8,0	6,2	9,4	8,0	8,0	8,0	10,0	7,2	—	—	6,5	6,5/8,0
Просвет для установки ствальной части презенторов, м	5,7	4,7	—	—	—	6,7	5,0	7,4	6,7	6,7	6,7	8,5	5,7	—	—	5,2	5,2/6,7

установок на новом месте, что вызывает увеличение сроков монтажа. Поэтому агрегатный метод в настоящее время применяется редко, в основном при бурении опорных скважин, монтаже буровых установок большой грузоподъемности и при перевозке установок на большие расстояния.

Мелкоблочный метод заключается в том, что агрегаты и узлы установки перевозят и монтируют на металлических основаниях. Такое основание со смонтированным на нем каким-либо узлом установки составляет мелкий блок (секцию-модуль). Число таких блоков определяется конструкцией установки, условиями разработки месторождения и географическими условиями. Обычно буровая установка расчленяется на 15...20 мелких блоков, габаритные размеры и масса которых позволяют перевозить их на универсальном транспорте, а в труднодоступных районах — на вертолетах.

Этот метод монтажа буровых установок широко применяют в разведочном бурении, а в некоторых районах и в эксплуатационном бурении, когда из-за сложных природно-географических условий невозможно перевозить установки крупными блоками.

Крупноблочный метод заключается в перевозке агрегатов и узлов установки крупными блоками на специальном транспорте (тяжеловозах, подкатных тележках на гусеничном или пневмоколесном ходу), установке блоков на фундаменты и соединении коммуникаций между ними. При этом буровую установку расчленяют на два-три блока массой по 60...120 т. Крупный блок состоит из металлического основания, перевозимого на специальных транспортных средствах, и смонтированных на нем агрегатов и узлов буровой установки, кинематически связанных между собой. При перевозке таких блоков практически не нарушаются кинематические связи узлов установки и коммуникаций, не демонтируются укрытия, что позволяет исключить трудоемкие работы, выполняемые при других методах монтажа, такие как строительные, плотничные, слесарные и ряд подсобно-вспомогательных. Применение крупных блоков позволяет сократить сроки монтажа буровых установок до минимума. Однако промышленное обустройство нефтяных площадей, наличие линии высоковольтной передачи, железных и шоссейных дорог, а также ограничения, налагаемые охраной земельных угодий, снижают возможности применения этого способа, особенно в центральных районах страны. В то же время обычный и мелкоблочный методы монтажа буровых установок занимают много времени и резко снижают производительность буровых установок.

Промышленностью выпускаются буровые установки, изготовленные так, что они могут перевозиться в зависимости от местных условий различными способами. Эти установки называются *установками универсальной монтажеспособности*.

Технические характеристики буровых установок БЗБТ

Показатели	Тип буровой установки						
	БУ1600/ 100ДУ	БУ1600/ 100ЭУ	БУ2300/ 160ДУМ1	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/ 175ДЭП-3***	БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПКМ1	БУ2900/ 175ЭПК
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	1600*	1750	1750	1750	2000
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2500	2900	2900	2900	2900
Скорость подъема крюка при расхождении колонны, м/с	0,1...0,2	0,22	0,1...0,2	0,1...0,2	0,1...0,2	0,1...0,2	0,1...0,2
Скорость подъема элемента (без нагрузки), м/с, не менее	1,7	1,7	1,95	1,54	1,54	1,66	1,66
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	300	550	550	550	550	550
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	560	560	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт	180	180	180	180	180	180	180
Мощность бурового насоса, кВт	475	475(600)*	600	600	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э**	ДГ	ЭП, ДЭП	ЭП	ЭП	ЭП
Высота основания (отметка пола буровой), м	5,0	5,0(8)	5,5	6,1	7,75	6	8
Просвет для установки ствольной части преверторов, м	3,86	3,86(6,86)	4,1	4,7	6,4	4,7	6,64
Масса установки, т	372	343(375)	359	308 (ЭП) 495 (ДЭП)	528	468	706,5
							330

* По заказу потребителей.

** Синхронный или асинхронный привод.

*** БУ2900/175ДЭП-3 оснащена циркуляционной системой безамбарного бурения на базе импортного оборудования и центрифугой. Предусмотрена утилизация бурового шлама.

2.5. Буровые вышки и оборудование для спуска и подъема бурильной колонны

Процесс бурения сопровождается спуском и подъемом бурильной колонны в скважину, а также поддержанием ее на весу. Масса инструмента, с которой приходится при этом оперировать, достигает многих сотен килоньютонов. Для того чтобы уменьшить нагрузку на канат и снизить установочную мощность двигателей применяют подъемное оборудование (рис. 2.2), состоящее из вышки, буровой лебедки и талевой (полиспастовой) системы. Талевая система, в свою очередь, состоит из неподвижной части — кронблока (неподвижные блоки полиспаста), устанавливаемого наверху фонаря вышки, и подвижной части — талевого блока (подвижного блока полиспаста), талевого каната, крюка и штропов. Подъемное оборудование является неотъемлемой частью всякой буровой установки независимо от способа бурения.

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной колонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевой системы, бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения. Буровые вышки различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции (табл. 2.3). Буровые вышки для буровых установок завода «Уралмаш» изготавливаются следующих типов: А-образные

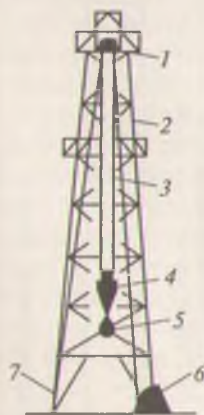


Рис. 2.2. Спускоподъемное оборудование буровой установки:

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

типа ВМ, П-образные типа ВМП и четырехопорные типа ВУ (табл. 2.4). А-образные вышки применяются в буровых установках классов 3200/200 и 5000/320, П-образные — в буровых установках класса 5000/320 (рис. 2.3). Четырехопорные мачтовые вышки используются в буровых установках 6500/400 и 8000/500 (рис. 2.4).

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

Параметры буровых вышек Волгоградского завода буровой техники приведены в табл. 2.5 и на рис. 2.5.

Любую конструкцию буровой вышки следует рассматривать с точки зрения

техники безопасности, что прежде всего относится к основанию, вышку и лестницам.

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

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

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

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

1. Редукторный (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к вышке со стороны ее задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.

2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Его строят либо в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, либо отдельно в стороне от вышки. Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резинотканями или полиэтиленовой пленкой. Использование некоторых буровых установок требует совмещения редукторного и насосного сараев.

Таблица 2.1

Основные параметры А- и П-образных мачтовых вышек

Показатели	А-образные вышки			П-образные вышки
	ВМА-45×200	ВМП-45×200У	ВМП-45×320 ВМА-45×320	ВМП-45×320
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2 000	2 000	3 200	3 200
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м	45	45	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	2 400	2 400	3 840	3 840
Расстояние между ногами, м	10,3	10,3	10,3	—
База нижняя (расстояние между осями опорных шарниров), м	—	—	—	2,6×10,3
Длина свечи, м	25 ... 27	25 ... 27	25 ... 27	25 ... 27
Диаметр и толщина трубы, мм	140×8	140×8	140×14	—
Профиль уголка	—	—	—	200×200×17
Соединение секций между собой	Пальцевое	Пальцевое	Пальцевое	Фланцевое
Длина секций, м	11 940	11 940	11 940	11 900 ... 12 750
Размеры сечения ног вышки, мм	1 640××2 440	1 640××2 440	1 640××2 440	1 800×3 000
Размеры, мм:				
H	44 800	44 800	44 800	44 800
H_1	6 200	7 200	8 200	8 200
H_2	3 550	4 750	5 300	2 400
H_3	4 600	4 600	4 600	4 100
H_4	16 750	17 250	17 750	17 350
A	10 300	10 300	10 300	10 300
A_1	—	—	—	2 600
B	620	650	630	250
B_1	9 880	9 635	4 450	5 250
Масса, кг:				
секции (максимальная)	3 795	3 483	4 475	7 010
вышки	36 290	30 766	41 050	69 450
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью специального приспособления			

Таблица 2.4

Основные параметры четырехопорных мачтовых вышек

Показатели	ВУ-45×400А, ВУ-45×450	ВУ-45×500
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	4 000/4 500	5 000
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкранблочной балки), м	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	4 800/5 400	6 000
Расстояние между ногами, м	11×8	11×8
Длина свечи, м	25...27	25...27
Применимый профиль уголка: верхней части нижней части	250×250×16 160×160×14	250×250×16 160×160×14
Число секций, шт.	12	12
Соединение секций между собой	Фланцевое на болтах	
Длина секций, м	12 865...9 925	9 925...12 865
Размеры сечения ног вышки, мм	1 840×2 340	1 840×2 340
Размеры, мм:		
II	44 800	44 800
II	8 200	10 200
II	8 300	10 300
II	5 000	5 000
II	20 000	20 000
II	1 600	1 900
II	4 136	4 950
A	8 000	8 000
II	11 000	11 000
Масса, кг:		
секции (максимальная)	6 400	6 400
вышки	63 000	63 000
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью полиспаста	

3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных, обсадных и других труб и перемещения по нему оборудования, инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки. Ширина приемных мостов до 1,5...2 м, длина до 18 м.

4. Система устройств для очистки промывочного раствора от выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.

5. Ряд вспомогательных сооружений при бурении: на электроприводе — трансформаторные площадки, на двигателях внутреннего сгорания (ДВС) — площадки, на которых находятся емкости для горючесмазочных материалов и т.п.

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

Буровую лебедку применяют для спуска и подъема бурильной колонны, спуска обсадных колонн, удерживания на весу неподвижной бурильной колонны или медленной ее подачи в процессе бурения. В ряде случаев буровая лебедка используется для передачи мощности от двигателя к ротору, свинчивания и развинчивания труб.

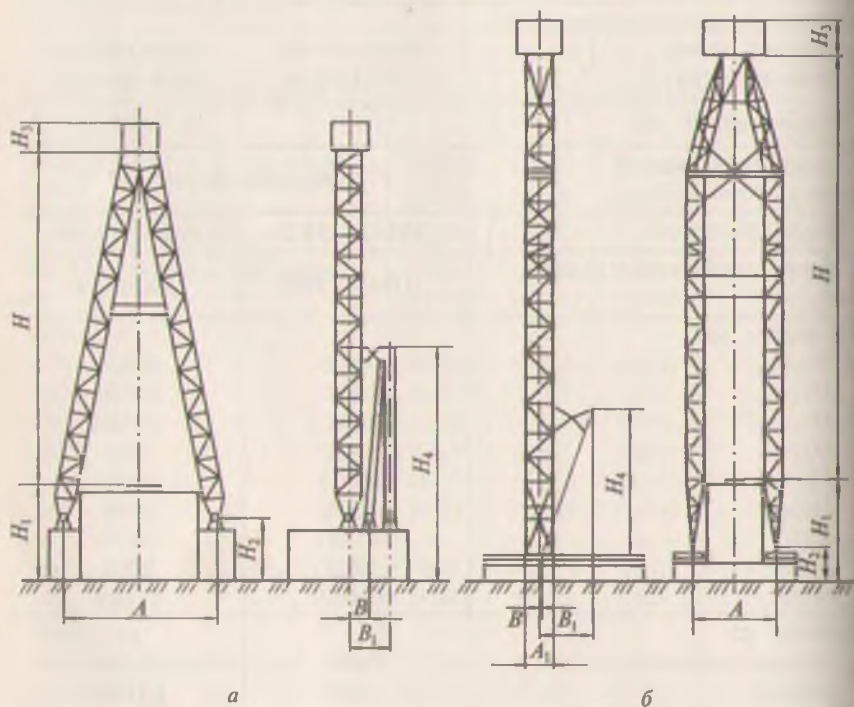


Рис. 2.3. Буровые вышки мачтового типа:
а — вышки А-образные; б — вышки П-образные

подъема грузов и других вспомогательных работ. Лебедка является одним из основных агрегатов буровой установки.

Спуск и подъем бурильных колонн производят много раз. Все операции повторяются систематически в строго определенной последовательности, а нагрузка на лебедку при этом носит циклический характер. При подъеме крюка мощность подводится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормозные устройства должны преобразовывать всю освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего использования мощности во время подъема крюка с переменной по величине нагрузкой приводные трансмиссии лебедки или ее привод должны быть многоскоростными. Лебедка должна оперативно переключаться с больших скоростей подъема на малые и обратно, обеспечивая плановые выключения с минимальной затратой времени на эти операции. В случаях прихватов и затяжек колонны сила тяги при подъеме должна быть быстро увеличена. Переключение скоростей для подъема колонн различной массы осуществляется периодически.

Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионные (один или два) валы на подшипниках качения, ленточный и гидравлический или электрический тормоза и пульт управления. Кроме того, на некоторых лебедках монтируются коробки перемены передачи, позволяющие сократить число валов лебедки. По числу валов буровые лебедки делятся на одно-, двух- и трехвальные. Кинематическая связь между валами лебедок осуществляется посредством цепных передач.

Подъемный вал является основным валом буровой лебедки, а в некоторых и единственным. На нем, кроме звездочек цепной передачи, монтируются барабан для навивки талевого каната, ленточный тормоз и муфта, соединяющая вал с гидравлическим или электрическим тормозом.

Трансмиссионный и промежуточный (катушечный) валы буровой лебедки осуществляют кинематическую связь между подъемным валом и приводом лебедки. Трансмиссионный вал в ряде случаев используется для передачи вращения ротору и присоединенной к лебедке автомата подачи долота. На промежуточном валу,

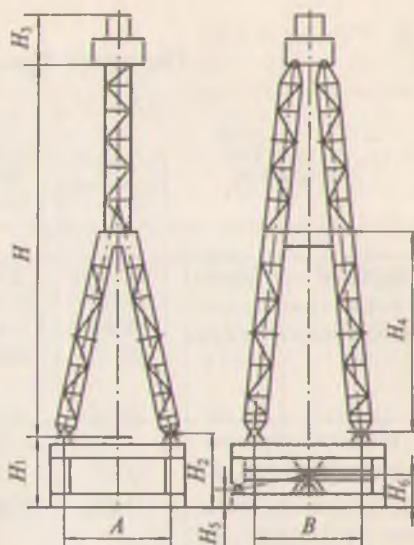


Рис. 2.4. Четырехопорная мачтовая вышка

Таблица 2.

Параметры буровых вышек ВЗБТ

Показатели	Б4. 01.00.000	Сб.01/ БУ 2500ЭУ	Б1. 01.00.000 Б11. 01.00.000 Б11. 01.00.000-01	Б12. 01.00.000	Б12. 01.00.000-01
Буровые установки, в которых использо- ваны буровые вышки	БУ 1600/ 100ДГУ, БУ 1600 100 ЭУ	БУ 2900/ 175ДГУ М1	БУ 2900/ 175ЭП-М, БУ 2900/ 175ДЭП-1, БУ 2900/ 175ЭК	БУ 2900/ 175 ЭПБ М1	БУ 2900/ 200ЭПК
Допускаемая на- грузка на крюке, кН	1 000	1 750	1 750	1 750	2 000
Нагрузка на крюке при испытании, кН	1 200	2 100	2 100	2 100	2 400
Рабочая высота (расстояние от стола ротора до подкрон- блочной рамы), м	38,8	42,1	40,8	41,6	41,6
Длина свечи, м	25...27	25...27	25...27	25...27	25...27
Расстояние между ногами, м	7,5	9,0	7,5	6,5	6,5
Сечение ноги вышки	трех- гранное	четыре- гранное	трех- гранное	четыре- гранное	четыре- гранное
Число секций, шт.	8	8	6 + + общий наголовник	6 + + общий наго- ловник	6 + + общий наголовник
Диаметр и толщина трубы, мм	140×6	140×6	140×12	140×12	140×12
Соединение секций между собой	Фланцево-хомутовое. Секций — фланцевое, наголовник на осях				
Размеры сечения ноги, мм	1 640× ×1 640× ×1 620	1 640× ×2 140	1 640× ×1 640× ×1 620	1 682× ×2 183	1 682× ×2 183
Наличие маршевых лестниц	—	Име- ются	—	Име- ются	Имеются
Размеры, мм: H	38 800 5 300 (8 300)	42 400 5 800	40 800 5 800	41 640 6 000	41 640 8 000

Окончание табл. 2.5

Показатели	Б4. 01.00.000	С601/ БУ 2500ЭУ	Б1. 01.00.000 Б11. 01.00.000 Б11. 01.00.000-01	Б12. 01.00.000	Б12. 01.00.000-01
Размеры, мм:					
H_1	3 300 (6 300)	3 300	3 300	2 800	4 800
H_2	3 300	4 100	3 370	4 823	4 823
H_3	12 800 (15 800)	11 800	15 800	13 900	15 900
H_4	3 030 (6 030)	2 600	3 030	9 055	11 055
H_5	7 500	9 000	7 500	6 500	6 500
A	5 855	2 865	5 800	3 300	3 300
Масса, кг:					
соединения (максимальная)	1 544	2 520	1 980	4 527	4 527
шланги (без механизма подъема)	15 200	33 300	18 500... 18 700	31 250	31 250
Система подъема шланги	От буровой лебедки через систему специального полиспаста				

вместе звездочек цепной передачи для передачи вращения подъемному валу, монтируют специальные катушки для проведения работ по подтаскиванию грузов и свинчиванию и развинчиванию труб при спускоподъемных операциях. Для выполнения этих работ применяются вспомогательные лебедки и пневматические раскрепители. В результате этого упрощаются конструкции буровой лебедки и повышается безопасность работ по подтаскиванию грузов и вспомогательных работ при спускоподъемных операциях.

Пневмораскрепители предназначены для раскрепления замковых соединений бурильных труб. Пневмораскрепитель состоит из цилиндра, в котором перемещается поршень со штоком. Цилиндр с обоих концов закрыт крышками, в одной из которых установлено уплотнение штока. На штоке с противоположной стороны от поршня крепится металлический трос, другой конец которого надевается на машинный ключ. Под действием сжатого воздуха поршень перемещается и через трос вращает машинный ключ. Максимальная сила, развиваемая пневматическим цилиндром при давлении сжатого воздуха 0,6 МПа, равна 50...70 кН. Ход поршня (штока) пневмоцилиндра 740...800 мм.

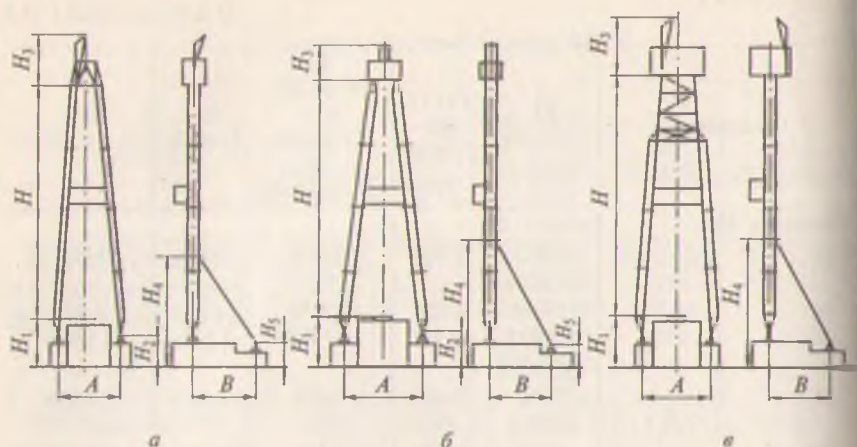


Рис. 2.5. Типы буровых вышек ВЗБТ:

а — Б4.01.00.000; б — С6.01/2500ЭУ; в — Б1, Б11, Б12

Буровые лебедки конструкции завода «Уралмаш» (рис. 2.6), имеющие различные приводные системы, характеризуются высокой приводной мощностью, оптимальными соотношениями диаметра бочки барабана и талевого каната, оборудованы надежными тормозными системами и регуляторами подачи долота на забой, а также механизмами для правильной укладки талевого каната на барабане (табл. 2.6).

Шифр лебедок читают следующим образом: ЛБУ22-720 — лебедка буровая завода «Уралмаш», натяжение ходового конца талевого каната 22 т (220 кН), расчетная мощность на входном валу лебедки 720 кВт. В некоторых шифрах указывается только расчетная мощность (например, ЛБУ3000).

Шифр вспомогательного тормоза: ТЭИ-710-45 — тормоз электрический индукционный, расстояние от основания лебедки до оси 710 мм, максимальной тормозной момент 45 кН·м; УТГ-1450 — тормоз гидродинамический завода «Уралмаш», активный (максимальный) диаметр 1450 мм.

Регуляторы подачи долота (РПД) позволяют автоматически поддерживать заданную бурильщиком скорость подачи инструмента (табл. 2.7) и в случае необходимости могут быть использованы в качестве аварийного привода для подъема бурильной колонны, а также при подъеме и опускании буровой вышки. Параметры буровых лебедок, выпускаемых Волгоградским заводом буровой техники, приведены в табл. 2.8.

Талевая (полиспастовая) система буровых установок предназначена для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка

и уменьшения нагрузки на ветви каната (см. рис. 2.2). Через канатные шкивы кронблока и талевого блока в определенном порядке пропускается стальной талевый канат, один конец которого крепится неподвижно (этот конец каната часто называют мертвым концом). Другой конец, называемый ходовым (ведущим), крепится к барабану лебедки.

По грузоподъемности и числу ветвей каната в оснастке талевые системы разделяют на различные типоразмеры. В буровых установках грузоподъемностью 50...75 т применяется талевая система с числом шкивов 2×3 и 3×4 ; в установках грузоподъемностью 100...300 т применяют число шкивов 4×5 , 5×6 , 6×7 . В обозначении системы оснастки первая цифра показывает число канатных шкивов талевого блока, а вторая цифра — число канатных шкивов кронблока.

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

Талевый блок представляет собой сварной корпус, в котором помещаются шкивы и подшипниковые узлы, как и в кронблоках. В буровых установках применяют талевые блоки двух типов: крю-

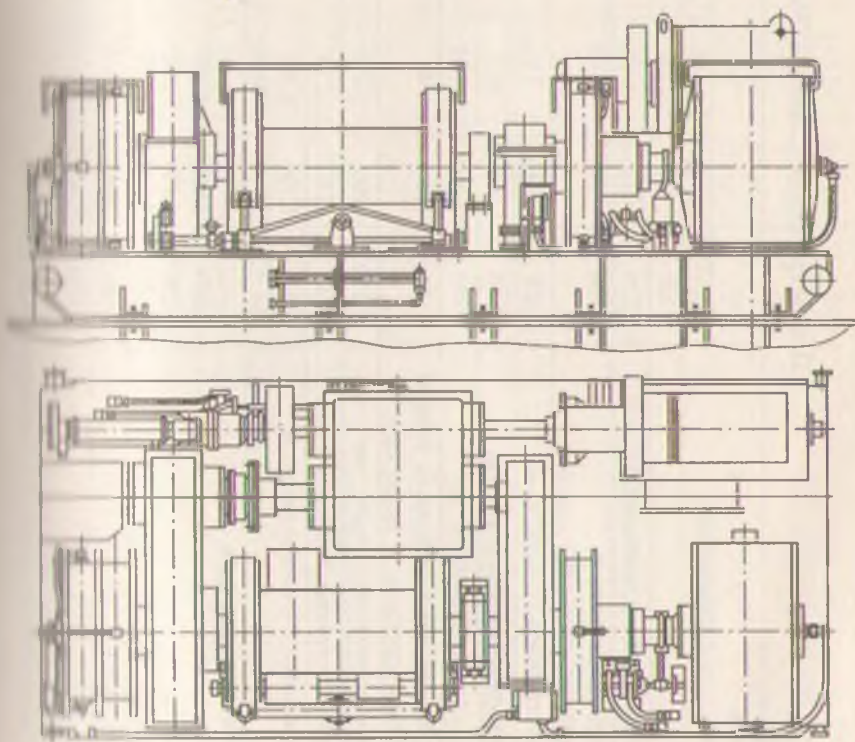


Рис. 2.6. Буровая лебедка ЛБУ37-1100 (общий вид)

Таблица 2.6

Параметры буровых лебедок ОАО «Уралмаш»

Показатели	Тип буровых лебедок							
	АБУ22-720	АБУ22-670	АБУ37-1100	АБУ2000-ПС	АБУ3000-М1	АБУ-1200	АБУ-1200 (Д-1)	АБУ-1200 (Д-2)
Максимальное усилие в канате, кН	220	220	370	365	460	273	289	289
Расчетная мощность на входном валу, кВт	720	670	1100	1475	2200	710	690	690
Диаметр талевого каната, мм	28	28	35	35	38	32	32	32
Диаметр бочки барабана, мм	650	500	685	835	935	800	800	800
Длина бочки барабана, мм	840	1180	1373	1445	1540	1030	1030	1030
Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей) / на ротор	4	2	4	2	2	5/4	5/4	5/4
Диаметр тормозных шайб, мм	1180	900	1270	1450	1600	1450	1450	1450
Ширина тормозной колодки, мм	230	230	230	230	260	230	230	230
Тип вспомогательного тормоза	ТЭИ-710-45	ТЭИ-710-45	ТЭИ-800-60	Основной электродвигатель		УТГ-1450	УТГ-1450	УТГ-1450
Габаритные размеры, мм:								
длина	6854	7866	8333	8430**	8725**	7250	7407	7430
высота	3208*	3100	3230*	3480**	3464**	3545	2776	2903
ширина	2695	2207	2208	2540**	2560**	2865	2420	2420
Масса, кг	31490	34000	39050	39330**	49200**	26320	23875	24450

* Транспортный размер.

** Параметры приведены без основного электродвигателя.

Параметры регуляторов подачи шнека

Показатели	Тип буровых установок							
	БУ3200/200 с дизель-гидравлическим и электрическим (переменного тока) приводами	БУ3200/200 ЭУК-3МА	БУ5000/320 ДГУ-1	БУ5000/320ЭР-О, - БУ5000/320ЭУК-Я, БУUNOC 320ДЕ	БУ5000/320ЭР	БУ6500/400ЭР	БУ8000/500ЭР	БУUNOC 500ДЕ
Мощность электродвигателя, кВт	55	90	53/55	90	90	90	75	90
Номинальная частота вращения вала электродвигателя, об/мин	1120	1000	1000	1000	1000	1180	630	1000
Передаточное число редуктора	31,5	25	50	105	50	50	50	50
Максимальное усилие, развиваемое на канате буровой лебедки, кН	1800	2200	3200	3200	3200	3400	3400	3400
Скорость подачи инструмента, м/с	0,02	0,035	0,024	0,027/0,135	0,024	0,02	0,023	0,023
Габаритные размеры, мм:								
длина	1762	2400	2295	1890	1890	2100	2355	2100
ширина	1587	3150	1610	1782	1782	2175	2185	2175
высота	1427	1980	955	1728	1728	1633	1275	1663
Масса, кг	1462	4555	1951	3240	3265	5470	5243	5470

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

В талевых системах буровых установок применяют стальные круглые шестипрядные канаты тросовой конструкции, которые получают в результате двойной свивки: проволок в пряди и прядей в канаты. Пряди талевых канатов изготавливают с числом проволок от 19 до 37 и свивают в канат вокруг органического или металлического сердечника. Для изготовления талевых канатов используется высокоуглеродистая и высокомарганцевистая канатная проволока. Канаты изготавливают: с металлическим сердечником (МС), органическим трехпрядным сердечником (ОС), пластмассовым стержневым сердечником (ПС). Канаты с металлическим сердечником обладают повышенным разрывным усилием и высокой поперечной жесткостью, благодаря которой возрастает их сопротивляемость раздавливанию.

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

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

Все стальные талевые канаты имеют условные обозначения. Например, канаты с металлическим сердечником, диаметром 32 мм, марки 1, маркировочной группы по временному сопротивлению разрыву 1568 МПа (160 кгс/мм^2) обозначаются следующим образом:

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

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

Показатели	Тип буровых лебедок						
	Б7.02.00.000	С6.02.16-79	Б1.02.30.000	Б12.02.02.000	Б12.02.02.000-2	Б12.02.02.000	Б12.02.02.000
Тип буровых установок, в которых применены буровые лебедки	БУ1600/ 100ДГУ БУ1600/ 100ЭУ	БУ2900/ 17ДГУМ1	БУ2900/ 175ЭП-М БУ2900/ 175ЭП-2 БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПБМ1	БУ2900/ 200ЭПК	БУ1600/ 100ДММ	
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	550	550	550	550	300	
Максимальное усилие в канате, кН	145	225	335	225	250	145	
Диаметр каната, мм	25	28	28	28	32	25	
Диаметр бочки барабана, мм	550	700	550	560	560	550	
Длина бочки барабана, мм	800	1200	1200	1071	1071	640	
Число скоростей (с учетом трансмиссии): прямых обратных	4/2 4/—	4 —	2 2	2 2	2 2	2 1	
Число скоростей на ротор	4/2	4	—	—	—	3/1	
Диаметр тормозных шайб, мм	1180	1180	1180	1180	1180	1180	
Ширина тормозной колодки, мм	230	230	230	230	230	230	
Вспомогательный тормоз	Гидромат Ф1000	ТЭП-45-У1	ТЭП-45-У1	ТЭП-45-У1	ТЭП-45-У1	Гидромат Ф1000	
Мощность вспомогательного привода, кВт	22	37	37	37	37	22	
Габаритные размеры, мм:							
длина	4570	4620	4980	12000 (с приводом)	—	—	
ширина	3175	2040	3190	3230	3230	—	
высота	2187	1895	2130	3150	3150	—	
Масса, кг	12000	12200	21000	20940	20940	—	

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

По мере углубления скважины масса груза, который приходится поднимать или спускать, непрерывно увеличивается. Так как двигатель для лебедки подбирается исходя из условий подъема или спуска груза максимальной массы, то совершенно очевидно, что в процессе бурения скважины он используется неэффективно. Полная мощность его используется при достижении проектной глубины скважины только во время подъема первых свечей. Поэтому стремятся подобрать такой полиспастовый механизм, который потребовал бы меньшей мощности. Это достигается применением различных оснасток талевой системы: 2×3 ; 3×4 ; 5×6 и 6×7 . Исходя из этого, следовало бы начинать бурение при оснастке 2×3 , а затем последовательно в зависимости от глубины переходить на оснастки 3×4 , 4×5 и т.д. Однако процесс переоснастки талевой системы буровой установки трудоемок и занимает много времени, поэтому многократное изменение оснастки целесообразно только в том случае, если время, затраченное на ее осуществление ($T_{по}$), меньше времени, которое будет выиграно в процессе подъема и спуска инструмента ($T_{п.с.}$). Если же $T_{по} > T_{п.с.}$, то следует с самого начала применять более сложную оснастку. На практике $T_{по} > T_{п.с.}$, поэтому глубокие скважины бурят либо при одной оснастке талевой системы 4×5 (5×6), либо при двух, в последнем случае на некоторых глубинах с оснастки 4×5 (5×6) переходят на оснастку 5×6 (6×7). При любой схеме оснастки основное условие нормальной эксплуатации талевого каната — сохранение талевым блоком строго фиксированного положения при его подъеме и спуске.

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

При бурении скважин широко используется крестовая оснастка талевой системы, при которой ось кронблока должна быть параллельна оси барабана лебедки, а ось талевого блока — перпендикулярно оси кронблока (рис. 2.7). Это позволяет значительно

* Первая цифра означает число работающих роликов талевого блока, а вторая — кронблока.

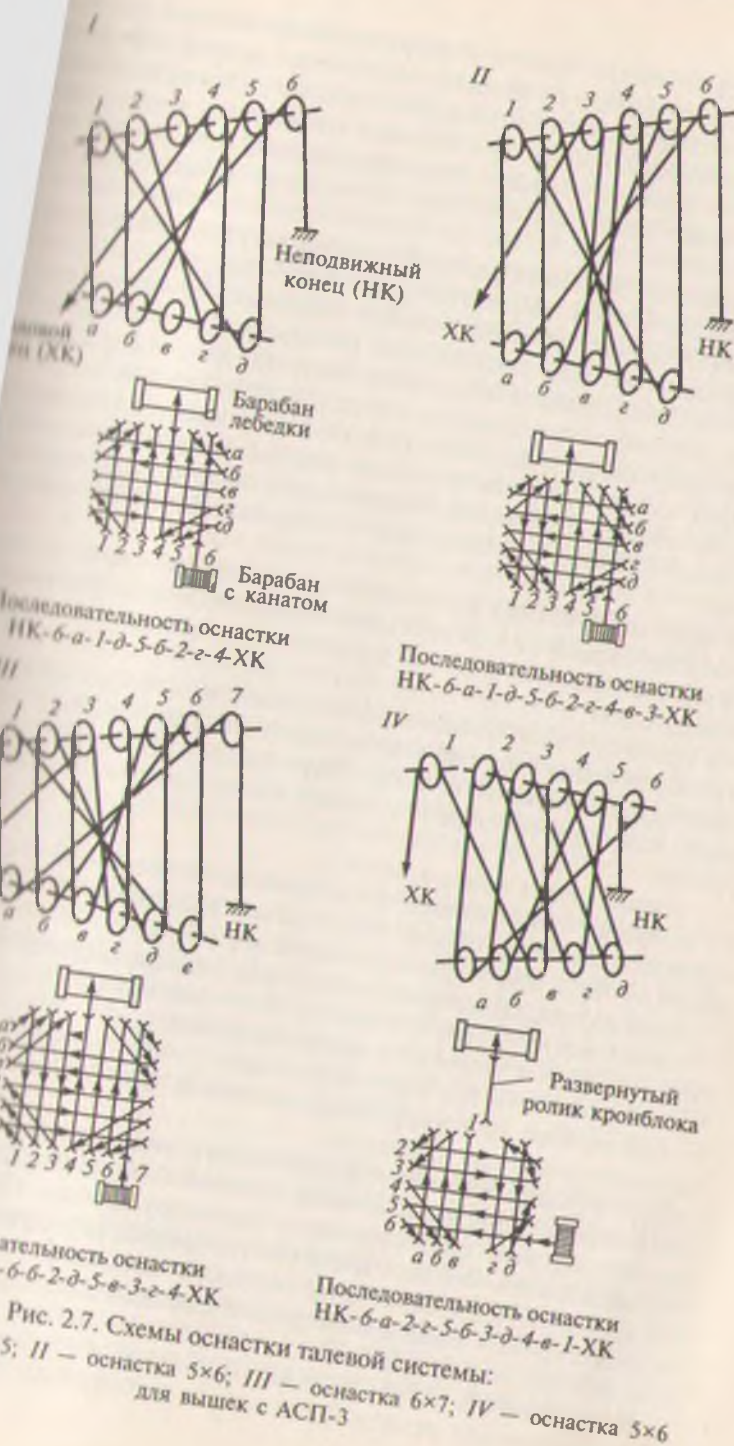


Рис. 2.7. Схемы оснастки талевой системы:
I — оснастка 4×5; II — оснастка 5×6; III — оснастка 6×7; IV — оснастка 5×6
для вышек с АСП-3

снизить стремление каната к закручиванию талевого системы и обеспечить правильную навивку каната на барабан лебедки. Окончатку осуществляют следующим образом. Бухту устанавливают на металлическую ось и при помощи пенькового каната, привязанного к талевому канату, последовательно пропускают конец каната через ролики кронблока и талевого блока. Затем конец каната, называемый ходовым, закрепляют в специально предусмотренном на барабане лебедки устройстве, после чего наматывают на барабан 8...10 витков, опускают талевый блок на полубуровой и зажимают неподвижный (мертвый) конец в специальном механизме. Для закрепления неподвижного конца талевого каната и проведения в процессе эксплуатации его перепуска буровые установки оснащаются специальными механизмами.

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

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

В процессе эксплуатации за состоянием талевого каната устанавливается тщательный надзор: перед началом каждой смены его осматривает старший по смене (бурильщик). Талевый канат заменяют, если при осмотре его обнаружится один из следующих дефектов:

- оборвана одна прядь каната;

- на шаге свивки каната диаметром до 20 мм число оборванных проволок составляет более 5 %, а каната диаметром свыше 20 мм — более 10 % от всего числа проволок в канате;

- одна из прядей вдавлена вследствие разрыва сердечника каната; канат вытянут или сплюснут, и его наименьший диаметр составляет 75 % и менее от первоначального;

- на канате имеется скрутка («жучок»);

- при износе или коррозии, достигшей 40 % и более первоначального диаметра проволок.

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

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

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

Штропы буровые являются соединяющим звеном между буровым крюком и элеватором, на котором подвешивается буровой инструмент или колонна обсадных труб. Штропы бывают грузоподъемностью 0,25 (25), 0,5 (50), 0,75 (75), 1,25 (125), 2,0 (200) и 3,0 (300) МН (т). Штропы грузоподъемностью 0,25, 0,5 и 0,75 МН предназначены для ремонта скважин, но могут быть использованы и для буровых установок соответствующей грузоподъемности. По конструкции штропы бывают двух типов: одно- и двухструнные (рис. 2.8).

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

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

К ним относятся:

- при подъеме:

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

- при спуске:

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

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

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

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

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

Для спуска тяжелых обсадных колонн применяют клинья с неразъемным корпусом. Их устанавливают на специальных подкладках над устьем скважины. Клин состоит из массивного корпуса, воспринимающего массу обсадных труб. Внутри корпуса находятся

плашки, предназначенные для захвата обсадных труб и удержания их в подвешенном состоянии. Подъем и опускание плашек осуществляется поворотом рукоятки в ту или другую сторону вокруг клина, что достигается наличием наклонных исправляющих вырезов в корпусе, по которым при помощи рычага перекачиваются ролики плашек.

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

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

На основе создания ряда механизмов для автоматизации и механизации отдельных операций спускоподъемных работ был создан автомат спуска-подъема. Комплекс механизмов АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций (табл. 2.9). Он обеспечивает:

соединение во времени подъема и спуска колонны труб и не нагруженного элеватора с поворотами установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечей с колонной буровых труб; механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к

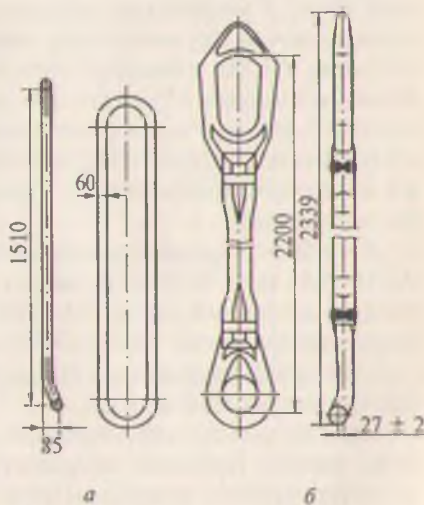


Рис. 2.8. Штропы для подвески элеваторов:

а — двухструнные; б — однострунные

центру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

Распределение функций между механизмами АСП следующее

Механизм подъема	Приподъем и опускание отдельной отвернутой свечи
Механизм захвата	Захват и удержание отвернутой свечи во время подъема, спуска, переноса ее от центра скважины на подсвечник и обратно
Механизм расстановки	Перемещение свечи от центра скважины на подсвечники и обратно
Центратор	Удержание верхней части свечи в центре вышки при свинчивании и развинчивании
Автоматический элеватор	Автоматический захват и освобождение колонны бурильных труб при спуске и подъеме
Магазин и подсвечник	Удержание в вертикальном положении отвинченных свечей, установленных в определенном порядке

Механизмы АСП располагаются на буровой следующим образом (рис. 2.9). На кронблочной площадке установлены амортизатор 2 и верхний блок 1 или кронштейн поворотный 3 механизма подъема, направляющие каната 4 центратора, магазин 5, нижний блок 7 механизма подъема, центратор 6, механизм расстановки свечей 16, механизм захвата свечей 15, канат механизма подъема 17. На площадке буровой расположены подсвечник 12, блок цилиндров 11 механизма подъема, автоматический буровой ключ 10, ротор 9 с пневматическими клиньями. К талевому блоку подвешен автоматический элеватор 8. Пост АСП 13 размещен на площадке подсвечника. Бурильные свечи 14 устанавливаются на подсвечник.

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

При спускоподъемных операциях необходимо соблюдать целый ряд основных положений.

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

Для проведения работ по спуску, подъему и наращиванию буровой колонны буровая установка должна быть оснащена комплектом механизмов и приспособлений малой механизации. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую трубу и первую свечу следует поднимать из скважины на первой скорости. Запрещается раскреплять резьбовые соединения све-

Таблица 2.9

Основные параметры механизмов автомата спуска-подъема

Показатели	Тип автомата			
	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-3М6
Тип буровой установки	БУ3200/200	БУ5000/320	БУ6500/400	БУ8000/500
Длина свечи, м	23 ... 29	23 ... 29	23 ... 29	23 ... 29
Тип автоматического элемента	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-500
Максимальная нагрузка на механизм подъема, кН, в зависимости от давления воздуха				
	25	25	25	25
	58	58	58	58
	82	82	82	82
Максимальный ход штока механизма подъема, мм	3940	5620	5620	5620
Максимальный ход штока механизма подъема, мм	2200	2750	3480	3480
Мощность электродвигателя для привода механизма и стрелы, кВт	3,5	3,5	3,5	3,5
Диаметр стальных труб, на работу с которыми рассчитаны механизм захвата свечи и автоматический элемент, мм:				
	89 ... 146 108 ... 178	89 ... 146 108 ... 178	89 ... 146 108 ... 178	89 ... 146 108 ... 178

чей бурильных труб и других элементов компоновки бурильной колонны при помощи ротора. Также запрещается останавливать вращение колонны бурильных труб включением обратного хода ротора.

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

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

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

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

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

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

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

При подъеме бурильной колонны из скважины следует проводить долив в скважину бурового раствора с теми же показателями свойств, что и у раствора, находящегося в ней. Буровой мастер (начальник буровой) должен осуществлять проверку спуско-подъемных механизмов в соответствии с графиком профилактики

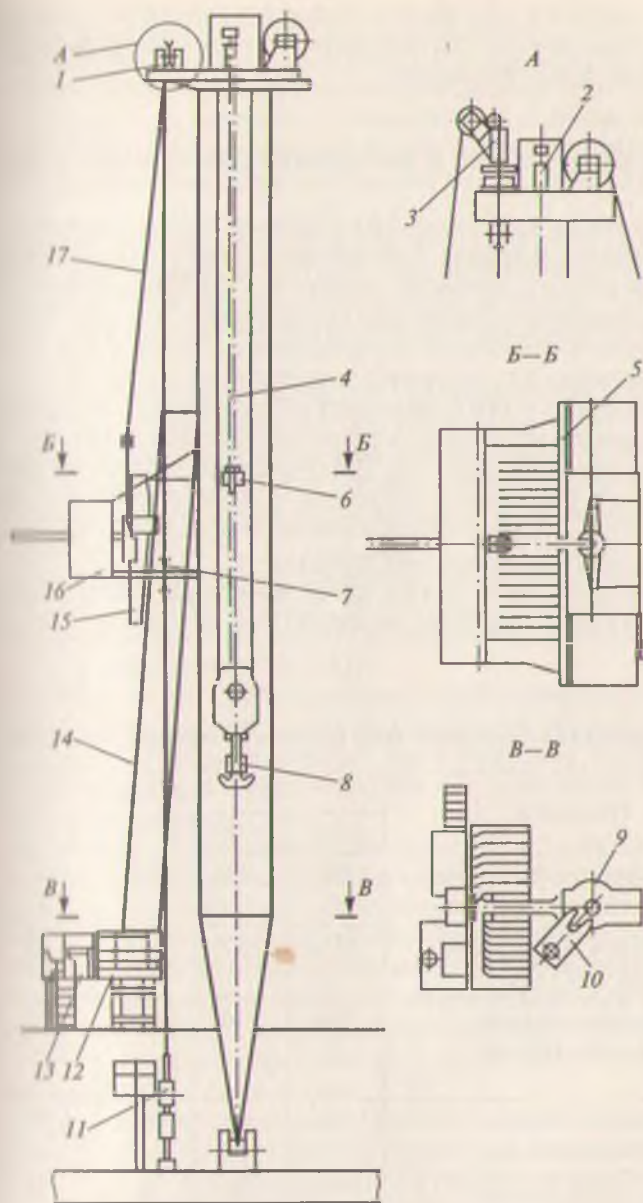


Рис. 2.9. Схема расположения на буровой механизмов АСП:

1 — верхний блок; 2 — амортизатор; 3 — кронштейн поворотный; 4 — направляющий ролик; 5 — магазин; 6 — центратор; 7 — нижний блок; 8 — элеватор; 9 — буровой ключ; 10 — блок цилиндров; 11 — подсвечник; 12 — пост; 13 — блок цилиндров; 14 — бурильные свечи; 15 — механизм захвата свечей; 16 — механизм расстановки свечей; 17 — канат механизма подъема

ческого осмотра и результаты проверки заносить в специальный журнал. Периодически должна производиться дефектоскопия ступиц коподъемного оборудования.

2.6. Оборудование и инструмент для бурения скважин

При бурении вращательным способом, как и сверлении отверстия в любом материале, необходимо, чтобы разрушающему инструменту (долоту, коронке, сверлу и т.п.) передавалось, во-первых, вращательное движение, во-вторых, нагрузка, обеспечивающая достаточный нажим на разрушаемый материал, а также были созданы условия для удаления разрушенных частиц вещества (шламы). Исходя из этого применяют оборудование для бурения скважин, состоящее из ротора, вертлюга с буровым шлангом, буровых насосов и силового привода. В случае если долота приводятся в вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое, кроме перечисленного оборудования используют гидравлические забойные двигатели или электробурь.

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания ее на весу при спуске

Таблица 2.11

Технические характеристики роторов различных конструкций

Показатели	Тип ротора				
	P-360	P-560	P-700	P-950	P-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	360	560	700	950	1 260
Допускаемая статическая нагрузка на стол, кН	1 250	2 500	5 000	6 300	8 000
Максимальная частота вращения стола ротора, об/мин	200	250	350	350	350
Расстояние от центра до цепного колеса, мм	900	—	1 353	1 353	1 631
Статический крутящий момент на столе ротора, кН · м	12,3	35	80	120	180
Тип зубчатой передачи	Коническая				
Приводной вал:					
диаметр (выходной), мм	92	150	150	150	150
длина выходной части, мм	165	140	165	165	250

операциях и вспомогательных работах. Ротор — это ротор, передающий вращение вертикально подвешенной колонне буровых труб от горизонтального вала трансмиссии (табл. 2.10). Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки, возникающие в процессе бурения и при спускоподъемных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может быть установлено цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора опирается на подшипники качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия крутящего момента ротор застопоривают защелкой или стопорным механизмом.

При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку скорость вращения ротора изменяют при помощи передаточных механизмов лебедки или же путем смены цепных колес. Чтобы не связывать работу лебедки с работой ротора, в ряде случаев при роторном бурении применяют индивидуальный, т. е. не связанный с лебедкой, привод к ротору.

Вертлюг применяют для соединения талевой системы с бурильной колонной. Он обеспечивает, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее смазочной жидкости (табл. 2.11).

Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию. Вертлюг состоит из двух узлов — системы вращающихся и невращающихся деталей. Невращающуюся часть вертлюга подвешивают к талевому крюку, а к вращающейся части вертлюга подвешивают бурильную колонну.

Для соединения с бурильным инструментом на нижний конец вала вертлюга навинчивается переводник с левой резьбой. Подача смазочной жидкости от неподвижной нагнетательной линии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуществляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава).

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, нескольких слоев прокладок из прорезиненной ткани с соответствующим числом промежуточных слоев резины, металлических плетений и наружного слоя резины (рис. 2.10).

В настоящее время применяют буровые шланги, рассчитанные на давление 32, 25, 20, 16 и 10 МПа. Буровые шланги выпускаются длиной от 10 до 18 м с условными внутренними диаметрами 63, 76 и 100 мм. Для очень высоких давлений используют металлические шланги, состоящие из отдельных секций, шарнирно соединенных друг с другом.

В последнее время за рубежом, особенно при бурении на море, применяют силовые вертлюги (верхний вращатель). Верхний вращатель бурильной колонны уже давно используется при бурении мелких скважин малого диаметра с передвижных буровых ус-

тановок, где он установлен на подвижной траверсе, которая перемещается по вертикали при помощи гидроцилиндров. При бурении скважин на нефть и газ силовой вертлюг выполняет функции крюка, вертлюга, ротора, механических ключей. При его использовании не нужна бурильная ведущая труба и шурф под ним.

Таблица 21

Технические характеристики вертлюгов, выпускаемых ОАО «Уралмаш»

Показатели	Тип вертлюга		
	УВ-250 МА	УВ-320 МА	УВ-450 МА
Допускаемая (максимальная) нагрузка, кН	2 500	3 200	4 500
Динамическая нагрузка (при 100 об/мин), кН	1 450	2 000	2 600
Максимальное давление прокачиваемой жидкости (раствора) в стволе, МПа	25/32	32/25	40
Габаритные размеры сменной верхней трубы, мм:			
внутренний диаметр	75	75	75
наружный диаметр	90	90	90
высота	220	220	250
Размеры штропа, мм:			
верхнее сечение	140×150	150×170	170×190
высота	1 738	1 950	2 185
внутренний радиус	125	125	125
Просвет для подвешивания на крюке, мм	510	540	832
Диаметр пальца штропа, мм	115	140	140
Тип присоединительной резьбы ствола (левой)	3-152Л	3-171Л	3-171Л
Соединение ствола с буровым рукавом	Фланцевое	Фланцевое	Фланцевое или резьбовое через проводник
Габаритные размеры, мм:			
высота с переводником	2 850	3 000	3 360
ширина по пальцам штропа	1 090	1 212	1 375
Масса, кг	2 200	2 980	4 100

Также немалого облегчается труд помощника бурильщика, поскольку элеватор механически подается в необходимую позицию. Вместо наращиваний одиночками можно наращивать бурильную колонну трехтрубными свечами.

Основной недостаток существующих конструкций силовых приводов — высокая стоимость. Они пока не нашли применения в нашей стране, да и за рубежом они используются не часто, главным образом при бурении скважин с морских оснований и горизонтальных скважин. Вместе с тем нельзя не отметить, что это перспективный механизм, который со временем займет достойное место в буровой технике.

При бурении осуществляется промывка скважины при помощи буровых насосов. Буровые насосы предназначены для подачи под давлением промывочной жидкости в скважину. Для бурения используются только горизонтальные приводные двух- и трехцилиндровые поршневые насосы (рис. 2.11). При вращении вала 7 с кривошатунным 6 шатун 5, совершая колебательное движение, приводит в движение крейцкопф 4, двужущийся возвратно-поступательно в прямолинейном направлении, и связанный с ним при помощи штока 1 поршень 12, который совершает движение внутри цилиндра 2. Вдвигаящие клапаны 11 соединены при помощи всасывающего трубопровода 8, снабженного фильтром 9, с приемным чаном 10. Нагнетательные клапаны 13 соединены с нагревательным компенсатором 1 и напорной линией 14. При движении поршня бурового в левой части цилиндра создается разрежение, под давлением атмосферы жидкость из приемного чана 10 поднимается по всасывающему трубопроводу 8, открывает левый всасывающий клапан 11 и поступает в цилиндр насоса. В то же время в правой половине цилиндра жидкость нагнетается (вытесняется) в напорную линию через правый нагнетательный клапан 13. Левый нагнетательный клапан 13 и правый всасывающий 11 при этом закрыты. При обратном движении поршня всасывание происходит в правой половине цилиндра, а нагнетание — в левой. Таким образом, при перемещении поршня в какую-либо сторону в одной половине цилиндра происходит всасывание, а в другой — нагнетание жидкости, т. е. наблюдается двойное действие насоса.

Достаточно широко применяются трехцилиндровые (трехпоршневые) буровые насосы одностороннего действия. К основным отличиям и особенностям буровых насосов этого типа относятся: наличие трех цилиндропоршневых пар одностороннего действия; повышенные линейные скорости поршней (число ходов в единицу времени) и связанная с этим необходимость установки по всасывающей трубе подпорного насоса; значительно повышенная степень неравномерности подачи жидкости и улучшенные динамические характеристики работы приводной и гидравлических частей.

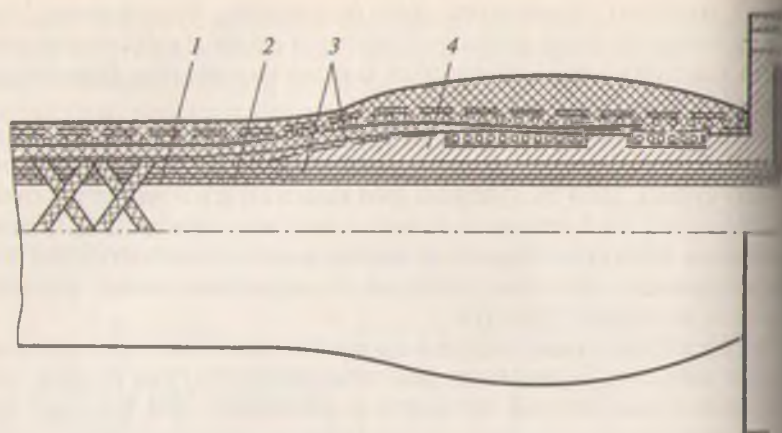


Рис. 2.10. Буровой шланг (рукав):

1 — тканевый слой; 2 — резиновый слой; 3 — металлическая оплетка;
4 — штуцер

Подачей бурового насоса называют количество жидкости, подаваемое насосом в единицу времени.

Завод «Уралмаш» выпускает буровые насосы двух типов: двухпоршневой насос двустороннего действия — дуплекс УНБ-600А и трехпоршневые насосы одностороннего действия — триплекс УНБТ-950А, УНБТ-1180А1 и УНБТ-750 (табл. 2.12).

Шифр насосов следует читать так: УНБ-600А — уралмашенский насос буровой мощностью 600 кВт; УНБТ-950А — уралмашенский насос буровой трехпоршневой мощностью 950 кВт.

Эти насосы характеризуются оптимальными параметрами кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением гидравлической и механической частей, оборудованы компенсаторами на входе и выходе, системой смазки трущихся частей, консольно поворотными кранами для облегчения работ по замене сменных деталей и узлов гидравлической части, а также автоматическими предохранительными клапанами.

ОАО «Волгоградский завод буровой техники» выпускает трехпоршневые насосы одностороннего действия НБТ-475, НБТ-600А и НБТ-235, которые характеризуются оптимальными параметрами и конструкцией кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением механической и гидравлической частей, оборудованы пневматическими компенсаторами на входе и выходе и системой смазки трущихся частей (табл. 2.13).

От буровых насосов промывочная жидкость по нагнетательной линии (манифольду) подается в буровой шланг и далее в вертикальную. В состав нагнетательной линии входят: компенсаторы, нагнетательный трубопровод, стояк и задвижки.

Компенсаторы (воздушные колпаки) служат для уменьшения колебаний давления, вызываемых неравномерностью подачи промывочной жидкости буровыми насосами. Компенсатор представляет собой резервуар, в котором газовая подушка является своеобразной пружиной, смягчающей гидравлические толчки при движении неравномерно поступающей жидкости. Компенсаторы устанавливаются непосредственно на насосе.

Нагнетательный трубопровод предназначен для подачи промывочной жидкости от насоса к напорному буровому рукаву. Нагнетательный трубопровод состоит из горизонтального и вертикального участков. На горизонтальном участке трубопровода монтируются патрубки для присоединения к насосам, обвязки противонапорного оборудования, магистральные и пусковые задвижки и патрубок для манометра. Горизонтальный участок трубопровода делается с уклоном в сторону насосов для обеспечения стекания промывочной жидкости через пусковую задвижку, которая устанавливается в самой низкой точке трубопровода.

Шток — вертикальный участок трубопровода — в верхней части имеет горловину с фланцем для присоединения бурового шланга, а в нижней части — патрубок с задвижкой для присоединения промывочных агрегатов и патрубков для манометра.

На нагнетательном трубопроводе монтируют датчики давления в начале бурового раствора.

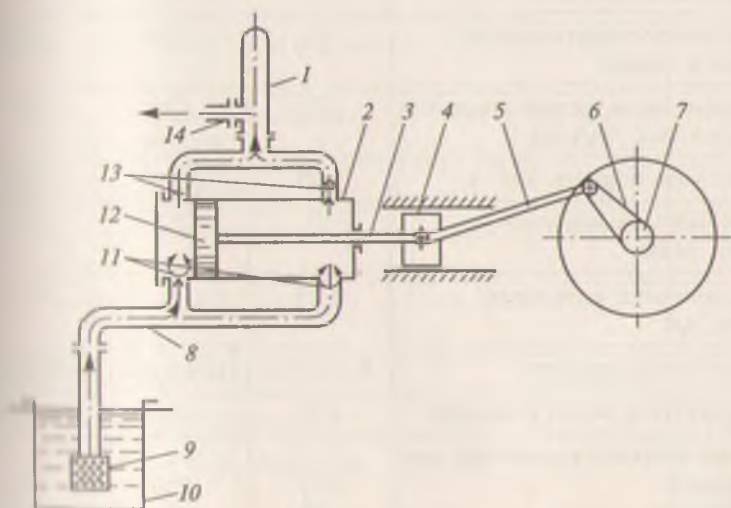


Рис. 2.11. Схема работы двухцилиндрового бурового насоса:

- 1 — компенсатор; 2 — цилиндр; 3 — шток; 4 — крейцкопф; 5 — шатун; 6 — кривошип; 7 — вал; 8 — всасывающий трубопровод; 9 — фильтр; 10 — приемный чан; 11 — всасывающие клапаны; 12 — поршень; 13 — нагнетательные клапаны; 14 — напорная линия

Нагнетательный трубопровод изготавливается из толстостенных стальных труб диаметром 114... 146 мм, которые свариваются между собой в секции. Секции соединяются между собой при помощи фланцев или монтажных компенсаторов, а также резиновых высоконапорных шлангов. После сборки нагнетательные трубопроводы опрессовываются на полуторократное рабочее давление.

Пусковые задвижки предназначены для перевода бурового насоса с холостого хода на рабочий, а также для опоражнивания нагнетательного трубопровода во время остановки насоса.

В процессе эксплуатации буровых насосов в нагнетательном трубопроводе может создаваться давление, превышающее допустимое. Это может привести к разрыву напорной линии и самого насоса, к травмированию обслуживающего персонала. Для предупреждения аварий такого рода на каждом буровом насосе монтируется

Таблица 2.11

Параметры буровых насосов, выпускаемых ОАО «Уралмаш»

Показатели	Тип насосов		
	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Мощность, кВт	600	950/1180	750
Число цилиндров, шт.	2	3	3
Максимальное число ходов поршня в минуту	65	125	160
Максимальная частота вращения входного вала, об/мин	320	556	687
Длина хода поршня, мм	400	290	250
Максимальное давление на выходе, МПа	25	32	35
Максимальная идеальная подача, л/с	51,9	46	50,7
Тип зубчатой передачи	Косозубая	Шевронная	Шевронная
Передаточное число редуктора	4,92	4,448	4,307
Условный проход коллектора, мм:	275	250	250
	109	100	100
Габаритные размеры, мм:	5 100	5 390	5 030
	1 877	2 204	2 057
	2 626	2 757	2 530

...устройство, в которое вставляется предохранитель — ...пластина на определенное давление пластина. Это устройство ...сливной трубой, через которую при разрыве пре- ...жидкости пластины промывочная жидкость отводится в при- ...емкость.

Буровые установки приводятся в действие силовыми приводами. Под *силовым приводом* понимается совокупность двигателей и регулирующих их работу устройств, преобразующих тепловую или электрическую энергию в механическую, управляющих преобразованной механической энергией и передающих ее к исполнительным механизмам буровой установки (насосу, ротору, лебедке и др.).

Привод основных исполнительных механизмов буровой установки (лебедки, буровых насосов, ротора) называется *главным приводом*. В зависимости от вида двигателя и типа передачи он может быть электрическим, дизельным, дизель-гидравлическим,

Таблица 2.13

Параметры буровых насосов, выпускаемых ВЗБТ

Показатели	Тип насосов		
	НБТ-475	НБТ-600-1	НБТ-235
Мощность, кВт	475	600	235
Число цилиндров, шт.	3	3	3
Максимальное число ходов поршня в минуту	145	145	160
Максимальная частота вращения вала, об/мин	457	453	1454
Длина хода поршня, мм	250	250	160
Максимальное давление на входе, МПа	25	25	25,4
Максимальная идеальная подача, л/с	45,65	45,6	26,74
Тип зубчатой передачи	Косозубая		
Передаточное число редуктора	3152	3152	9,09
Удельный проход коллектора, мм внешнего внутреннего	95 205		60 156
Габаритные размеры, мм:			
длина	4560		2000
ширина	1768		1290
высота	2180		1667

дизель-электрическим и газотурбинным. Наиболее широко применяются в современных буровых установках электрический, дизельный, дизель-гидравлический и дизель-электрический приводы.

Основным преимуществом электрического привода переменного тока являются его относительная простота в монтаже и эксплуатации, высокая надежность, экономичность. В то же время буровые установки с этим типом привода можно применять лишь в электрифицированных районах.

Дизельный привод применяют в районах, не обеспеченных электроэнергией необходимой мощности. Преимуществами двигателей внутреннего сгорания при использовании в качестве привода являются высокий КПД, небольшие расход топлива, воды и масла на 1 кВт мощности. Основной недостаток ДВС — отсутствие реверса, поэтому необходимо специальное устройство для получения обратного хода. ДВС типа дизель допускают перегрузку не выше 20 %. Для их обслуживания требуется квалифицированный персонал.

Дизель-гидравлический привод состоит из ДВС и турбопередачи. Турбопередача — это промежуточный механизм, встроенный обычно между дизелем и трансмиссией. Применение турбопередачи обеспечивает: плавный подъем груза на крюке; работу двигателя, если нагрузка на крюке больше той, которую сможет преодолеть ДВС, в этом случае двигатель будет работать при пониженных, но вполне устойчивых оборотах; большую долговечность передачи.

Наибольшим преимуществом обладает привод от электродвигателей постоянного тока, в конструкции которого отсутствуют громоздкие коробки перемены передачи, сложные соединительные части и т. п. Электрический привод постоянного тока имеет удобное управление, может плавно изменять режим работы лебедки или ротора в широком диапазоне.

Прогресс в области создания тиристорных преобразователей переменного тока в постоянный открыл широкие возможности использования в качестве привода электродвигателей постоянного тока, питаемых через тиристорные выпрямители от сетей переменного тока.

Дизель-электрический привод состоит из приводного электродвигателя, связанного с исполнительным механизмом, генератора, питающего этот электродвигатель, и дизеля, приводящего во вращение генератор.

Силовые приводы подразделяются на индивидуальные и групповые. Индивидуальный привод приводит в действие один исполнительный механизм или отдельные его части, групповой — два и более исполнительных механизма.

Технология бурения нефтяных и газовых скважин имеет свои особенности и предъявляет определенные требования к силовому приводу. В процессе бурения основная часть мощности потребляется буровыми насосами и ротором, а в процессе спускоподъемных операций — лебедкой и компрессором. Работа насосов в процессе

характеризуется постоянством нагрузки на силовой привод. Но время СПО привод имеет резко переменную нагрузку — от холостой (холостого хода двигателей) до максимальной. При подъеме инструмента из скважины необходимо обеспечить в начале подъема каждой свечи плавное включение лебедки и постепенное увеличение скорости подъема, так как резкое включение и мгновенное увеличение скорости могут привести к разрыву талевого каната или поломке оборудования. При ликвидации аварий в скважине часто работает с резкопеременными нагрузками, превышающими расчетные.

К силовому приводу буровых установок предъявляются следующие основные требования: соответствие мощности условиям работы исполнительных механизмов, гибкость характеристики, достаточная надежность и экономичность.

Гибкость характеристики определяется способностью привода автоматически или при участии оператора быстро приспособляться в процессе работы к изменениям нагрузок и скоростей работы исполнительных механизмов при условии рационального использования мощности.

Нагрузка и скорости буровой лебедки и ротора в процессе работы могут изменяться в больших пределах (от 1 : 4 до 1 : 10). Двигатели не обладают такой гибкой характеристикой, поэтому в приводах современных буровых установок применяются устройства

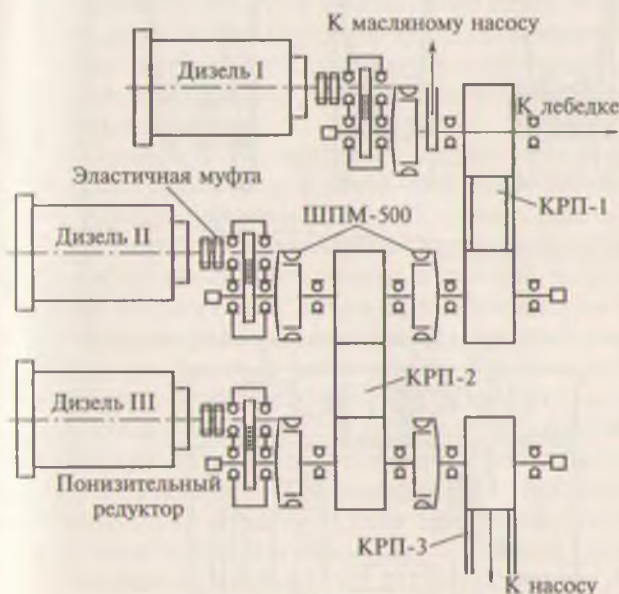


Рис. 2.12. Кинематическая схема буровой установки с дизельным приводом

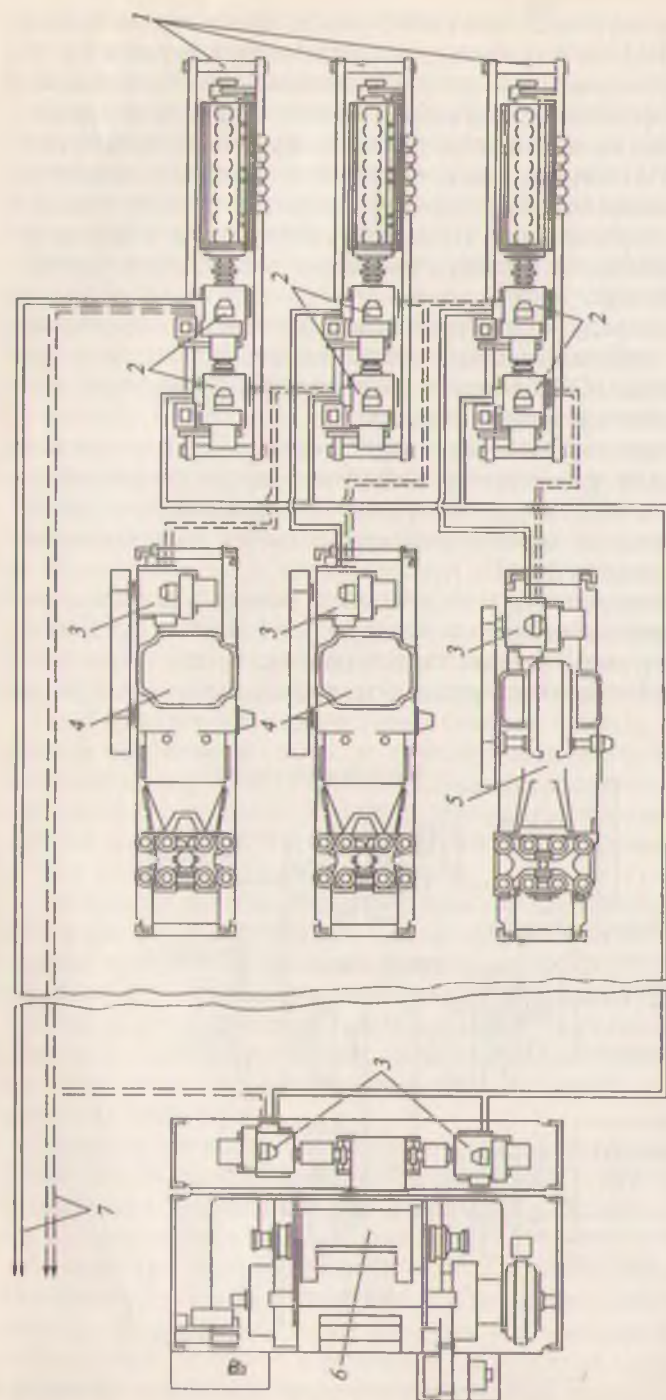


Рис. 2.13. Электропривод постоянного тока лебедки и буровых насосов;

1 — ДВС приводов генераторов постоянного тока; 2 — генераторы постоянного тока; 3 — электродвигатели; 4 — буровые насосы; 5 — вспомогательный насос; 6 — лебедка; 7 — линии питания электроэнергией (сплошные линии — подъем колонны; штриховые линии — бурение).

и существенной приспособляемости, т. е. между двигателем и исполнительным механизмом устанавливаются промежуточные передачи. Для этого применяют три типа передач: механические (зубчатые или цепные многоступенчатые коробки передач), гидравлические (турботрансформаторы) и электрические (электромашинные передачи постоянного тока).

В качестве передаточных устройств от двигателя к исполнительному механизму применяются клиноременные, цепные и карданные передачи, а для блокировки нескольких двигателей — клиноременные и цепные передачи (рис. 2.12, 2.13).

2.7. Общие мероприятия по охране природы и окружающей среды при строительстве скважин

Охрана окружающей среды является одной из важнейших проблем для нефтегазодобывающей промышленности. Это связано с тем, что ввод в действие новых нефтегазовых месторождений требует ускоренного решения вопросов охраны природы и создания нормальных условий проживания населения в районах размещения нефтедобывающих предприятий.

Разработка нефтяных и газовых месторождений при определенных условиях (несоблюдение правил охраны окружающей среды и нарушение технологической дисциплины) может вызвать значительное загрязнение объектов внешней среды не только в пределах самих месторождений, но и на прилегающих территориях. При этом охрана окружающей среды практически существует на всех стадиях бурения, добычи, сбора, подготовки и транспорта продукции скважин.

В процессе строительства скважины загрязнение окружающей среды происходит при очистке сеток вибросит, мытье полов и оборудования, обмыве поднимаемых труб, утечках при приготовлении буровых растворов и химических реагентов для их обработки, повреждениях и нарушениях целостности желобной системы и т. п. Загрязнителями окружающей среды при строительстве скважин являются химические реагенты и добавки, применяемые для обработки буровых растворов, а также нефть и нефтепродукты, например горючесмазочные материалы (ГСМ). Нефть и нефтепродукты загрязняют окружающую среду: в составе компонентов буровых растворов (разливы вокруг циркуляционной системы); при незначительном использовании в качестве ГСМ (силовой привод, хозяйственные нужды, транспорт); при завершении работ по выводу притока или в результате аварийных ситуаций (нефтепроявления, открытое фонтанирование и т. п.). Загрязнителями окружающей среды также являются буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

В нашей стране в 1950-е гг. впервые в мире была создана система стандартов по охране и рациональному использованию окружающей природной среды — своеобразный свод правил, определяющий взаимоотношения человека с природой. Эта система стандартов и в настоящее время не потеряла своего значения.

Проекты разведки, разработки и обустройства нефтяных и газовых месторождений, а также проекты строительства скважин на нефть и газ должны содержать раздел «Охрана окружающей среды» с указанием мер и средств защиты поверхностных вод от загрязнения нефтью, нефтепродуктами, буровыми растворами, химическими реагентами, применяемыми в процессе производственной деятельности буровых и нефтегазодобывающих предприятий, а также производственными, хозяйственно-бытовыми водами с территории скважины и твердыми отходами производства.

Производственные, хозяйственно-бытовые, сточные воды и промывки технологического оборудования и тары из-под химических реагентов, а также сточные воды с производственных площадок буровых установок следует использовать повторно (закладывать в скважины для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях или направлять в систему оборотного водоснабжения). При невозможности повторного использования сточных вод допускается сброс их в водные объекты после очистки на очистных сооружениях в соответствии с нормативами, установленными правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов, содержащих пресные воды, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора, должны быть согласованы с соответствующими службами охраны.

Для обеспечения технической водой в процессе бурения и освоения скважин на нефть и газ используют (при наличии разреза на специальное водопользование) воду из близлежащих водоемов и водотоков или из специально пробуренных скважин на воду, если нет других источников водоснабжения. Скважины на воду должны быть ликвидированы после окончания буровых работ и переданы на баланс местных организаций (предприятий) в установленном порядке. При заборе воды из рыбохозяйственных водных объектов водозаборные сооружения должны быть оборудованы рыбоохранительными устройствами.

Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ. В заболоченных и на

биологически затопляемых местностях материалы, оборудование, механизмы и емкости для сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод, бурового раствора и шлама должны размещаться на платформах и площадках. При этом отметки площадок и платформ должны быть выше максимального уровня подъема приливных вод для данной местности. Сыпучие материалы и химические реагенты следует хранить в закрытых помещениях или на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли, с гидроизолированным настилом и снабженных навесом. Хранение бурового раствора осуществляют в емкостях, исключающих его утечку.

Доировку химических реагентов производят только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Бурение и освоение скважин на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке.

На месторождениях, содержащих пласты с агрессивными средами (сероводород, углекислый газ, растворы солей и т. п.), должны применяться обсадные трубы в противокоррозионном исполнении.

Бурение морских скважин требует соблюдения правил, предотвращающих загрязнение и засорение моря. Углеводороды, тара, геологические отходы, выбуренный шлам, горючесмазочные и другие материалы, непригодные для использования при сооружении данной скважины, должны транспортироваться на береговые баки или сжигаться в специальных устройствах. Допускается сброс в море очищенных, обезвреженных и обеззараженных хозяйственно-бытовых и буровых сточных вод в соответствии с нормативами, установленными правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

При проектировании, строительстве и эксплуатации морских буровых платформ, а также при бурении и освоении морских скважин необходимо предусмотреть оборудование и устройства, обеспечивающие выполнение требований водного законодательства Российской Федерации и международных соглашений по предотвращению загрязнения морских вод, в которых участвует Российская Федерация, включающие технические средства для следующих целей:

- сбор, вывоз и обезвреживание шлама при углублении стволов скважин в интервале, где используется глинистый раствор, содержащий утяжелитель или химические реагенты;

- сбор и очистка буровых и хозяйственно-бытовых сточных вод;

- сбор и вывоз или сжигание продуктов опробования, технологических и бытовых отходов;

предотвращение попадания в море продуктов неполного сгорания отработанных газов дизельных агрегатов;
оконтуривание и сбор нефтепродуктов с водной поверхности;
предотвращение аварий.

Места для размещения морских буровых платформ следует выбирать в соответствии с правилами санитарной охраны прибрежных вод морей. Строительно-монтажные работы, бурение и освоение морских нефтяных и газовых скважин следует производить с соблюдением: требований, направленных на предупреждение аварий, которые могут привести к загрязнению морских вод; единых технических правил ведения работ при бурении скважин; правил безопасности при геолого-разведочных работах; правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

На морских буровых платформах по всей площади следует устанавливать непроницаемый настил, имеющий систему стока в специально предусмотренные емкости. Перед эксплуатацией буровых насосов, кроме предохранительных устройств, необходимо предусмотреть автоматические устройства, выключающие двигатели насосов при превышении установленного рабочего давления на 10...15 %. Промывочная жидкость в емкостях при превышении допустимого уровня или при возможности выплескивания должна направляться в желобную систему приемной емкости буровых насосов, а промывочная жидкость, поступающая из устья скважины, — в циркуляционную систему.

При ремонте насосов, работающих под залив, необходимо перекрыть всасывающую линию. Перед бурением шурф рабочей трубы должен быть обсажен трубой с закрытым дном, имеющей отвод в верхнем конце в желобную систему. Обсадные колонны морских скважин следует цементировать до высоты подъема цемента, при которой исключаются грифонообразование и заколонные проявления.

Транспортирование сыпучих материалов, утяжелителя и химических реагентов на морскую буровую платформу должно осуществляться контейнерным способом в закрытой упаковке или другими способами в герметичной таре. Промывочную жидкость следует транспортировать в закрытых емкостях, контейнерах или по растворопроводу. Химические реагенты и сыпучие материалы должны храниться в герметичной таре или в закрытом помещении.

Выбуренный шлам должен быть вывезен на береговые бапы. Допускается использование шлама добавлением в промывочную жидкость. Складирование шлама производят в береговых шламоотвалах, исключающих фильтрацию и сток в водные объекты.

При бурении верхних интервалов скважины с применением морской воды в качестве промывочной жидкости допускается сброс на дно моря выбуренного шлама с отработанной морской водой

соответствии с установленным законодательством по охране вод при обеспечении сохранения водохозяйственного значения водного объекта на участках сброса шлама, а также естественных условий обитания водных организмов.

Следует использовать буровые растворы, воду из системы охлаждения, буровые сточные воды в оборотных системах с прохождением при необходимости специальной очистки на установках, смонтированных на морской буровой платформе. По окончании окончания скважин и демонтажа бурового оборудования промывочная жидкость и все оставшиеся материалы должны быть вывезены на береговые базы или на другой объект.

Необходимо выполнять следующие требования для предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования:

при бурении скважин на разведываемых площадях и объектах, конденсатных и газовых месторождениях, месторождениях аномально высокими пластовыми давлениями необходимо оборудовать устье скважины превенторной установкой;

в зимнее время в районах с ледовым режимом моря следует обеспечить обогрев противовыбросового оборудования; пульт управления превенторами также должен обогреваться;

бурение в интервале с возможным нефтегазопоявлением производится только при наличии обратного клапана на бурильной колонне или устройства, обеспечивающего перекрытие колонны бурильных труб;

при проектировании обвязки устья скважины и ее коммуникаций должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие загрязнение моря промывочной жидкостью, нефтью, минерализованными водами и газом;

при разливах на поверхности моря нефть должна быть локализована и собрана техническими средствами и способами, безвредными для водных организмов и не оказывающими неблагоприятного влияния на условия санитарно-бытового водопользования.

Перед началом освоения скважина должна быть оборудована емкостным устьевым устройством и установкой для сбора и транспортировки продукции скважины. Последняя должна состоять из сепаратора, приспособлений для сжигания газа и продукции. При отсутствии блока для сжигания жидкой фазы продукцию необходимо вывезти на сборные пункты. Средства сбора и транспортирования должны исключать разлив продукции в море.

При освоении скважины с ожидаемым аномально высоким пластовым давлением насосно-компрессорные трубы должны быть оснащены с забойным отсекателем и соответствующим пакером.

Открытие продуктивного горизонта перфорацией эксплуатационной колонны следует производить на утяжеленном растворе, применяемом при бурении данной скважины в пределах вскрываемого горизонта.

2.8. Схемы расположения наземных сооружений и оборудования

Решающими факторами, определяющими схему расположения наземных сооружений и оборудования являются, во-первых, цели, условия и глубина бурения и, во-вторых, географическое местоположение скважины (суша, море, зона вечной мерзлоты, Арктика и т. п.). Исходя из этого расположение оборудования, конструкция привышечных сооружений и фундаментов существенно отличаются друг от друга:

- при нормальных условиях бурения на суше;

- сложных условиях бурения на суше (глубина свыше 5000 м, аномально высокие пластовые давления, температуры и поглощения промывочной жидкости);

- бурении в зонах вечной мерзлоты и в условиях Западной Сибири;

- бурении на море.

Однако в любом случае буровое оборудование должно быть расположено и смонтировано с учетом: особенностей выбранной буровой установки, климатических условий и рельефа местности, достижения наибольшей компактности в расположении оборудования, безопасности в работе и удобства в обслуживании, сокращения времени и максимального удешевления строительно-монтажных работ, охраны окружающей среды.

Для каждого нефтяного района в зависимости от конкретных условий разрабатывается наиболее рациональная схема расположения оборудования, технология монтажа, демонтажа и транспортировки оборудования с точки на точку. Нельзя рекомендовать единые для всех схему расположения оборудования, способ транспортировки с точки на точку и организацию монтажных и демонтажных работ, так как экономически выгодное и возможное в одном районе может оказаться нерентабельным и просто невозможным в другом.

При нормальных условиях бурения применяют мелкоблочный или крупноблочный метод монтажа.

При бурении скважин в условиях возможных аномально высоких пластовых давлений, поглощения промывочной жидкости, совершенно неизвестного геологического разреза или же на значительную глубину (5000 м и более) буровое оборудование располагают по специально разработанной для каждого конкретного случая схеме. Основными факторами, которые принимаются во внимание при разработке такой схемы, являются:

- сокращение времени и максимальное удешевление работ, связанных с проводкой скважины;

- безопасность в работе и удобство в обслуживании;

- максимальная сохранность окружающей среды.

При редкой сетке заложения структурных, поисковых и разведочных скважин на Крайнем Севере каждая буровая представляет собой индивидуальное законченное хозяйство с комплексом наземных зданий и сооружений, включающих в себя жилые и культурно-бытовые объекты. Как показал опыт, в районах распространения вечной мерзлоты успешная проходка скважин зависит от правильного ведения строительно-монтажных работ и особенно от выбора площадки и типа фундаментов для всего комплекса буровой установки. Для решения вопроса о пригодности любого мерзлого грунта и даже льда в качестве основания под буровое оборудование решающее значение имеет время года, за которое протекает процесс бурения скважин. Если бурение скважины начинается и заканчивается в период отрицательных температур, то основанием фундамента бурового и силового оборудования могут быть только неустойчивые при оттаивании мерзлые грунты и даже лед. Только бы к этому грунту или льду не было доступа промывочной жидкости или воды.

В практике строительства временных фундаментов при глубоком бурении приняты следующие конструкции: фундаменты рамного типа (стулья) и основания на деревянных сваях. Достаточно часто используется монтаж бурового и силового оборудования на металлических основаниях, установленных на брусках. При этом каждый брус укладывается на растительный слой грунта, предварительно теплоизолированный (опилки, шлак, сверху засыпанные слоем глины 5...10 см). Расстояние между брусками определяется из расчета допустимой максимальной нагрузки на грунт.

Привычные сооружения на буровых Крайнего Севера отличаются большими размерами. Увеличение габаритных размеров объясняется стремлением обеспечить теплое хранение для большей части вспомогательных материалов и запасных частей, емкостью для промывочной жидкости устройством внутренней желобчатой системы, большей мощностью электрического хозяйства. Привычные сооружения строят брусчатые засыпные из досок или шпал или каркасные с тканевым покрытием.

На территории Тюменской, Томской и других областей Западной Сибири, где проводится бурение на нефть и газ, все в больших объемах из-за природных условий (сильная болотистость и зыбкость) широкое распространение получило кустовое бурение на насыпных островах. В условиях Западной Сибири при этом кусте бурения устья скважин размещаются на площадке по одной прямой через каждые 3...5 м. Если в кусте более шести-восьми скважин, то они обычно разделяются противопожарным разрывом в 50 м. Исходя из этого на всех разрабатываемых месторождениях Западной Сибири внедрена типовая схема монтажа бурового оборудования, предусматривающая передвижение в кусте вышечного лебедочного блока буровой установки и стационарное распо-

ложение насосно-емкостной группы с циркуляционной системой очистки бурового раствора. Такое передвижение блока осуществляется, как правило, на специальных основаниях с применением колесного хода или пневмодвигателей.

В конце 1940-х и начале 1950-х гг. в СССР на Каспийском море и в США в Мексиканском заливе были созданы первые морские нефтепромыслы. Разведка и добыча нефти ведутся в настоящее время у берегов 46 стран на всех континентах как на морских акваториях, так и на внутренних озерах. Наиболее интенсивно ведется работа в Мексиканском и Персидском заливах и в других морях. За рубежом происходит непрерывный рост добычи с морских акваторий. Интенсивно начали развиваться эти работы и у нас в стране.

Площадь мирового континентального шельфа, т.е. прибрежного участка моря глубиной 200 м, составляет 23,7 млн км². Бурение скважин на море в зависимости от условий и характера проводимых работ может осуществляться по-разному. Все установки для морского бурения подразделяют на три основные категории:

стационарные — постоянные основания, эстакады, искусственные острова;

полустационарные — плавучие (самоподнимающиеся) буровые установки;

подвижные — буровые суда, баржи и другие плавучие устройства (полупогружные установки).

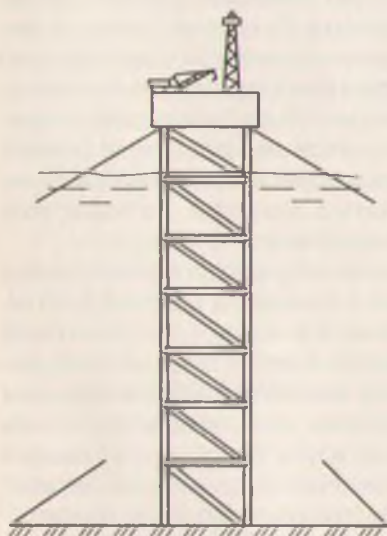


Рис. 2.14. Схема платформы башенного типа с оттяжками

Помимо перечисленных основных типов установок существуют еще и промежуточные.

Стационарные установки. В зависимости от того, где монтируется буровое оборудование, можно принять следующую классификацию стационарных морских установок:

буровая установка на индивидуальном морском основании (платформе) островного типа;

буровая установка на кустовых площадках островного и эстакадного типов;

буровая установка на отдельных выступающих в море камнях и островах.

Все перечисленные установки имеют свои характерные особенности и применяются для конкретных производственных усло-

В настоящее время дается предпочтение двум вариантам индивидуальных морских оснований (платформ). Это платформа башенного типа с оттяжками (рис. 2.14) и платформа полупогружного типа с избыточной плавучестью (рис. 2.15).

Платформа с оттяжками состоит из крупных вертикальных секций, собранных в опорную башню, которая закрепляется на большом фундаменте. Башня раскреплена оттяжками, которые соединены с якорями, закрепленными в морском дне.

Платформа полупогружного типа крепится к фундаментной плите с помощью натянутых вертикальных тросов. Избыточная плавучесть платформ создает большие растягивающие напряжения в тросах и обеспечивает этим возвращение платформы в вертикальное положение, нарушенное волновыми воздействиями.

Морская платформа предназначена для монтажа на ней вышки, бурового и вспомогательного оборудования и размещения приконтинентных сооружений. На платформе предусматривается дополнительная площадь для размещения бурильных и обсадных труб, запасов глинопорошка, химических реагентов и других материалов. Платформа является основным конструктивным элементом всей буровой установки и принимает все нагрузки, возникающие в процессе строительства скважины. Поэтому в конструктивном отношении морское основание должно быть прочным и обеспечивать надежную и безаварийную работу в процессе бурения скважины.

При разработке морских месторождений нефти и газа иногда применяется эстакадный способ. Морская эстакада представляет собой объект облегченной конструкции. Сущность разработки месторождения этим способом заключается в том, что по заранее составленному плану сооружаются металлические эстакады мостового типа с площадками для бурения, расположенными на определенном расстоянии друг от друга. С площадок производится бурение скважин и последующая их эксплуатация.

На площадках, сооруженных при эстакадах, размещают также отдельные производственные, административные и культурно-бытовые объекты морского нефтепромысла. В качестве примера эстакадного способа разработки нефтяных месторождений можно привести широко известные «Нефтяные камни», расположенные близ Баку.

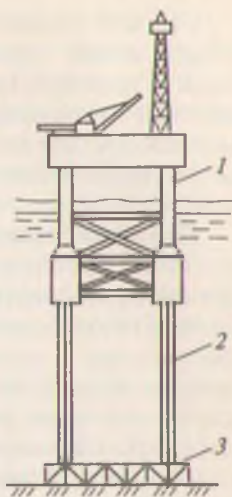


Рис. 2.15. Схема платформы полупогружного типа с избыточной плавучестью:

1 — платформа;
2 — натянутые тросы; 3 — фундаментная плита

Условия строительства морских оснований и монтажа на них оборудования находятся в постоянной зависимости от состояния моря и погоды. При работе с плавучим краном нагрузка оборудования и материалов может производиться при ветре до 2 баллов; монтаж вышки может производиться при ветре до 4 баллов; при ветре свыше 5 баллов все строительно-монтажные работы прекращаются.

Полустационарные установки. К ним прежде всего относятся плавучие буровые установки (ПБУ). К ПБУ предъявляются следующие требования: потребность минимального времени на строительно-монтажные работы в море; способность к быстрой перемещению с одной точки бурения на другую; многократность использования; мореходность в плавучем состоянии при переходах на короткие расстояния при ограниченной погоде и разном переходе на значительные расстояния без ограничения погоды; способность установки на точке бурения в течение гарантированного прогноза погоды времени; автономность, т.е. достаточность материалов для бурения; обеспеченность нормальными жилищными условиями для буровой бригады и другого персонала, которые могут находиться на ПБУ в течение 3...4 недель; обеспеченность полным комплектом бурового оборудования для бурения как разведочной, так и эксплуатационной скважины.

Современные ПБУ самоподъемного типа отвечают всем перечисленным требованиям (рис. 2.16). Они имеют следующие конструктивные особенности: корпус ПБУ представляет собой понтон

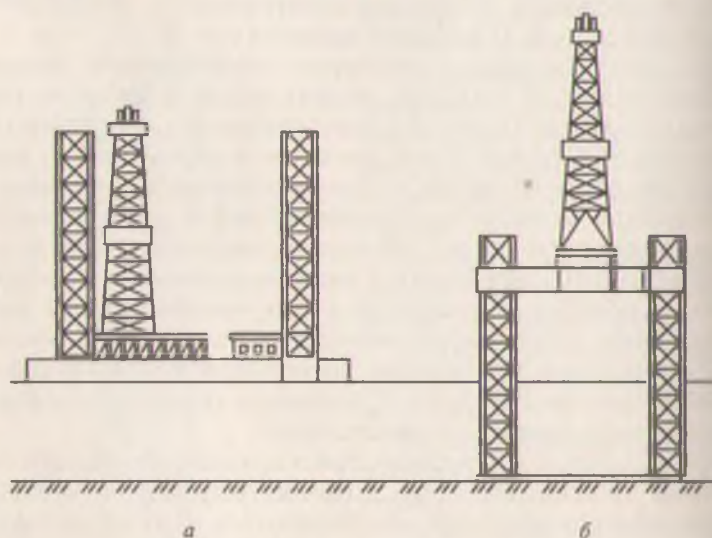


Рис. 2.16. Плавучая буровая установка:

а — положение на плаву; б — положение при бурении

различными формами; опорные колонны расположены или поперек понтона при числе опор три-пять, или вдоль бортов при числе опор шесть-восемь; жилые помещения и вертолетная площадка расположены в противоположном конце по отношению к буровой вышке с порталом; понтон ПБУ часто имеет местные днища или второе дно. В отсеках понтона размещают буровое технологическое оборудование, насосную станцию, емкости для хранения и приготовления глинистого раствора, запасы материальных средств, глинопорошков и химических реагентов. Главная палуба во всей средней части используется для размещения буровых, обсадных труб, полноповоротных кранов грузоподъемностью 25... 75 т.

Подвижные установки. К ним относятся буровые суда (БС) и грузоподъемные установки (ПБС). Буровое судно представляет собой обычное морское судно, имеющее площадь палуб и грузоподъемность, достаточные для размещения буровой установки и запасов различных материалов. Часто под БС переоборудуются обычные транспортные и даже военные суда.

При бурении с буровых судов технологический процесс, заключающийся в оборудовании подводного устья, в принципе не отличается от бурения на суше. Поэтому для комплектования буровой установки используются стандартные узлы и оборудование. Однако оборудование, применяемое на БС, имеет и некоторые особенности в силу того, что площадка, с которой бурят, перемещается. Эти особенности оборудования состоят в следующем:

1. Ввиду колебаний БС при качке невозможно применение жетовой системы очистки с самотечным движением раствора, поэтому циркуляционная система глинистого раствора должна иметь принудительную циркуляцию.

2. Так как с БС обычно бурится лишь одна скважина, то нет необходимости устанавливать наклоняющуюся вышку или вышку с перемещающимися кронблоками.

3. При бурении с БС в связи с колебанием судна затруднена, а в некоторых случаях невозможна, установка буровых труб на вышки или внутри вышки при спускоподъемных операциях. В связи с этим для ускорения сборки и разборки применяются механические стеллажи. При таких стеллажах подача труб на мостки скважины (стеллажи на палубе БС) производится механически.

4. Буровая установка, как правило, электрифицирована, т. е. все механизмы для механизмов электрические.

Проблема удержания бурового судна над точкой бурения при жестких условиях ограничения перемещений является одной из основных проблем при бурении на море. В зависимости от размеров судна, глубины бурения и района плавания применяются различные по мощности и принципу работы, удерживающие системы (и).

С начала 1960-х гг. используются буровые судна со специальными погружающимся под воду корпусом, так называемые полупогружные установки. У этих установок сохранились главные особенности при бурении с судна: бурение на плаву и якорные системы удержания. Корпус ПБС имеет три основных элемента: понтоны, колонны и верхнюю рабочую площадку. Во время транспортировки ПБС плавает на понтонах с минимальным балластом. Затем в точке бурения сооружение принимает балласт в понтоны и погружается на заданную глубину. В рабочем положении понтоны находятся под водой, а верхняя рабочая площадка находится над водой.

2.9. Подготовительные работы к бурению скважины

По окончании монтажа бурового оборудования и строительства привышечных сооружений буровая установка принимается специально созданной комиссией. Буровой мастер вместе с бригадой проверяют правильность и качество строительно-монтажных работ, опробуют оборудование. Для предупреждения возможных несчастных случаев в процессе бурения особое внимание должно быть уделено проверке безопасных условий работы.

Электрическое освещение буровой установки должно быть выполнено в соответствии с существующими нормами. На вышке устанавливаются светильники в пыленепроницаемом исполнении пригодные для наружной установки, у превентора — во взрывоопасном, а в остальных местах допускается применение светильников в открытом исполнении. Должно быть обеспечено аварийное освещение напряжением 12 В.

Оборудование должно быть исправным и безотказно работать. Приемка оборудования и сооружений оформляется соответствующим актом. Все недоделки и неисправности должны быть устранены до начала бурения.

До начала работ буровая установка укомплектовывается буровыми инструментами, долотами, обсадными трубами для кондуктора и бурильными трубами, приспособлениями малой механизации, контрольно-измерительными приборами для бурения шурфом под ведущую трубу, необходимым запасом воды, глины и химических реагентов. На буровой установке необходимо иметь помещение для отдыха и приема пищи (в случаях невозможности обеспечения ежедневной перевозки сменных вахт к постоянному местожительству или вахтовому поселку на буровой установке должны быть помещения для их проведения и отдыха), сушилку для спецодежды, помещение для проведения анализа и подбора рецептуры бурового раствора, противопожарный инвентарь, набор ручного и вспомогательного инструмента, аптечку с медикаментами, промышленный санитарный инвентарь, а также инстру-

и плакаты по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарным мероприятиям. Запас горюче-смазочных материалов различных сортов должен храниться на буровой в закрытых емкостях, имеющих четкую надпись о наименовании находящихся в них материалов. Скважины, бурящиеся в труднодоступных местах, должны быть обеспечены горюче-смазочными материалами на весь период бездорожья.

После принятия от строителей и монтажников наземных сооружений и оборудования буровая бригада начинает подготовительные работы для бурения. Прежде всего производится оснастка буровой системы, монтаж и опробование объекта в малой механике (подвеска машинных ключей, установка противозатаскивающего талевого блока под кронблок и т. п.).

Сооружение скважины начинают с установки шахтового направления для укрепления устья скважины от обвалов и размыва циркуляционной жидкостью. При устойчивых породах шахтовое направление устанавливают в процессе работ по сооружению вышки. Для этой цели роют шахту глубиной 4...5 м, в которой устанавливают направление из труб. Центр направления должен совпадать с центром вышки по ее нижней раме; кроме того, направление должно быть выверено на вертикальность при помощи отвеса. После установки направления шахту засыпают битым камнем и заливают цементным раствором.

В случаях когда у поверхности залегают неустойчивые породы, бурят под направление при помощи ротора до глубины 15...20 м. После этого в пробуренную скважину спускают направление из труб, центрируют его и заливают пространство между стенками скважины и направлением цементом. Верхний конец направления должен доходить до желоба, по которому буровой раствор, вытекающий из скважины, направляется в циркуляционную систему.

Главная задача при сооружении направления в многолетнемерзлых рыхлых породах — предупреждение его размыва во время оттаивания. С этой целью делают шахту глубиной до 10 м сечением 1,5×1,5 м в зависимости от состояния грунта. В шахту спускают и центрируют 508 или 559 мм трубу. Вокруг трубы на дно шахты насыпают и утрамбовывают слой глины толщиной 30...40 см. Затем набрасывают нагретый на костре бут, щебень и послойно заливают цементным раствором. Послойная заливка необходима для заполнения всех пустот между каменным материалом и созданием непроницаемого для жидкости монолита. Нагретый каменный материал и теплый цементный раствор создают температурный режим, способствующий успешному процессу схватывания и твердения бетонов, а также образованию прочного контакта между бетоном и направляющей трубой. В районах Западной Сибири практикуется также забивание направления с помощью электрооборудования.

Для успешного ведения работ по проводке скважины (предупреждения искривления скважины, сохранения резьбовых соединений бурильных труб и т.п.) большое значение имеет отцентрированность вышки. После оснастки талевой системы, сборки и подвески ведущей трубы приступают к центрированию вышки. Если вышка установлена правильно, то отвес совпадает с точкой пересечения диагоналей (версочных струн, натянутых по диагонали нижней рамы вышки).

По направлению отклонения отвеса от центра устья скважины определяют, какие из ног вышки нужно поднять и положить под них подкладки, чтобы ликвидировать эксцентриситет. Для этого домкратом поднимают соответствующие ноги вышки и подводят под них подкладки. Домкраты устанавливают под приваренные к ногам вышки специальные полки. Когда скважина углублена на 40... 50 м, рекомендуется еще раз проверить отцентрирование вышки.

Центр ротора также должен строго совпадать с центром вышки и центром направления. Необходимо, чтобы ротор был установлен горизонтально (проверяется уровнем), а роторный валик — параллельно трансмиссионному валу лебедки. Кроме того, необходимо, чтобы цепное колесо на роторном валике и цепное колесо на трансмиссионном валу лебедки для передачи вращения ротору были расположены в одной вертикальной плоскости, в противном случае цепь будет часто соскакивать и рваться. Установленный на место ротор надежно укрепляется и обшивается досками.

После того как вышка отцентрирована и ротор установлен на место приступают к бурению под шурф для ведущей трубы. Шурф необходим для опускания ведущей трубы во время наращивания бурильных труб и в периоды, когда не производится бурение. Под шурф бурят турбобуром или ротором. Для забуривания под шурф турбобуром над устьем скважины предварительно собирают долото, турбобур и ведущую трубу.

На линии, соединяющей центр скважины с правой опорой вышки (со стороны мостков) на расстоянии 1,5... 2,0 м от оси скважины вырубает отверстие для шурфовой трубы. К той же опоре вышки временно на уровне 1,5... 2,0 м от пола буровой привязывают ролик и пеньковый канат диаметром 28,5 мм и длиной 12... 15 м. Забуривание под шурф производится в следующем порядке. Затаскивают турбобур с долотом в прорубленное под шурф отверстие. Корпус турбобура обвивается не менее чем тремя витками пенькового каната. При этом набегающий конец каната (по направлению вращения корпуса турбобура) должен быть привязан к опоре вышки, а сбегающий конец каната перекидывается через блочок и соединяется с контргрузом. Перемещение турбобура с ведущей трубой в вертикальном положении обеспечивается

перепусканием витков пенькового каната при сохранении соответствующего натяжения.

Для безопасного бурения шурфа с помощью турбобуров или электробура на ряде предприятий используют специальное приспособление, выполненное в виде двух кованых пластин, изогнутых по форме ведущей трубы. Пластины надевают на ведущую трубу и скрепляют между собой четырьмя болтами. В имеющиеся специальные отверстия с обеих сторон пластин продевают стальной канат, обвивают его вокруг вертлюга против часовой стрелки и крепят в зеве крюка. Крюк фиксируют стопором. При бурении под шурф ведущая труба удерживается от вращения подвесной частью талевого системы, инерции которой достаточно для гашения реактивного момента.

Шурф пробуривают глубиной 15... 16 м. Затем в шурф опускают две свинченные обсадные трубы (двухтрубку) диаметром 273 мм, верхний конец двухтрубки снабжается козырьком для облегчения захода в шурф конца ведущей трубы. При бурении под шурф ротором привод его может быть осуществлен либо через лебедку, либо через индивидуальный привод. При бурении под шурф с приводом через лебедку ротор подтаскивают к месту шурфа и устанавливают наклонно, для чего под салазки ротора со стороны мостков подкладывают доску толщиной 90 мм. Вращение ротору передают при помощи цепи, надетой на цепное колесо малой скорости барабана лебедки. При бурении под шурф при помощи индивидуального привода ротор устанавливают и укрепляют на месте бурения шурфа на расстоянии 1,5... 2,0 м от устья скважины.

До начала бурения скважины или куста (первой скважины, а при необходимости и последующих) руководством Управления буровых работ (УБР) (экспедиции) должна проводиться пусковая конференция с участием всего состава буровой бригады, руководителей Центральной инженерно-технической службы (ЦИТС), РИТС, вышечно-монтажного подразделения и УБР (экспедиции). К проведению пусковой конференции должны быть привлечены главные специалисты УБР (технологи, геологи, механики, энергетики, экономисты), а также представители общественных организаций.

Во время пусковой конференции бригада подробно знакомится с конструкцией скважины, геологическим разрезом, свойствами пород, ожидаемыми осложнениями и режимом бурения. Здесь же обсуждаются технические мероприятия, которые должны обеспечить скоростную и безаварийную проводку скважины. Бригада знакомится с особенностями работы в условиях хозрасчета. Хозрасчет бригады заключается в том, что рабочий коллектив несет полную материальную ответственность за результаты своей деятельности. Новой формой бригадного хозрасчета является коллективный подряд. Хозяйственно-плановую основу его составляет заключаемый между администрацией и буровой бригадой договор. Это двусто-

роннее соглашение, устанавливающее права и обязанности сторон, регламентирующее взаимоотношения и определяющее их ответственность в случае несоблюдения обязательств. В случае работы буровой бригады по коллективному подряду, на пусковой конференции обсуждается и подписывается договор между администрацией и буровой бригадой.

При бурении скважины более 2 мес ежемесячно должны проводиться беседы, на которых подводятся итоги работы и рассматриваются особенности технологии бурения на следующий период (1 мес). Главные механик и энергетик буровой организации или представители их служб вместе с буровым мастером до начала бурения обязаны ознакомить весь состав бригады с правилами и инструкциями новых видов оборудования и инструмента и провести дополнительный инструктаж рабочих по технике безопасности при эксплуатации этого оборудования. Результаты инструктажа должны заноситься в специальный журнал.

Бурение скважины может быть начато при наличии на буровой следующих документов:

- геолого-технического наряда и профиля наклонно направленной скважины (при необходимости);

- режимно-технологической карты, а при бурении скважин глубиной 3000 м и более — проекта бурения;

- акта о вводе в эксплуатацию установки с разрешением на начало бурения органов Федерального горного и промышленного надзора России (Госгортехнадзора России). В отдельных случаях пуск буровой проводится на основании акта, составленного приемочной комиссией бурового предприятия без участия представителя Госгортехнадзора России;

- наряда (нормативной карты) на буровые работы.

Геолого-технический наряд (ГТН) состоит из двух частей: геологической и технической.

Геологическая часть содержит следующие данные:

- горизонты и глубины, на которые будет пройдена скважина, характер пород и предполагаемые углы падения пластов на протяжении всей скважины;

- интервалы, которые должны буриться с отбором керна и шлама из промывочной жидкости;

- глубины замера кривизны скважины, производства каротажа и других электрометрических работ;

- интервалы глубин, на которых могут ожидать нефтегазоводопроявления, осложнения, связанные с нарушениями целостности ствола; скважины, затяжки и поглощения промывочной жидкости;

- плотность, вязкость, водоотдача и процент содержания песка (поинтервальное качество промывочной жидкости);

- крепость проходимых пород.

Кроме того, в геологической части наряда описывается конструкция скважины. Для эксплуатационной колонны указывается способ испытания на герметичность, а также интервал прострела отверстий и их количество.

Техническая часть наряда содержит следующие указания:

тип долота и его размер;
число рейсов долотом каждого типа и размера;
число оборотов инструмента (при роторном бурении);
осевую нагрузку на долото;
режим работы буровых насосов (диаметр цилиндрических втулок, производительность и давление).

Далее приводятся указания по спускоподъемным операциям (оснастка талевой системы), число свечей лебедки. Кроме того, указываются интервалы расширения ствола скважины перед спуском колонны обсадных труб.

В верхней части ГТН даются общие данные по скважине: название месторождения; где расположена скважина; номер скважины и цель бурения; проектные глубина и горизонт. Затем приводится перечень бурового оборудования. В специальной таблице указывается, какими бурильными трубами будет буриться скважина. В процессе бурения скважины ГТН может изменяться только с соответствующего разрешения. Кроме ГТН буровой бригаде выдается инструктивно-технологическая карта, в которой приводятся рекомендации по достижению высоких технико-экономических показателей при бурении данной скважины. Эти рекомендации кроме технологических вопросов охватывают и организационные.

Первичными документами, содержащими описание всего комплекса технологического процесса бурения скважин, являются буровой журнал, диаграмма индикатора массы (веса) и суточный рапорт бурового мастера.

Буровой журнал заполняется поваяхтенно бурильщиками и содержит подробное изложение всех процессов, произведенных в буровой от начала до окончания бурения скважины, в хронологическом порядке. В буровой журнал подробно записывают все виды геолого-технических осложнений, встречающихся при бурении скважины, указывают применявшиеся методы борьбы с ними и расход материалов (глины, цемента и т. п.). Ежедневно буровой мастер на основании записей в буровом журнале и диаграммы индикатора массы (веса) заполняет буровой рапорт.

Контрольные вопросы

1. Что такое скважина?
2. На какие категории делятся скважины?
3. Какие существуют способы бурения скважин?

4. Опишите схему вращательного бурения, нарисуйте порядок расположения бурового инструмента, начиная от долота в скважине и кончая кронблоком на верху вышки.

5. Из каких элементов состоит полный цикл строительства скважины?

6. Какие различают скорости бурения и как их определяют?

7. Что называется буровой установкой? Каков состав буровой установки?

8. Какие существуют методы монтажа и транспортировки самоходных буровых установок?

9. Каково назначение буровых вышек? Какие существуют типы вышек?

10. Для чего предназначены буровые лебедки? Из каких основных узлов состоит буровая лебедка?

11. Для чего предназначена талевая система? Из каких элементов она состоит?

12. Что представляет собой кронблок, талевой блок, крюк и крюкоблок?

13. Какие канаты применяют в талевых системах буровых установок?

14. Расскажите и нарисуйте схему крестовой оснастки талевой системы.

15. Какие механизмы и инструменты применяются для производства спускоподъемных операций?

16. Каково назначение комплекса механизмов АСП?

17. Какие основные положения необходимо соблюдать при спускоподъемных операциях?

18. При помощи какого оборудования осуществляется вращательное бурение?

19. Каково назначение и устройство роторов?

20. Каково назначение и устройство вертлюгов и буровых шлангов?

21. Какие типы буровых насосов применяются при бурении нефтяных и газовых скважин?

22. Из каких элементов состоит обвязка буровых насосов и каково их устройство?

23. Что понимается под силовым приводом буровых установок?

24. Какие нужно осуществлять мероприятия по охране природы и окружающей среды при бурении скважин, при бурении и освоении скважин на море?

25. Назовите решающие факторы, определяющие схему расположения наземных сооружений и оборудования.

26. Что обязательно нужно учитывать при любой схеме расположения наземных сооружений и оборудования?

27. Каковы особенности расположения оборудования при сложных условиях бурения на суше?

28. Назовите особенности расположения оборудования при бурении скважин в Западной Сибири.

29. Каковы особенности расположения оборудования при бурении на море?

30. Какие разновидности стационарных и подвижных установок для бурения на море вы знаете?

31. На что должно быть обращено особое внимание при приемке бурового оборудования и привышечных сооружений?
32. В чем заключаются подготовительные работы для бурения?
33. Для чего проводится пусковая конференция? В чем заключается сущность коллективного подряда?
34. При наличии каких документов может быть начато бурение скважины?
35. Какие данные содержит геолого-технический наряд?
36. Какие первичные документы ведет буровая бригада? Каковы сущность и содержание каждого из них?

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

3.1. Назначение и классификация породоразрушающего инструмента

В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы. Основными физико-механическими свойствами горных пород, влияющими на процесс бурения, являются: упругие и пластические свойства, твердость, абразивность и сплошность.

Основной вид деформации, под действием которой породы в процессе бурения разрушаются, — вдавливание. При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

По характеру разрушения породы все буровые долота классифицируются следующим образом.

1. Долота режуще-скалывающего действия, разрушающие породу лопастями, наклоненными в сторону вращения долота. Предназначены они для разбуривания мягких пород.

2. Долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и вокруг оси долота*. При вращении долота наряду с дробящим действием зубья (штыри) шарошек, проскальзывая по забою скважины, скалывают (срезают) породу, за счет чего повышается эффективность разрушения пород. Следует отметить, что выпускаются буровые долота и бурильные головки только дробящего действия. При работе этими долотами породы разрушаются в результате динамического воздействия (ударов) зубьев шарошек по забою скважины. Перечисленные долота и бурильные головки предназначены для разбуривания неабразивных и абразивных средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород.

* Долото с коническими шарошками, внутри которых помещаются их оси, было изобретено Горвардом Юзом в 1909 г. В результате длительного совершенствования режущей части, подшипников, проходных отверстий для бурового раствора и других элементов создано современное долото дробяще-скалывающего действия.

3. Долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, располагающиеся в торцевой части долота или в кромках лопастей долота. Долота с алмазными зернами и твердосплавными штырями в торцевой части применяются для бурения неабразивных пород средней твердости и твердых; долота лопастные армированные алмазными зернами или твердосплавными штырями — для разбуривания перемещающихся по твердости абразивных и неабразивных пород.

По назначению все буровые долота классифицируются по трем классам:

долота для сплошного бурения, разрушающие породу в одной плоскости или ступенчато;

бурильные головки для колонкового бурения, разрушающие породу по периферии забоя;

долота для специальных целей (зарезные, расширители, фрезеры и др.).

Долота для сплошного бурения и бурильные головки для колонкового бурения предназначены для углубления скважины. Выпускаются они различных типов, что позволяет подбирать нужное долото. Долота для специальных целей предназначены для работы в пробуренной скважине и в обсадной колонне. Долота независимо от их назначения, конструкции и типа нормализованы по диаметрам (табл. 3.1).

По конструкции промывочных устройств и способу использования гидравлической мощности струи промывочной жидкости

Таблица 3.1

**Нормальный ряд долот по диаметрам по ГОСТ 20692 — 75
(изменение № 2, введено с 01.01.82)**

Номинальный диаметр долота	Предельное отклонение диаметра, мм	Высота долота*, м
46,0	+ 0,6	100
59,0	+ 0,6	120
76,0	+ 0,6	140
93,0	+ 0,6	160
97,0	+ 0,6	165
98,4	+ 0,6	170
112,0	+ 0,6	180
118,0	+ 0,6	190
120,6	+ 0,6	200
132,0	+ 0,6	210
139,7	+ 0,6	230

* Для трехшарошечных долот. Высоты одно- и двухшарошечных долот могут быть увеличены до 20 % от высоты трехшарошечных долот.

Номинальный диаметр долота	Предельное отклонение диаметра, мм	Высота долота, м
146,0	+ 0,8	240
151,0	+ 0,8	250
161,0	+ 0,8	250
165,1	+ 0,8	310
171,4	+ 0,8	310
187,3	+ 0,8	320
190,5	+ 0,8	320
200,0	+ 0,8	335
212,7	+ 0,8	340
215,9	+ 0,8	340
222,3	+ 0,8	350
242,9	+ 0,8	360
244,5	+ 0,8	390
250,8	+ 0,8	390
269,9	+ 0,8	400
295,3	+ 0,8	410
304,8	+ 0,8	420
311,1	+ 0,8	420
320,0	+ 0,8	420
349,2	+ 0,8	440
374,6	+ 0,8	475
393,7	+ 1,6	515
444,5	+ 1,6	530
490,0	+ 2,4	600
508,0	+ 2,4	630
		650

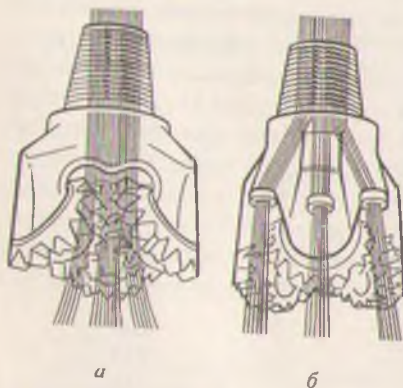


Рис. 3.1. Промывка забоя скважины:
а — у обычных шарошечных долот;
б — гидромониторных шарошечных долот

долота делятся на струйные (гидромониторные) и проточные (обычные). В гидромониторных долотах струя промывочной жидкости достигает поверхности забоя, что дает возможность использовать гидромониторный эффект для очистки поверхности забоя и частичного разрушения породы. В проточных (обычных) долотах промывочная жидкость, протекая через промывочные отверстия, омывает шарошки (лопасти) и только частично достигает поверхности забоя (рис. 3.1).

3.2. Лопастные долота для сплошного разбуривания забоя

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

Используются следующие лопастные долота:

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

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

М — для мягких пород;

МС — для мягких пород с пропластками средней твердости;

МСЗ — для мягких абразивных пород с пропластками средней твердости;

С — для пород средней твердости.

Лопастные долота вида П выпускаются двух типов:

Ц — для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн;

Р — для расширения ствола скважины.

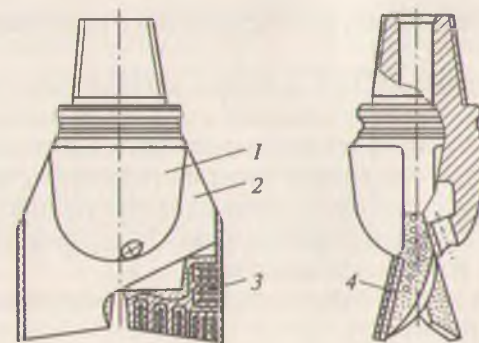


Рис. 3.2. Двухлопастное долото 2Л:

1 — корпус; 2 — лопасти; 3 — пластина; 4 — штырь

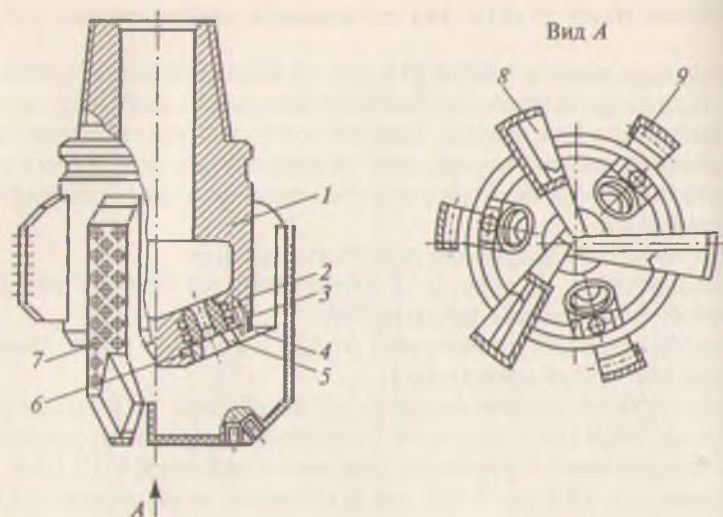


Рис. 3.3. Шестилопастное долото истирающе-режущего действия БИР с гидромониторной промывкой:

1 — корпус; 2 — кольцо уплотнительное; 3 — болт; 4 — шайба; 5 — шайба байонетная; 6 — насадка; 7 — штырь; 8 — лопасть; 9 — укороченная лопасть

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

3.3. Шарошечные долота для сплошного разбуривания забоя

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

Шарошечные долота имеют следующие преимущества по сравнению с лопастными:

площадь контакта шарошечных долот с забоем значительно меньше, чем у лопастных долот, но длина их рабочих кромок больше, что значительно повышает эффективность разрушения горных пород;

шарошки долота перекатываются по забою в отличие от лезвий лопастного долота, скользящих по нему, вследствие чего интенсивность износа зубьев шарошек значительно меньше интенсивности износа лезвий лопастных долот;

вследствие перекатывания шарошек по забою крутящий момент, потребляемый долотом, сравнительно невелик, поэтому опасность заклинивания шарошечного долота сводится к минимуму.

В соответствии с ГОСТ 20692—75 шарошечные долота изготавливаются трех видов: одношарошечные — I, двухшарошечные — II и трехшарошечные — III. Трехшарошечные долота получили наибольшее распространение (рис. 3.4). По расположению и конст-

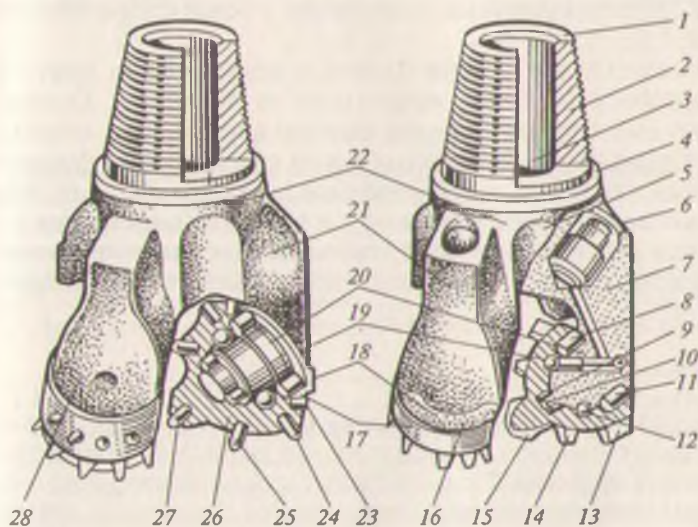


Рис. 3.4. Устройство трехшарошечных долот:

1 — торец присоединительного ниппеля; 2 — присоединительный ниппель с замковой резьбой; 3 — внутренняя полость присоединительного ниппеля; 4 — упорный уступ долота; 5 — резервуар для размещения смазки; 6 — система компенсации давления смазочного материала; 7 — лапа; 8 — периферийный роликовый радиальный подшипник качения; 9 — концевой радиальный подшипник скольжения; 10 — концевой упорный подшипник скольжения; 11 — герметизирующий элемент; 12 — средний шариковый радиально-упорный подшипник качения; 13 — фрезерованный зуб периферийного венца; 14 — фрезерованный зуб среднего венца; 15 — фрезерованный зуб вершины шарошки; 16 — наплавка зерновым твердым сплавом; 17 — шарошка; 18 — козырек лапы; 19 — замковый палец; 20 — цапфа лапы; 21 — спинка лапы; 22 — корпус долота; 23 — твердосплавный зубок периферийного венца шарошки; 24 — твердосплавный зубок среднего венца шарошки; 25 — твердосплавный зубок вершины шарошки; 26 — концевой роликовый подшипник скольжения; 27 — твердосплавный зубок вершины шарошки; 28 — твердосплавный зубок, запрессованный в козырек лапы

рукции промывочных или продувных каналов долота изготавливаются: с центральной промывкой — Ц, боковой гидромониторной промывкой — Г, центральной продувкой — П, боковой продувкой — ПГ.

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

Опоры шарошек изготавливаются (рис. 3.5): на подшипниках качения — В, одном подшипнике скольжения (остальные — подшипники качения) — Н, одном подшипнике скольжения с герметизацией уплотнительными кольцами и резервуарами для смазки — НУ, двух подшипниках скольжения и более с герметизацией — АУ (табл. 3.2).

Теоретически для каждой горной породы должно иметься долото, способное наиболее эффективно ее разрушать. Однако невозможно иметь на вооружении столько типов долот, сколько существует разновидностей горных пород с различными физико-механическими свойствами. На практике применяют долота, обеспечивающие хорошую эффективность в определенной группе пород.

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

Мягкие	М
Мягкие абразивные	МЗ
Мягкие с пропластами средней твердости	МС
То же	МСЗ
Средней твердости	С
Абразивные средней твердости	СЗ
Средней твердости с пропластами твердых	СТ
Твердые	Т
Твердые абразивные	ТЗ
Твердые с пропластами крепких	ТК
Твердые абразивные с пропластами крепких	ТКЗ
Крепкие	К
Очень крепкие	ОК

В зависимости от способа бурения для различных долот выработаны на практике предпочтительные режимы их применения (табл. 3.3).

Кроме трехшарошечных в практике бурения применяют двухшарошечные и одношарошечные долота. Двухшарошечные долота предназначены для бурения мягких и вязких пород с пропластками пород средней твердости. Отличительной особенностью двухшарошечных долот по сравнению с трехшарошечными оди-

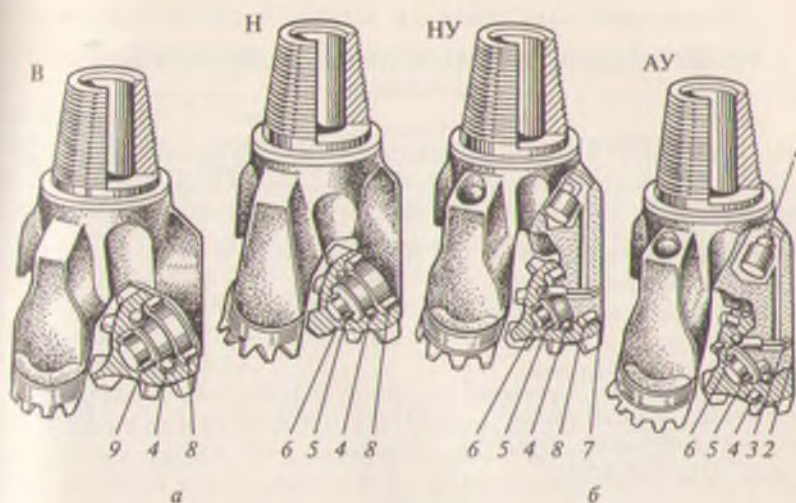


Рис. 3.5. Основные виды опор:

а — негерметизированные; *б* — герметизированные маслonaполненные; 1 — система компенсации давления смазочного материала; 2 — уплотнительное кольцо; 3 — периферийный подшипник скольжения с антифрикционным покрытием; 4 — шариковый радиально-упорный подшипник скольжения; 5 — концевой радиальный подшипник скольжения; 6 — концевой упорный подшипник скольжения; 7 — герметизирующий элемент; 8 — периферийный роликовый радиальный подшипник качения; 9 — концевой роликовый радиальный подшипник

наковых диаметров является увеличение размеров шарошек и более благоприятные условия для расположения промывочных отверстий. Двухшарошечные долота представляют собой неразборную конструкцию, состоящую из двух сваренных между собой секций (лап), на цапфах которых смонтированы свободно вращающиеся на опорах шарошки с зубьями для разрушения пород. Двухшарошечные

Таблица 3.2

Цифровые и буквенные обозначения конструкций долот

Число шарошек	Диаметр долота, мм	Тип долота	Система промывки	Вид опор	Герметизация опор
III	190,5	МЗ	Г	А	У
III	215,9	ТКЗ	Г	Н	У
III	215,9	С	Г	Н	—
III	269,9	М	Г	В	—
III	269,3	Т	Ц	В	—

Примечание. Тип долота определяет конструкцию вооружения шарошек.

Рекомендуемые режимы эксплуатации трехшарошечных долот

Способ бурения	Серия долота	Частота вращения долота, об/мин	Удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, кН
Роторный	ГАУ	35...70	6...8
Роторный. Забойными двигателями (винтовыми, турбобурами и электробурами с редукторными вставками, низкооборотными турбобурами)	ГНУ	40...250	6...10
Роторный. Забойными двигателями (винтовыми, турбобурами, электробурами)	ГН	60...450	6...10
Турбинный	ГВ, ЦВ	60...450	7...12

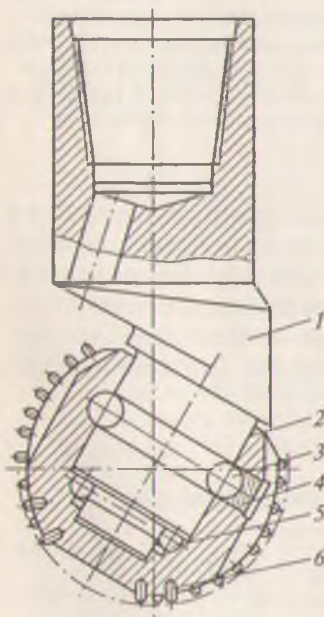


Рис. 3.6. Одношарошечные долота:

1 — лапа; 2 — шарошка; 3, 5 — шарики; 4 — палец; 6 — твердосплавный зубец

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

Одношарошечные долота (рис. 3.6) применяются для бурения твердых пород, залегающих на большой глубине. Они состоят в основном из одной лапы, на цапфе которой свободно вращается на шариковых опорах сферическая шарошка, в тело которой запрессованы твердосплавные цилиндрические зубья (штыри) с полусферической или призматической рабочей поверхностью.

Американский ГОСТ (США) предусматривает следующие размеры шарошечных долот, в дюймах (мм): 3 $\frac{3}{4}$ " (95,2); 4 $\frac{1}{8}$ " (104,8); 4 $\frac{3}{4}$ " (120,7); 5 $\frac{5}{8}$ " (142,9); 5 $\frac{7}{8}$ " (149,2); 6" (152,4); 6 $\frac{1}{8}$ " (155,6); 6 $\frac{1}{4}$ " (158,8); 6 $\frac{1}{2}$ " (165,1); 6 $\frac{3}{4}$ " (171,5); 7 $\frac{7}{8}$ " (200,0); 8 $\frac{3}{8}$ " (212,7); 8 $\frac{1}{2}$ " (215,9); 8 $\frac{5}{8}$ " (219,1); 8 $\frac{3}{4}$ " (222,3); 9 $\frac{1}{2}$ " (241,3); 9 $\frac{7}{8}$ " (250,8); 11" (279,4); 12 $\frac{1}{4}$ " (311,1); 14 $\frac{3}{4}$ " (374,6); 17 $\frac{1}{2}$ " (444,5); 20" (508); 24" (609,6); 26" (660,4).

3.4. Алмазные долота и долота, армированные синтетическими поликристаллическими алмазными вставками*

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

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

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

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

однослойные с размещением зерен алмазов в поверхностном слое матрицы по определенным схемам; типы — радиальные ДР (рис. 3.7), ступенчатые ДТ (рис. 3.8) и ступенчатые с шаровидными выступами ДК;

импергнированные (импергнированным называется алмазное долото, в котором при изготовлении объемные алмазы перемешиваются с материалом матрицы — шихтой, обеспечивая тем самым равномерную насыщаемость матрицы алмазами) с примерно равномерным распределением мелких зерен алмазов в объеме матричного материала; тип — с шаровидными выступами ДИ.

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

По мере углубления скважины на забое накапливается большое число металлических обломков в результате скола зубьев и выпа-

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

дания элементов опор шарошечных долот. Часть металла, находящегося на забое, размельчается в процессе бурения и выносится буровым раствором на поверхность, другая часть попадает в каверны и стенки скважины; этот металл в процессе бурения может снова попасть на забой. Металл на забое приводит к катастрофическому выкрашиванию алмазов. Очистка забоя глубоких скважин от металлических предметов и крупных обломков породы может быть достигнута применением методов очистки ствола, разработанных ВНИИБТ:

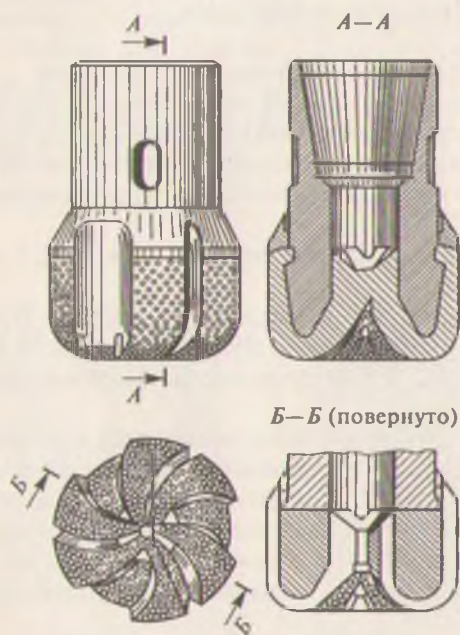


Рис. 3.7. Алмазное радиальное долото типа ДР для бурения среднеабразивных средней твердости и твердых пород

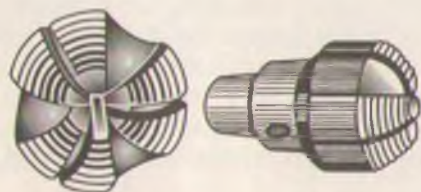


Рис. 3.8. Алмазное радиальное долото типа ДТ для бурения мягких и средней твердости пород

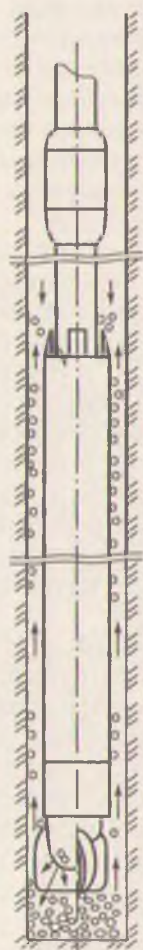


Рис. 3.9. Схема работы забойного шламоуловителя

1. Перед спуском алмазного долота последние два-три рейса необходимо проводить шарошечным долотом с одновременной очисткой скважины от металла и крупного шлама с помощью забойного шламоуловителя, установленного над долотом при роторном бурении и над турбобуром при турбинном бурении (рис. 3.9).

2. В случае необходимости дополнительной очистки скважины и калибровки ствола следует сделать специальный рейс скважины и шламоуловителя. При турбинном бурении алмазным долотом для более интенсивного выноса разбуренной породы из призабойной зоны на валу турбобура устанавливается чехол-отражатель, изменяющий направление струи из ниппеля турбобура, и тем самым способствующий лучшему выносу выбуренной породы.

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

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

1,6 — при диаметре алмазных долот и бурильных головок 91,4...227,0;

2,4 — при диаметре 242,1...391,3.

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

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

Начиная с 1977 г. при бурении нефтяных и газовых скважин за рубежом началось широкое применение долот, получивших название *стратапакс* (торговая марка). Это долота, армированные синтетическими поликристаллическими алмазными вставками. У нас в стране такие породоразрушающие инструменты (долота,

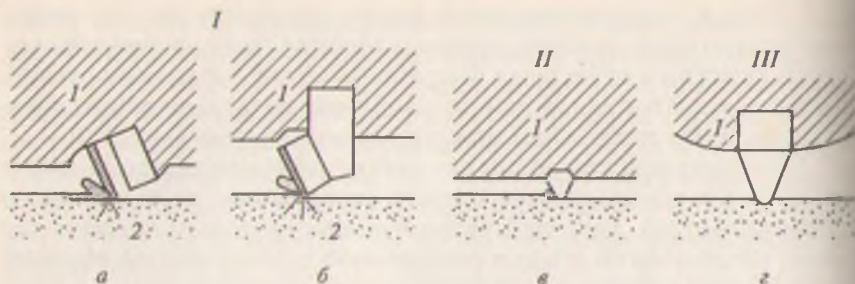


Рис. 3.10. Механика разрушения горных пород различными долотами:

I — стратапакс; II — алмазными; III — шарошечными;

а — разбуривание твердых пород (частичное обнажение резца); б — разбуривание мягких пород (полное обнажение резца); в — истирание-измельчение; г — вдавливание; 1 — корпус долота; 2 — алмазно-твердосплавная пластина

коронки) названы долотами (коронками), оснащенными алмазотвердосплавными пластинами. Долота стратапакс предназначены для разбуривания мягких и средней твердости пород. При бурении долотами этого типа обеспечиваются большие механическая скорость проходки и проходка на долото по сравнению с алмазными и трехшарошечными долотами при меньших энергетических затратах. Это обусловлено тем, что разрушение горных пород осуществляется путем резания (рис. 3.10), которое более эффективно, чем вдавливание (шарошечное долото) и истирание-измельчение (алмазное долото).

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

Большие размеры резцов стратапакс позволяют обеспечить выступ резцов стратапакс над корпусом долота до 12... 15 мм. При этом создаются хорошие условия удаления шлама из зоны разрушения породы и исключается контакт корпуса с забоем. Одним из важных преимуществ долот стратапакс является то, что изменение плотности бурового раствора не влияет на механическую скорость проходки.

Долота, изготавливаемые различными фирмами, отличаются способом закрепления резцов стратапакс, конструкцией промывочных систем, конфигурацией и материалом корпусов.

Долота матричного типа имеют повышенную стойкость к размыву раствором по сравнению с долотами, корпуса которых выполнены из стали. Одним из них является долото стратапакс фирмы «Кристансен» (Германия) матричного типа (рис. 3.11). Оно имеет шесть лопастей, оснащенных 68 резцами стратапакс цилиндрической формы диаметром 13,3 мм. На калибрующей поверхности установлены твердосплавные зубки и природные алмазы. В центральной части долота и в шести радиальных промывочных каналах долота устроены 20 отверстий диаметром 8 мм. Профиль долота параболический, диаметр 214,3 мм.

Долота с алмазотвердосплавными пластинами — это высокоэффективный инструмент для бурения пород мягких и средней твердости, при разрушении которых резцы сохраняют острые кромки длительное время. При роторном бурении и бурении винтовыми забойными двигателями долота этого типа обеспечивают увеличение механической скорости проходки в 2 раза по сравнению с шарошечными долотами, проходки на долото в 3... 7 раз при осевой нагрузке в 2... 2,5 раза меньшей и при сопоставимом крутящем моменте.

Долота стратапакс получили дальнейшее развитие. Так за рубежом используются долота типа балласет (фирма-изготовитель «Нортон Кристансен» — США). В этих долотах применяются режущие элементы из термостойких синтетических поликристаллических алмазов. Данные долота пригодны для эффективного разбуривания твердых, плотных и абразивных горных пород. Эффективная работа долот балласет достигается при малой нагрузке на долото и высокой частоте вращения. Долота этого типа успешно используются при бурении глубоких скважин.

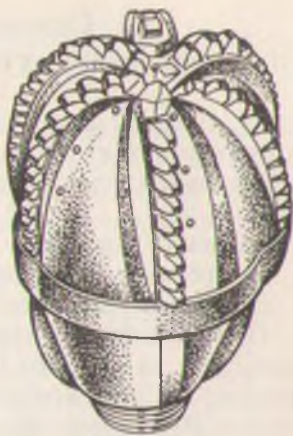


Рис. 3.11. Долото стратапакс фирмы «Кристансен» (Германия) матричного типа

3.5. Снаряды для колонкового бурения (керноприемные устройства) и бурильные головки к ним

Все снаряды для колонкового бурения вне зависимости от конструкций состоят из следующих основных частей:

бурильной головки для разрушения породы вокруг обуриваемого керна;

внешнего корпуса;

внутренней колонковой трубы для сохранения и выноса керна, кернодержателя (кернарвателя).

По принципу применения снаряды для колонкового бурения подразделяют на снаряды (керноприемные устройства) с несъемной (постоянной) колонковой трубой и на снаряды со съемной грунтоноской. При работе снарядами для колонкового бурения со съемной грунтоноской керн извлекается специальным ловителем на канате, бурильную головку поднимают после полной ее отработки.

Процесс подъема загруженной грунтоноски и спуск новой протекает следующим образом. При спуске ловитель захватывает грунтоноску за головку, соединенную с колонковой трубой. После захвата грунтоноски ловителем производится подъем ее при помощи лебедки, установленной на поверхности. После подъема грунтоноски с керном в бурильные трубы сбрасывают пустую грунтоноску, которая, дойдя до снаряда, садится головкой на опору. Бурение продолжается. В последнее время почти повсеместно используют снаряды для колонкового бурения со съемной грунтоноской.

По типу бурильные головки делятся на лопастные, шарошечные и алмазные*. В снарядах для колонкового бурения всех типов керн образуется бурильной головкой, а для отрыва и удержания керна служит кернодержатель.

Значение кернодержателя в обеспечении хорошего выхода керна очень велико. Существует большое число различных конструкций кернодержателей. Ту или другую конструкцию применяют в зависимости от условий бурения, физико-механических свойств разбуриваемых пород и т. п. Приемником отобранного керна является колонковая труба, заканчивающаяся сверху клапаном, через который из колонковой трубы выходит промывочная жидкость.

Лопастные бурильные головки с тремя и четырьмя лопастями предназначены для бурения колонковыми долотами в тех же породах, что и лопастные долота для сплошного разрушения забоя, их конструкции и материалы также аналогичны. У нас в стране распространены при колонковом бурении шарошечные бурильные головки. Они могут быть одно-, трех-, четырех- и шестишарошечные.

* К последним относятся также бурильные головки, армированные синтетическими алмазами.

Алмазные бурильные головки по своей конструкции, вооруженности алмазами на единицу площади аналогичны алмазным долотам для сплошного разрушения забоя.

При роторном способе бурения наиболее широкое распространение имеют колонковые снаряды «Недра» (рис. 3.12). ВНИИБТ разработаны снаряды этой серии в размерах: 203/100, 164/80, 138/67 и 122/52 мм (цифры в числителе обозначают диаметр корпуса сна-

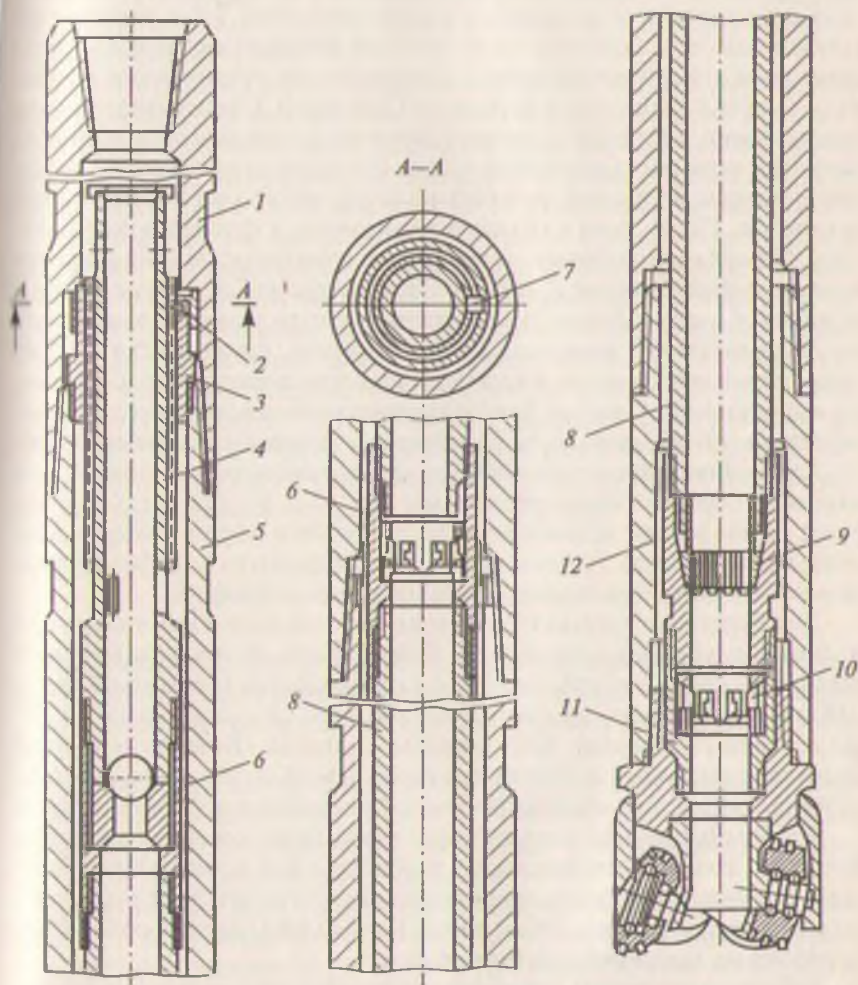


Рис. 3.12. Колонковый снаряд «Недра»:

1, 12 — верхний и нижний переводники; 2 — кольцо-фиксатор; 3 — гайка; 4 — винт; 5 — корпус; 6 — муфта; 7 — штырь; 8 — колонковая труба; 9, 10 — кернорватели; 11 — башмак

ряда, в знаменателе — номинальный диаметр керноприема бурильной головки).

Снаряд состоит из корпуса 5, изготовленного из толстостенных труб, соединяемых специальной замковой резьбой между собой и с переводниками верхним 1 и нижним 12. Внутри корпусов помещена грунтоноска, состоящая из колонковых труб 8, соединяемых муфтами 6, снабженными ребрами для центрирования внутри корпусов. Внизу грунтоноска заканчивается компоновкой кернорвателей и башмаком 11, которым она опирается на бурильную головку.

Кернорватели — цанговый 9 и рычажковый 10 — выполнены плавающими, вследствие чего они при бурении остаются неподвижными относительно керна, в то время как грунтоноска вращается вместе с корпусом и бурильной головкой. Сверху грунтоноска заканчивается винтом 4, присоединенным при помощи одной из муфт 6 к верхней колонковой трубе. По винту ходит гайка 3, ввинчивающаяся наружной резьбой во внутреннюю резьбу ниппелей корпусов. После того как гайка навинчена, а грунтоноска упрется в бурильную головку, положение грунтоноски фиксируется кольцом-фиксатором 2, штырь 7 которого, входя в пазы гайки 3 и винта 4, препятствует перемещению винта относительно гайки и, следовательно, корпуса. Таким образом, грунтоноска жестко закрепляется в корпусе, а кернорватель максимально приближается к бурильной головке. Для центрирования снаряда вместо переводников 1 и 12 могут быть установлены переводники-центраторы.

Для осложненных условий бурения предназначены колонковые снаряды серии «Селур» размерами 146/30 и 114/52 мм. Снаряды этой серии имеют одинаковую со снарядами серии «Недра» керноприемную часть (кернарватель, керноприемная труба, регулировочный винт), но корпус уменьшенного диаметра.

Для бурения в трудноотбираемых породах применяют колонковые снаряды серии «Кембрий». Эти снаряды позволяют отбирать керн большего, по сравнению с колонковыми снарядами серий «Недра» и «Селур», диаметра и работают со специальными бурильными головками. Колонковые снаряды «Кембрий» выпускаются в размерах 172/100 и 122/67 мм. Колонковые снаряды «Недра», «Селур» и «Кембрий» имеют несъемные керноприемники.

Чтобы обеспечить высокий процент выноса керна в турбинном бурении, созданы специальные турбобуры для колонкового бурения, в которых турбобур, керноприемное устройство и бурильная головка представляют собой единый комплекс, приспособленный к работе на высокооборотном режиме.

Работа со снарядом для колонкового бурения имеет ряд специфических особенностей. Перед спуском в скважину снаряд необходимо собрать на поверхности и тщательно осмотреть. Бурильные головки любых типов нужно спускать в скважину по возможности без расширения ствола скважины; при этом следует следить за

показаниями индикатора массы (веса). В случае обнаружения затяжек бурильной колонны этот интервал прорабатывают. При спуске инструмента в скважину, не доходя до забоя на 10...12 м, включают буровые насосы, при роторном бурении вращают бурильную колонну с одновременной плавной подачей ее до забоя, при турбинном бурении включают турбобур и с плавной подачей доходят до забоя. Снарядом для колонкового бурения бурят без отрыва от забоя, при этом бурильную головку на забой подают равномерно. Проходка за рейс определяется износостойкостью бурильной головки, а для колонковых снарядов с несъемными керноприемниками она не должна превышать полезной длины керноприемной трубы.

Перед отрывом керна от забоя или перед наращиванием при роторном бурении необходимо вращать инструмент до снятия осевой нагрузки на бурильную головку. Отрыв керна от забоя нужно проводить при непрерывной промывке и замедленном подъеме инструмента. Для гарантии отрыва и удержания керна следует подъем и спуск на забой без вращения (с осевой нагрузкой, на 20...30 кН превышающей нагрузку при бурении) провести два-три раза. По окончании бурения с отбором керна рекомендуется сократить до минимума время выравнивания параметров промывочной жидкости перед подъемом инструмента. Чтобы лучше сохранить керн при подъеме инструмента, следует избегать резких ударов бурильных труб. Отвинчивать бурильные трубы ротором запрещается. Режим работы снарядами для колонкового бурения устанавливается исходя из типоразмеров долот, глубины бурения, характера проходимых пород и способа бурения.

3.6. Долота для специальных целей

Расширители. Применяются для расширения диаметра скважины при проходке долотами сплошного и колонкового бурения, а также для центрирования бурильного инструмента в процессе бурения.

Расширители классифицируются по форме их рабочих органов (шарошечные, лопастные и др.), по способу крепления рабочих органов (жесткозакрепленные, разборные и раздвижные), по числу этих органов и типу их вооружения.

В настоящее время применяются два вида расширителей: шарошечные и лопастные. Наиболее распространенными являются трехшарошечные расширители (рис. 3.13). Они состоят из корпуса, в котором на осях смонтированы три пары шарошек с небольшой конусностью. Шарошки расположены по окружности под углом 120° друг к другу. Трехшарошечные расширители выпускаются диаметрами 243, 269, 295, 346, 394 и 445 мм.

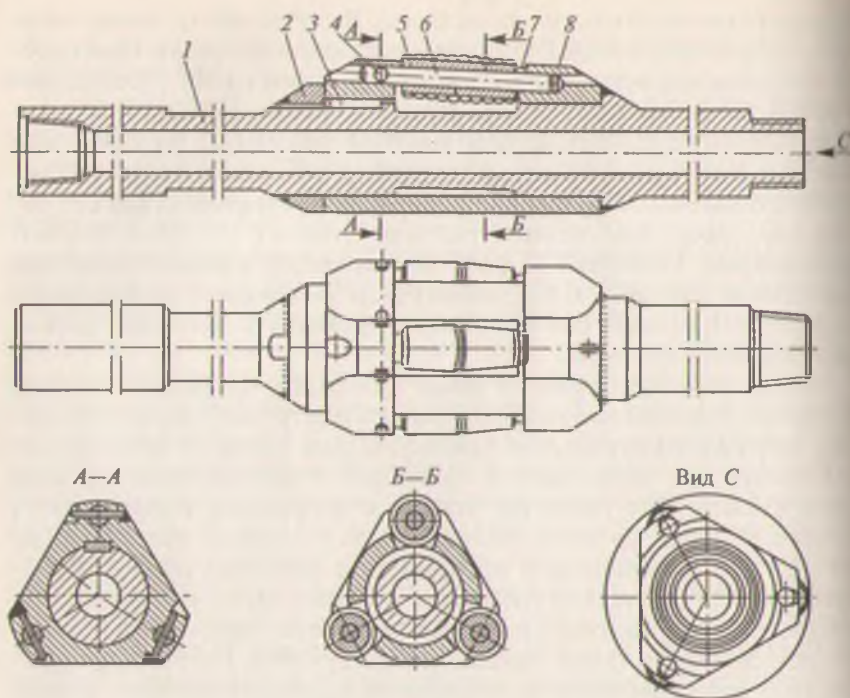


Рис. 3.13. Трехшарошечный расширитель (диаметр 394...445 мм):
 1 — корпус; 2 — кольцо; 3 — шпонка; 4 — шпилька; 5 — шарошка; 6 — ось шарошки; 7 — шайба; 8 — рубашка

Кроме трехшарошечных выпускаются четырех- и шестилопастные расширители, одношарошечные пилотные расширители и наддолотные штыревые расширители.

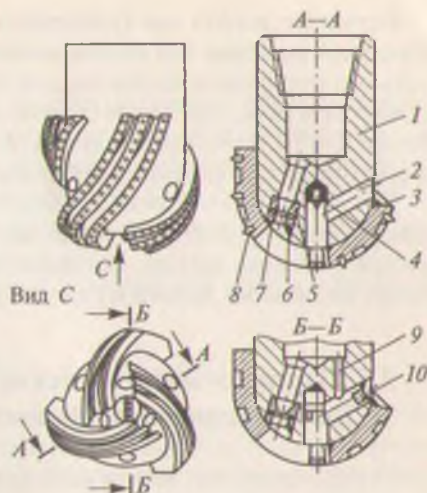
Фрезерные долота. Предназначены для бурения скважин в малоабразивных породах и разбуривания цементных мостов и металла в скважине. Фрезерные твердосплавные спиральные долота выпускаются типа ДФТС (рис. 3.14). Конструктивная особенность этих долот — расположение твердосплавных пластинок по спирали. Рабочая часть долота сферическая.

Забой промывается через боковые каналы и центральный канал, соединенный отводами с пространством между спиральными лентами. Конструкцией допускается замена изношенных спиралей новыми.

При бурении долотами типа ДФТС на забое в центре образуется керн диаметром 3...5 мм, который потом разрушается пластинками твердого сплава, закрепленными в стенке центрального канала, и выносится по двум открытым боковым каналам за спирали.

Рис. 3.14. Фрезерное твердосплавное спиральное долото типа ДФТС:

1 — корпус; 2 — ствол; 3 — спиральная лента; 4 — твердосплавные пластинки; 5 — коническая посадка; 6 — втулка; 7 — резиновое уплотнение; 8 — пластинки; 9 — промывочное отверстие; 10 — пробка



Долота для реактивно-турбинного способа бурения (РТБ). При работе агрегатами РТБ используются серийные трехшарошечные долота и долота типа ДРБ (рис. 3.15), специально разработанные для РТБ. Характерная особенность вооружения шарошек долот типа ДРБ для РТБ — наличие фрезерованных зубьев или твердосплавных зубьев только на периферийных венцах.

ВНИИБТ разработаны шестишарошечные долота для РТБ: ДРБ12К и ДРБ13К. У долот типа ДРБ наиболее дорогостоящей деталью является корпус, который целесообразно использовать многократно. Поэтому у этих долот сменные приваренные лапы.

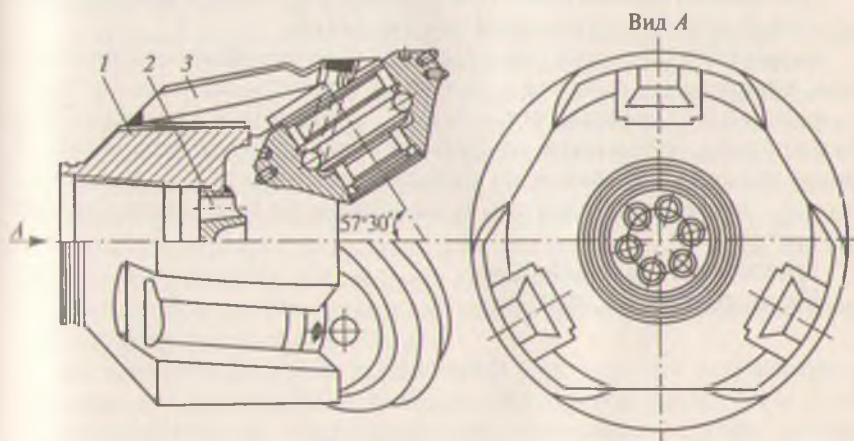


Рис. 3.15. Долота для реактивно-турбинного способа бурения диаметром 490 мм типа ДРБ13К:

1 — корпус; 2 — промывочный канал; 3 — лапа в сборе с шарошкой

Вставные долота для турбинного и роторного бурения без подъема буровой колонны для смены долота. Сущность способа бурения без подъема буровой колонны для смены отработанного долота заключается в том, что новое долото спускается, а отработанное поднимается (с помощью каната и специального инструмента — овершота или обратной циркуляции) внутри буровой колонны.

Для турбинного бурения разработана и выпускается специальная конструкция турбобура с вставным ротором, к которому присоединяется вставное долото. Вставное долото состоит из двух основных узлов: механизма долота и режущих шарошечных комплектов.

3.7. Техничко-экономические показатели работы долот. Выбор рациональных конструкций (типов) долот

Успех проводки скважины (скорость, качество и стоимость) прежде всего зависит от решения двух вопросов — рационального подбора и отработки долот в зависимости от физико-механических особенностей горных пород, подлежащих разбуриванию в процессе строительства скважины, и правильного подбора бурового раствора. Конечно, это не значит, что другие факторы (подбор буровой установки, бурового инструмента, способа бурения и т. п.) не влияют на процесс бурения, но подбор долот и бурового раствора являются решающими. В данном параграфе мы рассмотрим выбор рациональных типов долот. Но прежде чем перейти к рассмотрению этого вопроса, остановимся на технико-экономических показателях работы долот.

Для оценки работы долот при бурении нефтяных и газовых скважин пользуются следующими показателями:

механической скоростью проходки v_m , измеряемой числом метров, проходимых долотом в течение 1 ч работы на забое (м/ч);

рейсовой скоростью проходки v_p , измеряемой числом метров за один рейс, отнесенных ко времени пребывания долота на забое t_z плюс время, затраченное на подъем инструмента $t_{п.и}$, замену долота t_d , спуск инструмента t_c и наращивание в процессе бурения $t_{н.к}$ (м/ч);

проходкой h за 1 рейс (м).

Из этого следует, что

$$v_m = \frac{h}{t_z};$$

$$v_p = \frac{h}{t_z + t_{п.и} + t_d + t_c + t_{н.к}}.$$

Если принять $t_{сп} = t_{п.и} + t_d + t_c + t_{н.к}$, то

$$v_p = \frac{h}{t_3 + t_{\text{сп}}}$$

Обобщающий комплексный критерий оценки эффективности работы шарошечных долот — эксплуатационные затраты на 1 м проходки, позволяющие учесть не только проходку на долото за рейс и механическую скорость проходки, но и стоимость одного часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, а также стоимость долот.

Эксплуатационные затраты на 1 м проходки определяются по следующей формуле, р./м:

$$C = [1/v_m + 1/h (t_{\text{сп}} + t_{\text{пз}})] C_b + C_d,$$

где $t_{\text{сп}}$ — продолжительность спускоподъемных операций, отнесенных за один рейс, ч; $t_{\text{пз}}$ — продолжительность подготовительно-заключительных работ, отнесенных за один рейс, ч; C_b — сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, откорректированная по фактической коммерческой скорости, р./ч; C_d — стоимость долота с районной надбавкой, р.

Формула для вычисления эксплуатационных затрат может быть также записана в следующем виде, р./м:

$$C = (t_3 + t_{\text{сп}} + t_{\text{пз}}) C_b / h + C_d.$$

Рациональной конструкцией (типом) долота данного размера является такая конструкция (тип), которая при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки.

Основные параметры режима бурения (осевая нагрузка на долото, число оборотов, время пребывания на забое, проходка за рейс и т.д.) и типы долот устанавливаются геолого-техническим нарядом. Долото поступает на буровую с одним экземпляром паспорта. После обработки долота буровой мастер должен занести в соответствующие графы паспорта все необходимые данные согласно буровому журналу и индикаторной диаграмме, подписать паспорт и направить его вместе с долотом на долотную базу. Здесь данные из паспорта заносятся в сводную ведомость.

Обязательными условиями для выбора рациональных конструкций (типов) долот являются:

систематический учет показателей работы долот дифференцированно по нефтяным и газовым месторождениям, площадям, стратиграфическим подразделениям, интервалам глубин, способам и режимам бурения;

оценка и учет результатов промысловых испытаний опытных и опытно-промышленных партий долот новых конструкций;

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора НИПИНЕФТЬ

подпись

« » _____ 200__ г.

Регламент отработки долот по _____

месторождению, площадке (блоку) УБР, объединению _____

Конструкция скважин _____

УТВЕРЖДАЮ
Зам. генерального директора
объединения по бурению

подпись

« » _____ 200__ г.

Стратиграфическое подразделение	Интервал залегания пачек, м		Мощность пачек, м	Шифры рекомендуемых долот для разбуривания каждой пачки	Способ бурения или тип и секционность забойных двигателей	Рекомендуемые параметры режимов бурения				
	от	до				Осевая нагрузка на долото, кН	Частота вращения ротора, об/мин	Расход промывочной жидкости, л/ч	Давление насоса, МПа	Вид и параметры промывочной жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Планируемые средние показатели на одно долото			Планируемые показатели на разбуривание пачки				Примечание
Проходка, м	Стойкость, ч	Механическая скорость, м/ч	Число долот, шт.	Время механического бурения, ч	Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес	Эксплуатационные затраты на 1 м проходки, р.	
12	13	14	15	16	17	18	19

Примечание. Регламент обработки долот составляется для каждой типовой конструкции скважин всех разбуриваемых УБР площадей и их блоков.

В графу 19 следует записывать рекомендуемые компоновки низа бурильной колонны и другие технические средства, обеспечивающие повышение показателей работы долот.

На скважину данной конструкции требуется _____ долот следующих типов и конструкций: _____

Шифры долот _____
Число шт., %Зав. отделом (лабораторией)
бурения НИПИНЕФТЬНачальник технологического
отдела УБРГлавный (старший) геолог
УБР (нач. геологического отдела)

подпись

« » _____ 200__ г.

подпись

« » _____ 200__ г.

подпись

« » _____ 200__ г.



Рис. 3.16. Форма регламента обработки долот

изучение и учет характера износа элементов долота (опоры, вооружения, потери диаметра и др.);

систематическое изучение и анализ геологического разреза по данным геофизических исследований, исследований кернового и шламового материала;

проведение хронометража работы долот.

На основании вышеперечисленных условий для каждого месторождения подбираются рациональные типы долот. Достоверность выводов и рекомендаций зависит в первую очередь от добросовестного отношения буровых бригад и ИТР к выполнению перечисленных выше стадий выбора рациональных типов шарошечных долот. На основании проведенных экспериментально-исследовательских работ разрабатываются регламенты отработки долот для каждой площади (блока) или месторождения в целом дифференцированно по группам типовых конструкций скважин. Утвержденные регламенты отработки долот (рис. 3.16) обязательны для использования при разработке проектно-сметной документации и геолого-технического наряда на каждую вновь закладываемую скважину, определении потребности в долотах и формировании заявок на планируемый период, а также при комплектовании наборов рациональных типов долот для проводки скважин.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируются долота по характеру разрушения породы?
2. Каким образом классифицируются долота по назначению?
3. Расскажите о лопастных долотах для сплошного бурения.
4. Какие виды шарошечных долот изготавливаются в настоящее время? Расскажите об их устройстве. Назовите виды изготавливаемых опор шарошек.
5. Какие режимы эксплуатации рекомендуются для шарошечных долот?
6. Расскажите об алмазных долотах для сплошного разрушения забоя. В чем особенность и преимущества долот, оснащенных алмазотвердосплавными резцами (пластинами)?
7. Из каких основных частей состоят снаряды для колонкового бурения? Каковы особенности работы со снарядом для колонкового бурения?
8. Какие существуют долота для специальных целей? Назовите их конструктивные особенности.
9. Какие показатели используются для оценки работы долот при бурении нефтяных и газовых скважин?
10. Как выбрать рациональную конструкцию долота?
11. Каково содержание и назначение регламента отработки долот?

ГЛАВА 4

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

4.1. Общие положения

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

Основные элементы, составляющие бурильную колонну, — ведущие трубы, бурильные трубы, бурильные замки, переводники, центраторы бурильной колонны, утяжеленные бурильные трубы.

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

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

4.2. Конструкция элементов бурильной колонны

Трубы бурильные ведущие. Они представляют собой толстостенную трубу, имеющую в сечении квадратную, шестигранную или крестообразную форму с концентрично расположенным круглым или квадратным отверстием для прохода бурового раствора.

Наиболее распространены ведущие трубы с квадратным сечением (рис. 4.1, *а*). Шестигранные (рис. 4.1, *б*) и крестообразные

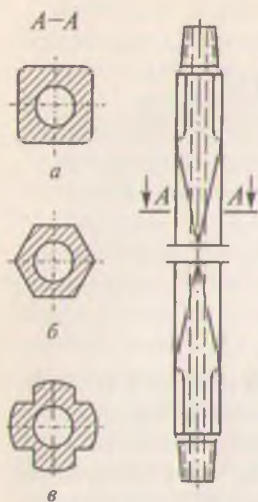


Рис. 4.1. Трубы
бурильные ведущие:

а — квадратные;
б — шестигранные;
в — крестообразные

(рис. 4.1, в) ведущие трубы применяются редко. Ведущие трубы конструктивно выполняются в двух вариантах: сборными, составленными из трех деталей, и цельными.

Трубы бурильные ведущие (сборные), изготавливаемые предпочтительно квадратного сечения, включают в себя собственно трубу (штангу), верхний переводник (ПШВ) для соединения ведущей трубы с вертлюгом и нижний переводник (ПШН) для присоединения к бурильной колонне. Свободный конец верхнего переводника для соединения с вертлюгом снабжен левой замковой резьбой; свободный конец нижнего переводника, предназначенный для соединения с бурильной колонной, имеет правую замковую резьбу.

Ведущие трубы сборной конструкции вследствие простоты изготовления нашли наибольшее распространение. Они изготавливаются размерами 65×65, 80×80, 112×112, 140×140 и 155×155 мм.

Наряду с ведущими трубами сборной конструкции промышленностью выпускаются цельнокатаные ведущие трубы. В этом случае конструкция предусматривает исключение резьбового соединения в местах присоединения верхнего и нижнего переводников с ведущей трубой.

Бурильные трубы. Бурильные трубы и соединительные муфты к ним изготавливаются следующих размеров (условный наружный диаметр): 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 168 мм с толщиной стенок от 7 до 11 мм.

В настоящее время существует несколько разновидностей бурильных труб, различающихся по конструктивному исполнению.

1. Трубы бурильные сборной конструкции изготавливаются двух видов (ГОСТ 631—63): трубы с высаженными внутрь концами (рис. 4.2, а) и трубы с высаженными наружу концами (рис. 4.2, б). Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6,8 и 11,5 м — при условном диаметре труб 60... 102 мм; 11,5 — при условном диаметре труб 114... 168 мм.

Для изготовления бурильных труб и соединительных муфт к ним применяется сталь определенной прочности (табл. 4.1).

В настоящее время широко распространены бурильные трубы с высаженными внутрь концами. Эти трубы имеют большую толщину высаженного конца, чем тело трубы, и меньшее проходное сечение, в результате чего увеличивается сопротивление прокачиваемого раствора. Трубы с высаженными наружу концами имеют большую прочность высаженной части, чем трубы с высаженными

ми внутрь концами. Внутреннее сечение этих труб не имеет «переходов» в замках, благодаря чему сопротивление прокачиваемой жидкости значительно меньше, чем в трубах с высаженными внутрь концами (табл. 4.2).

2. В целях упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (ГОСТ 631—75). В практике бурения их называют соответственно ТБВК, ТБНК.

Иногда у стандартных бурильных труб вследствие безупорного резьбового соединения замка с трубой происходят усталостные поломки высаженных концов бурильных труб, особенно при роторном способе проводки скважин. В бурильных трубах с блокирующими (стабилизирующими) поясками за счет удлинения у замковых деталей цилиндрической выточки и обточки гладкого пояска на трубе вблизи резьбы достигается плотное сопряжение замка с трубой, навинченного в горячем состоянии. Трубы бурильные с блокирующими поясками позволяют повысить предел выносливости по сравнению со стандартными трубами приблизительно на 40 %.

3. Трубы бурильные с приваренными соединительными концами между собой соединяются посредством крупной замковой резьбы (рис. 4.3). Отличительная особенность этих труб — замена резьбы сваркой в местах соединения замка с трубой. Трубы этой

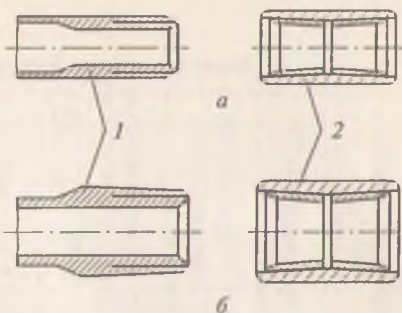


Рис. 4.2. Бурильные трубы и муфты к ним:

a — с высаженными внутрь концами;
б — с высаженными наружу концами;
 1 — ниппель; 2 — муфта

Таблица 4.1

Характеристики стали для изготовления муфт
и бурильных труб

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980

Примечание. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем.

Таблица 42

Характеристики бурильных труб и муфт к ним

Условный диаметр трубы	Труба					Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
Трубы с высаженными внутрь концами								
60	60,3	7	46,3	9,15	1,5	80	140	2,7
		9	42,3	11,3				
73	73,0	7	59,0	11,4	2,0	95	166	4,2
		9	55,0	14,2				
		11	51,0	16,8				
89	89,0	7	75,0	14,2	3,2	108	166	4,4
		9	71,0	17,8				
		11	67,0	21,2				
102	101,6	7	87,6	16,4	5,0	127	184	7,0
		8	85,6	18,5				
		9	73,6	20,4				
		10	81,6	22,4				
114	114,3	7	100,3	18,5	6,0	140	204	9,0
		8	98,3	20,9				
		9	96,3	23,3				
		10	94,3	25,7				
		11	92,3	28,0				
127	127,0	7	113,0	20,7	6,5	152	204	10,0
		8	111,0	23,5				
		9	109,0	26,2				
		10	107,0	28,9				
140	139,7	8	123,7	26,0	7,5	171	215	14,0
		9	121,7	29,0				
		10	119,7	32,0				
		11	117,7	35,0				
168	168,3	9	150,3	35,3	9,5	197	229	16,7
		10	148,0	39,0				
Трубы с высаженными наружу концами								
60	60,3	7	46,3	9,15	1,5	86	140	2,7
		9	42,3	11,3				
73	73,0	7	59,0	11,4	2,5	105	165	4,7
		9	55,0	14,2				
		11	51,0	16,8				

Условный диаметр трубы	Труба					Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
<i>Трубы с высаженными наружу концами</i>								
89	89,0	7	75,0	14,2	3,5	118	165	5,2
		9	71,0	17,8				
		11	67,0	21,2				
102	101,6	8	85,6	18,5	4,5	140	204	9,0
		9	83,6	20,4				
		10	81,6	22,4				
114	114,3	8	98,3	20,9	5,0	152	204	11,0
		9	96,3	23,3				
		10	94,3	25,7				
		11	92,3	28,0				
140	139,7	8	123,7	26,0	7,0	185	215	15,0
		9	121,7	29,0				
		10	119,7	32,7				
		11	117,0	35,0				

конструкции могут быть трех типов: ТБП — трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке, не имеющей высаженных концов; ТБПВ — трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке с высаженными наружу концами; ТБПВЭ отличаются от труб ТБПВ конструкцией соединительных концов. Бурильные трубы типа ТПБ применяются только в турбинном бурении, а типа ТБПВ как в роторном, так и турбинном бурении. Трубы типа ТБПВЭ созданы для бурения скважин электробуром.

4. Трубы бурильные с высаженными наружу концами и нарезанной на них крупной (замковой) резьбой (беззамковые рас-трубные трубы) предназначены для использования при бурении с погружными забойными двигателями и в роторном бурении.

Для предохранения от коррозии наружную поверхность каждой трубы и муфты окрашивают. На каждой трубе на расстоянии 0,4... 0,8 м от конца выбито клеймо, указывающее следующие данные: марку стали, порядковый номер трубы, номер плавки, месяц и год выпуска, наружный диаметр трубы в дюймах, толщину стенки в миллиметрах, наименование или товарный знак завода-изготовителя, клеймо отдела технического контроля (ОТК). Рядом с клей-

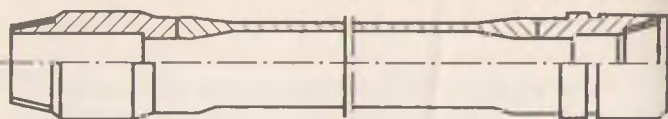


Рис. 4.3. Труба бурильная с приварочными замками

мом эти же данные нанесены светлой краской. Трубы с левой резьбой имеют посередине широкий пояс, нанесенный светлой краской с надписью «левая». Резьба труб и муфт предохранена кольцами от повреждения.

Замки для бурильных труб. Они предназначены для соединения в колонну бурильных труб, в зависимости от конструкции которых имеют разные типы (табл. 4.3). Замки состоят из двух деталей (рис. 4.4): замкового ниппеля 1 с наружной резьбой и замковой муфты 2 с внутренней крупной резьбой; посредством таких резьб указанные детали соединяются между собой. Для соединения с бурильными трубами на замковых деталях нарезана мелкая трубная резьба. Для цельнозамковых сварных труб замок вместо трубной резьбы имеет хвостовик (табл. 4.4).

Таблица 4.3

Типы бурильных замков

Тип	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	То же
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженным внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Утяжеленные бурильные трубы. УБТ предназначены для установки в нижнюю часть бурильной колонны с целью увеличения жесткости, большей устойчивости и передачи нагрузки на долото.

В настоящее время существуют несколько разновидностей УБТ, различающихся по исполнению.

1. Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные УБТС2. Они изготавливаются из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам. Канал УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. УБТС2 изготавливаются в основном диаметрами 178, 203 и 229 мм (табл. 4.5).

2. Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные. Выпускаются диаметрами 73, 89, 108, 146, 178, 203, 219 и 245 мм. УБТ этого типа изготавливаются гладкими по всей длине из сталей групп прочности Д и К. Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) рекомендуется применять при бурении скважин глубиной 2000...2500 м в несложных геологических условиях.

3. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТС3. Иногда при бурении скважин в целях повышения износостойкости резцы

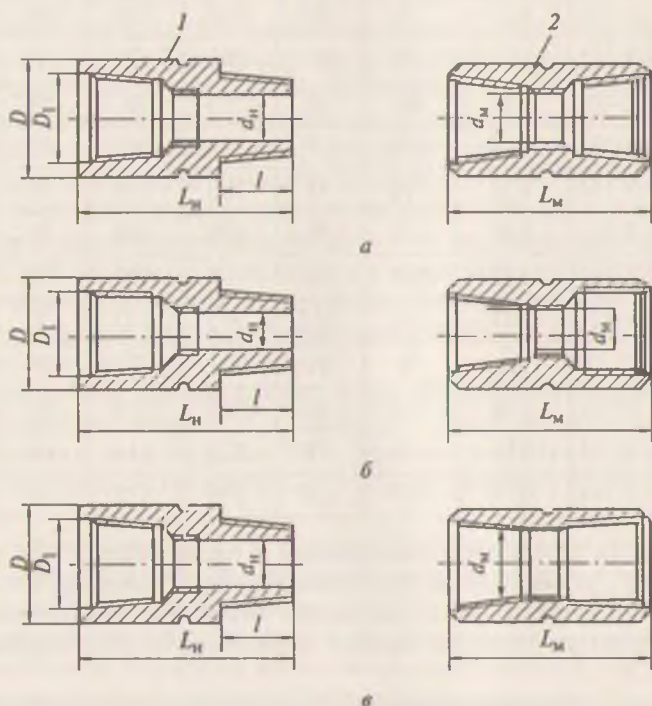


Рис. 4.4. Бурильные замки:

а — типа ЗШ; б — типа ЗН; в — типа ЗУ; 1 — ниппель; 2 — муфта

Основные характеристики замков типа ЗН, ЗШ и ЗУ

Типоразмер замка	Обозначение замковой резьбы	Номинальный диаметр ниппеля и муфты, D , мм	Ниппель				Муфта	
			Внутренний диаметр, D_i , мм	Номинальный диаметр, d_n , мм	Номинальная длина, L_n , мм	Номинальная длина наружной резьбы, l , мм	Номинальный диаметр, d_m , мм	Номинальная длина, L_m , мм
ЗН-80	3-66	80	70	25	240	70	36	240
ЗН-95	3-76	95	86	32	260	88	45	260
ЗН-108	3-88	108	102	38	275	96	58	275
ЗН-113	3-88	112	102	38	275	96	58	275
ЗН-140	3-117	140	127	58	305	108	78	305
ЗН-172	3-140	172	154	70	340	120	98	340
ЗН-197	3-152	197	181	89	365	127	122	365
ЗШ-108	3-86	108	86	54	260	88	54	260
ЗШ-118	3-101	118	102	62	275	96	62	275
ЗШ-133	3-108	133	116	71	305	114	71	305
ЗШ-146	3-121	146	127	80	305	102	80	305
ЗШ-178	3-147	178	157	101	350	127	101	350
ЗШ-203	3-171	203	181	127	365	127	127	365
ЗУ-86	3-73	86	78	44	241	76	44	241
ЗУ-146	3-121	146	130	82	311	114	82	311
ЗУ-155	3-133	155	140	95	335	114	105	320
ЗУ-185	3-161	185	167	120	355	127	132	340

и прочности резьбового соединения, а также облегчения ремонта применяют утяжеленные буровые трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками. Замок УБТСЗ изготавливается высокопрочным с механическими свойствами из стали марок 40ХН, 40ХН2МА.

Элементы буровой колонны. К элементам буровой колонны относятся: переводники, резиновые кольца, обратные клапаны и опорно-центрирующие элементы.

Таблица 4.5

Размеры сбалансированных утяжеленных труб УБТС2

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр, $D \pm 1$, мм	Резьба	Внутренний диаметр, $d \pm 1,5$	Диаметр проточки под элеватор, D_1 , мм	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	3-201	64	102	63,5
УБТС2-133	133	3-108	64	115	84,0
УБТС-146	146	3-121	68	136	103,0
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС-229	229	3-171	90	195	273,4
УБТС-254	254	3-201	100	220	336,1
УБТС-273	273	3-201	100	220	397,9
УБТС-299	299	3-201	100	245	489,5

Примечание. По согласованию с заказчиком допускается изготовление труб без проточки под элеватор.

Переводники для бурильных скважин представляют собой разновидность соединительных элементов бурильной колонны (рис. 4.5). Применяют пять основных типов переводников. Их подразделяют на две группы: штанговые — для соединения трубы бурильной ведущей с вертлюгом и бурильными трубами; промежуточные — для соединения других элементов колонны (табл. 4.6).

По конструкции, материалам и размерам переводники для колонн бурильного инструмента имеют много общего с бурильными замками, а замковые резьбы их одни и те же. Переводники каждого типа и исполнения изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286—75 для бурильных замков.

Переводники для бурильных колонн изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360—82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения.

Резиновые кольца (протекторы) для бурильных труб предназначены для предохранения бурильных и обсадных колонн от взаимного истирания при бурении скважин. Конструктивно резиновые кольца могут быть выполнены разъемными или неразъемными. Несмотря на то, что в зарубежной практике бурения самое широкое распространение получили разъемные резиновые кольца (протекторы) для бурильных труб, отечественная промышленность продолжает выпускать неразъемные резиновые кольца, ГОСТ 6365—74 (табл. 4.7).

Для надевания неразъемных резиновых колец на бурильные трубы применяют специальные пневмомашины. Кольца перед надеванием на трубу подогревают в горячей воде при температуре 80...90°C в течение 10...15 мин. Во избежание повреждения резиновых колец при надевании на трубы очищают заусеницы и острые кромки замков. Для предотвращения перемещения колец по трубе используют клей или другие полимеризующиеся составы.

Резиновые кольца надевают на бурильные трубы вблизи замка. Благодаря тому, что диаметр предохранительного резинового кольца больше диаметра замка, соприкосновение и трение замков труб об обсадные трубы и стенки скважин устраняется, так как резиновое кольцо (протектор) исполняет роль упругой подушки.

Обратные клапаны для бурильных труб предназначены для предотвращения газонефтеводопроявления из скважины через бурильные трубы в процессе бурения. Из всех используемых в настоящее время конструкций обратных клапанов для бурильных труб наиболее удачной следует признать конструкцию института СевКавНИПИнефть. Этим институтом разработан, изготавливается и поставляется управляемый обратный клапан для бурильных труб (табл. 4.8).

Клапан устанавливается в колонне бурильных труб между замковыми соединениями над долотом. Он позволяет осуществлять самозаполнение труб промывочной жидкостью при спуске и производить при необходимости обратную промывку.

Помимо этого установка управляемого обратного клапана в колонне бурильных труб позволяет:

оставлять канал труб открытым или закрытым по желанию бурильщика;

импульсом потока сверху открывать или закрывать клапан;

производить в заданном режиме обратную циркуляцию;

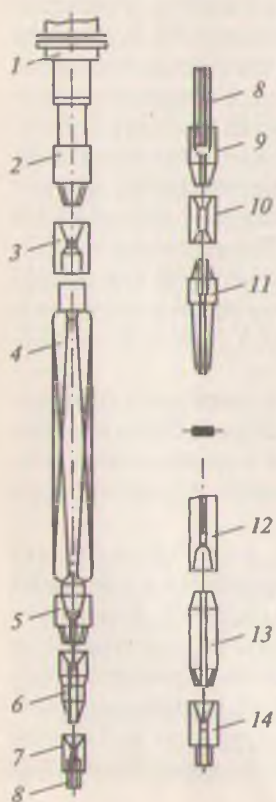


Рис. 4.5. Схема применения переводников:

1 — вертлюг; 2 — переводник вертлюга; 3 — переводник верхней ведущей трубы; 4 — труба бурильная ведущая; 5 — переводник нижней ведущей трубы; 6 — переводник предохранительный или переходной; 7 — муфта бурильного замка; 8 — труба бурильная; 9 — ниппель бурильного замка; 10 — переводник двухмуфтовый; 11 — ловильный метчик; 12 — утяжеленная бурильная труба; 13 — переводник двухнипельный; 14 — гидравлический забойный двигатель

Таблица 4.6

Назначение переводников для бурильных скважин

Группа переводников	Тип переводника	Условное обозначение	Назначение
Шпинговые	Верхний	ПШВ	Для присоединения трубы бурильной ведущей к вертлюгу
	Нижний	ПШН	Для присоединения трубы бурильной ведущей к колонне бурильных труб
Промежуточные	Предохранительный и переходный	ПП	1. Для предохранения от быстрого износа резьбы нижнего переводника трубы бурильной ведущей при частом свинчивании резьбы в процессе наращивания труб при бурении и спуско-подъемных операциях. 2. Для присоединения к трубе бурильной ведущей или бурильным трубам одного размера или прочего инструмента другого размера. 3. Для перехода от одного типа замковой резьбы к другой (например, от трубы с замками 3Н к трубам с замками 3Ш)
	Двухмуфтовый Двухниппельный	ПМ ПН	Для соединения различного рода инструментов в тех случаях, когда в бурильной колонне они располагаются навстречу друг другу ниппелями или муфтами

производить отбор пластовой жидкости по каналу бурильных труб; опускать или поднимать бурильные трубы под давлением.

Клапан (рис. 4.6) состоит из переводника 1, в котором собраны и зафиксированы гайкой 2 втулка 4, уплотнитель 5, седло 7 и кольцо 6 на распорной планке 11. В прорезах планок установлен узел управления, состоящий из стабилизатора 16, штифта 17, кольца проволочного 15, верхнего и нижнего лабиринтов 13 и 18, шарика 14 и штока 12, на который надеты пружина 10, кожух 9, кольцо 8 и навернута тарелка 3. К нижнему торцу штока винтом 21 прикреплена шайба 19 и резиновая шайба 20.

**Основные размеры выпускаемых неразъемных резиновых колец
(протекторов) для бурильных труб**

Размер бурильной трубы, для которой предназначается кольцо, мм	Тип кольца	Размеры резинового кольца, мм			Наружный диаметр кольца, надетого на трубу, мм
		Наружный диаметр	Внутренний диаметр	Длина кольца	
73	А	90	50	155	115
89	Б	115	75	150	128
114	В	142	90	195	162
114, 127	В _г	150	95	195	170
140	Г	165	100	200	200
168	Д	190	120	210	225

Управление работой клапана осуществляется потоком промывочной жидкости, т.е. при движении потока по трубам вниз он отжимает тарелку 3 и жестко связанный с ним шток 12. Шток 12, перемещаясь вниз, одновременно перемещает шарик 14, который наполовину входит в кольцевую проточку на штоке 12 и наполовину — в лабиринтный паз, образуемый двумя лабиринтами 13 и 18. Шарик 14, перекрываясь по кольцевой проточке штока 12, одновременно (при движении штока) движется по лабиринту, который позволяет устанавливать шток 12 соответственно в тарелку 3 в следующих положениях.

При прямой промывке тарелка отжимается потоком из положения «закрыто» до крайнего нижнего положения, т.е. максимально

Таблица 4.8

Технические характеристики обратного клапана для бурильных труб

Наименование	Типоразмеры			
	5БК3	5БК4	5БК5А	5БК5
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35
Габаритные размеры, мм:				
высота	450	500	500	520
диаметр	108	146	155	178
Масса, кг	18,3	40	48	60

открытого положения, причем за это время шарик 14 перемещается, перекачиваясь по скосу нижней втулки лабиринта 18, из крайнего верхнего до крайнего нижнего положения. И пока осуществляется прямая промывка, канал остается открытым. При прекращении промывки в результате действия пружины 10 шток 12 с тарелкой 3 отжимается вверх, при этом шарик 14, перекачиваясь по короткому скосу верхней лабиринтной втулки 13, останавливается на ее упоре, фиксируя клапан в состоянии «открыто». В таком положении клапан позволяет вести обратную циркуляцию, отбор жидкости и т. п. При возобновлении прямой циркуляции тарелка 3 вновь отжимается до крайнего нижнего положения, причем шарик 14 в этом случае перекачивается по другому скосу нижней лабиринтной втулки 18, останавливается в крайнем нижнем положении, что соответствует максимальному открытию клапана. Далее при прекращении промывки под действием пружины 10 шток 12, поднимая шарик 14, натываясь на другой длинный скос верхней лабиринтной втулки 13, отводится им до конечного упора, обеспечивая тем самым перекрытие канала седла и, следовательно, канала буровых труб.

Очередное возобновление прямой промывки и его прекращение соответственно приводит клапан в состояние «открыто», когда можно производить обратную циркуляцию, частичный отбор жидкости и т. п. При бурении скважин без выхода бурового раствора на устье и в других подобных случаях, когда на устье невозможно определить в каком положении находится клапан (закрытом или открытом),

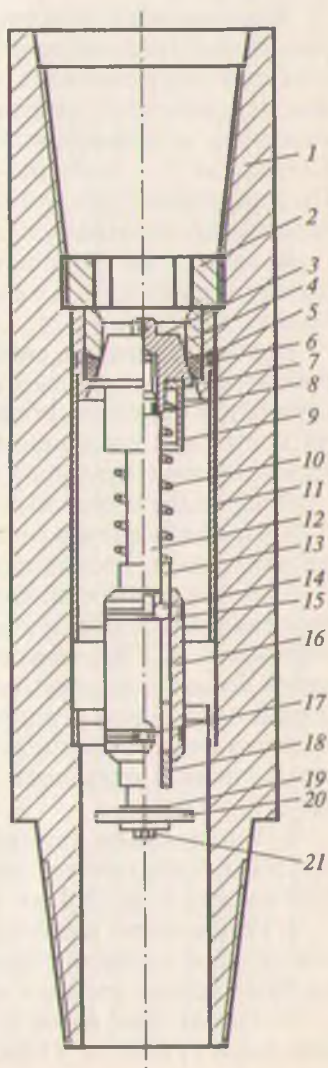


Рис. 4.6. Управляемый обратный клапан для буровых труб конструкции СевКавНИПИнефть:

1 — переводник; 2 — гайка; 3 — тарелка; 4 — втулка; 5 — уплотнитель; 6, 8 — кольца; 7 — седло; 9 — кожух; 10 — пружина; 11 — распорная планка; 12 — шток; 13, 18 — лабиринтные втулки; 14 — шарик; 15 — кольцо проволочное; 16 — стабилизатор; 17 — штифт; 19 — шайба; 20 — резиновая шайба; 21 — винт

а условия бурения требуют герметизации канала бурильных труб, клапан переделывается. В него вместо двух лабиринтных втулок устанавливают одну специальную втулку. При помощи этой втулки (на поверхности) перед спуском клапан можно установить в положение, которое оставляет канал бурильных труб открытым для обратного движения бурового раствора во время спуска бурильных труб (самозаполнение бурильных труб) до первой промывки. Первая промывка переводит клапан в состояние обыкновенного обратного клапана. Управляемый обратный клапан путем извлечения из него шарика переделывается в обыкновенный клапан.

Клапаны могут изготавливать с правыми или левыми замковыми резьбами. Серийное производство обратных клапанов для бурильных труб осуществляется по ОСТ 39-096—79. По указанному отраслевому стандарту предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих в себя: тип 1 — клапаны тарельчатые — КОБТ, тип 2 — клапаны конусные с резиновыми уплотнениями. По всем параметрам эти клапаны уступают описанному выше управляемому обратному клапану конструкции СевКавНИПИнефть.

К элементам бурильной колонны относят также опорно-центрирующие элементы (калибраторы, центраторы, стабилизаторы и т. п.)

Основные данные о резьбе. Элементы колонны бурильного инструмента (трубы бурильные, соединительные муфты, замки, трубы бурильные ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники и др.) для соединения между собой снабжены резьбой двух типов: мелкой (трубной) и крупной (замковой).

Для резьбы бурильных труб и замков характерно следующее.

1. Профиль витков (нитек) резьбы треугольный с закругленными впадинами. Угол при вершине профиля равен 60° .

2. Резьба всех соединений колонны бурильного инструмента коническая. Угол, образующий конуса для мелкой трубной резьбы, составляет $\frac{1}{32}$, что соответствует $1^\circ 47' 24''$ — углу между образующей конуса и прямой, параллельной оси трубы. Этот угол равен половине угла при вершине конуса. Полной конусностью резьбы принято считать двойной уклон, т. е. $\frac{1}{16}$. Для крупной замковой резьбы полная конусность в зависимости от размера и типа принята $\frac{1}{4}$ или $\frac{1}{6}$.

3. Число ниток трубной резьбы равно 8 на 24,5 мм с шагом 3,175 мм, число ниток замковой резьбы — 5 на 25,4 мм с шагом 5,08 мм или 4 на 25,4 мм с шагом 6,35.

4. Резьба может иметь как правое, так и левое направление. Трубной резьбой снабжены бурильные трубы, соединительные муфты, трубные концы замков и переводников.

5. Трубы бурильные с блокирующими (стабилизирующими) поясками (ТБНК и ТБВК) имеют трапецеидальную резьбу (шаг

Характеристики труб из алюминиевого сплава Д16Т

Показатели	Наружный диаметр труб, мм											
	64	73	90	114	129						147	170
	Толщина стенки тела трубы, мм											
	8	9	9	10	9	11	9	11	13	15	17	11
Площадь сечения, см ² : тела трубы канала в теле трубы	14,1	18,1	22,5	32,6	33,9	40,8	39,0	47,0	54,7	62,1	69,5	54,9
	18,1	23,7	42,7	69,4	96,6	90,0	130,6	122,7	114,9	107,4	100,2	171,9
Растягивающая нагрузка, кН: допустимая предельная	390	500	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	1510
	460	600	750	1530	1590	1920	1390	1680	1950	2170	2430	1980
Внутреннее давление, МПа: допустимое предельное	55	54,2	43	38,5	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	28,5
	71,4	70,5	60	51,3	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	38,5
Внешнее допустимое давление, МПа	57,5	47	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	17,5
Крутящий момент, Н·м: допустимый предельный	4840	7100	12500	21500	26180	30500	34900	40900	46350	51340	55800	56400
	5750	8450	14900	25550	31100	36250	41500	48560	55150	61000	66350	67100

Примечание. Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.

5,08 мм, профиль 30°, конусность 1:32. Условное обозначение реза (ТТ) и резьбовой конический пояс, обеспечивающий высокую прочность и герметичность соединения.

Замковой резьбой снабжены детали бурильных замков (ниппел и муфты), переводники, долота, ловильные инструменты и т.п.

Материалы, применяемые для изготовления элементов колонны бурильного инструмента. Такими материалами являются конструкционные среднеуглеродистые и легированные стали. В табл. 4.1 приведены некоторые механические свойства этих сталей.

При изготовлении все элементы бурильной колонны должны подвергаться термической обработке для улучшения свойств материалов.

Достаточно широко применяются легкосплавные (облегченные) бурильные трубы (ЛБТ) из специальных сплавов.

Легкосплавные бурильные трубы. Они предназначены для бурения гидравлическими забойными двигателями и роторным способом. Выпускаются ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. Легкосплавные бурильные трубы изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии Д16Т (табл. 4.9). На ЛБТ навинчиваются стальные замки облегченной конструкции. Шифр стальных облегченных замков: ЗЛ-91, ЗЛ-108, ЗЛ-140, ЗЛ-152, ЗЛ-172. Здесь цифры обозначают наружный диаметр облегченного замка в миллиметрах.

4.3. Условия работы колонн бурильных труб

Бурильная колонна представляет собой вертикальный пустотелый вал с очень большим отношением длины к диаметру. При бурении, спускоподъемных и других операциях этот вал подвергается статическим и динамическим нагрузкам от растяжения, сжатия, продольного и поперечного изгиба, кручения и внутреннего давления. Характер нагрузок, действующих на бурильную колонну, не постоянен, а изменяется по всей длине. Если у забоя скважины действуют главным образом переменные нагрузки, то по мере приближения к устью скважины преобладают постоянные нагрузки.

Отличительная особенность бурильной колонны — потеря в процессе работы устойчивости, прямолинейной формы, равновесия под действием продольных и поперечных сил и крутящего момента. Ось бурильной колонны в общем случае принимает форму пространственной спирально изогнутой кривой переменного шага, величина которого увеличивается в направлении от забоя к устью скважины.

Масса бурильной колонны, вращающий момент, центробежные силы и перепад давления в отверстиях долота создают в до-
вление к статическим динамические нагрузки в результате воз-
стающих в процессе бурения осевых и поперечных колебаний
колонны. Для гашения этих колебаний применяют амортизирующие
устройства, устанавливаемые над долотом. Принцип действия амор-
тизаторов основан на гашении возникающих колебаний эластич-
ными элементами, которыми снабжен этот забойный механизм.

При роторном бурении на бурильную колонну действуют сле-
дующие основные усилия:

- осевое усилие растяжения от собственной массы колонны (наибольшие растягивающие усилия проявляются возле устья скважины);

- осевое усилие сжатия, создаваемое частью массы колонны и действующее в ее нижней части;

- изгибающий момент, возникающий в результате действия цен-
тробежных сил в процессе вращения колонны;

- крутящий момент, необходимый для вращения колонны.

При бурении гидравлическими забойными двигателями буриль-
ная колонна неподвижна. По ней поступает промывочная жидкость
в двигатель и долоту, и она воспринимает во время работы турбо-
бура (в случае бурения турбинным способом) его реактивный мо-
мент. Так как бурильная колонна неподвижна и всегда, даже при
небольшом искривлении ствола, лежит на стенке скважины, то
реактивный момент воспринимается только нижней частью бу-
рильной колонны и затухает по мере удаления кверху от турбобу-
ры вследствие трения колонны о стенки скважины. Таким образом,
при бурении гидравлическими забойными двигателями число обо-
ротов колонны бурильных труб равно нулю и ее можно считать
практически разгруженной от действия вращающих моментов.

4.4. Комплектование и эксплуатация бурильной колонны

Подготовка бурильных труб к эксплуатации. Все трубы и соеди-
нительные элементы (замки, соединительные муфты, перевод-
ники), предназначенные для работы в скважинах, перед вводом
их в эксплуатацию в соответствии с требованиями государствен-
ных стандартов, нормалей и технических условий подвергают на
трубных базах внешнему визуальному осмотру, инструментально-
му обмеру основных размеров и проверке качества нарезки резьбы
гладкими и резьбовыми калибрами. Особенно тщательно осматри-
ваются и проверяются резьбовые соединения. Резьба должна быть
гладкой, без заусениц, задиров и других дефектов, нарушающих
ее непрерывность, плотность и прочность. После осмотра резьбо-
вые соединения обязательно проверяются рабочими калибрами.

Трубы и замки, признанные годными после контрольной проверки их качества непосредственно на трубной базе, перед пуском в работу свинчивают и крепят между собой. Перед навинчиванием необходимо подобрать замок к трубе по натягу резьбы и конусности, так как этим улучшается сопряжение резьбы. Замок — вая деталь, имеющая отклонение конусности по большему диаметру, свинчивается с трубой, имеющей также отклонение конусности по большему диаметру; могут быть также свинчены замок и труба, имеющие отклонение конусности по меньшему диаметру. При подборе замка к трубе по натягу на трубу, имеющую натяг резьбы с плюсовым допуском, должна быть навинчена замковая деталь с натягом резьбы, выполненным в пределах минусового допуска, и, наоборот, на трубу, имеющую натяг с минусовым допуском, — замковая деталь с натягом резьбы, выполненным в пределах плюсового допуска. Соединяемые трубу и замок номинальной величиной натяга резьбы свинчивают без подбора. Навинчивание и крепление замков производится в горячем состоянии. Детали замков, подобранные к трубам, перед навинчиванием подвергают нагреву в специальных нагревательных печах. После замковая деталь нагревается на конец трубы с резьбой, подготовленной для навинчивания нагреваемой детали, на определенном расстоянии от последней риски резьбы в сторону тела трубы наносится керном метка, которая в дальнейшем служит ориентиром при осевом перемещении навинчиваемой нагретой детали замка. Замковые детали нагревают до 380...430 °С в зависимости от типа и размера.

Перед навинчиванием замка на резьбу трубы наносят соответствующую смазку, но не на всю резьбу, а только на первые три-четыре нитки, считая от торца трубы. После того как замок нагрет, а резьба на трубе смазана, надлежит вынуть термopару из замка, извлечь замковую деталь из печи и навинтить ее на трубу. Горячий замок навинчивают на трубу так, чтобы торец его совпал с поставленным на трубу керном. Допускается недовинчивание замковой детали до керна не более 1,5...2,0 мм.

Чтобы в замке не создавалось чрезмерно высокого напряжения, которое может повлечь за собой разрыв замка, нельзя допускать дальнейшего продвижения детали после совпадения торца с меткой — керном.

Замок, навинченный в горячем состоянии, при охлаждении прочно схватываясь с трубой, обеспечивает прочность и герметичность соединений, для которых опрессовка не обязательна.

Эксплуатация бурильной колонны. Смонтированные новые бурильные трубы объединяют в комплекты, в составе которых они должны работать до полной амортизации. Комплекты состоят из труб, одинаковых как по диаметру и толщине стенок, так и по длине труб. В комплект включают трубы одной марки, изготовлен-

ные одним заводом, и замки одного типа, изготовленные также одним заводом.

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

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

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

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

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

Бурильные трубы, разбитые на комплекты и отмаркированные, доставляются на буровую. Буровая бригада, непосредственно эксплуатирующая трубы, замки и другие детали, тщательно проверяет качество труб, ведущие трубы и т.д., доставляемые в буровую, и соответствие их паспортным данным. Буровой мастер при до-

ставке труб на скважину одновременно получает выписку из паспортов-журналов с отрывными талонами и извещениями о получении комплектов труб. Трубы, замки, соединительные муфты, имеющие наружные дефекты (плены, трещины, кривизну и т. д.), не подлежат приемке. Обнаруженные детали с износом, выходящим за пределы норм, бракуются и отправляются на трубную базу (допустимая сработка наружной поверхности бурильных замков по диаметру при равномерном износе для ЗН-80 не более 5 мм; ЗН-95 и ЗН-108 — 6 мм; ЗН-140 — 7 мм; ЗН-172 — 8 мм; ЗН-197 — 9 мм; ЗШ-108 — 8 мм; ЗШ-118 — 9 мм; ЗШ-146 — 10 мм; ЗШ-178 — 11 мм; ЗШ-203 — 12 мм; ЗУ-155 — 7 мм; ЗУ-185 — 8 мм).

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

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

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

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

В процессе бурения могут происходить аварии, связанные с поломкой элементов бурильной колонны. Наиболее слабое место в бурильной колонне — резьбовые и сварные соединения бурильных

труб с замками, по которым чаще всего происходят поломки. Для выявления в теле труб и в их соединениях дефектов широко используются методы дефектоскопического контроля качества труб, позволяющие определять местоположение таких дефектов, как закаточные трещины, раковины, закаты, плены, усталостные трещины и т. д. Для проверки качества труб непосредственно на буровой применяется ряд конструкций дефектоскопической аппаратуры и установок.

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

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

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

Ремонт бурового инструмента. После окончания бурения скважины комплекты буровых труб, ведущие трубы, УБК и переводники перевозят на трубную базу для профилактической проверки их состояния. На трубной базе трубы очищают от грязи, а резьбу замков и переводников промывают керосином или легкой нефтью. После этого трубы осматривают при помощи дефектоскопа, опрессовывают, выявляя требующие ремонта, а также негодные для дальнейшей работы.

Буровые трубы, ведущие трубы и УБК, требующие ремонта или имеющие исправимые дефекты, направляют после предварительной проверки в ремонтные цеха трубной базы. В этих цехах производят следующие ремонтные работы:

- выпрямление искривленных и ведущих труб;
- восстановление сработанной поверхности деталей;
- восстановление сработанной опорной площади под элеватор у замковых муфт;
- приварку к замкам колец, армированных твердым сплавом;
- приварку замков к трубам;
- ремонт резьб и т. д.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначена бурильная колонна? Назовите ее основные элементы.
2. Что представляют собой трубы бурильные ведущие? Для чего они нужны?
3. Какие существуют разновидности бурильных труб?
4. Каково предназначение замков для бурильных труб? Какие типы замков используются?
5. Для чего предназначаются утяжеленные бурильные трубы?
6. Что относится к элементам бурильной колонны? Охарактеризуйте каждый из них.
7. Приведите основные данные о резьбе.
8. Каковы условия работы колонны бурильных труб?
9. Расскажите о правилах эксплуатации бурильной колонны.

ГЛАВА 5

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

5.1. Общие положения

Отличительной особенностью вращательного способа бурения является применение промывки скважин в процессе бурения. Буровой раствор прежде всего должен:

- удалять выбуренную породу (шлам) из-под долота, транспортировать ее вверх по кольцевому пространству между бурильной колонной и стволом скважины и обеспечивать ее отделение на поверхности;

- удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора;

- охлаждать долото и облегчать разрушение породы в призабойной зоне;

- создавать давление на стенки скважины для предупреждения подо-, нефте- и газопроявлений;

- оказывать физико-химическое воздействие на стенки скважины, предупреждая их обрушение;

- передавать энергию гидравлическому забойному двигателю (при бурении этими двигателями);

- обеспечивать сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии и др.

Требования к составу и качеству бурового раствора в зависимости от геологических условий и технических особенностей проходки скважины обусловили применение буровых растворов нескольких типов:

- буровой раствор на водной основе (глинистые растворы, вода, буровые растворы с низкой концентрацией твердой фазы — полимер-глинистые и безглинистые и т. п.);

- буровые растворы на неводной основе (растворы на углеводородной основе, обращенные эмульсии типа «вода в масле», дегазированная нефть и нефтепродукты);

- газообразные рабочие агенты (воздух, природные и выхлопные газы, продукты горения);

- аэрированные буровые растворы и пены.

Выбирать тип бурового раствора для бурения в каждом районе следует на основе внимательного и всестороннего изучения геоло-

гических условий залегания всего комплекса горных пород, подлежащих разбуриванию, с учетом технических особенностей проходки скважины.

5.2. Буровые растворы на водной основе

Из буровых растворов на водной основе широко используют глинистые растворы.

Глинистый раствор как коллоидно-суспензионная система. Под *глинистым раствором* понимают коллоидно-суспензионную систему, состоящую из глины, воды и частиц выбуренной породы. Чтобы лучше понять природу и свойства глинистых растворов, рассмотрим вопрос о смесях твердых веществ с жидкостями. При смешивании различных веществ с водой можно получить:

истинные растворы — совершенно однородные и прозрачные растворы, не изменяющиеся при самом долгом хранении;

коллоидные растворы — более или менее мутные растворы, при хранении постепенно превращаются в студень;

суспензии (взвеси) — мутные смеси твердых веществ с водой, очень быстро разделяющиеся вследствие осаждения твердых тел на дно.

Частицы истинного раствора состоят из отдельных молекул, частицы коллоидного раствора — из скопления многих десятков и сотен молекул.

В коллоидных растворах твердые частицы имеют размеры от 0,000001 до 0,0001 мм; в суспензиях они достигают 0,0001 ... 1 мм.

Свойства коллоидных растворов и суспензий зависят от удельной поверхности частиц и их поверхностных свойств. Общая поверхность частиц, находящихся в 1 см³ коллоидной системы, называется *удельной поверхностью*. Вода по-разному действует на поверхность частиц, что объясняется их различными поверхностными свойствами. Если сила сцепления между молекулами твердого тела и молекулами воды сильнее сил сцепления между молекулами самой воды, вода прилипнет к поверхности тела и останется на ней даже после извлечения твердого тела из воды. Если же взаимодействие между молекулами воды сильнее, они не прилипнут к поверхности тела — смачивания не будет. Тела, смачиваемые водой, называются *гидрофильными*, а не смачиваемые — *гидрофобными*. Гидрофильные коллоидные частицы в воде покрыты прочной гидратной (водяной) оболочкой. Чем лучше прилипает вода, тем прочнее и толще оболочка.

Частицы, находящиеся в растворах, отличаются друг от друга размерами, смачиваемостью и электрическими зарядами. Чем крупнее частицы, тем быстрее они оседают под действием силы тяжести. Осаждение частиц в коллоидных растворах под действием силы

тжности называется *седиментацией*. Чем выше степень дисперсности, тем устойчивее коллоидный раствор. Частички коллоидного раствора непрерывно двигаются в воде. Когда поверхности столкнувшихся частичек соприкасаются, частицы могут прилипнуть друг к другу. Слипшиеся частицы облепляются другими. Комок слипшихся частиц становится тяжелее и падает на дно. Слипание коллоидных частиц называется *коагуляцией*.

Гидратная оболочка у гидрофильных коллоидных растворов препятствует слипанию. Чем лучше смачивается частица, тем более она защищена от слипания. Гидрофобные частицы не защищены гидратной оболочкой. Раствор, приготовленный из мельчайших частичек гидрофобного вещества, быстро коагулирует. Гидрофобные частицы не слипаются только в том случае, если они имеют одинаковый электрический заряд. Таким образом, гидрофильные частицы защищены от слипания гидратными оболочками и электрическими зарядами. Гидрофобные частицы защищены от слипания только электрическим зарядом.

Когда коллоидный раствор находится в покое, все частицы постепенно слипаются. В растворе получается сплошная сетка из твердых коллоидных частиц. Вода остается в ячейках сетки и не может свободно перемещаться. Раствор становится прочным, похожим на студень. Сетка, образующаяся в коллоидном растворе, называется *структурой*, а процесс появления ее в растворе — *структурообразованием*. При обычной коагуляции частички, слипаясь друг с другом всей поверхностью, выпадают в осадок. При неполной коагуляции частички, слипаясь только концами, не выпадают в осадок, а образуют структуру. При сильном встряхивании или перемешивании раствора структура разрушается. Раствор при этом становится жидким, подвижным и не имеет упругих свойств. При неподвижном состоянии частицы опять слипаются, и раствор постепенно загустевает. Свойство раствора разжижаться при встряхивании и загустевать при стоянии называется *тиксотропией*.

Глинистый раствор состоит из частичек глины, находящихся в воде. Частицы глины в растворе имеют разные размеры — от крупных частиц суспензии до коллоидных. Глинистый раствор — смесь коллоидных и более крупных частиц, образующих суспензии, поэтому глинистый раствор называется *коллоидно-суспензионной системой*. Хотя коллоидных частиц в таком растворе мало, он ведет себя как коллоидный. Глинистый раствор устойчив благодаря защите частиц гидратными оболочками и наличию электрических зарядов, как правило, отрицательных.

Коллоидные частицы глинистого раствора имеют форму вытянутых листков. При неполной коагуляции образуется структура, обладающая упругими свойствами. Для перемещения раствора необходимо разрушить структуру. При встряхивании, перемешивании и прокачке его структура разрушается, он разжижается, его

вязкость уменьшается. Глинистый раствор обладает структурной вязкостью. Свойства глинистого раствора имеют большое влияние на процесс бурения. Эти свойства характеризуются целым рядом показателей: плотностью, вязкостью, водоотдачей и т. д.

Глины и глиноматериалы. Основными структурно- и коркообразующими компонентами буровых растворов на водной основе являются неорганические коллоидные вещества — глины. Глинами называют горные породы, которые обладают способностью при смачивании водой приобретать пластичность, т. е. сохранять приданную им форму. Существует много разновидностей глин. Химический состав их весьма разнообразен, но общим является содержание окисей кремния SiO_2 и алюминия Al_2O_3 , а также некоторое количество воды. Состав глины условно записывается следующим образом: $n\text{SiO}_2\text{Al}_2\text{O}_3$, где n — коэффициент, характеризующий соотношение между количествами указанных основных соединений.

Глины как материалы для приготовления буровых растворов можно разделить на три вида:

бентонитовые, состоящие в значительной части из минералов группы монтмориллонита;

глины, содержащие минералы всех групп и примеси частиц почвы;

палыгорскитовые.

Эти глиноматериалы различаются поведением в воде, что обуславливается физико-химическими свойствами глинистого минерала — монтмориллонита, который обладает способностью набухать в воде и распадаться (диспергироваться) на мельчайшие частицы. Поэтому бентонитовые глины, состоящие в основном из монтмориллонита, дают более вязкие растворы, чем глины, состоящие из смеси различных минералов и примесей.

При бурении скважин в солевых породах обычные глины, в том числе бентонитовые, малопригодны для растворов, так как они не диспергируются в солевой воде. В этих случаях более эффективно использование солестойкой глины — палыгорскита. Палыгорскитовые глины в отличие от обычных диспергируются не только в пресной, но и в соленой воде с образованием устойчивых буровых растворов.

Из глин изготовляют глинопорошки, которые используются для приготовления глинистого раствора. В некоторых случаях используется и комковая глина, чаще всего из местных карьеров, расположенных в районах бурения. Производство глинопорошков включает в себя следующие операции: добычу сырья, перевозку его на заводские склады, измельчение глины, сушку, помол, затаривание.

В нашей стране для бурения используются бентониты, суббентониты, палыгорскиты, низкокачественные каолинит-гидрослюдистые глины и местные, обычно некондиционные, комовые глины. Технические требования к сырью для приготовления глинопо-

ришников и буровых растворов, методы контроля, правила его при-
емки, транспортирования и хранения определяются соответствую-
щим техническим условием.

Основным показателем качества (сортности) глинистого сырья
является выход раствора (ВР) — число кубических метров гли-
нистого раствора заданной вязкости, полученного из 1 т сырья.
Чем больше выход раствора, тем выше качество сырья: не менее
15 м³/т соответствует высшему сорту; 12 м³/т — первому; 9 м³/т —
второму; 6 м³/т — третьему и менее 6 м³/т — четвертому.

**Расчет количества глинопорошка для приготовления глинистого
раствора заданной плотности*.** Необходимое количество глинопо-
рошка для приготовления определенного объема раствора следует
рассчитывать с учетом влажности глинопорошка, принимая плот-
ность абсолютно сухого порошка равной 2700 кг/м³, а плотность
воды — равной 1000 кг/м³:

$$W_r = \frac{270(\rho_p - 1000)}{(2700 - \rho_p)(100 - B_r)}, \quad (5.1)$$

где W_r — количество глинопорошка, т; ρ_p — плотность пригото-
вленного раствора, кг/м³; B_r — влажность глинопорошка, %.

Например, требуется приготовить глинистый раствор плотнос-
тью 1200 кг/м³ из глинопорошка влажностью 10 %. Подставляя из-
вестные величины в формулу (5.1), получим

$$W_r = \frac{270(1200 - 1000)}{(2700 - 1200)(100 - 10)} = 0,4 \text{ т,}$$

т. е. на 1 м³ воды следует взять 0,4 т глинопорошка.

**Изменение свойств глинистых растворов в зависимости от вре-
мени, химических добавок и механического воздействия.** Глинистый
раствор имеет способность стареть. Свежеприготовленный глинис-
тый раствор по своим свойствам сильно отличается от раствора,
простоявшего продолжительное время после затворения. Вязкость
и напряжение сдвига у большинства свежих растворов бывают мень-
ше, а отстой больше, чем у старых (выдержанных) растворов. При

* Существуют понятия «плотность тела» и «удельный вес тела». В первом слу-
чае это отношение массы тела к его объему, во втором — отношение веса тела
к его объему. До внедрения Международной системы единиц (СИ) применявши-
еся системы единиц позволяли считать удельный вес численно равным плотнос-
ти, так как веса небольших (по сравнению с Землей) тел можно считать пропор-
циональными их массам. Переход к системе от килограмм-силы к ньютону исклю-
чил термин «вес» там, где имеется в виду масса. Теперь плотность и удельный вес
имеют различные размерности, и это разграничило оба понятия. Если раньше,
измеряя плотность глинистого раствора, именовали эту величину удельным ве-
сом, то теперь этого делать нельзя. Поэтому в дальнейшем вместо привычного
термина «удельный вес промывочной жидкости» мы будем применять термин «плот-
ность промывочной жидкости». Размерность плотности в СИ — кг/м³.

нагреве глинистого раствора ускоряется процесс его старения. Основным средством регулирования свойств буровых растворов является химическая обработка их с помощью различных химических реагентов. Физико-химическая обработка глинистых растворов преследует следующие цели (по Н. И. Шацову):

- улучшить глинизирующую способность раствора низкого качества путем увеличения степени дисперсности твердой фазы;
- снизить показатель фильтрации и толщину глинистой корки;
- регулировать статические напряжения сдвига;
- понижить их вязкость, имеющую тенденцию к возрастанию в процессе бурения из-за насыщения растворов обломками выбуренной породы;

- получить растворы, которые не глинизировали бы нефтеносные и газоносные горизонты;

- противодействовать влиянию высоких температур;
- предотвращать поглощение промывочной жидкости либо снижать ее, или предупреждать другие виды осложнений;

- сохранять глинизирующую способность раствора в случае притока воды с высокой концентрацией солей или при разбуривании соленосных глиноносных толщ;

- получать возможность утяжеления раствора до плотности 2500 кг/м^3 с сохранением его подвижности.

Все реагенты, добавляемые к глинистому раствору, по влиянию их на структурно-вязкие свойства растворов и водоотдачу делятся на три группы.

1. Реагенты-стабилизаторы (пептизаторы). Представителями этой группы являются щелочные соли лигносульфоновых кислот, щелочные соли гуминовых кислот, танниды — дубильные экстракты в щелочном растворе, а также мыла нефтяных и сульфанафтяных кислот. Эти вещества при определенных концентрациях стабилизируют частицы глины (препятствуют их коагуляции и пептизируют агрегаты частиц до первичных). Под их влиянием снижается водоотдача глинистых растворов, они сами по себе не повышают, а иногда значительно понижают статическое напряжение сдвига.

2. Реагенты, способствующие образованию структур (структурообразователи). К ним относятся: кальцинированная сода, некоторые фосфаты, силикат натрия (жидкое стекло), а также едкий натр. Присутствие в растворах этих реагентов вызывает при малых концентрациях снижение вязкости и водоотдачи глинистого раствора. Однако это справедливо только при небольших добавках реагента (0,1 ... 0,2 %). При избыточных добавках наблюдается загустевание раствора из-за начинающейся коагуляции.

3. Реагенты-коагуляторы. К этой группе относятся нейтральные или кислые соли или кислоты (сульфаты натрия, кальция, магния и др.), которые при больших концентрациях ухудшают качество глинистых растворов.

Определение свойств глинистых растворов*. Качество глинистых растворов характеризуют следующие величины.

1. Плотность ρ — отношение массы глинистого раствора к его объему, кг/м^3 . Различают кажущуюся ($\rho_{\text{каж}}$) и истинную плотность (ρ). Первая характеризует раствор, содержащий газообразную фазу, вторая — раствор без газовой фазы.

2. Условная (кажущаяся) вязкость B_v , определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема глинистого раствора, с. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

3. Структурная (пластическая) вязкость η — сила осложненного трения между частицами твердой и жидкой фаз в глинистом растворе, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

4. Показатель фильтрации (водоотдача) при нормальной температуре Φ , определяемый объемом жидкости, отфильтрованной за время пропускания бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади, см^3 . Показатель фильтрации косвенно характеризует способность глинистого раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

5. Толщина образующейся при этом глинистой корки K , мм.

6. Статическое напряжение сдвига (СНС) Θ , определяемое минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры в покое глинистом растворе, Па. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения во времени.

7. Динамическое напряжение сдвига τ_0 , косвенно характеризующее прочностное сопротивление глинистого раствора течению, Па.

8. Концентрация посторонних твердых примесей (условно принимаемых за песок) C_n , определяемая отношением числа всех грубодисперсных частиц независимо от их происхождения к общему количеству бурового раствора, %. Характеризует степень загрязнения глинистого раствора.

9. Содержание в глинистом растворе частиц породы, по своей природе не способных распускаться в воде, $C_{\text{одп}}$ — отмытый песок, %.

10. Стабильность S_0 , г/см^3 и седиментация S , %. S_0 — величина, определяемая разностью плотностей нижней и верхней частей отстоявшегося в течение определенного времени глинистого раствора, косвенно характеризует способность раствора сохранять свою плотность. S — величина, определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема глинистого раствора в результате гравитационного разделения его компонентов за

* Этими же методами определяют свойства и других промысловых жидкостей как на водной, так и на неводной основах. При определении параметров буровых растворов и контроле за ними в процессе бурения следует пользоваться РД 39-2-645-81.

определенное время. Показатель седиментации косвенно характеризует стабильность глинистого раствора.

11. Концентрация газа C_0 , определяемая объемом газа в единице объема глинистого раствора, %. Характеризует степень разгазирования или вспенивания глинистого раствора.

12. Концентрация твердой фазы C_T , определяемая отношением количества твердого вещества к общему объему глинистого раствора, %.

13. Водородный показатель pH, характеризующий щелочность или кислотность глинистого раствора в условных единицах.

14. Смазочная способность глинистого раствора.

15. Удельное электрическое сопротивление ρ_0 , Ом · м.

16. Концентрация коллоидных частиц C_K , определяемая отношением количества частиц размером менее 2 мкм к общему количеству глинистого раствора, %. Характеризует активную составляющую твердой фазы, наиболее влияющую на свойства бурового раствора.

17. Температура t , °C.

Плотность бурового раствора определяют в лаборатории при помощи пикнометров и весов рычажных — плотномеров, а на буровой — специальными ареометрами (АГ-ЗПП и др.).

Ареометр типа АГ-ЗПП (рис. 5.1) состоит из мерного стакана 5, поплавок 4 со стержнем 3 и съемного грузика 6; стакан крепится к поплавку при помощи штифтов. На стержне имеется две шкалы: основная 1, по которой определяется плотность раствора, и поправочная, которая используется при применении минерализованной воды. Основная шкала для удобства делится на две части: одна служит для измерения плотности от 900 до 1700 кг/м³ (0,9... 1,7 г/см³), при этом на мерный стакан навинчивается грузик 6; вторая служит для измерения плотности от 1600 до 2400 кг/м³ (1,6... 2,4 г/см³) при снятом грузике. Прибор поставляется в комплекте с ведром для воды 2, в которое он погружается, крышка 7 ведра служит пробоотборником для раствора.

Рис. 5.1. Ареометр АГ-ЗПП:

1 — основная шкала; 2 — ведро для воды; 3 — стержень; 4 — поплавок; 5 — мерный стакан; 6 — съемный грузик; 7 — крышка ведра

Для измерения плотности бурового раствора при использовании обычной воды чистый и сухой стакан следует заполнить буровым раствором, соединить с поплавком 4 поворотом последнего до упора, тщательно обмыть снаружи и сделать отсчет по основной шкале (по деле-

нию, до которого ареометр спустится в воду). Если при измерении используется минерализованная вода, сначала определяется поправка на плотность этой воды. Для этого в мерный стакан ареометра необходимо налить воду, которой заполнено ведро, стакан соединить с поплавком. Деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузится в воду, покажет величину поправки. Измеренная плотность бурового раствора будет равна сумме отсчетов, сделанных по основной и поправочной шкалам. Например, если показание поправочной шкалы 80 кг/м^3 ($0,08 \text{ г/см}^3$), а показание основной шкалы 1280 кг/м^3 ($1,28 \text{ г/см}^3$), плотность будет составлять $1280 + 80 = 1360 \text{ кг/м}^3$.

Точность прибора проверяется при использовании для измерения пресной воды с температурой $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. Такая же вода наливается в ведро, при этом плотность по ареометру должна быть $(1000 \pm 50) \text{ кг/м}^3$ или $(1,00 \pm 0,05) \text{ г/см}^3$ по двум параллельным измерениям. Достаточная точность прибора достигается изменением количества дробы в съемном грузике 6.

Истинная плотность глинистого раствора, содержащего газообразные компоненты, рассчитывается по формуле

$$\rho = \frac{\rho_{\text{жж}}}{1 - C_0/100},$$

где C_0 — концентрация газа, %.

Условная вязкость определяется стандартным вискозиметром полевым (ВП).

Время вытекания определенного объема глинистого раствора из вискозиметра полевого характеризует вязкость раствора. Чем вязче раствор, тем больше времени потребуется для его вытекания.

СПУЗ-5 (рис. 5.2) состоит из воронки 1, оканчивающейся трубкой 4. Внутренний диаметр трубки 5 мм, длина 100 мм. В комплект вискозиметра входят мерная кружка 2 и сетка 3. Кружка разделена внутренней перегородкой на два отделения объемом 200 и 500 см^3 . Время истечения из вискозиметра 500 см^3 воды составляет 15 с и носит название *водного числа* вискозиметра. Вязкость определяют следующим образом.

Воронку и кружку промывают водой. На воронку накладывают сетку для задержания на ней крупных частиц песка и комочков глины. В воронку через сетку, прикрыв пальцем нижнее отверстие, наливают измерительной кружкой сначала 200 см^3 , а затем 500 см^3 промывочной жидкости. Измерительную кружку, предварительно промытую водой, подставляют под воронку отделением в 500 см^3 . Затем отнимают палец от нижнего отверстия трубки и по секундомеру засекают время. Время истечения промывочной жидкости в емкость кружки (до ее краев), исчисляемое в секундах, и будет характеризовать вязкость раствора.

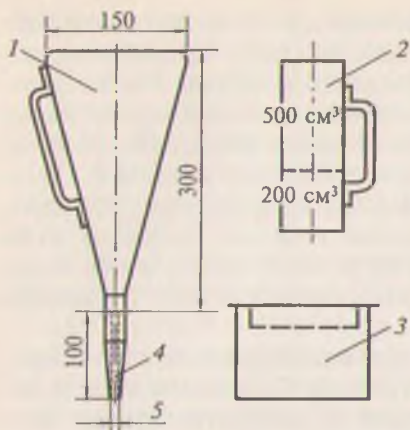


Рис. 5.2. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5:

1 — воронка; 2 — мерная кружка;
3 — сетка; 4 — трубка

При определении вязкости одним замером возможны ошибки вследствие тиксотропных свойств раствора, поэтому для более точного замера необходимо одну и ту же порцию раствора пропускать через воронку до тех пор, пока показания не станут одинаковыми. Периодически следует проверять точность вискозиметра путем проверки водного числа.

Структурную вязкость определяют, как правило, в стационарных лабораториях при помощи ротационного вискозиметра.

Показатель фильтрации бурового раствора в промысловых условиях определяют

прибором ВМ-6 по методу измерения уменьшения объема пробы раствора в процессе фильтрации (рис. 5.3). Испытуемый раствор наливается в фильтрационный стакан 7 с фильтром на решетке 6, закрытой клапаном 4, до его открытия фильтрация не может начаться. На фильтрационный стакан навинчен цилиндр 9, в который входит плунжер 11 с грузом-шкалой 10, создающей давление 0,1 МПа. Для установки шкалы прибора на нуль и спуска масла из цилиндра после определения показателя фильтрации в нижней части цилиндра имеется отверстие, перекрываемое иглой 8. После создания давления открывается клапан 4 и начинается фильтрация. Объем пробы раствора в фильтрационном стакане по мере фильтрации уменьшается на количество выделившегося фильтрата, и плунжер под действием груза соответственно опускается. Количество выделившегося фильтрата определяют по перемещениям плунжера по шкале, градуированной в кубических сантиметрах.

Показатель фильтрации должен определяться при температуре не ниже 10°, так как при более низкой температуре фильтрация глинистого раствора уменьшается. К прибору прилагается комплект листов логарифмической бумаги (рис. 5.4). Так как зависимость показателя фильтрации от времени по логарифмической бумаге имеет вид прямой линии, то достаточно замерить величину водоотдачи через 3...5 мин и через 10...15 мин, после чего измерения прекратить. На логарифмической бумаге отмечают две точки, соответствующие водоотдаче в указанные промежутки времени. Обе точки соединяют прямой линией. Пересечение этой линии с ли-

нией, равной 30 мин, дает величину водоотдачи за это время. Благодаря такому методу ускоряется время определения водоотдачи.

В связи с возрастанием глубин бурения появилась необходимость определять показатель фильтрации глинистого раствора при высоких температурах. Для этого используется фильтр-пресс ФП-200, который предназначен для термообработки и измерения статического и динамического показателей фильтрации.

Фильтр-пресс — это сложная стационарная установка, поэтому определение показателя фильтрации при повышенной температуре производят в лабораторных условиях.

Толщина корки измеряется двумя методами. Вынутый из прибора для определения водоотдачи фильтр с коркой глины помещают на стеклянную пластинку, и толщину корки измеряют с помощью линейки. Этим методом пользуются в полевых условиях.

В условиях стационарной лаборатории промывочных жидкостей для определения толщины корки пользуются прибором Вика (рис. 5.5). Он состоит из цилиндрического стержня 1, свободно перемещающегося во втулке 5 и укрепленного на станине 9. Ось стержня перпендикулярна к плите 8 станины 9. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит пружинная защелка 6. На стержне укреплен указатель 3, а на станине — шкала 4 с делениями 0...40 мм. Положение указателя на стержне регулируется стяжным винтом 2. В нижнюю часть стержня ввинчен на резьбе наконечник-пестик Тетмайера 7 диаметром 10 мм. Стеклянную пластинку с помещенным на ней фильтром с коркой глины кладут на плиту 8. Перед тем как произвести замер указа-

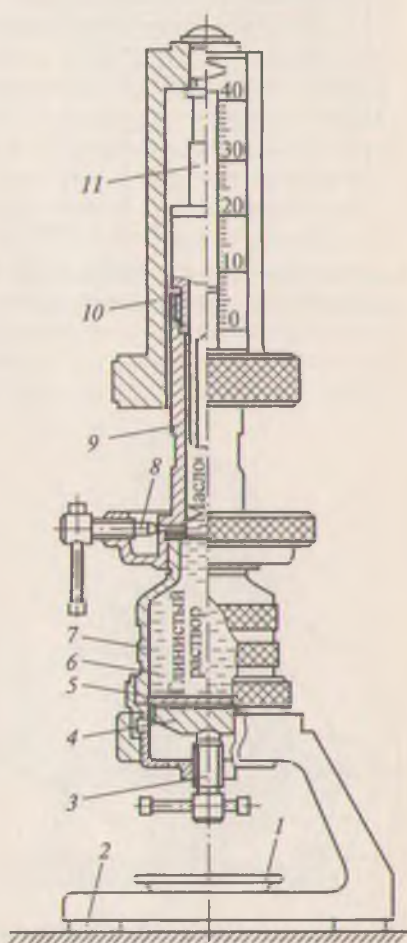


Рис. 5.3. Прибор для определения показателя фильтрации ВМ-6:

1 — чашка для фильтра; 2 — кронштейн; 3 — винт; 4 — клапан; 5 — поддон; 6 — решетка; 7 — фильтрационный стакан; 8 — игла; 9 — цилиндр; 10 — груз-шкала; 11 — плунжер

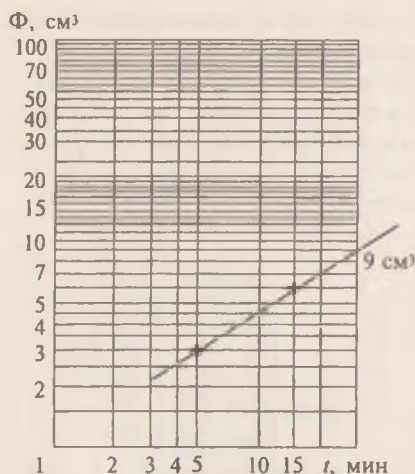


Рис. 5.4. Расчет показателя фильтрации по логарифмической бумаге

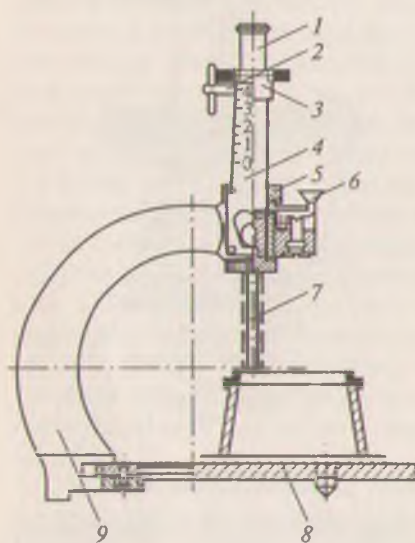


Рис. 5.5. Прибор Вика для определения величины фильтрационной корки:

- 1 — стержень; 2 — винт; 3 — указатель;
4 — шкала; 5 — втулка; 6 — защелка;
7 — наконечник-пестик; 8 — плита;
9 — станина

тель прибора 3 устанавливают на нуль и затем, придерживая стержень рукой, измеряют толщину корки в шести точках во взаимно-перпендикулярных направлениях. По полученным шести замерам определяют среднюю толщину корки в миллиметрах.

Статическое напряжение сдвига определяется с помощью специального прибора СНС-2, принцип действия которого основан на измерении усилия, возникающего на поверхности цилиндра, погруженного в соосный, медленно вращающийся цилиндр, который заполнен испытуемым глинистым раствором (рис. 5.6).

В стакан 7 заливают 120 см³ предварительно хорошо перемешанного глинистого раствора. При этом надо следить, чтобы уровень раствора в стакане совпадал с верхним основанием цилиндра 3 после его погружения в раствор. Нулевое деление калибровочного диска 9 устанавливают против указателя 2. Затем раствор оставляют в покое в течение 1 мин, после чего включают электродвигатель 6, который через передачу медленно вращает столик 5 и установленный на нем стакан 7 с глинистым раствором. Вследствие взаимодействия между стенками цилиндра и жидкостью подвешенный цилиндр 3 вращается вместе с жидкостью, а стальная проволока 1, на которой подвешен цилиндр, закручивается и оказывает сопротивление его вращению. Когда сила сопротивления, стремящаяся вернуть проволоку в исходное положение, будет равна

предельному статическому напряжению сдвига, умноженному на величину соприкасающейся с жидкостью поверхности цилиндра, наступает равновесие двух противоположно направленных сил и вращение цилиндра прекращается.

Структура раствора в результате перемещения частичек, прилегающих к поверхности цилиндра, несколько разрушается, и проволочка раскручивается, перемещая цилиндр в обратном направлении. В момент начала вращения цилиндра *3* в противоположную сторону измерение считается законченным. Отсчет производится по шкале диска в градусах. После этого осторожно вращают нуль шкалы диска к указателю. По истечении 10 мин по секундомеру производят второе измерение, чтобы определить тексотропию глинистого раствора. Каждое измерение от момента пуска электродвигателя до момента остановки подвешенного цилиндра не должно продолжаться более 1 мин, чему соответствует максимальный отсчет в 70° . Полученные в результате измерения показатели в градусах пересчитывают в паскалы путем умножения на соответствующий данной нити коэффициент, приведенный в паспорте, прилагаемом к каждому прибору.

Динамическое напряжение сдвига определяется в стационарных лабораторных условиях при помощи ротационных вискозиметров.

Концентрацию посторонних твердых примесей (содержание песка) определяют, используя отстойники двух видов: металлический (ОМ-2) или стеклянный (мензурка Лысенко).

Металлический отстойник ОМ-2 (рис. 5.7) представляет собой цилиндрический сосуд *3*, оканчивающийся внизу трубкой, внутри которой помещена градуированная сменная пробирка *4* объемом 10 мл с ценой деления 0,1 мм. В верхней части отстойника на уровне, соответствующем объему 500 мл, имеется отверстие для слива воды *2*. На горловину сосуда надевается крышка *1*, которая служит одновременно для отмеривания бурового раствора (при заполнении до краев объем ее составляет 50 мл).

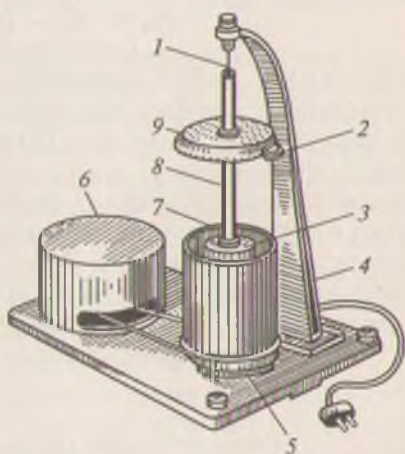


Рис. 5.6. Прибор СНС-2 для измерения статического напряжения сдвига:

1 — стальная проволока; *2* — указатель; *3* — цилиндр; *4* — стойка; *5* — вращающийся столик; *6* — электродвигатель с редуктором; *7* — стакан; *8* — трубка для защиты проволоки; *9* — диск с калибровочной таблицей

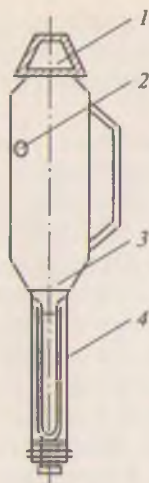


Рис. 5.7.
Отстойник ОМ-2:

1 — крышка; 2 — отверстие; 3 — сосуд;
4 — сменная про-
бирка

Стеклянная мензурка Лысенко устроена аналогично отстойнику ОМ-2. Содержание песка определяется следующим образом. Отстойник заполняется пресной водой примерно на половину, ту же наливается 50 мл бурового раствора, отмеренного крышкой. Остаток раствора смывается с крышки небольшими порциями воды в отстойник, который следует держать в вертикальном положении. Прибор заполняется водой до тех пор, пока излишек ее начнет вытекать из отверстия. После этого отстойник плотно закрывают крышкой и, повернув в горизонтальное положение, энергично взбалтывают в течение 50 с, при этом отверстие должно быть закрыто. По окончании взбалтывания отстойник быстро ставят в вертикальное положение и оставляют в покое на 1 мин (по секундомеру), после чего измеряют объем осадка в пробирке прибора.

Общее содержание песка

$$C_{\text{п}} = 2V_0,$$

где 2 — коэффициент для выражения результата, %; V_0 — объем осадка, мл.

Для определения содержания отмытого песка воду с неосевшими частицами сливают через край отстойника, а осадок свежими порциями воды переносят в фарфоровую чашку диаметром 120 мм. Через 1...2 мин отстоявшуюся в ней воду сливают с осадка и наливают новую порцию воды, в которой осадок растирают резиновой пробкой. Мутную воду сливают с осадка, повторяя отмывку несколько раз до полного отмыывания глинистых частиц. После этого осадок смывают в отстойник небольшими порциями воды и измеряют его объем так же, как и при определении общего содержания песка.

Содержание отмытого песка

$$C_{\text{о.п}} = 2V_1,$$

где V_1 — объем отмытого осадка, мл.

Стабильность глинистого раствора определяют двумя методами. В первом случае находят объем отделившейся от глинистого раствора воды в мерном цилиндре емкостью 100 см³ через 24 ч. Этот метод в практике называют *суточным отстоем*. Во втором случае стабильность определяется по разности плотностей глинистого раствора, залитого в верхнюю и нижнюю половины специального цилиндра емкостью 500 см³. Стабильным считается тот раствор, у которого эта разница не превосходит 0,02; для утяжеленных растворов эта разница должна быть не выше 0,06.

Показатель седиментации глинистого раствора находится по формуле

$$S = 100 - V_c,$$

где 100 — вместимость мерного цилиндра, см³; V_c — положение уровня раздела раствора после суточного отстоя, см³.

При бурении скважин важно знать, имеется ли в выходящем из скважин глинистом растворе воздух или нефтяной газ. Концентрацию газа в промывочной жидкости определяют с помощью приборов ВГ-1М и ПРГ-1. Принцип работы этих приборов основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления.

Остановимся на приборе ВГ-1М. Он разработан на основе прибора ВМ-6 (см. рис. 5.3). Отличие состоит в том, что плунжер прибора ВГ-1М несколько длиннее и снабжен двумя шкалами: верхняя предназначена для измерения показателя фильтрации, нижняя — содержания газа.

Концентрацию газа вычисляют по формуле

$$C_0 = 2(250 - V_{ж}),$$

где 2 — множитель для получения результата, %; 250 — суммарный объем глинистого раствора с газом, см³; $V_{ж}$ — объем глинистого раствора после удаления газа, см³.

Одной из характеристик глинистых растворов является концентрация водородных ионов (водородный показатель) в них. В 1 л воды при 22 °С содержится 10^{-7} ионов водорода; если дисперсионная среда раствора кислая, то концентрация ионов водорода будет больше 10^{-7} г-ион/л; если же дисперсионная среда щелочная, то концентрация ионов водорода будет меньше этой величины.

Если раствор слабой кислотности содержит водородных ионов 10^{-6} г-ион/л, то концентрация водородных ионов, обозначаемая индексом рН, будет равна 6, т.е. показателю степени с обратным знаком (при основании, равном 10). Регулированием рН в растворе можно увеличить его стабильность, скорость застудневания и т.д. В глинистых растворах тиксотропные свойства наиболее ярко проявляются при рН, принимающем значения от 8 до 10. Величину рН определяют либо колориметрическим путем (по окраске индикатора), либо электрическим. Сущность колориметрического метода заключается в изменении цвета лакмусовой бумаги с красного на фиолетовый, а затем на синий по мере роста рН от 5 до 9. Применение колориметрического метода затруднительно вследствие непрозрачности глинистых растворов. Точные измерения рН следует производить электрическим методом.

Остальные параметры глинистого раствора, такие как концентрация твердой фазы C_t , удельное электрическое сопротивление ρ_0 , концентрация коллоидных частиц C_k и т.п., определяются в ста-

ционарных лабораторных условиях и нужны главным образом для регулирования показателей промывочной жидкости при бурении в сложных геолого-технических условиях.

Контроль за качеством промывочной жидкости. Во всех УБР (экспедициях) должен быть организован круглосуточный контроль за изменениями параметров промывочной жидкости в процессе бурения каждой скважины. Этот контроль организуют и осуществляют специальные лаборатории. В каждом УБР (экспедиции), разведке, производящей одновременное бурение нескольких скважин, имеется стационарная лаборатория. На лабораторию возлагается:

- определение качества применяемых глин, воды, реагентов, утилизителей, цемента;

- подбор рецептур бурового раствора, обеспечивающего нормальную проходку скважин;

- контроль за качеством бурового раствора и выдача соответствующих практических указаний по ее рецептуре.

На ответственных буровых установках лаборатория ведет постоянный контроль за качеством бурового раствора, а на остальных буровых установках она проверяет качество промывочной жидкости раз в сутки. Пробы должны быть доставлены в закрытых ведерках емкостью 2,0...2,5 л. На ведерке должна быть бирка с указанием номера буровой установки, даты взятия пробы и глубины замера.

Параметры промывочной жидкости, подлежащие контролю, разделяются на три группы в зависимости от условий бурения:

- к первой группе относятся параметры, контроль которых обязателен при бурении скважин в любых геолого-технических условиях. К таким параметрам относятся: плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки и водородный показатель;

- ко второй группе относятся параметры, контроль которых обязателен на скважинах с особыми геолого-техническими условиями при наличии зон возможных осложнений или при применении специальных промывочных жидкостей (хлоркальциевых, известковых, гипсовых, калиевых, эмульсионных и др.). Вторая группа включает в себя параметры первой группы, а также показатель минерализации, концентрацию ионов кальция, магния, калия, щелочных металлов, хлора, сульфата, концентрацию извести, газа, твердой фазы, коллоидных частиц, нефти, напряжения электропробоя;

- к третьей группе относятся параметры, контроль которых необходим для получения дополнительной информации о свойствах промывочной жидкости (например, параметры при повышенных температурах и давлениях и т. п.). Третья группа включает в себя параметры первой и второй групп, а также температуру промыв-

жидкости, показатель фильтрации при повышенной температуре, статическое напряжение сдвига при повышенной температуре, динамическое напряжение сдвига, показатели стабильности и седиментации и т.д.

Широко применяются переносные лаборатории, предназначенные для оперативного контроля за качеством промывочной жидкости непосредственно на буровой. Большую перспективу имеют автоматические установки для непрерывного контроля и регистрации параметров глинистого раствора.

Функции глинистых растворов в нормальных условиях бурения. Глинистому раствору присущи некоторые функции, которыми не обладают другие виды буровых растворов. Это способность глинизировать стенки ствола скважины и удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции. Глинистый раствор в скважине находится под давлением, равным массе столба раствора. В стенках скважины имеются поры и трещины, и в них под давлением просачивается глинистый раствор. Мелкие частицы глины вместе с водой проникают в трещины породы, причем частицы оседают на поверхности трещин, а вода впитывается (отфильтровывается) в стенки скважины. В дальнейшем толщина слоя осевших частиц увеличивается, трещины забиваются так плотно, что вода уже не может проходить дальше. Стенки скважины покрываются тонкой коркой из слипшихся частиц глины. Образование тонкой корки возможно при использовании высококачественных глинистых растворов. Корка выполняет целый ряд очень важных функций: она препятствует уходу воды из раствора в пласт, закупоривает все поры и трещины в стенках скважины, отчего стенки становятся прочными и не обваливаются, а также задерживает проникновение воды, нефти и газа из различных пластов в скважину.

Совершенно иное происходит при использовании некачественных глинистых растворов с крупными частицами. Последние не проходят глубоко в трещины и поры, а остаются на стенках скважины (рис. 5.8). Между крупными частицами имеются проходы, через которые вода впитывается глубже в пласты, на стенки скважины садятся все новые и новые частицы, осажая толстую, рыхлую водопроницаемую корку. Эта корка значительно уменьшает кольцевое пространство между стенками скважины и буровыми трубами. Толстая корка легко разрушается, часто отрывается от стенок скважины и, налипая на трубы и долото, образует сальники, способствующие затяжкам и прихватам буровой колонны. Проникновение большого количества отфильтрованной воды в пласт вызывает размыв породы, обвалы, которые приводят к тяжелым авариям. Для избежания осложнений и аварий важно, чтобы из глинистого раствора, находящегося в скважине, не выпадали частицы выбуренной породы в период прекращения цир-

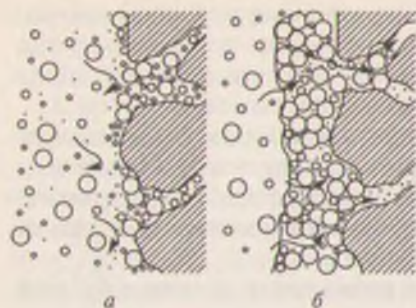


Рис. 5.8. Образование глинистых корок:

a — тонкой корки при качественном глинистом растворе; *б* — толстой корки при некачественном глинистом растворе (белые кружки обозначают частицы суспензий; точки — коллоидные частицы; породы стенок скважин заштрихованы)

ходимо регулировать качество и количество глинистого раствора, закачиваемого в скважину за единицу времени. Количество промывочной жидкости, закачиваемой в единицу времени, должно обеспечить полное удаление с забоя и вынос на поверхность всех выбуриваемых частиц породы. При недостаточной скорости выходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве крупные частицы выбуренной породы остаются на забое, породы выбуривается больше, чем раствор способен увлечь с собой на поверхность, в результате раствор сгущается и образуются салники.

Для всех нефтяных районов Российской Федерации глинистые растворы, применяющиеся при нормальных (неосложненных) условиях бурения, должны обладать следующими параметрами: вязкость по СПВ-5 не более 30 с; статическое напряжение сдвига через 1 мин не более $5 \cdot 10^{-8}$ Н/м² (50 мкс/см²); показатель фильтрации (водоотдача) не более 10 см³ за 30 мин; концентрация посторонних твердых примесей (содержание песка) до 1 %.

Назначение глинистых растворов при бурении в осложненных условиях. При бурении нефтяных и газовых скважин очень часто возникают всевозможные осложнения. Основные из них — поглощение бурового раствора, выбросы и нарушения целостности отвалов скважин (природа возникновения и методы борьбы с осложнениями при бурении нефтяных и газовых скважин рассматриваются в гл. 6). Эти осложнения не возникают обособленно — развитие одного из осложнений может явиться фактором, способствующим появлению других. Так, поглощение бурового раствора, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины, создает благоприятные условия для газонефтяных и водо-

куляции. Для этого необходимо, чтобы глинистый раствор содержал в достаточном количестве коллоидную фракцию, которая была бы способна удерживать обломки выбуренной породы в взвешенном состоянии и жидкости, находящейся в поровых пространствах. Если раствор коллоиден и обладает тиксотропными свойствами, то он не дает возможности частицам интенсивно скапливаться и агрегироваться.

В зависимости от конкретных условий бурения (литологии разбуриваемых пород, величины в проходных пластах темпов бурения и т.п.) не-

выбросов, а также обвалов или осыпей лежащих выше пород (при наличии осложнений, связанных с нарушением целостности ствола скважины).

При бурении в осложненных условиях изменяются требования к глинистому раствору. Он должен обладать качеством, позволяющим предотвратить возможные осложнения или ликвидировать их в самом начале. Для предупреждения и борьбы с поглощениями промывочной жидкости глинистый раствор должен иметь минимальную плотность и обладать достаточными вязкостью, начальным напряжением сдвига и тиксотропностью. Одним из основных мероприятий по предупреждению обвалов стенок скважины и газонефтепроявлений является своевременное увеличение плотности глинистого раствора до необходимых размеров. Перечисленным довольно сложным требованиям обычный глинистый раствор, состоящий только из воды и глины, даже коллоидную, не в состоянии соответствовать. При бурении в осложненных условиях необходима физико-химическая обработка глинистых растворов.

Химическая обработка глинистого раствора. Для обработки глинистых растворов в Российской Федерации и за рубежом применяются несколько сотен (в США различные фирмы поставляют более 500) различных реагентов (рис. 5.9). Широкое применение получили гуматные реагенты: углещелочной реагент (УЩР), торфещелочной реагент (ТЩР) и др. Эти реагенты поставляются в порошкообразном виде. Технологии подготовки большинства реагентов просты и заключаются в растворении их в воде. После растворения реагент вводят в глинистый раствор.

Утяжеление глинистых растворов. Для предотвращения осложнений, связанных с нарушением целостности ствола скважины и возможными газонефтепроявлениями, возникает необходимость повышать плотность глинистого раствора в значительных пределах (до 2200...2400 кг/м³). Получить такую плотность увеличением концентрации глинистой породы в промывочной жидкости невозможно. Для этого в глинистые растворы вводят материалы с большой плотностью, получившие название *утяжелителей*, в таком образом повышают плотность глинистого раствора до требуемых величин.

Применяемые в нашей стране утяжелители можно разделить на две группы в зависимости от их плотности. К первой группе относятся материалы низкой плотности — 2600...3500 кг/м³ (например, малоколлоидные глины, мергели, мел, известняк и др.). Они обладают низкой утяжеляющей способностью и могут обеспечить утяжеление только до 1700 кг/м³, поэтому их расходуют в больших количествах, что приводит к повышению содержания твердой фазы в буровых растворах и снижает эффективность бурения. В связи с этим эти утяжелители первой группы целесообразно использовать при отсутствии более эффективных утяжелителей.

Ко второй основной группе утяжелителей относятся материалы с плотностью 3500...5300 кг/м³ (например, барит, железистые и сидеритовые утяжелители).

Наилучшим утяжелителем является барит. Для нужд бурения поставляются технические сорта барита, содержащие различные примеси (кремнезем, известняк, доломит и др.). Железистый утяжелитель (гематит, магнетит, пирит) имеет ряд недостатков (высокая абразивность, содержание большого количества водорастворимых солей), которые ухудшают качество бурового раствора и снижают технико-экономические показатели бурения. Сидеритовый утяжелитель (FeCO₃) является кислоторастворимым, что выгодно отличает его от других утяжелителей.

В отдельных случаях возникает потребность использовать утяжелители плотностью более 5300 кг/м³, например, для предотвращения сужения ствола скважины в результате аномально высоких пластовых давлений, течения солей и т.д. Утяжелители этой группы — галенит (PbS) или свинцовый блеск, феррофосфор, свинцовый сурик (Pb₃O₄), ферросилиций, ферромарганец.

Рассмотрим процесс утяжеления более подробно. В глинистый раствор вводят мелко раздробленное новое вещество — утяжелитель. От добавки утяжелителя увеличивается число твердых частиц в растворе и, следовательно, повышается его вязкость. Если вязкость выше нормы, утяжеленный раствор разбавляют водой. Но так как при этом показатель фильтрации раствора может сильно повыситься, а плотность снизиться, то раствор предварительно обрабатывают реагентом — понизителем водоотдачи. Увеличение вязкости раствора происходит не только вследствие увеличения числа частиц. Частицы утяжелителя, если они плохо смачиваются водой, вносят в раствор большое число пузырьков воздуха. Получается перебитый раствор с большой вязкостью и недостаточной плотностью. Устранить это можно двумя способами:

заранее смочить утяжелитель водой или реагентом;

обработать раствор реагентами — понизителями водоотдачи, этим достигается лучшая смачиваемость частиц глины и утяжелителя.

Оборудование для приготовления утяжеленного глинистого раствора и регенерации утяжелителя описано в подразд. 5.6 настоящей главы.

Перед вступлением в зону осложнений на буровой обязательно должен быть запас утяжелителя и химических реагентов в объемах, обеспечивающих получение утяжеленного раствора согласно ГТН.

Полимерглинистые и безглинистые растворы. Одной из важных задач является создание буровых растворов для массового бурения, применение которых способствовало бы увеличению механической скорости проходки при минимальных затратах материалов и химических реагентов на приготовление и регулирование их показателей.

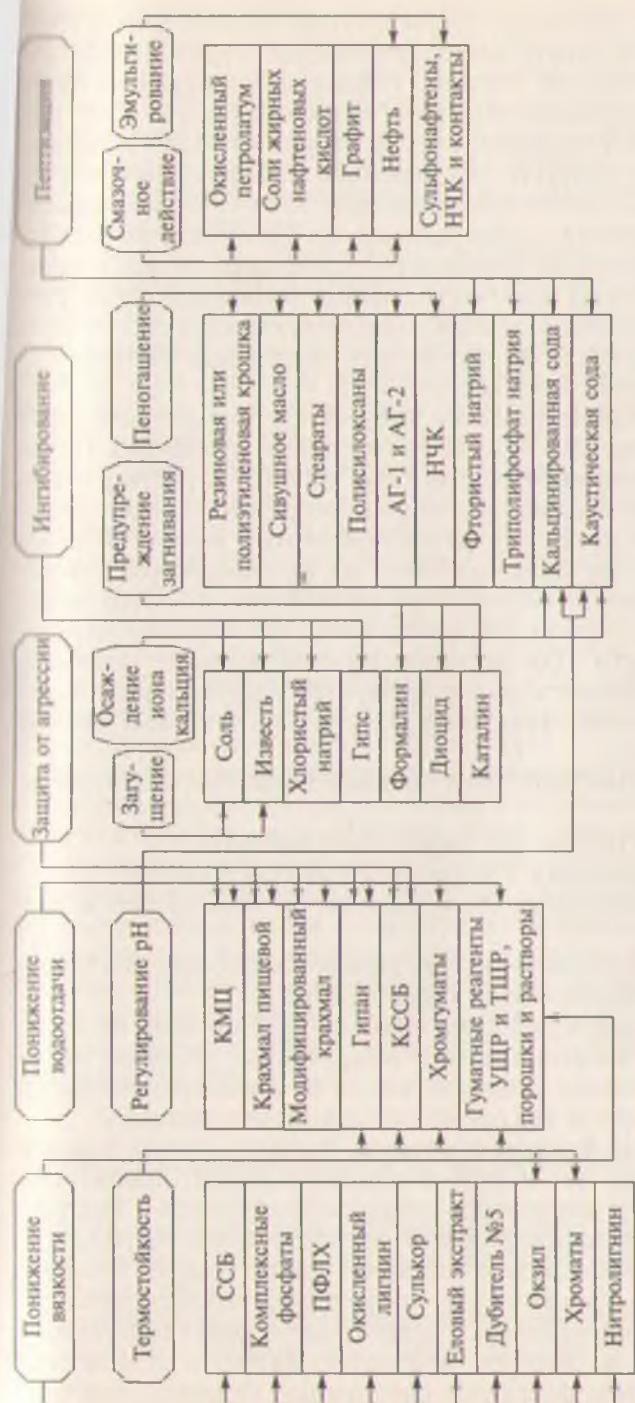


Рис. 5.9. Химические реагенты, применяемые для обработки промывочных растворов (схема составлена ВНИИБТ): ССБ — сульфитспиртовая барда; ПФЛХ — полифенол лесохимический; КМЦ — карбоксиметилцеллюлоза; КССБ — комбинированный реагент сульфитспиртовая барда

К таким относятся буровые растворы с низкой концентрацией твердой фазы — полимерглинистые и безглинистые. Существенным отличием этих растворов от обычных глинистых растворов является незначительное содержание твердой (глинистой) фазы (3... 5 %) или полное ее отсутствие. Основой этих растворов являются полимерные реагенты. Они относятся к различным модификациям целлюлозы, производным акриловых полимеров, биополимерам, а также сополимерам. Полимеры, применяемые для приготовления и обработки буровых растворов, относятся к полиэлектролитам, в молекулярной цепи которых имеются различные функциональные группы. Одним из важнейших свойств полимеров является способность полностью или частично флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава.

В качестве флокулянтов частиц выбуренной породы используют полимеры, выпускаемые в виде геля, жидкости и порошка. На буровой заблаговременно готовят водный 0,1...0,5 % раствор полимера. Для растворения жидких и порошкообразных полимеров используют глиномешалку или цементировочный агрегат. В целях предупреждения образования комков из склеивающихся частиц полимера и повышения скорости его растворения полимер добавляют постепенно, равномерно распределяя его в объеме перемешиваемой жидкости. Для растворения гелеобразного полимера необходимо использовать цементировочный агрегат. Применение в этом случае глиномешалки неэффективно из-за низкой частоты вращения лопастей.

К положительным свойствам полимерглинистых и безглинистых относятся:

- отсутствие или низкое содержание твердой фазы;
- хорошие смазывающая и ингибирующая способности;
- селективное флокулирующее действие по отношению к дисперсной фазе;

возможность регулирования фильтрационных свойств в широких пределах в зависимости от задач бурения.

В отечественной и зарубежной практике бурения получили распространение полимерглинистые и безглинистые растворы на основе полиакрилоамида, гидролизованного полиакрилонитрила, биополимеров и других высокомолекулярных соединений.

Ингибированные буровые растворы. Растворы этого типа характеризуются тем, что в них создаются условия, препятствующие набуханию и диспергированию содержащейся в них глины. Наибольшее распространение из ингибированных буровых растворов получили кальциевые растворы: известковые и гипсовые.

Известковые растворы представляют собой сложные системы, в которые кроме глины и воды входят четыре обязательных компонента: известь, каустик, понизитель вязкости и защитный реагент — понизитель показателя фильтрации. Помимо этого в со-

ставе могут быть добавки специального назначения (нефть или дизельное топливо, утяжелитель и др.). Известь обычно добавляется в количестве 0,2...1,5 % и является основной ингибирующей добавкой, действующей непосредственно на глину и изменяющей ее свойства. Щелочь добавляется для снижения растворимости извести. Кроме того, присутствие щелочи в известковом растворе активизирует процессы, усиливает действие реагентов — понизителей вязкости и водоотдачи.

В гипсовых растворах ингибирование осуществляется добавками гипса или алебаstra и доведением содержания кальция в растворе до 3000 мг/л. Для регулирования вязкости таких растворов используют хромлигносульфаты, водоотдачи — карбоксиметилцеллюлозу. Гипсовые растворы отличаются термостойкостью (до 160...180 °С) и применяются при разбуривании неустойчивых глинистых отложений при высокой температуре.

Солестойкие буровые растворы. Растворы этого типа характеризуются устойчивостью к действию солей, попадающих в буровой раствор в процессе разбуривания пластов, которые насыщены высокоминерализованными водами, а также интервалов, сложенных различными солями (каменной солью, сильвинитом, бишофитом и т.д.). Наиболее простым солейстойким раствором является насыщенный раствор соли или пластовая высокоминерализованная вода, содержащая не менее 25 % соли. Глинистые растворы, насыщенные солью, используют при бурении в том случае, если нельзя применить безглинистые растворы.

Нейтрализация сероводорода в буровом растворе. Наиболее радикальным средством предупреждения сероводородной агрессии в процессе бурения является нейтрализация сероводорода в скважине, что достигается введением в буровой раствор нейтрализаторов. В мировой и отечественной практике в настоящее время наиболее распространенными для нейтрализации сероводорода являются реагенты на базе окислов железа (оксидин, ЖС-7). Часто при бурении в условиях сероводородной агрессии применяют растворы на нефтяной основе. Следует иметь в виду, что безглинистые буровые растворы менее подвержены сероводородной агрессии, чем глинистые растворы.

5.3. Использование воды в качестве промывочной жидкости

В некоторых нефтяных районах в качестве промывочной жидкости с успехом используется вода, что возможно при выполнении следующих трех условий:

устойчивость разбуриваемых горных пород, высокая сопротивляемость их размывающему действию потока промывочной жидкости;

наличие буровых насосов, позволяющих создавать высокие скорости восходящего потока воды в затрубном пространстве;

бесперебойное снабжение технической водой, так как расход ее составляет 3,55... 5 м³ на 1 м проходки, а по отдельным скважинам — до 10 м³ на 1 м.

Для определения устойчивости стенок скважин при бурении введем коэффициент обвалообразования

$$K_{об} = \frac{V_{ф}}{V_{т}},$$

где $V_{ф}$ — фактический объем ствола скважины; $V_{т}$ — теоретический объем ствола скважины.

Фактический объем участка скважины определяют путем измерения площади кавернограммы планиметром. Отношение этой площади к площади, ограниченной номинальным диаметром, даст величину $K_{об}$. Бурение на воде* возможно, если $1 < K_{об} < 3$, а при $K_{об} > 3$ использование воды может привести к опасным последствиям.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с использованием воды в качестве промывочной жидкости улучшаются за счет следующих основных преимуществ, которые вода имеет по сравнению с глинистым раствором:

при бурении с промывкой забоя водой создается возможность увеличить мощность на долоте. Переход с глинистого раствора на воду позволяет увеличить производительность насосов в результате уменьшения плотности и вязкости прокачиваемой жидкости при неизменной величине допустимого рабочего давления на выкиде насосов;

улучшается работа буровых насосов и гидравлических забойных двигателей, а также уменьшается расход запасных частей к ним. Вода содержит меньше шлама и песка по сравнению с глинистым раствором, так как при прохождении через очистную систему частицы выбуренной породы почти полностью выпадают из воды.

Существенным недостатком воды является непригодность ее для вскрытия и бурения продуктивных нефтяных и газовых горизонтов, особенно с пониженным давлением. Проникая в нефтяные и газовые пласты, вода сильно затрудняет и усложняет их освоение, является причиной уменьшения возможного дебита нефти и газа. Вскрываемые водой пласты небольшой продуктивности и низкого давления в ряде случаев освоить вообще не удастся.

* Термин «вода» в данном случае применяется условно, так как при использовании технической воды для промывки скважин образуется водная суспензия мелкодисперсных частиц выбуриваемых горных пород, которая служит промывочной жидкостью.

Для некоторого снижения вредного влияния воды на продуктивный пласт к ней добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), что приводит к снижению поверхностного натяжения на границе с нефтью и уменьшению сил молекулярного взаимодействия поверхности порового пространства с водой (фильтратом промывочных жидкостей). Благодаря снижению поверхностного натяжения вода, поступающая в продуктивные пласты, диспергируется на мелкие капли, что приводит к более легкому ее вытеснению из призабойной зоны.

Бурение скважины с промывкой водой допускается при наличии устойчивых пород по всему разрезу ствола скважины или в большей его части, нефтяных горизонтов с большим пластовым давлением в незакрепленной части ствола, а также сильно дренированных нефтяных объектов. Интервалы бурения с промывкой водой должны быть указаны в ГТН. Глубина спуска направления и кондуктора устанавливается с учетом предохранения устья от размыва, а также перекрытия неустойчивых пород и зон катастрофических поглощений. В отдельных случаях при устойчивых породах разрешается ограничиться одним направлением без спуска кондуктора.

Во избежание прихвата инструмента надо следить за чистотой промывочной жидкости (воды), подаваемой в скважину, не допуская ее загрязнения, для чего необходимо:

вести бурение с промывкой водой при одновременной работе не менее чем двух насосов, обеспечивающих подачу промывочной жидкости не менее 55... 58 л/с;

иметь на буровой постоянный запас воды, достаточный для замены загрязненной промывочной жидкости; не следует допускать загрязнения воды до состояния «цвета молока», надо добавлять воду в циркулирующую жидкость в начале желобной системы;

обеспечивать полную очистку воды от частичек выбуренной породы с помощью циркуляционной системы.

Не разрешается бурить скважину со ступенчатым стволом, так как ствол, имеющий больший диаметр, загрязняется.

Во избежание заклинивания нового долота нижний интервал скважины (6... 8 м), в зависимости от величины углубления ее предыдущим долотом и состояния выработки долота по диаметру, нужно проработать новым долотом при пониженной нагрузке.

В случае выхода из строя одного из буровых насосов необходимо прекратить бурение, а бурильную колонну поднять на максимально возможную высоту в зависимости от длины ведущей трубы. За время ремонта насоса следует периодически расхаживать бурильную колонну с проворачиванием ее и не прекращать промывку скважины вторым насосом. При появлении затяжек, необходимости ремонта двух насосов, а также других длительных остановках бурильную колонну поднимают из скважины.

Существует два метода перехода с промывки скважины водой на промывку глинистым раствором.

В первом случае переход на глинистый раствор осуществляется постепенно путем равномерного по времени добавления глинистого раствора в промывочную жидкость без прекращения бурения.

Во втором случае переход на промывку глинистым раствором осуществляется путем единовременной замены циркулирующей в системе воды глинистым раствором. Постепенный переход на глинистый раствор происходит обычно в течение 2...4 сут. За это время уменьшается эффективность бурения по сравнению с бурением с промывкой водой, снижаются механические скорости и проходка на долото. При единовременной замене промывочной жидкости срок проведения операции значительно сокращается и занимает несколько часов. Во избежание поглощения глинистого раствора перед заменой воды следует самым тщательным образом зацементировать все зоны ухода раствора.

Перед подъемом бурильной колонны для смены долота скважину промывают до полного удаления выбуренной породы. Бурильную колонну поднимают из скважины при непрерывном заполнении ее из самотечного чана путем подачи жидкости буровым насосом. Чтобы вода в зимнее время не замерзала в нагнетательной линии, при подъеме и спуске бурильной колонны производят промывку через ведущую трубу, спущенную в шурф. В случае появления затяжек во время подъема бурильной колонны необходимо навинтить ведущую трубу и промыть скважину при максимальной подаче жидкости насосами. При последующем спуске бурильной колонны следует в интервале затяжки проработать ствол скважины. При интенсивных проявлениях пласта в процессе бурения воду заменяют глинистым раствором.

5.4. Буровые растворы на нефтяной основе (РНО)

К этому типу растворов относятся трехфазные системы, дисперсионной средой которых являются нефтепродукты (сырая нефть, дизельное топливо), а дисперсной фазой — битумы, органофильные глины, наполнители (утяжелитель, мел, асбест, твердые дисперсные материалы и др.), а также эмульгированная вода различной минерализации. К растворам на нефтяной основе относятся как нефтяные растворы, содержащие воду до 5...10 %, так и эмульсии, концентрация воды в которых может достигать до 95 %.

Растворы на нефтяной основе не снижают продуктивность пластов, обеспечивают возможность бурения в неустойчивых, набухающих или расширяющихся в водной среде породах, предотвращают сальникообразование и прихваты инструмента, обладают смазочными свойствами, что облегчает спускоподъемные операции

и снижает возможность аварий. Эти системы не обладают электропроводимостью, предохраняют инструмент от коррозии. К недостаткам РНО относятся:

- невозможность проведения стандартного электрокаротажа;
- трудность регулирования структурно-реологических свойств;
- существенная зависимость вязкостных и тиксотропных свойств от температуры и давления, что затрудняет поддержание необходимого уровня структурообразования в забойных условиях;
- трудность в поддержании свойств при попадании воды и других загрязняющих добавок;
- отрицательное влияние на резиновые детали, контактирующие с раствором;
- сложность приготовления.

Эмульсионные растворы. *Эмульсия* — это двухфазная система, состоящая из мельчайших капелек «масла», расположенных в воде, или мельчайших капелек воды, распределенных в «масле». Под «маслом» подразумевается любое органическое вещество, в частности нефть и ее продукты.

Если смешиваются только вода и «масло», то образующиеся при перемешивании капельки будут сливаться (коалесцировать) после прекращения размешивания и образовывать отдельные слои. Этого не произойдет, если к смеси «масла» и воды добавить в небольшом количестве третье вещество, называемое *эмульгатором*, которое распределяется на поверхности капель, уменьшая поверхностное натяжение и вызывая отталкивание их друг от друга. От обычных глинистых растворов эмульсионные глинистые растворы отличаются присутствием в системе дополнительного компонента в виде мельчайших капелек нефти или некоторых продуктов ее переработки.

Эмульсионные глинистые растворы можно готовить из самых различных исходных глинистых растворов. В качестве эмульгаторов используют крахмал, натриевую карбоксиметилцеллюлозу, бентонит, лигниты, натриевые, калиевые и алюминиевые соли высших жирных кислот и другие вещества. У большинства глинистых растворов эмульгатором является само глинистое вещество, поэтому эмульсия может образоваться и без добавления специального эмульгатора. Однако в этих случаях периодическое добавление эмульгаторов необходимо для получения более устойчивой эмульсии.

Нефть и эмульгатор предпочтительно вводятся в глинистый раствор по специальной линии, подводящей «масло» к приему бурового насоса. При такой подаче обеспечивается лучшее перемешивание и, следовательно, эмульгирование раствора. Нефть и эмульгатор в раствор следует добавлять после спуска нового долота на забой и немедленно после наращивания буровой колонны, чтобы избежать перерыва в процессе эмульгирования. Химическая обра-

ботка эмульсионного раствора во время его приготовления в процессе бурения производится обычным способом. В зависимости от заданных параметров (плотности, водоотдачи, структурно-механических свойств) количество нефтяного компонента в эмульсионном растворе может колебаться в пределах от 8 до 50 %.

Для интенсивного эмульгирования вводимых в глинистый раствор нефтяных компонентов применяются диспергаторы различных конструкций.

Нефтяные растворы. Для бурения в осложненных условиях, а главным образом для вскрытия продуктивных пластов, применяют промывочные жидкости на неводной основе, в которых дисперсионной средой является не вода, а продукты нефти.

В отечественном бурении находят применение два вида нефтяных растворов:

с дизельным дистиллятором или дизельным топливом (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окисленного парафина. В состав такого раствора входят: 10...20 % битума; 1,5...3,0 % натриевого мыла окисленного парафина; 0,7...1,5 % едкого натра; 1,5 % воды; остальное (до 100 %) — нефтяная основа (дизельный дистиллят или дизельное топливо);

на основе дистиллятных нефтепродуктов (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окисленного петролатума. В состав такого раствора входят: 2...5 % натриевого мыла окисленного петролатума; 15...25 % окисленного битума; остальные компоненты — в том же количестве, что и в растворе первого типа.

Плотность растворов на нефтяной основе может изменяться в широком диапазоне. Неутяжеленный раствор обычно имеет плотность 900 кг/м³, при утяжелении он может быть доведен до 2200...2500 кг/м³.

Процесс приготовления раствора на нефтяной основе заключается в растворении битума и окисленного нефтепродукта (петролатума или парафина) в дисперсионной среде (дизельном топливе, дистиллятных нефтепродуктах).

Вязкость и статическое напряжение сдвига раствора на нефтяной основе регулируется изменением концентраций химических реагентов, в качестве которых выступает мыло, а также концентрации твердой фазы — частичек битума. Добавление в систему органических кислот разжижает раствор, а добавление щелочи производит противоположное действие: вязкость раствора увеличивается.

Одним из основных преимуществ растворов на нефтяной основе является их крайне незначительная фильтрация через пористые породы. Нередко фильтрация полностью отсутствует.

При бурении с использованием РНО необходимо применять детали, изготовленные из резины специальных нефтестойких сортов. Так как нефтяные продукты, используемые для приготовления растворов в качестве основы, не проводят электрический ток,

возникают затруднения во время проведения электрометрических работ. Растворы на нефтяной основе дороги, поэтому при бурении и обвязке буровых насосов предусматриваются дополнительные сооружения для предупреждения потерь раствора (крытая циркуляционная система, соответствующее оборудование устья скважины, позволяющее собрать раствор в случае переливания его через устье, и т. п.). Особую осторожность следует проявлять в связи с легкой воспламеняемостью нефтяной основы. При работе с этими растворами требуется строгое соблюдение всех правил противопожарной безопасности и проведение необходимых профилактических мероприятий.

5.5. Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом. Аэрированные промывочные жидкости и пены

В мировой практике широкое распространение получил способ бурения скважин с очисткой забоя воздухом или газом, который отличается от способа бурения с промывочной жидкостью тем, что вместо бурового раствора применяют газообразный циркулирующий агент. В качестве циркулирующего агента для неглубоких скважин, в которых исключается возможность встречи в разрезе газоносных или нефтеносных пластов, используют сжатый воздух, подаваемый в скважину от установленных на поверхности компрессоров, или применяют аэрированную промывочную жидкость. Если при бурении появляется необходимость вскрывать газоносные или нефтяные пласты, то бурить с очисткой забоя воздухом не рекомендуется, так как сжатый воздух в смеси с естественным газом может образовать гремучие и легковоспламеняющиеся смеси. В этом случае в качестве циркулирующего агента можно применять любой газ, который совместно с естественным газом или парами нефти не может дать гремучий газ или легковоспламеняющиеся смеси, а также аэрированную промывочную жидкость.

При бурении скважин с очисткой забоя воздухом или газом увеличивается механическая скорость и проходка на долото. Этому способствует разрушение горных пород без их смачивания, отсутствие гидростатического давления на забой, а также фильтрационной глинистой корки, хорошее охлаждение шарошек долота и интенсивная очистка забоя от выбуренной породы. Если поглощающие горизонты или зоны нарушений при бурении с применением бурового раствора всегда вызывают поглощение последнего, а иногда и катастрофический уход, то при бурении скважин с очисткой забоя воздухом или газом такие зоны проходят без осложнений.

К преимуществам бурения скважин с очисткой забоя воздухом или газом также относятся: увеличение отдачи продуктивных пластов и значительное снижение стоимости бурения.

Основными недостатками этого вида бурения являются:
затруднения при бурении водопроявляющих горизонтов (самые незначительные водопроявления при разбуривании вязких и мягких пород вызывают образование пульпы, не поддающейся выдвиганию из скважины);

затруднения при борьбе с обвалом;
невозможность регулирования пластового давления;
увеличение возможности пожаров и взрывов;
ограничение возможности проведения геофизических работ.

Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом не является универсальным. Для этого способа есть области наиболее эффективного применения, использования с переменным успехом или в сочетании с другими способами, а также нецелесообразного, а иногда и невозможного использования. Наиболее эффективно бурение с очисткой забоя воздухом или газом сухих разрезов, а также пластов, в которых встречаются зоны поглощения или катастрофические уходы промывочной жидкости, зоны вечной мерзлоты, продуктивных горизонтов, неглубоких и сейсмических скважин. Бурение скважин с газообразным циркулирующим агентом не требует коренного изменения монтажной схемы наземного оборудования и, как правило, отличается лишь некоторыми добав-

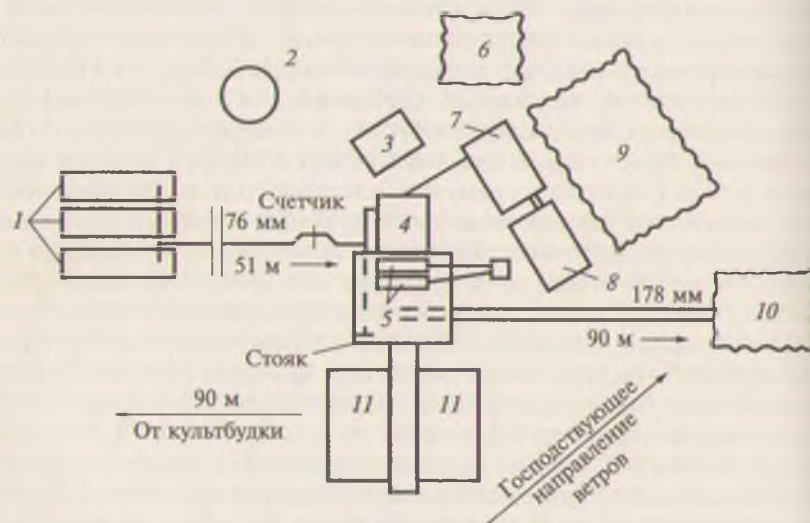


Рис. 5.10. Схема расположения оборудования и наземных сооружений, применяемых в США при бурении с очисткой забоя газом или воздухом:
1 — компрессоры; 2 — склад горючего; 3 — механизмы для приготовления раствора; 4 — буровые насосы; 5 — двигатели; 6 — амбары для воды; 7, 8 — амбары для бурового раствора; 9 — резервный амбар; 10 — приемник шлама; 11 — мостки и стеллажи для труб

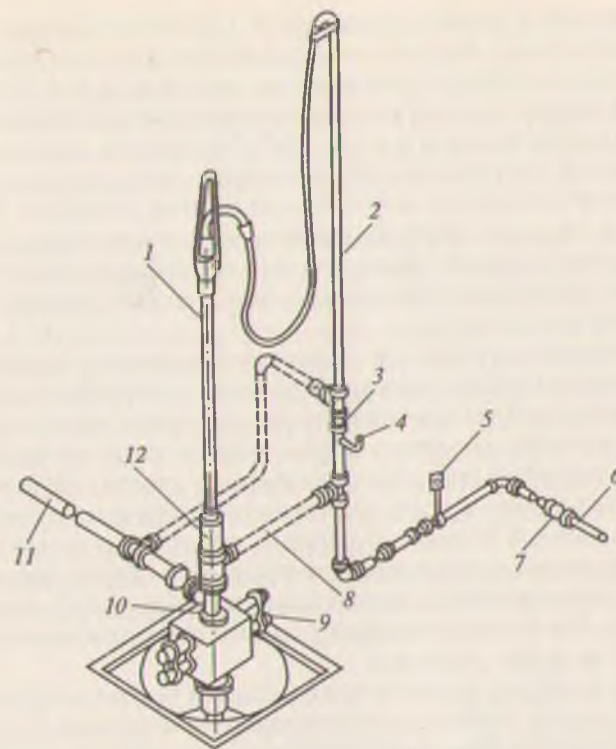


Рис. 5.11. Обвязка устья скважины при бурении с очисткой забоя воздухом или газом:

1 — ведущая труба; 2 — стояк; 3 — задвижка стояка; 4 — манометр; 5 — счетчик газа; 6 — подача газа; 7 — главная задвижка; 8 — отвод для обратной циркуляции; 9 — превентор; 10 — тройник; 11 — выкидная линия; 12 — вращающийся паркер

лениями к существующим схемам (рис. 5.10). При бурении с очисткой забоя воздухом или газом большая часть шлама поступает с забоя в виде пыли, в связи с чем требуется герметизация устья скважины. Типичная схема обвязки устья скважины и манифольда для бурения этим способом (США) позволяет применять прямую и обратную циркуляцию* газообразного циркулирующего агента (рис. 5.11).

Если в процессе бурения требуется перейти на обратную промывку, то закрывают задвижку стояка 3, и воздух или газ по отводу 8 поступает в затрубное пространство. Омывая забой, циркулирующий агент с выбуренной породой направляется по бурильным трубам в ведущую бурильную трубу 1, вертлюг, напорный рукав, стояк 2 и по перепускному патрубку в выкидную линию 11.

* Обратной называется такая циркуляция, когда промывочная жидкость подается в скважину по затрубному пространству, а поднимается вверх с частицами выбуренной породы внутри колонны труб, спущенных в скважину.

В некоторых районах нефтеносные пласты вскрывают с очисткой забоя воздухом. Ведутся работы по созданию передвижных установок для получения очищенных дымовых газов, пригодных к использованию в качестве газообразного циркулирующего агента, например выхлопные газы от ДВС. Недостаток этих газов — их коррозионное действие на оборудование, несмотря на применение предупредительных мер (обезвоживание, введение антикоррозионных добавок). Широко применяются аэрированные растворы, внедрение которых было связано с необходимостью снижения гидростатического давления столба бурового раствора при бурении зон поглощений.

Аэрирование раствора производится в процессе бурения путем систематической добавки воздуха в циркулирующий буровой раствор. Для этого передвижные компрессорные установки через расходомер, обратный клапан и смеситель подключают к нагнетательной линии буровых насосов (обычно непосредственно к стояку). Рабочее давление компрессоров и их производительность определяют в зависимости от конкретных условий бурения и принятой степени аэрации. Под *степенью аэрации* принимается отношение объема закачиваемого воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему бурового раствора. Для предупреждения и борьбы с поглощениями обычно аэрируют глинистые растворы.

Для сохранения естественного состояния нефтегазоносных пластов в некоторых случаях целесообразно их вскрытие с использованием пены в качестве промывочной жидкости. Могут применяться двухфазные и трехфазные пены. Двухфазная пена представляет собой аэрированный водный раствор поверхностно-активного вещества. Трехфазная пена отличается наличием твердой фазы, которая является дополнительным стабилизатором.

5.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

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

Приготовление буровых растворов. Этот процесс может осуществляться в механических мешалках (глиномешалках) и гидравлических смесителях. В отечественной практике для приготовления буровых растворов широко применяются порошкообразные материалы и используется следующее оборудование: блок приготовления раствора (БПР), выносной гидроэжекторный смеситель, гидравлический диспергатор, емкости цементного смесителя (ЦС), механические и гидравлические перемешиватели, порш-

невой насос (рис. 5.12). Блок приготовления раствора представляет собой единый транспортабельный блок, на раме которого смонтированы две цилиндрические телескопические емкости, состоящие из общего нижнего основания, на котором установлены неподвижные части емкости, и верхней подвижной части. Обе части емкости соединены между собой уплотнением из резинотканевой материи.

Подвижная часть емкости оборудована воздушно-матерчатый фильтром 13, фиксирующим устройством, смотровым люком, ограждением, загрузочным трубопроводом. Неподвижные части емкости оборудованы пневматическими разгрузочными устройствами 16, каждое из которых состоит из аэрирующего шибера устройства 15, в котором порошкообразный материал при помощи сжатого воздуха компрессора дополнительно аэрируется и транспортируется в гидросмеситель 18, а затем в другую емкость или автоцементовоз. Пневматическое разгрузочное устройство в сочетании с гидросмесителем 18 используется для приготовления или утяжеления промывочного раствора.

Приготовление и утяжеление промывочного раствора осуществляется следующим образом: к гидросмесителю 18 от бурового

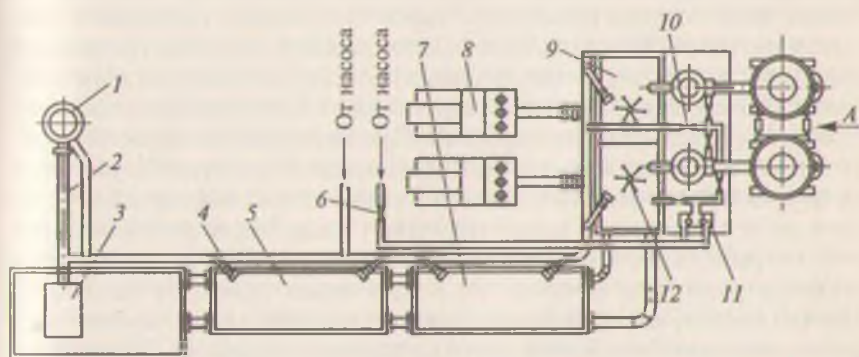
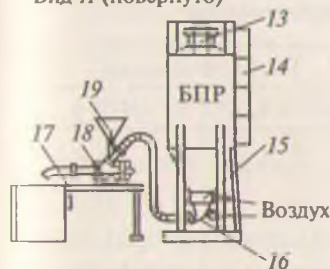


Рис. 5.12. Технологическая схема приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов:

Вид А (повернуто)



1 — приемная воронка; 2 — растворопровод; 3 — блок очистки; 4, 12 — перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 — промежуточная емкость; 6, 10 — заслонки высокого и низкого давления (соответственно); 7 — емкость с поперечным желобом; 8 — буровые насосы; 9 — приемная емкость; 11 — гидравлический диспергатор; 13 — фильтр; 14 — бункер блока приготовления; 15 — аэрирующее шибера устройство; 16 — разгрузочное пневматическое устройство; 17 — площадка; 18 — гидросмеситель; 19 — воронка

насоса, в случае приготовления глинистого раствора, подается вода, а при утяжелении — глинистый раствор. В камере гидросмесителя образуется разрежение, достаточное для засасывания порошка из емкости. Количество подаваемого порошка регулируется поворотным шибером 15 или изменением разрежения в гидросмесителе.

Блок приготовления раствора может быть использован также для приготовления цементных растворов и при цементировании скважин. При этом емкости загружаются цементом.

При морском бурении индивидуальное приготовление глинистого раствора целесообразно только для отдельных разведочных скважин, находящихся далеко в море. В этом случае порошкообразный материал подвозят на морских судах. Буровые установки, расположенные вблизи от берега или эстакады, наиболее выгодно снабжать глинистым раствором с глинозавода. Для этого с глинозавода прокладывают глинопровод, который в дальнейшем используют как нефтепровод.

В ряде случаев приготовление бурового раствора осуществляется при помощи механической мешалки — глиномешалки (табл. 5.1).

Глинистый раствор в ней готовится периодически или непрерывно. При периодическом способе приготовления глинистого раствора в глиномешалку заливается вода, затем она запускается, после чего загружается глина. Через 45...55 мин проверяют вязкость раствора. Как только вязкость раствора становится равной заданной величине, глиномешалку останавливают, открывают нижний люк и готовый раствор сливают в приемный резервуар (емкость). Затем цикл повторяется. При непрерывном способе приготовления с торцевой стороны глиномешалки на уровне раствора приваривают сливной патрубок. В глиномешалку непрерывно через люк загружают глину, снизу поступает вода. Через верхний сливной патрубок готовый глинистый раствор непрерывно поступает в желобную систему и через нее в приемный резервуар (емкость). Поступление воды и глины регулируют так, чтобы из сливного патрубка выходил глинистый раствор заданной вязкости. Непрерыв-

Таблица 5.1

Технические характеристики глиномешалки

Показатели	Тип глиномешалки	
	Г2П2-4	МГ2-4
Емкость барабана, м ³	4	4
Число валов, шт.	2	2
Скорость вращения вала, об/мин	70	95
Мощность двигателя, кВт	21,5	21,5
Производительность, м ³ /ч	2...4	2...4
Масса, кг	3900	3665

ный способ приготовления глинистого раствора имеет следующие преимущества: нет перерывов для слива готового раствора, загрузки глины и заливки водой; производительность глиномешалки непрерывного действия почти в 3 раза выше.

Во время приготовления глинистого раствора в глиномешалке во избежание несчастного случая нельзя проталкивать через отверстия решетки глину или утяжелитель в воронку глиномешалки ломом или лопаткой; в глине, подготовленной для приготовления раствора, не должно быть комков, их надо размельчать. При обработке глинистых растворов химическими реагентами, особенно содержащими щелочи и кислоты, рабочие должны быть в резиновых перчатках, очках, фартуках и сапогах, чтобы брызги щелочи и кислоты не повредили лицо, руки и одежду. В механических глиномешалках можно приготовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глинопорошков.

Более эффективными, чем глиномешалки, являются фрезерно-струйные мельницы ФСМ-3 и ФСМ-7 (рис. 5.13). Фрезерно-струйная мельница (ФСМ) представляет собой металлическую емкость, разделенную перегородкой на две части: приемный бункер 1 и метательную камеру с лопастным ротором 14. Комовая глина (или глинопорошок) загружается в бункер, куда через перфорированную трубу 3 подается вода. Лопастный ротор 14 захватывает лопастями-фрезами глину, измельчает и выбрасывает ее вместе с водой на диспергирующую рифленую плиту 13, где происходит интенсивное диспергирование глины. Не успевшие продиспергироваться глинистые комочки стекают в ловушку 8, откуда вновь попадают под лопасти фрез. Готовый раствор переливается через отверстия выходной решетки 19 в желоб и оттуда в циркуляционную систему или запасные емкости.

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

Фрезерно-струйная мельница имеет следующие технические характеристики:

Производительность, т/ч:	
комовой глины	10... 12
глинопорошка	20... 25
утяжелителя	30... 35
Скорость вращения ротора, об/мин	500
Мощность приводного электродвигателя, кВт	28
Масса, кг	1400

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

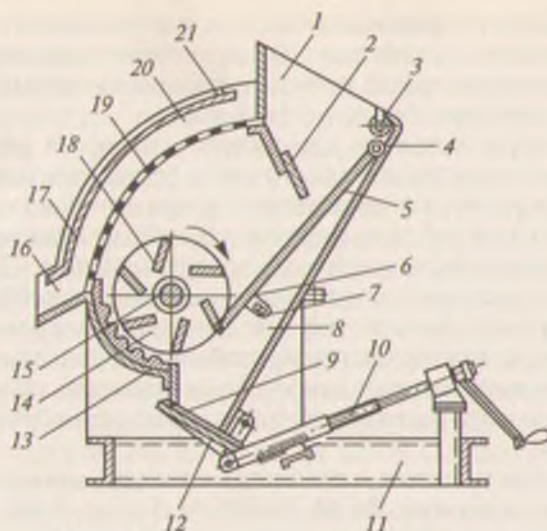


Рис. 5.13. Фрезерно-струйная мельница ФСМ-7:

1 — приемный бункер; 2 — подвижной щиток; 3 — перфорированная труба; 4, 21 — шарниры; 5 — предохранительная плита; 6 — сменные штифты; 7 — регулирующая планка; 8 — ловушка; 9 — резиновая прокладка; 10 — механизм для открытия и закрытия крышки ловушки; 11 — рама; 12 — откидная крышка; 13 — диспергирующая рифленая плита; 14 — лопастной ротор; 15 — горизонтальный вал; 16 — лоток; 17 — отражательный щиток; 18 — лопасть; 19 — выходная решетка; 20 — борты

очищен от обломков выбуренной породы (шлама). Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. В составе циркуляционной системы эти механические устройства устанавливаются в строгой последовательности. При этом схема прохождения промывочной жидкости должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросито) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель) — буровые насосы — скважина. При отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; в случае использования неутяжеленного раствора, как правило, не применяют сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно не пользуются

гидроциклонными шламоотделителями (песко- и илоотделителями). Таким образом, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама должен основываться на конкретных условиях бурения.

Бурение нефтяных и газовых скважин в большинстве нефтегазодобывающих районов ведут с промывкой неутяжеленными буровыми растворами плотностью до $1,25 \text{ г/см}^3$. Для очистки буровых растворов используется трехступенчатая система. Технология очистки неутяжеленного бурового раствора по этой схеме представляет собой ряд последовательных операций, включающих в себя грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонных шламоотделителях (рис. 5.14). Буровой раствор после выхода из скважины 1 подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите 2 и собирается в емкости 10. Из емкости 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.

Вибросита. Очистка промывочной жидкости от шлама с помощью вибрационных сит является механическим процессом, в котором происходит отделение частиц с помощью просеивающего устройства. Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

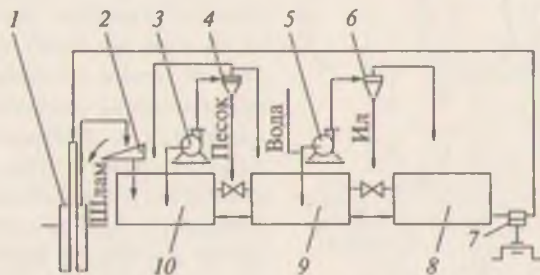


Рис. 5.14. Схема трехступенчатой очистки неутяжеленного бурового раствора:
1 — скважина; 2 — вибросито; 3, 5 — насосы; 4 — пескоотделитель; 6 — илоотделитель; 7 — буровой насос; 8 — приемная емкость; 9, 10 — емкости

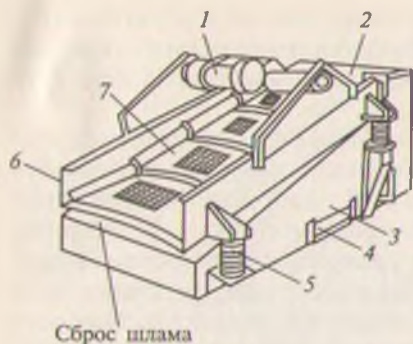


Рис. 5.15. Вибросито ВС-1:

1 — вибратор; 2 — приемник; 3 — основание; 4 — поддон; 5 — амортизаторы; 6 — вибрирующая рама; 7 — сетка

Вибросито ВС-1 оснащено двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м². Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 до 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 пропускная способность вибросита превышает 100 л/с.

Гидроциклонные шламоотделители. При работе гидроциклонного шламоотделителя буровой раствор подается насосом по тангенциальному патрубку 2 в гидроциклон 4 (рис. 5.16). Под влиянием центробежных сил более тяжелые частицы отбрасываются к периферии, по конусу гидроциклона спускаются вниз и сливаются наружу через отверстие 5, регулируемое заслонкой. Чистая промывочная жидкость концентрируется в центральной части гидроциклона и через патрубок 1 сливается в приемный резервуар (емкость). Для повышения скорости жидкости входное отверстие 3 тангенциального патрубка сужено. Нормальная работа гидроциклона обеспечивается давлением 0,2...0,5 МПа.

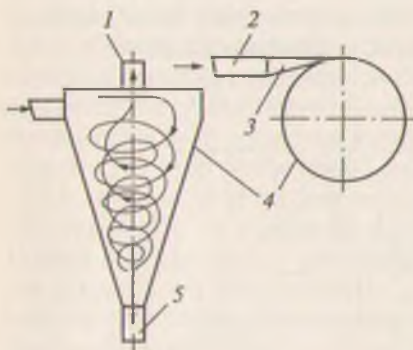


Рис. 5.16. Гидроциклон:

1 — патрубок выпускной; 2 — патрубок тангенциальный; 3 — входное отверстие; 4 — гидроциклон; 5 — выходное отверстие

Условно гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители. *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. Так, в пескоотделителе марки 2 ПГК четыре параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм, а илоотделители включают в себя 12... 16 гидроциклонов диаметрами 75 или 100 мм.

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

Газ в промывочной жидкости может находиться в свободном, жидком и растворенном состояниях. Свободный газ легко удаляется из промывочной жидкости в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании свободный газ из промывочной жидкости удаляют с помощью газового сепаратора.

Газовый сепаратор представляет собой герметичный сосуд, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов (рис. 5.17). Буровой раствор из скважины поступает по тангенциальному вводу 4 в полость газового сепаратора 10, где скорость потока резко снижается. Из промывочной жидкости интенсивно выделяется газ,



Рис. 5.17. Газовый сепаратор:

1 — манометр; 2 — газовый трубопровод; 3 — предохранительный клапан; 4 — ввод для бурового раствора; 5 — буровой раствор; 6 — сбросовая задвижка; 7 — эжекторное устройство; 8 — линия для очистки; 9 — регулятор уровня; 10 — полость газового сепаратора

который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 2 на факел.

Буровой раствор 5, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газового сепаратора, откуда он подается по линии 8 для очистки от шлама на вибросито.

Применяющиеся в настоящее время сепараторы имеют вместимость 1 ... 4 м³ и рассчитаны на давление до 1,6 МПа.

Они оборудуются предохранительным клапаном 3, регулятором уровня промывочной жидкости поплавкового типа 9 и эжекторным устройством 7 для продувки и очистки от накопившегося шлама.

При работе эжекторного устройства воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора, в результате чего в сбросовом патрубке газового сепаратора создается разрежение.

При открытой сбросовой задвижке 6 скопившийся на дне газового сепаратора шлам вместе с частью промывочной жидкости устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 6 закрывают.

Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 1. Очищенная от свободного газа промывочная жидкость поступает на вибросито. Однако при наличии в промывочной жидкости токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. Только после окончательной дегазации промывочную жидкость очищают от шлама.

Наибольшее распространение в отечественной практике получили вакуумные дегазаторы. Они представляют собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора при использовании глинистого раствора достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в промывочной жидкости после обработки не превышает 2 %.

Регенерация утяжелителей. Утяжелители — дорогие и дефицитные материалы, поэтому их экономное и повторное использование является важной задачей работников бурения. Существуют следующие способы повторного использования утяжеленного раствора:

при близком расположении бурящихся скважин утяжеленный раствор перекачивают из одной буровой в другую по трубопроводу;

при отсутствии трубопровода утяжеленный раствор из буровой в буровую перевозится в автоцистернах.

5.7. Выбор типа бурового раствора

Практика бурения показала, что успех проводки скважин в значительной мере зависит от качества применяемого бурового раствора. Установлено, что идеальный буровой раствор, применяемый при бурении скважин, должен отвечать следующим требованиям:

- способствовать повышению скорости проходки;
- позволять поддерживать низкое содержание твердой фазы, благодаря чему до минимума снижается опасность загрязнения пласта;
- повышать устойчивость ствола, ингибировать склонные к осыпаниям породы и обеспечивать сохранение целостности выбуренной породы, благодаря чему облегчается ее удаление;
- обеспечивать поддержание на стабильном уровне статического напряжения сдвига и улучшенную очистку ствола без чрезмерных пульсаций давления в процессе спускоподъемных операций;
- проявлять низкую токсичную и высокую термостабильность;
- давать возможность экономить денежные средства, при этом затраты на контролирование и поддержание необходимых свойств бурового раствора с лихвой окупаются.

Исходя из этих требований, перед началом бурения нужно определить состав и свойства буровых растворов, которые будут использованы для промывки скважины в каждом интервале. Для отдельных площадей и группы площадей, сходных по геолого-техническим условиям, разрабатываются технологические регламенты буровых растворов. Технологический регламент буровых растворов содержит: литологический состав пород разбуриваемого интервала, конструкцию скважин, интервалы возможных осложнений, пластовое давление $p_{пл}$, давление гидроразрыва пласта $p_{гидр}$ и температуру пласта $t_{пл}$, рекомендуемый тип бурового раствора, материалы и реагенты, применяемые для приготовления и химической обработки этого раствора, их планируемый расход на каждый метр обрабатываемого интервала (рис. 5.18).

Технологический регламент буровых растворов составляется исходя из перечисленных выше требований, а также на основании обобщения опыта проводки разведочных и опорно-технологических скважин на данной площади. В свою очередь, для разведочных и опорно-технологических скважин тип раствора выбирается исходя из опыта проводки скважин в близлежащих нефтяных районах с аналогичными геологическими условиями. При этом должны широко использоваться последние достижения науки в создании новых типов буровых растворов и их химической обработке. В любом случае выбранные буровые растворы должны быть не только наиболее эффективными в данных условиях, но и готовиться на основе доступных и дешевых реагентов и материалов.

Глубина, м	Стратигра- фический разрез	Лито- логический разрез	Конструкция скважины	Осложнения	Забойные температура и давление	Этапы приготовления и обработки раствора
200	Четвертич- ная система неоген (понт)		377	Осыпи и желобо- образование		Химически необработан- ный и неутяже- ленный раствор из бентонита, обогащенный выбуренной породой
400	400	250	299			
600	Меотис- Чокран		245	Желобо- образо- вание		Нефтемульсионный химически обработанный, утяжеленный баритовым концентратом глинистый раствор, обогащенный бентонитом, в связи с недостатком коллоидной фазы в разрезе
1000	1200	1500	194			
1400	Майкоп	1750	140	Осыпи, поглощения, прихваты		
1800	2100	3000				
2200	Эоцем			Осыпи в интервале 4250 ... 4400 м, газопровывания	$p_{\text{пл}} = p_{\text{г}} + 1,5 \text{ МПа}$ $t_{\text{пл}} = 160^{\circ}\text{C}$	
2400	2600					
2600	Палеоцен			Осыпи, прихваты	$p_{\text{пл}} = p_{\text{нмр}} + 28 \text{ МПа}$ $t_{\text{пл}} = 200^{\circ}\text{C}$	
3000	3250					
3400	Верхний мел					
3800	3550					
4000	Нижний мел					
4200	4200					
4400	Верх- няя нора					
4600	4600					
4800	Средняя нора		4700			
5000	4740					
5200	4870					
5400						
5600	5550		5500			
5800	5600					
	5800					
	5950					
6000	Триас					



1



2



3



4



5

Применяемые материалы и реагенты	Расход на 1 м проходки, кг	Параметры бурового раствора								
		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Статистическое напряжение сдвига, Па		Показатель фильтрации, см ³	Толщина глинистой корки, мм	pH	Содержание в фильтрате, %	
				через 10 мин	через 30 мин					
Бентонит, глинопорошок	20	1,16...1,20	35,0...40,0	2,0...2,5	4,0...7,0	8,0...10,0	1,5	8,0	0,4...0,5	0,02
Бентонит	18	1,22...1,25	30,0...40,0	1,0...2,0	3,0...6,0	7,0...6,0	1,0...1,5	9,0...10,0	0,6...0,8	0,03...0,025
Бурый уголь	60									
Каустическая сода 92 %-я	3,2									
Нефть с глубины 1500 м	55									
Бихромат натрия с глубины 2500 м	0,8...1									
СМАД с глубины 2000 м	25									
Бентонит	20	1,25...1,28	40,0...50,0	1,0...2,0	3,0...5,0	5,0	1,0...0,5	9,5...10,0	0,8...2,0	0,03...0,06
Бурый уголь	40									
Каустическая сода 92 %-я	4,5...5,0									
Кальцинированная сода	0,7									
Бихромат натрия	1,0									
Нефть	50									
СМАД-1	28									
Окзил 25 %-й	35									
Гипан 10 %-й	22									
Барит	20									
Бентонит	15	1,75...1,70	40,0...50,0	1,5...2,5	3,0...7,0	5,0...4,0	1,0...0,5	9,5...10,0	1,0...2,0	0,04...0,06
Бурый уголь	25									
Каустическая сода 92 %-я	5...6									
Нефть	70									
Окзил 25 %-й	80									
Бихромат натрия	3,0	1,62...1,66	40,0...50,0	1,5...2,5	3,0...7,0	5,0...4,0	1,0...0,5	9,5...10,0	1,0...2,0	0,04...0,06
Гипан 10 %-й	4,5									
Дисолван	4									
Барит	150									

Рис. 5.18. Образец технологического регламента буровых растворов:

1 — глины; 2 — глины с прослоями песка; 3 — мергель; 4 — глины с прослоями песчаника; 5 — алевролиты; СМАД — смазывающая добавка для уменьшения трения

5.8. Формы организации глинохозяйства

В мировой практике организации буровых работ на нефть и газ широко распространены две формы организации глинохозяйства. К первой относятся работы, связанные с приготовлением, очисткой и контролем за качеством бурового раствора, которые осуществляются самой буровой бригадой, а ко второй — связанные с приготовлением, очисткой и контролем за качеством бурового раствора, которые выполняет специализированное предприятие (фирма). Эта форма организации получила название *сервисной*. Возможна смешанная организация глинохозяйства, когда часть работ выполняет буровая бригада, а часть — специальное предприятие (фирма). Первая форма организации глинохозяйства характерна для стран СНГ, вторая распространена за рубежом, особенно в США.

Анализ многолетней практики показал, что вторая форма организации глинохозяйства имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с первой. Она позволяет обеспечить проводку скважины качественными буровыми растворами, в полном соответствии с ГТН, с меньшими затратами средств. При второй форме организации проще многократно использовать буровой раствор, обработанный дорогостоящими химическими реагентами, организовывать регенерацию утяжелителя. Наконец, при этой форме организации глинохозяйства увеличивается межремонтный пробег механизмов, обеспечивающих очистку бурового раствора.

У нас в стране намечается тенденция к переходу на сервисное обслуживание буровой бригады всеми видами услуг, связанных с приготовлением, очисткой и контролем за качеством раствора в процессе бурения скважины. В этом случае сервисным обслуживанием занимается хозрасчетное предприятие, работающее на договорной основе. В своем составе это предприятие должно иметь: цех (растворный узел) по компоновке химических реагентов согласно рецептуре растворов и подготовке, в необходимых случаях, концентратов раствора, а также по обеспечению хранения отработанного раствора в целях его регенерации, повторного использования и утилизации, и других операций, связанных с растворами; складские помещения для хранения завезенных материалов и химических реагентов; гараж с необходимым набором технологического транспорта и спецтехники; механическую службу по ремонту и профилактическому обслуживанию механизмов по приготовлению раствора и его очистке; лабораторию по контролю за параметрами раствора и его составом (рецептурой).

Сервисное обслуживание объектов бурения службой глинохозяйства предусматривает проведение на них целого комплек-

ся работ, связанных с доставкой на буровые материалов и химических реагентов для приготовления качественного раствора и его обработки, осуществлением контроля за параметрами раствора в процессе проводки скважин, перевозкой раствора, материалов и химических реагентов при их повторном использовании и т.д.

Контрольные вопросы

1. Каковы функции промывочной жидкости при вращательном способе бурения? Какие применяются типы промывочных жидкостей?
2. Из каких глин и глиноматериалов приготавливают глинистые растворы? Приведите формулу, по которой производится расчет количества глинопорошка для приготовления глинистого раствора заданной плотности.
3. Как изменяются свойства глинистых растворов в зависимости от времени, химических добавок и механического воздействия?
4. Каким образом и чем определяются свойства глинистых растворов?
5. Какие функции выполняет глинистый раствор в нормальных условиях бурения?
6. Каково назначение глинистых растворов при бурении в осложненных условиях?
7. Расскажите о химической обработке и утяжелении глинистого раствора.
8. Расскажите о полимерглинистых и безглинистых растворах.
9. Чем характеризуются ингибированные и солестойкие буровые растворы?
10. Каковы особенности использования воды в качестве промывочной жидкости?
11. Расскажите о буровых растворах на нефтяной основе.
12. Какие особенности бурения скважин с очисткой забоя воздухом или газом вы знаете?
13. Как приготавливаются буровые растворы?
14. Каким образом и при помощи чего очищается промывочная жидкость от обломков выбуренной породы (шлама)?
15. Как следует выбирать тип промывочной жидкости?
16. Расскажите о двух формах организации глинохозяйства.

ГЛАВА 6

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

6.1. Общие положения

Под *осложнением* в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

К наиболее распространенным видам осложнений относятся осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления. В связи с расширением географии работ по освоению нефтегазовых месторождений получили распространения осложнения, связанные с сероводородной агрессией и бурением скважин в условиях многолетнемерзлых пород.

6.2. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины

Произведенные исследования и накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины (рис. 6.1).

Обвалы (осыпи) происходят во время прохождения уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или его фильтратом снижается предел прочности этих слоев, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать и набухание за счет проникновения в пласты свободной воды, содержащейся в растворах, что приводит к выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут происходить в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. В этом случае горное давление значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерными признаками обвалов (осыпей) 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 прихваты буриль-

ной колонны, выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность за счет уменьшения скорости восходящего потока и его подъемной силы, вследствие чего возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб следует уменьшать нагрузку на долото, что ведет к снижению механической скорости бурения.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность;

организация работ, обеспечивающая высокие скорости проходки;

выполнение следующих рекомендаций:

- бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
- бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
- поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
- избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
- не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит в результате действия бурового раствора и его фильтрата при прохождении глин, уплотненных глин и аргиллитов, при значительном содержании минералов типа монтмориллонита, которые и набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя и прихватам бурильного инструмента.

Для предупреждения и ликвидации набухания необходимо:

бурить в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтре которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;



Рис. 6.1. Классификация нарушений целостности стенок скважины (по Ю. В. Вадецкому)

организовывать работу, обеспечивающую высокие механические скорости проходки;

после приготовления глинистого раствора заполнять им скважину и выждать определенное время, необходимое для протекания физико-химических процессов;

выполнять меры предупреждения и ликвидации обвалов.

Ползучесть происходит в случае прохождения высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, доломитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возрастающих напряжений деформироваться со временем. В результате недостаточного противодействия на пласт эти породы начинают заполнять ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород являются устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта сложены породами, например соляными, склонными к ползучести. При этом выдавливание глины или аргиллита в скважину обусловлено деформацией кровли и подошвы пласта (горизонта). Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. К характерным признакам ползучести относятся затяжки, посадки бурильной колонны до забоя, 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;

организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважины сводится к нулю;

выполнение следующих рекомендаций:

- подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве производить на 50...100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию);

- при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, устанавливать трубы с повышенной толщиной стенок для предотвращения смятия обсадной колонны.

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — увеличение углов перегиба ствола скважины, массы единицы длины бурильной колонны и площади контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба образуются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерными признаками образования в скважине

деляются проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14... 1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважины сводится к минимуму; недопущение различных азимутальных изгибов;

применение к максимальной проходке на долото;

использование предохранительных резиновых колец;

выполнение следующих рекомендаций:

при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых пород соблюдать меры предупреждения обвалов (осыпей);

при бурении наклонно-направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдать отношения начального диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее

1,40;

колонну бурильных труб поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;

при заклинивании колонну труб сбивать вниз; желоба ликвидировать проработками ствола скважины в интервалах их расположения. Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является взрыв шнуровых торпед (ТДШ).

Растворение происходит во время прохождения 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 скважин, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, находящаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности однородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежным средством предупреждения их интенсивного растворения является бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солейстойких буровых растворов и растворов, насыщенных из палыгорскита.

Во второй половине 1950-х гг. Ю. В. Вадецким было предложено использовать многократную кавернометрию для оценки устойчивости горных пород при бурении скважин. С тех пор этот способ нашел широкое применение в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность применяемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушениями целостности стенок скважин.

6.3. Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора

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

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

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

геологические факторы — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления породы гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);

технологические факторы — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе относятся также такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Исследования зон поглощений. Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами исследований: гидродинамическими, геофизическими и с помощью отбора кернов из шлама.

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

Оперативный комплекс исследований включает в себя: определение границ поглощающего пласта (горизонта), его относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта (горизонта) в другой (гидродинамические исследования); измерение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта (горизонта) с помощью калибра; замер пластового давления глубинным манометром.

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

Методы предупреждения и ликвидации поглощений. Среди существующих методов предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полных превращениях циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные мероприятия: предупреждение осложнения путем снижения гидростатического и гидродинамического давлений на горный пласт скважины, изоляция поглощающего пласта от скважины цементацией каналов поглощений специальными цементными растворами и пастами, бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском обсадной колонны.

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

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

регулировать свойства бурового раствора, прежде всего его плотность;

регулировать скорость спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость промывки, промежуточные промывки и др.);

определять оптимальный зазор между бурильными трубами и стенками скважины. За счет этого уменьшается перепад давления в скважинном пространстве и возможность сужения ствола скважины;

менять конструкции скважины в целях избежания воздействия агрессивного раствора на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Различают три категории поглощений: малой интенсивности (до 10...15 м³/ч), средней интенсивности (до 40...60 м³/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Рассмотрим методы ликвидации поглощений малой и средней интенсивности. Одним из видов закупорки поглощающих каналов является способ закачки в пласт структурированного тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сода. Заливка поглощающего пласта специальными тампонажными смесями является наиболее распространенным способом ликвидации поглощений (рис. 6.2).

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

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

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

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

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

- предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;

- задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;

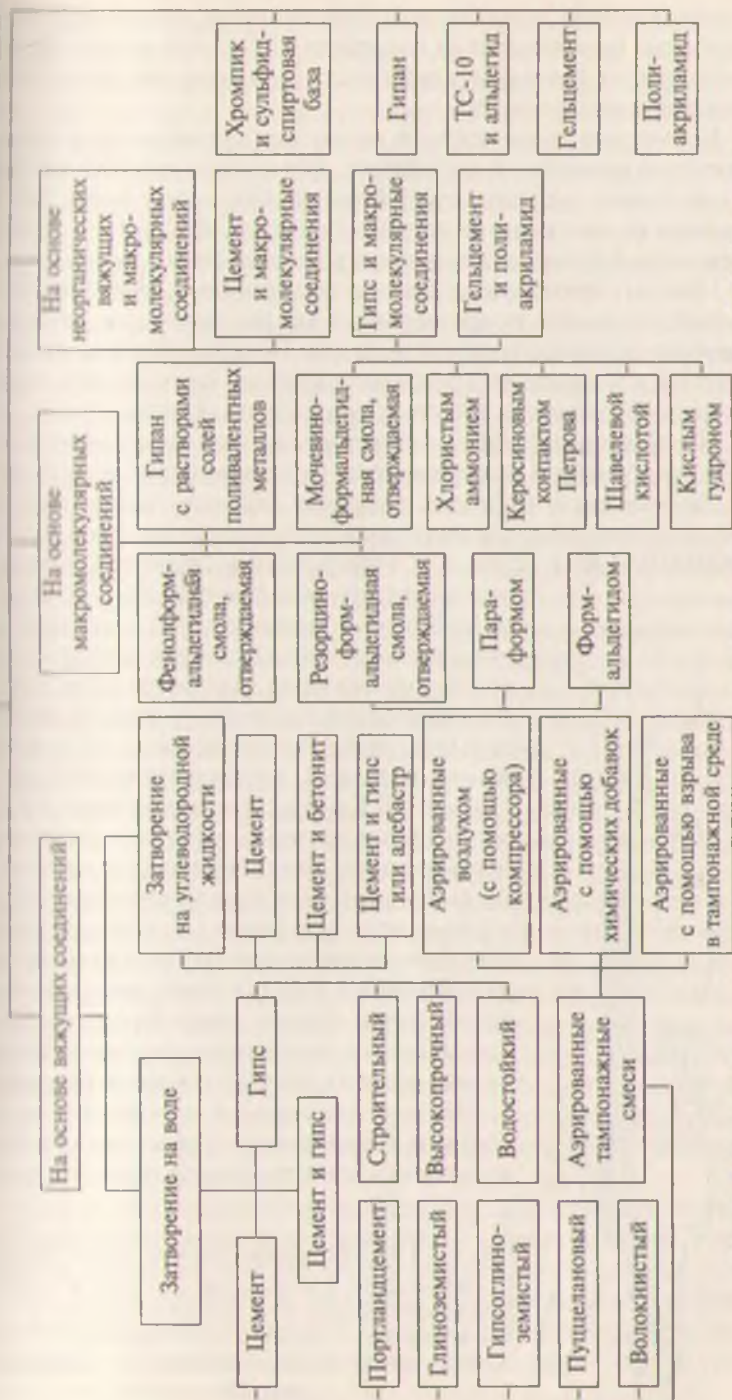


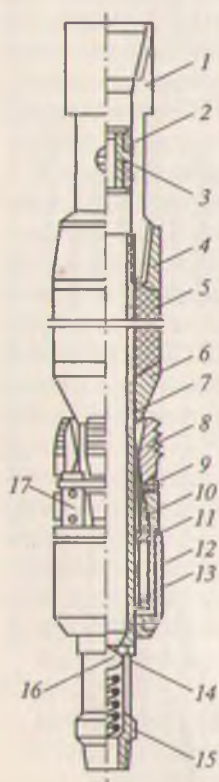
Рис. 6.2. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения (по В.И. Крылову)

определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов (горизонтов) на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затрат времени на ожидание затвердения цемента (ОЗЦ). При этом исключается влияние поглощающих пластов (горизонтов) друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений промывочной жидкости, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуиваемые). Пакеры разового действия устанавливаются в скважине на время твердения цемента или его смеси, а затем разбуиваются вместе с цементным мостом.

По принципу действия пакеры многократного действия делятся на гидравлично-механические, гидравлические и механические.

Устройство и принцип действия пакеров гидравлично-механического действия рассмотрим на примере пакера конструкции ТатНИПИ ГМП-2 (рис. 6.3). Промывочные отверстия переводника



перед спуском пакера в скважину перекрываются поршнем 2, фиксируемым в нужном положении винтами. Вывод плашек в рабочее положение осуществляется давлением жидкости, в скважину вводится резиновый элемент — массой колонны буровых труб. Четыре плашки 8 насажены на общее кольцо 9, которое опирается на четыре кулачка 17. Каждый кулачок крепится к плунжеру 11 двумя винтами. Плашка удерживается в транспортном положении двумя пружинами 10. Нижняя часть плунжера вставлена в цилиндр 12 и закреплена штифтами 13, которые предотвращают движение плунжера вверх при спуске пакера в скважину. Снизу в ствол пакера устанавливается обратный клапан, предотвращающий обратное движение цементного раствора (смеси) после закачки его в зону поглощения под давлением.

После спуска пакера в скважину до нужной глубины в буровые трубы закачивается промывочная жидкость. Центральное отверстие

Рис. 6.3. Гидравлический механический пакер ГМП-2

1 — переводник; 2 — поршень; 3 — винт; 4 — головка; 5 — резиновый элемент; 6 — конус; 7 — ствол; 8 — плашка; 9 — кольцо; 10 — пружина; 11 — плунжер; 12 — цилиндр; 13 — штифт; 14 — корпус клапана; 15 — переводник; 16 — шар; 17 — кулачок

ство, оказывая сопротивление движению жидкости, вызывает повышение давления в стволе пакера. Под действием давления пакер и/или срезаются, плунжер с плашками движется вверх. Когда отжимает плашки к стенам скважины и при посадке (подаче) буровых труб плашки окончательно заклинивают пакер, пакерный элемент сжимается, разобщая зону поглощения от внешнего пространства. Цементный раствор (смесь) закачивают в пакер, поглощающий жидкость, а пакер извлекают на поверхность. При подъеме его конус освобождает плашки, которые пружиной возвращаются в транспортное положение.

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода промывочной жидкости при буримом шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью. Во избежание прилипания буровой колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора массы. Экономически целесообразно применять бурение без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве промывочной жидкости. Для ликвидации сильных поглощений (более 200 м³/ч) снижают их интенсивность путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т. п.). Затем зону заливают цементным раствором. После затвердевания цемента скважину прорабатывают и продолжают углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИГ были разработаны специальные перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновую, нейлоновую, капроновый текстиль, металлическую специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Расширение сетчатой оболочки происходит вследствие закупорки ее ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь склеивает оболочку с породой.

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

6.4. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними

Газо-, нефте- и водопроявления. В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины — возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а затем воды или нефти с образованием водяного или нефтяного фонтана.

Выбросы происходят не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции буровой раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа. При этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Масса столба бурового раствора уже не может противостоять давлению газа и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникнуть и в случае понижения уровня бурового раствора в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

К признакам начала газопроявлений относятся:

выход на поверхность при восстановлении циркуляции пачек бурового раствора, насыщенного газом;

кипение в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа, что может наблюдаться в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора;

слабый перелив раствора из скважины;

повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов (без добавления жидкости в циркуляционную систему);

появление газа по показаниям газокаротажной станции.

В этих случаях следует усилить промывку скважины, приостановить бурение или спускоподъемные операции до особого распо-

ращения и одновременно принять меры к дегазации раствора. Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5...15 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной. Однако нельзя ограничиваться только утяжелением глинистого раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов — операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье герметизировано специальным противовыбросовым оборудованием. Противовыбросовое оборудование для герметизации устья скважины устанавливается на колонном фланце кондуктора и состоит из превенторов, переходных фланцевых катушек, задвижек, колонных головок и другой специальной арматуры.

В настоящее время изготавливается несколько типов превенторов. При использовании плашечных превенторов скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, изготовленными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливают два превентора, оснащенных плашками, размеры которых соответствуют наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки устанавливаются в превенторе по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как ручным способом при помощи штурвала, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему их уплотнению.

В универсальных превенторах ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе (рис. 6.4). В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т.д.). Вращающиеся автоматические превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе. Выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.

Типы и основные параметры противовыбросного оборудования (ОП) определены ГОСТ 13862—80 (табл. 6.1).

Установлены следующие типовые схемы противовыбросного оборудования с гидравлическим управлением (рис. 6.5):

1 — двухпревенторная, с двумя линиями манифольда, с одной крестовиной (см. рис. 6.5, а);

2 — трехпревенторная, с двумя линиями манифольда, с одной крестовиной (см. рис. 6.5, б);

3 — трехпревенторная, с двумя линиями манифольда, с двумя крестовинами (см. рис. 6.5, в);

4 — трехпревенторная, с тремя линиями манифольда, с двумя крестовинами (см. рис. 6.5, г).

Под *стволовой частью* ОП понимается совокупность составных частей, ось вертикальных проходных отверстий которых совпадает с осью ствола скважины, последовательно установленных на верхнем фланце обвязки обсадных колонн (включает в себя превенторы, устьевые крестовины, надпревенторную катушку и разъемный желоб). *Манифольдом* ОП называется система трубопроводов, соединенных по определенной схеме и снабженных необходимой арматурой (включает в себя линии дросселирования и глушения). После установки на устье противовыбросовое оборудование должно быть опрессовано водой (табл. 6.2).

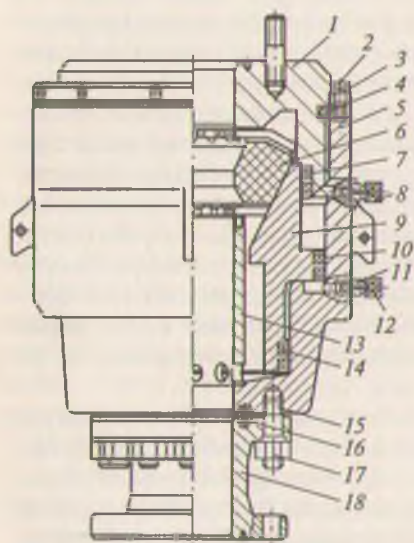


Рис. 6.4. Превентор универсальный с гидравлическим управлением:

1 — крышка; 2 — болт стопорный; 3 — шайба; 4, 7, 10, 14 — манометры; 5 — корпус; 6 — уплотнитель; 8 — заглушка; 9 — плунжер; 11, 16 — прокладки; 12 — штуцер; 13 — втулка; 15 — шпилька; 17 — гайка; 18 — катушка

ОП должно обеспечивать герметизацию устья скважины с находящейся в ней колонной трубой или при ее отсутствии, расхождение, проворачивание и протаскивание буровых труб с замковыми соединениями и обсадных труб с муфтовыми соединениями.

подавляющее большинство газо-, нефте- и водопроявлений приурочено к моменту проведения подъема колонны буровых труб или к первому периоду промывки скважины после спуска буровой колонны.

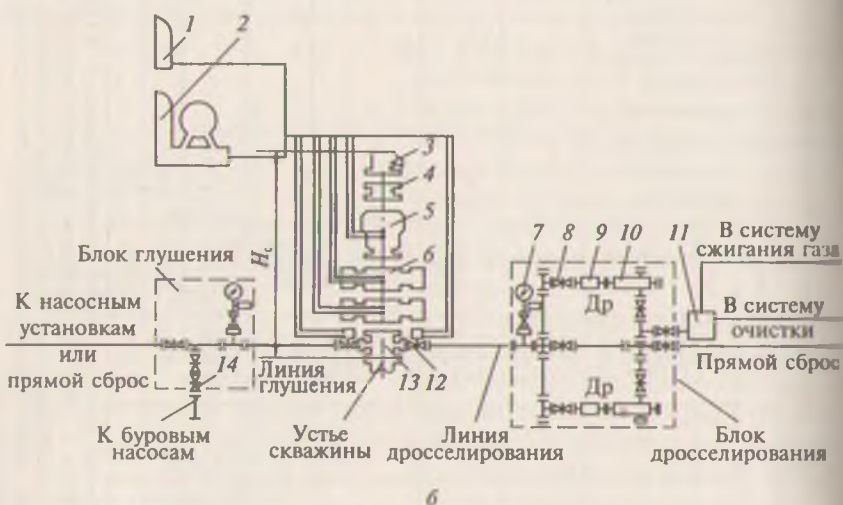
Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнять следующие основные рекомендации:

не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН;

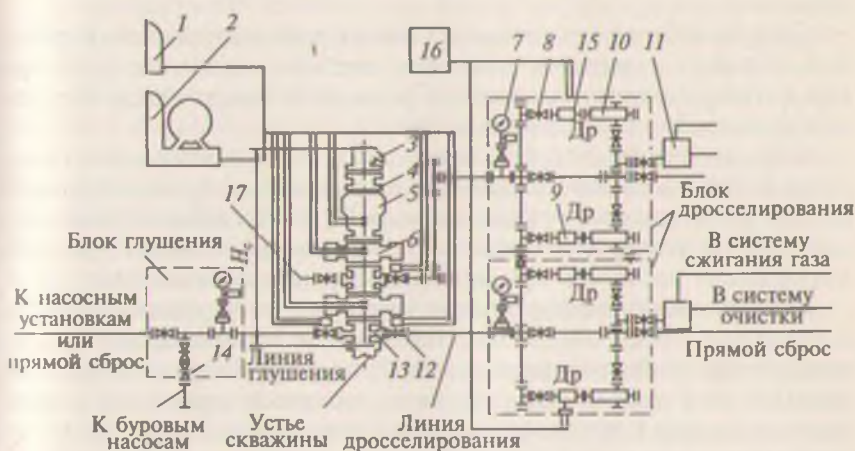
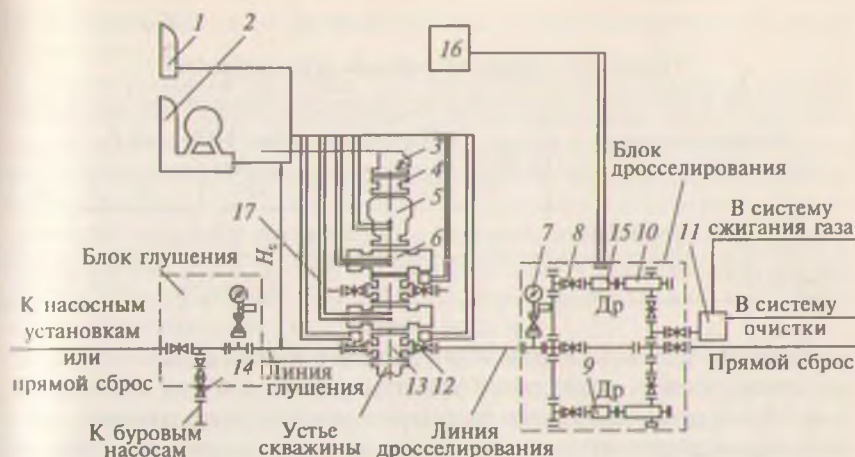
Основные параметры противовыбросового оборудования

Условный проход ОП, мм	Рабочее давление P_p , МПа	Типовая схема ОП				Нагрузка на пласти кН, не менее			Условный проход манифольда, мм	Номинальное давление системы гидрав- лического управления МПа, не менее	Наибольший условный диаметр трубы, проходящей с подвеской через ОП, мм	Высота стволовой части H_c , мм, не более, для схемы			
		1	2	3	4	от массы	вытачки	вакушая				1	2	3	4
180	35	X	X	—	—	1000	500		—	—	127	2900	3800	—	—
	70	—	X	X	—	1600	800					—	4700	4900	—
	35	—	X	X	—	1250	630					—	4400	4500	—
230	70	—	X	X	X	2000	1250		—	—	146	—	4800	5000	5000
	21	X	X	—	—	2000	1000					2900	3700	—	—
	35	X	X	X	X	2000	1600					3600	4800	5000	5000
280	70	—	—	X	X	2500	2000		80	10	194	—	—	5800	5800
	105	—	X	X	X	2500	2000					—	—	6700	6700
	21	X	X	—	—	1600	1250					3400	4500	—	—
350	35	X	—	X	X	2500	1600		—	—	273	3700	4700	4800	4800
	70	—	—	X	X	2800	2000					—	—	6500	6500
	21	X	X	—	—	2000	1600					3700	5000	—	—
425	35	—	X	X	X	2800	1600		—	—	346	—	5600	5800	5800
	14	X	X	—	—	1250	1000					3600	5900	—	—
	21	X	X	—	—	2000	1600					4100	5400	—	—
680	14	X	—	—	—	2500	2000		—	—	560	4000	—	—	—

Примечания: 1. Знак X обозначает применение ОП по данной схеме. 2. В ОП с рабочим давлением 70 и 105 МПа допускается применение универсального превентора с рабочим давлением соответственно 35 и 70 МПа в комплекте с переходной катушкой. 3. Параметры условного прохода манифольда не распространяются на отверстие дрессирующей пары регулируемого дресселя. 4. Высота H_c подсчитана для случая, когда присоединительные элементы составных частей выполнены в виде фланцев без учета установки дополнительных фланцевых катушек.



а — двухпревенторная, с двумя линиями манифольда и одной крестовиной; *б* — трехпревенторная, с двумя линиями манифольда и одной крестовиной; *в* — трехпревенторная, с двумя линиями манифольда и двумя крестовинами; *г* — трехпревенторная, с тремя линиями манифольда и двумя крестовинами; *1* — вспомогательный пульт; *2* — станция гидравлического управления с основным пультом; *3* — разъемный желоб; *4* — фланцевая катушка; *5* — универсальный превентор; *6* — плащечный превентор; *7* — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *8* — задвижка с ручным управлением; *9* — регулируемый дроссель с ручным управлением; *10* — отбойная камера с разрядным устройством; *11* — сепаратор; *12* — задвижка с гидравлическим управлением; *13* — устьевая крестовина; *14* — обратный клапан; *15* — регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; *16* — пульт управления гидроприводным дросселем; *17* — обратный фланец



долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы;

цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

Таблица 6.2

Параметры гидростатических испытаний ОП

Условный проход стволовой части ОП, мм	Пробное давление, МПа, при P_p				
	14	21	35	70	105
До 350 включительно	$2,0P_p$				$1,5P_p$
Свыше 350	$1,5P_p$		$2,0P_p$		$1,5P_p$

Буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором: на скважинах, в которых предполагается вскрытие зон с возможными газо- и нефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и объектах; газовых и газоконденсатных месторождениях; месторождениях с аномально высокими давлениями.

Следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами, так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины.

Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах бурового раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны.

Если при подъеме бурильных труб уровень бурового раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При угрозе выброса буровая бригада должна немедленно принять следующие меры.

1. В процессе бурения или промывки скважины:

не прекращая промывки, бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора и оставляет ее на весу, надежно закрепив тормоз лебедки, после чего руководит работой остальных членов буровой вахты по закрытию верхнего плашечного превентора и наблюдает (после его закрытия) за давлением на его выкиде; при росте давления до максимальных пределов бурильщик переключает выходя-

ний из скважины поток жидкости на отвод со штуцером большего размера;

после подъема колонны труб помощники бурильщика при помощи превенторов перекрывают устье скважины; после герметизации устья жидкость из скважины через выкидные линии противобросового оборудования направляется в циркуляционную систему (амбар);

после закрытия превентора непрерывно замеряется плотность бурового раствора и ведется наблюдение за измерением уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов, при необходимости производится утяжеление раствора;

при промывке с противодавлением в случае повышения уровня жидкости в приемной емкости буровых насосов следует уменьшить диаметр штуцера для увеличения противодавления на вскрытые пласты с тем, чтобы прекратить повышение уровня жидкости в приемной емкости. При этом давление в кольцевом пространстве не должно превышать допустимых величин;

при возрастании давления на устье до сверхдопустимых величин закачка жидкости прекращается, выкидные задвижки закрываются, и ведется наблюдение за давлением в скважине; при дальнейшем повышении давления необходимо снижать его, приоткрывая задвижку и одновременно подкачивая раствор в бурильные трубы;

если вынужденное снижение давления вызывает необходимость полностью открыть задвижки для фонтанирования скважины через отводы превентора, поток газа следует направить по выкидным линиям в сторону от буровой и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти;

дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводятся по специальному плану.

2. При полностью извлеченной из скважины колонне буровая вахта закрывает превентор с глухими плашками и устанавливает герметизирующее устройство для спуска труб под давлением. Одновременно ведется контроль за давлением на устье скважины. Газонефтепроявления при подъеме или спуске бурильной колонны ликвидируются по специальному плану.

Если проявления незначительны:

бурильщик устанавливает бурильную колонну на ротор и вместе с помощником присоединяет ведущую трубу с обратным или шаровым клапаном, после чего колонну приподнимают и закрепляют тормоз лебедки;

верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

закончив присоединение ведущей трубы, буровая бригада герметизирует устье скважины.

Если газопроявления возникают внезапно, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу:

верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

бурильщик спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор доходил до ротора, и оставляет ее на весу;

буровая бригада герметизирует устье скважины превентора, после чего в верхнюю замковую муфту ввинчивают шаровой или обратный клапан (в открытом положении), применяя приспособление для его открытия, затем закрывают клапан на выходе превентора;

буровая бригада присоединяет ведущую трубу к бурильной колонне;

запускают буровые насосы и направляют поток жидкости в колонну; одновременно бурильщик с помощниками приоткрывают задвижку на линии превентора в циркуляционную систему (через штуцер); эта операция проводится с постепенным увеличением производительности насосов до максимума с таким расчетом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало подаче ее насосами; контроль осуществляется по изменению уровня жидкости в приемных емкостях насосов, при этом давление под превентором не должно превышать допустимых величин (давления опрессовки колонн);

дальнейшие работы производятся в соответствии с п. 1.

Между членами каждой вахты должны быть распределены обязанности на случай возникновения газо-, нефте- и водопроявлений, которые должны быть указаны в аварийном расписании, вывешенном в культбудке. Буровой мастер должен устраивать учебные тревоги с каждой вахтой по плану ликвидации возможных аварий, регистрируя их проведение в специальном журнале. Контрольные учебные тревоги с буровыми вахтами должны проводить инженерно-технические работники (ИТР) буровой организации и представители военизированной службы по предупреждению, возникновению и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов и анализировать результаты этих тренировок.

Иногда приходится прибегать к бурению под давлением. При этом помимо герметизации устья скважины требуется дополнительное оборудование — механизм для проталкивания бурильных или обсадных труб, замкнутая схема циркуляции (состоящая из герметизированных желобов, приемной и запасной емкостей), а также штуцерная батарея. Противодействие на пласт при бурении под давлением создается столбом бурового раствора и сопротивлением в штуцере, устанавливаемом на конце выкидной линии, идущей от противовыбросового оборудования.

Иногда, в силу целого ряда обстоятельств, несмотря на принимаемые меры, при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. При начавшемся пожаре устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры к тушению пожара с помощью водяных струй, создаваемых брандспойтами или струями отработанных газов реактивных двигателей, взрывами и т. п.

Если заглушить фонтан перечисленными способами нельзя, то бурят наклонные скважины в зону притока газа, нефти или воды в ствол фонтанирующей скважины и под давлением через наклонные стволы закачивают утяжеленный глинистый раствор. В особенно тяжелых случаях при ликвидации открытых фонтанов нефти или газа прибегают к ядерным взрывам.

Грифоны и межколонные проявления. Под *грифонами*, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные газо-, нефте- и водопоявления нескрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или контакту цемент-порода, за пределами устья скважины. Фонтанные нефте-, газо- и водопоявления в кольцевом пространстве между эксплуатационной и технической колонной, а также между технической колонной и кондуктором, обычно называют *межколонными проявлениями*. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимосвязаны и обуславливают друг друга.

По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачественной изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования. Эти причины, а также негерметичность обсадных колонн, могут привести к прорыву пластовой жидкости (газа) на поверхность и образованию грифонов у устья скважины.

Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо:

- спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти прорыв пластовой жидкости (газа) на поверхность, и обеспечить качественное его цементирование с подъемом цементного раствора до устья;

- обеспечить качественное крепление скважины промежуточными и эксплуатационной колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия, а в ряде случаев даже гибель скважин. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. Вместе с тем, при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этих осложнений.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа из соседних скважин, приостановив при этом контурное заводнение (если оно проводится). В случае когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно-направленные скважины.

6.5. Особенности проводки скважин в условиях сероводородной агрессии

Во многих нефтегазовых районах (Прикаспийская впадина, Волго-Уральский регион, Днепровско-Донецкая впадина, Тимано-Печорский регион и др.) в составе нефти и газа содержится сероводород (H_2S). Скопления газов, нефтей и вод, содержащих большое количество сероводорода, часто приурочены к залежам с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), что в значительной мере усложняет процесс бурения. В этих условиях для избежания серьезных осложнений недостаточно реализовать мероприятия, указанные в подразд. 6.4.

Сероводород — сильный яд, поражающий нервную систему. Попадая в легкие, сероводород растворяется в крови и соединяется с гемоглобином. При концентрации сероводорода 1 мг/л и более возможна мгновенная смерть от паралича дыхательного центра. При отравлении быстро возникающие судороги и потеря сознания приводят к смертельному исходу из-за остановки дыхания.

Явный запах сероводорода ощущается уже при концентрации 0,0014...0,0024 мг/л, значительный запах — при концентрации 0,004 мг/л, а при концентрации 0,007...0,010 мг/л запах трудно переносится даже теми, кто привык к нему. При более высокой концентрации сероводорода запах менее сильный, поэтому можно отравиться, не заметив опасного увеличения концентрации сероводорода. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе — 0,01 мг/л, а в смеси с углеводородами — 0,003 мг/л.

Сероводород легко воспламеняется, а в смеси с воздухом взрывается. Температура его самовоспламенения 290 °С. Нижний и верхний пределы взрывоопасной концентрации сероводорода в воздухе составляют соответственно 4,0 и 45,5 % (по объему).

Сероводород тяжелее воздуха, относительная плотность его 1,17. Способность сероводорода образовывать скопления приводит к его взрывоопасной концентрации. Вследствие этого при проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары, которые могут распространяться на огромной территории и стать причиной многочисленных жертв и больших убытков.

Исходя из этого, при бурении скважин, которые могут вскрыть пласты с H_2S , предъявляются очень жесткие требования к технике безопасности. Этим обуславливаются мероприятия по выбору и размещению оборудования, обучение и тренировка буровой бригады. В условиях сероводородной агрессии имеет место ряд специфических осложнений: сильное коррозионное воздействие сероводорода на стали и их сульфидное растрескивание, в результате чего разрушаются бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, цементный камень; резкое ухудшение свойств буровых растворов —

загустевание, рост показателя фильтрации, интенсивное образование высокопроницаемой фильтрационной корки и др. Особенно сложно бороться с этими осложнениями при бурении глубоких скважин (более 4000 м) на месторождениях нефти и газа с содержанием сероводорода до 25...30 %, углекислого газа до 25 % и наличием зон АВПД. К таким месторождениям, прежде всего, следует отнести очень крупное Тенгизское нефтяное месторождение, расположенное в Прикаспийской впадине.

Согласно правилам техники безопасности в нефтегазодобывающей промышленности при вскрытии пластов, содержащих сероводород, должны быть организованы постоянные наблюдения за концентрацией сероводорода, выделяющегося из бурового раствора, для принятия мер по предупреждению отравления людей.

Наиболее простым способом контроля за содержанием сероводорода в воздухе или газе является определение его с помощью индикаторной бумаги. Индикаторную бумагу, выдержанную в исследуемой среде в течение 30 с, сопоставляют по цвету с эталонными образцами и определяют концентрацию сероводорода. При отсутствии эталонных образцов содержание сероводорода оценивают не количественно, а только качественно. Для количественного его определения используют колориметрический метод, основанный на принципе прямого отсчета концентрации сероводорода по длине индикаторной трубки газоанализатора после прокачивания через нее исследуемого воздуха. В нефтяной промышленности с этой целью используют газоанализаторы типов УГ-2 и ГХ-4.

В настоящее время разработана автоматизированная система сбора и обработки геологической, геофизической и технологической информации в процессе бурения (АССБ-1). Лабораторная станция предназначена для определения показателей физических свойств бурового шлама и раствора, а также содержания в них газа.

Одним из видов разрушения бурильного инструмента и бурового оборудования является коррозионное растрескивание, которое значительно более опасно, чем общая коррозия. Коррозионное растрескивание происходит, как правило, внезапно при относительно неповрежденных стальных металлических частях оборудования. Вследствие этого, очень сложно заранее предугадать возможность и место разрушения такого вида и принять соответствующие меры по его предотвращению.

Часто встречающимся видом коррозионного растрескивания нефтепромыслового оборудования является сероводородное растрескивание, происходящее под действием сероводорода в присутствии воды. Механизм разрушения этого вида связан с проникновением в сталь водорода, образующегося при электрохимической сероводородной коррозии.

Зарубежная и отечественная практика бурения скважин в условиях сероводородной агрессии показала, что наиболее целесообразно использовать бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, изготовленные из специальных сталей, стойких к наличию в среде H_2S и CO_2 .

Для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии используют стойкие к H_2S тампонажные материалы или химически ингибированные тампонажные цементы. При этом в тампонажную смесь включают компоненты, способные к взаимодействию с присутствующим сероводородом. Образующиеся в результате упомянутого взаимодействия продукты должны представлять собой нерастворимые соединения, способные препятствовать проникновению агрессивного агента в цементный камень.

Главное, что надо всегда иметь в виду при проводке скважин в условиях сероводородной агрессии, это то, что все работы по строительству скважин в этих условиях должны быть подчинены следующим основным задачам: охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды.

6.6. Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах

Согласно принятой терминологии *мерзлыми породами* называются такие породы, которые имеют нулевую или отрицательную температуру, и в которых хотя бы часть воды замерзла.

Суммарная льдистость мерзлой породы L_c — отношение содержащегося в объеме породы льда к объему мерзлой породы — определяется из следующего выражения, %:

$$L_c = L_v + L_{\text{л}},$$

где L_v — льдистость породы, избыточная за счет ледяных включений, %; $L_{\text{л}}$ — льдистость породы за счет порового льда (льда-цемента), %.

По льдистости мерзлые породы делятся на малольдистые (содержание льда менее 10 %), слабольшдистые (менее 25 %), льдистые (25 ... 40 %) и сильнольдистые (более 40 %).

Многолетнемерзлые (вечномерзлые) породы (ММП) — это породы, находящиеся в мерзлом состоянии в течение многих лет (от трех и более).

В верхней части геологического разреза многих северных районов (Коми, 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 связан-

ные 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 возникают следующие осложнения:

- интенсивное кавернообразование ($K_k > 1,5$) в интервалах залегания ММП и низкотемпературных талых пород (НТП), осыпи и обвалы пород, приводящие к прихвату, слому бурильного инструмента; размыв, провалы фундамента под буровой установкой в результате протаивания мерзлых пород, прилегающих к поверхности;

- протаивание, размыв ММП и НТП за направлением, кондуктором, проникновение бурового раствора в затрубное пространство, в том числе соседних близкорасположенных скважин при бурении с поглощением бурового раствора с частичной или полной потерей его циркуляции в стволе, грифонообразование;

- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, неподъем цемента за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн, насосно-компрессорных труб в случае обратного промерзания при длительных простоях, консервации скважин;

- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;

- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия зажатых между мерзлых вод и пропластков гидратов.

Бурение скважины в ММП должно осуществляться в строгом соответствии с Регламентом технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления (РД 39-009-90 Миннефтегазпрома). Согласно этому регламенту, скважина считается качественно построенной в интервале залегания ММП, если в результате применения выбранной конструкции и технологии бурения предотвращаются осложнения, перечисленные выше; обеспечивается $K_k \leq 1,3$ в интервале криолитовой зоны и спуска кондуктора; качество цементирования 40 % длины колонны в интервале криолитовой зоны отмечается как хорошее и удовлетворительное, причем ниже криолитовой зоны, над башмаком кондуктора, на высоту не менее чем 60 м, как хорошее.

Конструкция скважин в зоне залегания ММП должна обеспечивать надежную сохранность ее устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства за направлением и кондуктором, а также образование воронок, провалов пород в приустевой зоне в процессе всего цикла строительства скважины, а также при ее испытании и дальнейшей эксплуатации.

Эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возни-

кают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др.), предотвращающие смятие колонн и нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании.

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 в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважин, что часто наблюдается при растеплении мерзлых пород.

Учитывая, что зона ММП, как правило, состоит из рыхлых и неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая должна составлять (для условий Западной Сибири) не более 1...2 сут. За это время при применении качественного глинистого раствора с температурой не выше 5 °С осложнений, как правило, не бывает, и спуск колонны происходит нормально. Если же продолжительность бурения по каким-либо причинам увеличивается до 4...5 сут и более, то возникают обвалы и необходимость в многократных проработках.

Технология строительства и конструкция скважин должны отвечать требованиям охраны окружающей среды в зонах залегания ММП в условиях Крайнего Севера.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под осложнением в процессе бурения? Какие виды осложнений наиболее часто встречаются?
2. Назовите основные виды нарушений целостности ствола скважины, расскажите о каждом из них. Перечислите основные меры предупреждения и ликвидации каждого из них.
3. Для чего используется многократная кавернометрия?

4. Назовите основные причины поглощения промывочной жидкости. Какие существуют методы предотвращения и ликвидации поглощений?

5. При каких обстоятельствах могут возникнуть газо-, нефте- и водопрооявления?

6. Назовите типы и основные параметры противовыбросового оборудования.

7. Какие основные мероприятия необходимо выполнять для предупреждения газо-, нефте- и водопрооявлений в процессе бурения?

8. Что понимается под грифоном в процессе бурения? Какие меры необходимо предпринять, чтобы предотвратить грифоны и межколонные проявления в процессе бурения?

9. Расскажите об основных особенностях проводки скважин в условиях сероводородной агрессии. На что следует обращать особое внимание?

10. Расскажите об осложнениях при бурении в многолетнемерзлых породах. Назовите основные способы предотвращения этих осложнений.

ГЛАВА 7

РЕЖИМ БУРЕНИЯ

7.1. Общие положения

Под *режимом бурения* понимается сочетание регулируемых параметров, влияющих на качество бурения, к числу которых относятся: осевая нагрузка (давление) на долото P_d ; частота вращения долота n ; количество прокачиваемого бурового раствора Q_r ; показатели бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации, статическое напряжение сдвига). Сочетание этих параметров, позволяющее получать наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения, называется *рациональным (или оптимальным) режимом бурения*.

В процессе бурения часто приходится отбирать керн, бурить скважину в неблагоприятных геологических условиях (зонах, склонных к поглощениям, осложнениям, связанным с нарушением целостности ствола скважины и т. п.), забуривать в сторону от ранее пробуренного ствола и т. д. Режимы бурения, применяемые в таких случаях, указываются специальными режимами.

7.2. Влияние параметров режима бурения на количественные и качественные показатели бурения

Влияние количества и качества бурового раствора. Промысловыми наблюдениями и лабораторными исследованиями установлено, что наилучшие результаты работы долот имеют место, когда выбуренная порода своевременно удаляется с забоя, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту. Чистота забоя скважины, а следовательно, и собственно процесс бурения зависят от следующих факторов.

1. Качество бурового раствора. Очистка скважины от мелкого шлама лучше обеспечивается при глинистых растворах с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Крупные куски шлама лучше удаляются при густых и вязких растворах. Увеличение плотности повышает подъемную способность глинистых растворов.

В то же время установлено, что механическая скорость проходки зависит от величины дифференциального давления, представ-

ляющего собой разность между давлением столба бурового раствора в скважине и пластовым (поровым) давлением. Давление столба бурового раствора (гидростатическое давление) прямо пропорционально его плотности. Если дифференциальное давление больше 3,5 МПа, то механическая скорость проходки остается примерно постоянной.

С увеличением плотности бурового раствора увеличивается давление на забой скважины, сопротивляемость пород разрушению возрастает, вследствие чего показатели бурения уменьшаются. В случаях когда геологические условия позволяют, следует использовать в качестве промывочной жидкости воду, газ или воздух с обязательной компенсацией их недостаточной подъемной способности высокой скоростью движения в затрубном пространстве.

Американский ученый Бингхем, анализируя многочисленные промысловые и стендовые эксперименты с использованием для бурения различных промывочных агентов, сделал следующие выводы:

в процессе бурения на эффективных режимах максимальные значения проходки за один оборот долота (h/n) можно получить при использовании в качестве бурового раствора воды;

в большинстве случаев бурить на эффективных режимах можно при использовании в качестве промывочных агентов воздуха или газа. Однако в этом случае и нагрузка на долото, и частота его вращения должны быть меньшими по сравнению с таковыми при бурении с промывкой забоя водой. Это объясняется низкой очищающей способностью воздушной струи.

2. Количество бурового раствора, подаваемого на единицу площади забоя скважины. На основании обобщения экспериментальных исследований установлено (исследования проводились при бурении роторным способом и электробуром), что технологическое необходимое количество промывочного раствора, л/с,

$$Q_p = 0,07 P_z,$$

где 0,07 — переводной коэффициент; P_z — площадь забоя скважины, см².

Превышение производительности буровых насосов над вычисленной по данному соотношению величиной не приводит к существенному изменению механической скорости проходки.

3. Скорость истечения потока жидкости из отверстий долота и расположения этих отверстий по отношению к шарошкам и забою скважин. С увеличением скорости истечения бурового раствора из долотных насадок улучшается очистка забоя скважины, а следовательно, возрастает механическая скорость бурения. Наблюдения показывают, что значительный рост механической скорости проходки достигается в том случае, когда скорость струй, вытекающих из насадок гидромониторного долота, превышает 60...75 м/с. Боль-

шое влияние на условия очистки забоя оказывает высота зубьев шарошек. Чем больше просвет между шарошками и забоем, тем совершеннее его очистка и выше значения h/n . Наименьшие значения h/n наблюдаются в тех случаях, когда применяются алмазные долота, в которых зубья (алмазы) выступают за матрицу на незначительную высоту, и штыревые с твердосплавными вставками, почти уплотненными в теле шарошки.

Влияние частоты вращения долота. Установлено, что при увеличении частоты вращения долота механическая скорость проходки растет, достигая максимальной величины, а потом снижается. Каждому классу пород (пластичных, пластично-хрупких и хрупких) соответствуют свои критические частоты вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости проходки. Следует иметь в виду, что повышение частоты вращения шарошечных долот снижает долговечность их работы из-за интенсивного износа опор и сокращает проходку за рейс долота.

Влияние осевой нагрузки. По многочисленным отечественным и зарубежным исследованиям влияние осевой нагрузки на механическую скорость может быть охарактеризовано графиком, отражающим качественную сторону процесса (рис. 7.1). На кривой $v_m = f(P_d)$ выделяются три области. Область I характеризуется тем, что скорость v_m увеличивается пропорционально увеличению P_d . В этой области удельная нагрузка значительно меньше прочности разрушаемой породы, поэтому процесс разрушения носит поверхностный характер. Область I называется *областью поверхностного разрушения*.

Во II области v_m также увеличивается с ростом P_d , но в данном случае механическая скорость растет быстрее, чем увеличивается создаваемая на долото нагрузка. В этой области породы разрушаются при удельной нагрузке, меньшей твердости разрушаемой породы, но уже близкой к ней. Эта область условно называется *областью условного разрушения*. На границе II и III областей удельная нагрузка будет соответствовать твердости разрушаемой породы.

В III области процесс разрушения носит объемный характер. Область III называется *областью нормального или объемного разрушения*.

Разделение режимов разрушения породы является условным, так как при работе долота в разной степени наблюдаются все три вида разрушения.

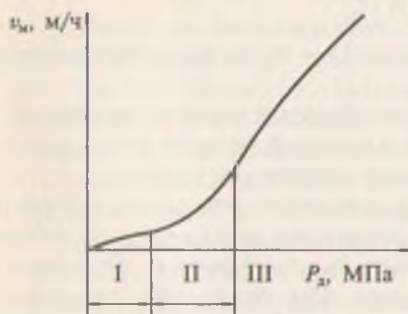


Рис. 7.1. Кривая зависимости механической скорости проходки от осевой нагрузки

Для турбинного бурения зависимости v_m , n , h от осевой нагрузки на долото P_d показывают, что при всех существующих методах вращательного бурения любое изменение осевой нагрузки на долото приводит к изменению показателей его работы (рис. 7.2). При поддержании на долоте осевой нагрузки, соответствующей $v_m = \max$, реализуется критерий максимума механической скорости; при $n = \max$, отвечающей $h = \max$, будет вестись бурение с максимальной проходкой на долото.

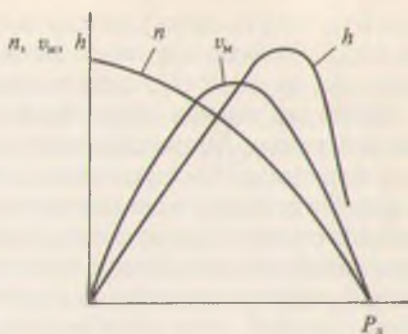


Рис. 7.2. Влияние осевой нагрузки на механическую скорость и проходку на долото при турбинном бурении

Оптимальный режим с максимумом рейсовой скорости будет достигнут при средней величине осевой нагрузки между P_d , соответствующим $v_{m\max}$, и P_d , соответствующим $h_{\max}$.

Взаимосвязь между параметрами режима бурения. В роторном бурении параметры режима бурения не зависят друг от друга. В процессе бурения можно менять любой из них: P_d , n или Q_p , не изменяя других.

Иное дело при бурении гидравлическими забойными двигателями. Здесь основным параметром режима бурения является количество прокачиваемой промывочной жидкости Q_p . Осевая нагрузка на долото P_d находится в зависимости от Q_p , т.е.

$$P_d = f(Q_p).$$

Число оборотов долота n в турбинном бурении переменено и зависит от количества прокачиваемой жидкости и величины осевой нагрузки на долото, т.е.

$$n = f(Q_p, P_d).$$

Другими словами, при турбинном бурении изменение величины Q_p неизменно повлечет за собой изменение n и P_d .

При бурении электробуром также имеются свои особенности. Электробуром бурят практически при постоянной скорости вращения долота и бурильщик не может ее регулировать. Менять скорость вращения можно только путем замены электробура другим двигателем, имеющим иную скорость вращения, изменением частоты тока или при помощи редукторов-вставок.

Изменение мощности, затрачиваемой долотом на разрушение пород, имеющих различные физико-механические свойства, вызывает изменение силы тока в электрической цепи, питающей эле-

ктробур. Это позволяет следить по показаниям амперметра за характером работы долота на забое, создавать оптимальные осевые нагрузки, а также определять степень износа долота.

Критерий оценки эффективности применяемых параметров режима бурения. Таким критерием может служить рейсовая скорость или стоимость 1 м проходки, так называемая *экономическая скорость*. Спущенное в скважину долото стремятся отработать при таких значениях параметров режима бурения и бурить им столько времени, чтобы обеспечить либо максимальную скорость $v_{p\max}$, либо минимальную стоимость 1 м проходки $C_{\min}$. Критерий $C_{\min}$ более обобщающий, чем критерий $v_{p\max}$, так как он учитывает (в стоимостном выражении) больше факторов.

7.3. Выбор способа бурения

В Российской Федерации получили распространение три способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный, гидравлическими забойными двигателями и бурение электробурами. Первые два из этих способов являются основными. Выбор наиболее эффективного способа бурения обусловлен задачами, которые должны быть решены при разработке или совершенствовании технологии бурения в конкретных геолого-технических условиях. На основании данных, полученных при опытном бурении, сравнивают способы бурения и выявляют из их числа наиболее эффективный для конкретных геолого-технических условий.

В качестве критерия оценки эффективности способа бурения целесообразно применять стоимость 1 м проходки. Это, конечно, не исключает возможность использования при сравнении способов бурения таких критериев, как проходка за долбление, а также рейсовая и коммерческая скорость.

Способ бурения можно выбирать в зависимости от установленной оптимальной частоты вращения долота, об/мин:

Ротор, турбобур с редуктором-вставкой, электробур с двумя редукторами-вставками	35... 100
Ротор, винтовой забойный двигатель, турбобур с редуктором-вставкой, турбобур с решетками гидроторможения, электробур с редуктором-вставкой	100... 250
Шпиндельные турбобуры с турбинами точного литья и турбобуры с падающей к тормозу линией давления, турбобур с редуктором-вставкой, электробур с редуктором-вставкой	250... 500
Турбобуры и электробуры для алмазного бурения	500... 800

В Российской Федерации, в отличие от других стран, основные объемы бурения осуществляются турбобурами (80...85 %). Бурение винтовыми забойными двигателями (6 %), роторным способом (7...12 %) и электробурами (2 %) производится в значительно меньших объемах. В США основные объемы бурения на нефть и газ осуществляются роторным способом, а в случае необходимости бурить скважину забойным двигателем используют винтовые забойные двигатели. Такое положение объясняется многими причинами, главными из которых являются величина стоимости 1 м проходки и многолетние традиции, укоренившиеся в странах, при бурении нефтяных и газовых скважин.

7.4. Особенности режима бурения роторным способом

При роторном бурении отсутствует ярко выраженная взаимосвязь параметров режима бурения и, следовательно, влияние их друг на друга. Поэтому оптимальный режим роторного бурения включает в себя сочетание наивыгоднейших значений каждого параметра в отдельности.

Тип долота должен выбираться в соответствии с действующими нормативными документами. При выборе режима бурения долотами серий ГНУ и ГАУ следует учитывать следующее: верхнему уровню величин осевых нагрузок на долота соответствует нижний уровень частот вращения и наоборот; в пластичных, вязких глинистых, а также слабо сцементированных малоабразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и пониженных величинах осевой нагрузки на долото; в песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных целесообразно снижать частоту вращения ротора во избежание повышенного износа и разрушения вооружения, герметизирующих элементов опор шарошек, козырьков и спинок лап.

Режим бурения, особенно долотами с твердосплавным вооружением и герметизированными опорами, должен выбираться таким, чтобы не допускалось вибраций бурильной колонны.

Во многих случаях, особенно при бурении в мягких неабразивных породах, существенное улучшение показателей работы долот достигается при повышении частоты вращения до 140...200 об/мин.

Фактическая осевая нагрузка на долото при повышенной частоте вращения инструмента из-за трения бурильной колонны о стенки скважины и вкладыш ротора оказывается существенно меньше, чем по индикатору массы (веса).

Нагрузку на долото следует корректировать с учетом разницы в показаниях индикатора массы (веса) при вращении и без вращении колонны.

Осевая нагрузка на долото при бурении с повышенной частотой вращения обычно должна быть уменьшена на 20...25 % против величины, создаваемой при низкооборотном режиме в тех же условиях.

Переход на высокооборотный режим вращения бурильной колонны может сопровождаться в отдельных породах обвалами стенок скважины и увеличением момента вращения бурильного инструмента. При возникновении указанных явлений необходимо немедленно тщательно промыть и проработать (на длину ведущей трубы) ствол скважины и только после установления нормальных условий бурения переходить на повышенную частоту вращения ротора. Не рекомендуется применение повышенной частоты вращения ротора при бурении в твердых породах с промывкой технической водой.

При бурении долотами с герметизированными спорами и твердосплавным вооружением неравномерное вращение и подача долота, резкое торможение и внезапные остановки, толчки и удары, повышенный уровень вибрации приводят к разрушению (поломкам, сколам и т. п.) твердосплавных зубцов и преждевременному выходу из строя герметизирующих элементов и опор в целом. При появлении в ходе долбления вибраций для их подавления необходимо уменьшить осевую нагрузку или изменить частоту вращения ротора.

Если изменение, в рациональных пределах, указанных параметров не приводит к уменьшению амплитуды колебаний до приемлемого уровня, то это свидетельствует о завышенной моментоемкости долота или недостаточном маховом моменте УБТ для данного сочетания типа долота и разбуриваемых пород. Следовательно, на очередное долбление необходимо использовать долото, характеризующееся меньшей моментоемкостью или увеличить маховый момент УБТ, желательно за счет увеличения их диаметра.

В нашей стране роторный способ бурения используется главным образом при бурении глубоких скважин, а также нижней части разреза скважин средней глубины.

Следует отметить некоторые особенности режима бурения с очисткой забоя воздухом или газом, одной из которых является бурение на сравнительно невысоких скоростях вращения ротора. В процессе бурения шарошечными долотами пород средней твердости, твердых и крепких при очистке забоя газообразным циркулирующим агентом и при соблюдении других параметров режима бурения скорость вращения ротора не должна превышать 100...200 об/мин, а при бурении сыпучих и мягких пород — 200...300 об/мин.

Для обеспечения максимальных показателей бурения при использовании газообразных циркулирующих агентов необходимо соблюдать оптимальное соотношение нагрузки на долото и скорости вращения долота. Это соотношение лучше всего определяется по характеру выноса шлама из выкидной линии. Выбрасываемый на поверхность шлам должен состоять из осколков породы различ-

ных размеров (при бурении твердых и крепких пород шарошечными долотами) или скатанных кусочков легких пород, или находиться в естественном состоянии при бурении сыпучих пород и выводить обильным потоком из выкида.

Количество шламовой пыли должно быть минимальным, так как обильное выделение ее указывает на процесс разрушения истиранием, и для перехода на объемный режим разрушения следует увеличить нагрузку на долото и уменьшить скорость вращения ротора, если она была завышена. Для успешного бурения с газообразными циркулирующими агентами необходимо для каждого конкретного случая устанавливать минимальный предел скорости восходящего потока в затрубном пространстве. Минимальным расходом газообразного циркулирующего агента при бурении следует считать такой, при котором в затрубном пространстве с зазором между бурильными трубами и стенками скважины не менее 12...15 мм создается скорость восходящего потока, способная выносить выбуренную породу размером первичного разрушения с избыточной скоростью 5...8 м/с.

7.5. Особенности режима бурения турбинным способом

Основные положения. Турбобур — это забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях. В рабочих колесах турбобура гидравлическая энергия бурового раствора, движущегося под давлением, превращается в механическую энергию вращающегося вала, связанного с долотом.

Основная часть турбобура — турбина, состоящая из большого числа (более сотни) совершенно одинаковых ступеней. Каждая ступень турбины, в свою очередь, состоит из двух частей: вращающейся, соединенной с валом турбобура, называемой *ротором*, и неподвижной, закрепленной в корпусе турбобура, называемой *статором* (рис. 7.3). Статор 1 представляет собой гладкое стальное кольцо, на внутренней поверхности которого имеются изогнутые лопатки 3. Концы лопаток соединяются внутренним ободом 4. Ротор состоит из кольца 6 и лопаток 2, подобных лопаткам статора, но обращенных выпуклостью в другую сторону. Наружные концы лопаток ротора соединены ободом 5. Между статором и ротором имеется зазор, обеспечивающий свободное вращение ротора в статоре.

Теория малогабаритных турбин для бурения нефтяных и газовых скважин создана советским инженером П. П. Шумиловым. Основные условия построения турбин турбобуров следующие. Для получения необходимой мощности и приемлемого для бурения числа оборотов турбина должна быть многоступенчатой. Все ступени турбины должны быть совершенно одинаковыми

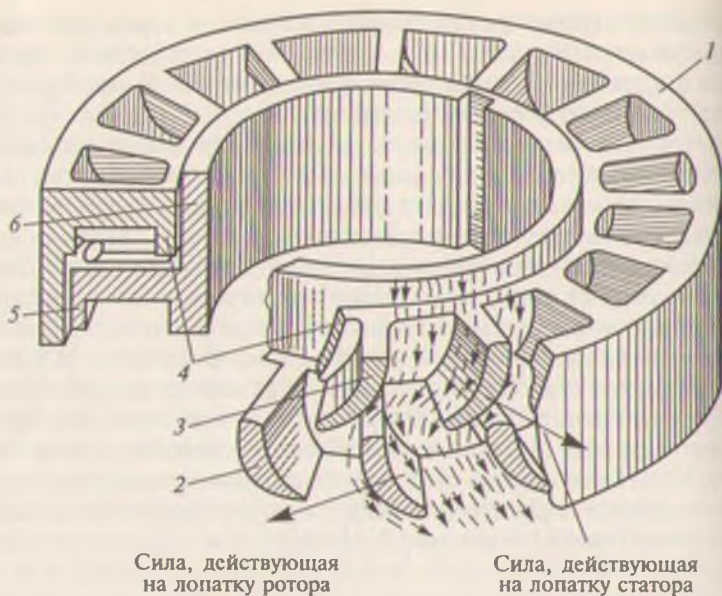


Рис. 7.3. Действие турбины:

1 — статор; 2 — лопатки ротора; 3 — лопатки статора; 4 — обод статора;
5 — обод ротора; 6 — кольцо ротора

и обеспечивать пропорционально числу ступеней увеличение мощности и скорости вращения инструмента.

Для получения наименьшего износа турбинных лопаток роторы турбины выполняют с тем же профилем, что и статоры турбины, лишь с поворотом лопаток в противоположную сторону.

Перепад давления на турбине должен быть в пределах, допускаемых насосными установками, применяемыми при бурении глубоких скважин, и для избежания толчков давления в системе не должен существенно изменяться при изменении режима работы турбины.

П. П. Шумилов установил следующие основные закономерности, характеризующие влияние количества промывочной жидкости на работоспособность турбины.

1. Скорость вращения турбины пропорциональна количеству прокачиваемой жидкости:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2},$$

где n_1, n_2 — скорости вращения; Q_1, Q_2 — количество прокачиваемой жидкости; т.е. при увеличении количества прокачиваемой жидкости, например в три раза, число оборотов турбины увеличивается также в три раза, и наоборот.

2. Перепад давления на турбине пропорционален квадрату количества прокачиваемой жидкости:

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2,$$

где P_1, P_2 — давления на турбине; т.е. при увеличении количества прокачиваемой жидкости, например в два раза, давление на турбине увеличивается в четыре раза, и наоборот.

3. Вращающий момент турбины, как и перепад давления, пропорционален квадрату количества прокачиваемой жидкости:

$$\frac{M_1}{M_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2,$$

где M_1, M_2 , — вращающие моменты турбины.

4. Мощность турбины пропорциональна кубу количества прокачиваемой жидкости:

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^3,$$

где N_1, N_2 — мощности турбины; т.е. при увеличении количества прокачиваемой жидкости, например в два раза, мощность турбины увеличивается в восемь раз, и наоборот.

При бурении турбобуром энергия, предназначенная для разрушения породы, подводится к забою потоком промывочной жидкости. Генератором гидравлической энергии являются буровые насосы, преобразующие механическую энергию привода в гидравлическую энергию потока промывочной жидкости. Часть энергии потока теряется на преодоление гидравлических сопротивлений в нагнетательной линии, бурильных трубах, замках, долоте и затрубном пространстве. Оставшаяся часть энергии используется в турбине турбобура для преобразования в механическую энергию, которая при помощи долота затрачивается на бурение.

П. П. Шумилов показал, что наибольшую гидравлическую мощность на турбине турбобура при неизменном максимальном давлении на выкиде буровых насосов, можно получить при следующем условии:

$$P_T = \frac{2}{3} P_0, \quad (7.1)$$

где P_T — перепад давления в турбобуре; P_0 — давление на выкиде буровых насосов.

Так как в процессе бурения скважины гидравлические сопротивления в бурильных трубах, замках и кольцевом пространстве непрерывно возрастают, то для обеспечения равенства (7.1) необходимо было бы, по мере углубления скважины, непрерывно снижать подачу насосов и, соответственно, изменять характеристику турбобуров таким образом, чтобы перепад давления на турбине, несмотря на уменьшение расхода жидкости, протекающей через нее, остался постоянным.

Практически характеристики турбобура можно изменять только ступенчато, применяя на различных участках скважины турбобуры различных типов. Производительность буровых насосов регулируется также только ступенчато путем смены цилиндрических втулок. Основная задача проектирования режима турбинного бурения как раз и заключается в установлении режима работы буровых насосов, подборе типов турбобуров и осевой нагрузки на долото для различных участков ствола скважины таким образом, чтобы получить наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения.

Осевая нагрузка выбирается в зависимости от твердости проходимых пород. При бурении в твердых породах бурильщик в целях повышения эффективности работы долота увеличивает нагрузку, а при бурении в мягких породах — уменьшает. В то же время независимо от бурильщика частота вращения долота в первом случае уменьшается, а во втором — увеличивается, что и требуется для достижения хороших показателей работы долота.

Характеристика турбобуров. Во время бурения турбобуром частота вращения долота непрерывно меняется в зависимости от нагрузки на забой и крепости проходимых пород. Таким образом, зависимость между крутящим моментом, приложенным к долоту, и скоростью вращения вала турбобура обратно пропорциональная: чем больше нагрузка на долото, тем меньше скорость вращения вала, и наоборот, уменьшение нагрузки ведет к увеличению скорости вращения (рис. 7.4).

Отрезок ОА представляет собой крутящий момент, развиваемый турбобуром при скорости вращения вала, равной нулю, т.е. при торможении. Этот момент называется *тормозным моментом*, и по величине он наибольший. С уменьшением крутящего момента частота вращения вала увеличивается, и когда крутящий момент станет равным нулю, т.е. нагрузки не будет, частота вращения вала станет максимальной. Максимальная частота вращения вала называется *скоростью вращения на холостом ходу*. Она изображена отрезком ОБ, равным 1200 об/мин. При режиме работы турбобура, характеризуемым точкой В, частота вращения вала составляет 800 об/мин, а развиваемый им крутящий момент $1 \text{ Н} \cdot \text{м}$. С изменением скорости вращения вала n меняется не только крутящий момент M , но и другие показатели работы турбобура: v (КПД) и мощность N .

Коэффициент полезного действия турбобура изменяется следующим образом. При тормозном режиме, т.е. при частоте вращения, равной нулю, КПД турбобура также равен нулю. С увеличением частоты вращения КПД возрастает, затем, достигнув своего максимального значения, с дальнейшим увеличением частоты вращения начинает уменьшаться и при режиме холостого хода вновь становится равным нулю. Соответственно изменению величины КПД изменяется и величина мощности турбобура (рис. 7.5). Режим работы турбобура, при котором его КПД достигает своего максимального значения, называется *оптимальным*. Частота вращения вала на оптимальном режиме примерно в два раза меньше скорости вращения вала турбины на холостом ходу, а крутящий момент в два раза меньше тормозного момента.

В отличие от крутящего момента, мощности и КПД, перепад давления P на турбине с изменением частоты вращения вала почти остается неизменным. При переходе от режима холостого хода к тормозному перепад давления на турбине несколько увеличивается (10... 15 %).

Все изложенное выше относится к работе турбобура на одинаковом количестве прокачиваемой через него рабочей жидкости. Построение для данного типа турбобура (при $Q = \text{const}$) зависимости N , P , v , M от числа оборотов вала n называется его *рабочей характеристикой*. Рабочие характеристики для каждого типа турбобура, при одном и том же количестве прокачиваемой жидкости, различны, их строят на основе стендовых испытаний. Рабочая характеристика турбобура позволяет правильно подобрать режим его работы при данной подаче буровых насосов.

Конструкция многоступенчатых турбобуров. Различные условия, в которых работают турбобуры, привели к необходимости создания нескольких конструктивных разновидностей турбобуров. Турбобуры выпускаются: односекционные бесшпиндельные, односекционные шпиндельные, двухсекционные шпиндельные, трехсекционные шпиндельные (табл. 7.1).

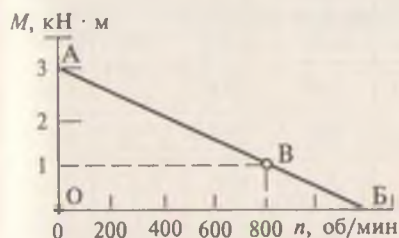


Рис. 7.4. Зависимость вращающего момента от частоты вращения вала турбины

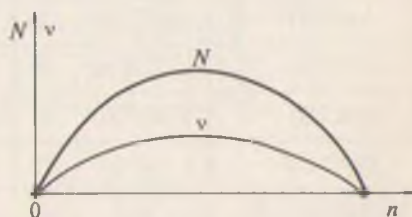


Рис. 7.5. Зависимость КПД и мощности от частоты вращения вала турбины

Таблица 7.1

Технические характеристики основных турбобуров

Тип турбобура	Число турбинных секций, шт.	Число ступеней турбины, шт.	Расход жидкости (вода), л/с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, кН · м	Число оборотов вала в минуту при минимальной мощности, об/мин	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа	Масса турбобура, кг
T12M3E-172	1	121	25	40,5	0,64	625	3,0	1057
T12M3B-195	1	100	30	58,8	0,83	660	3,5	1425
T12M3B-240	1	104	50	136,1	1,96	660	4,0	2030
T12PT-240	1	104	50	136,1	1,96	660	4,0	2017
A6Ш	2	212	20	32,4	0,69	450	4,0	1600**
A7Ш	2	236	30	103,0	1,86	520	8,2	2600**
A9Ш	2	210	45	132,4	3,0	420	6,8	3920**
ТС4А-104,5	3	212	8	14,7	0,15	870	4,5	630
ТС4А-127	3	240	12	25,7	0,34	740	5,0	1090
ЗТСШ1-172	3	336	20	51,5	0,98	505	6,0	3585
ЗТСШ1-195	3	306	30	55,2	1,28	400	3,5	4470
ЗТСШ1-195ТЛ	3	318	40	62,5	1,72	355	3,0	4410
ЗТСША-195ТЛ	3	327	24	114,0	1,91	580	6,5	4325
ЗТСШ1-240	3	315	32	110,3	2,64	420	5,5	5980
A6ГТШ	3	342/90*	20	31,6	1,20	250	5,6	2900
A7ГТШ	3	382/146*	30	58,8	1,86	300	7,2	4400
A9ГТШ	3	340/130*	45	75,0	3,06	235	5,8	6155
ТПС-172	3	435	25	—	2,1	450	6,57	3325
ЗТСШ1М1-195	3	455	30	—	2,875	411	5,97	4200

* В числителе указано общее число ступеней турбин, в знаменателе — ступеней гидротормоза.

** Без массы шпинделя.

При этом в турбинных секциях могут быть установлены металлические цельнолитые турбины, металлические составные турбины с проточной частью, выполненной методом точного литья, составные турбины из металлических ступиц и пластмассовых проточных частей, резинометаллические радиальные опоры, шаровые радиальные опоры.

В шпиндельных секциях могут использоваться резинометаллические или шаровые опоры.

Применяются турбобуры нескольких типов.

1. Турбобуры типа Т12 (Т12МЗЕ-172; Т12МЗБ-195; Т12МЗБ-240; Т12РТ-240) применяют для бурения верхних интервалов скважин шарошечными долотами и комплектования реактивно-турбинных агрегатов для бурения стволов большого диаметра методом реактивно-турбинного бурения (рис. 7.6).

Диски ротора 12 совместно со втулкой нижней опоры 20 и двумя втулками 13 средней опоры вала, упором 18, дисками 6 и кольцами 7 пяты зажимаются на валу 15 роторной гайкой 5. При этом для совпадения промывочных окон на упоре и валу турбобура упор 18 фиксируется шпонкой 19. Для предохранения роторной гайки от самоотвинчивания предусмотрен обжимающий колпак 3, закрепляемый контргайкой 2.

Герметизация диаметральных зазоров между внутренней поверхностью дисков роторов и поверхностью вала в целях предупрежде-

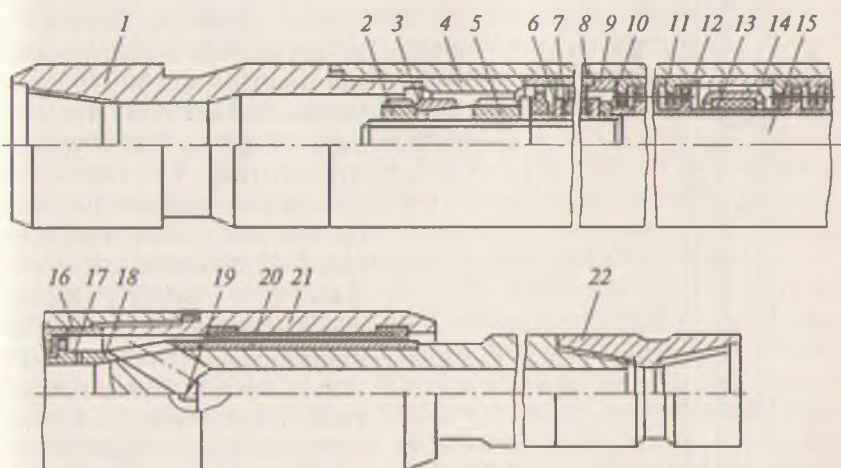


Рис. 7.6. Односекционный турбобур:

1 — переводник; 2 — контргайка; 3 — колпак; 4, 9, 16 — регулировочные кольца; 5 — роторная гайка; 6 — диск; 7 — кольцо; 8 — подпятник; 10 — втулка; 11 — диск статора; 12 — диск ротора; 13 — втулка средней опоры вала; 14 — средняя опора; 15 — вал; 17 — уплотнительное кольцо; 18 — упор; 19 — шпонка; 20 — нижняя опора; 21 — ниппель; 22 — переводник

ния шламования, обеспечивается установкой в верхней и нижней части вала втулок 10 с уплотнительными кольцами 17, что значительно облегчает разборку турбобура при его ремонте.

Диски статора 11, средние опоры 14, регулировочное кольцо 9, определяющие положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники 8 закрепляются ниппелем 21 с использованием регулировочных колец 4 и 16. Корпус крепится к колонне бурильных труб через переводник 1.

На валу турбобура имеется переводник 22, соединяемый с долотом.

Для бурения верхних интервалов глубоких нефтяных и газовых скважин, имеющих диаметры 394...920 мм и более, применяются реактивно-турбинные агрегаты, у которых два турбобура размещены параллельно и жестко соединены между собой (для бурения скважин диаметром 1730... 2660 мм созданы и применяются в горнорудной промышленности агрегаты, укомплектованные тремя и даже четырьмя турбобурами). Агрегат (рис. 7.7) состоит из следующих деталей: переводника 1 для соединения агрегатов бурильной колонной; защитного кожуха 2; траверсы 3 с ниппелями, к которым подвешены турбобуры 4; грузов 6, предназначенных для утяжеления агрегата; верхнего и нижнего хомутов 5; переводников 7, с помощью которых к каждому турбобуру присоединяется трехшарошечное долото 8. Вращаясь от вала турбобуров, долота получают дополнительное переносное движение вокруг оси агрегата.

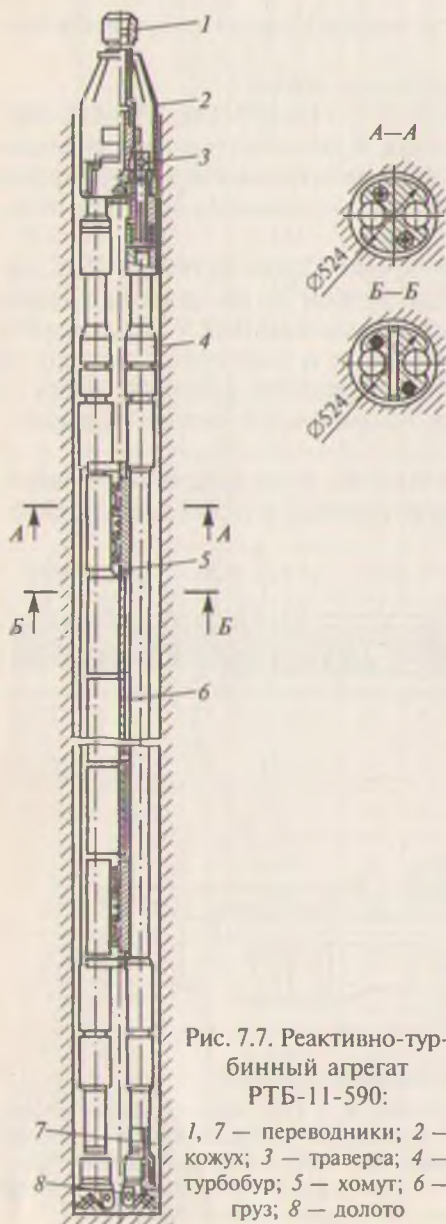


Рис. 7.7. Реактивно-турбинный агрегат РТБ-11-590:

1, 7 — переводники; 2 — кожух; 3 — траверса; 4 — турбобур; 5 — хомут; 6 — груз; 8 — долото

та, вращающегося либо только за счет сил реакции забоя, либо за счет сил реакции забоя и принудительного вращения агрегата с поверхности через бурильную колонну.

Выбуренная порода выносится циркулирующим потоком бурового раствора, подаваемого в бурильную колонну, и реактивно-турбинным бурением. Для бурения скважин с помощью РТБ используют стандартные буровые установки требуемой грузоподъемности.

2. Турбобуры секционные типа ТС (ТС4А-104,5; ТС4А-127; ТС5Е-172; ТС5Б-195; ТС5Б-240; ЗТС5Е-172; ЗТС5Б-195; ЗТС5Б-240) применяют для бурения глубоких скважин шарошечными долотами. Турбобуры состоят из двух или трех турбинных секций, соединенных в один турбобур.

Вращающий момент от валов верхних секций к валам последующих секций передается через муфты валов (конусно-фрикционные и конусно-шлицевые). По корпусу секции соединяются переводниками на замковой резьбе. Нижние секции аналогичны по конструкции односекционным турбобурам типа Т12, за исключением верхней части вала, которая представляет собой конусную поверхность, сопрягаемую с полумуфтой, предназначенной для соединения с валом второй секции турбобура. Верхние и средние турбинные секции одинаковы по конструкции и отличаются от нижних отсутствием осевой опоры и конструкцией вала.

Нижнюю секцию турбобуров можно применять для бурения как самостоятельный турбобур, для чего на корпус для соединения с бурильными трубами следует навинчивать переводники.

3. Турбобуры типа КТД (колонковое турбодолото) предназначены для отбора образцов породы (керна) при бурении скважин. Выполняются с наружным диаметром 240, 195 и 172 мм (КТД3-240-269/4В; КТД4С-195-214/60; КТД4С-172-190/40). Колонковое турбодолото КТД3-240-269/4В по конструкции аналогично турбобуру типа Т12 и отличается от него тем, что имеет полый вал, в котором помещается грунтоноски и узел для ее крепления.

Колонковые турбодолота КТД4С-172-190/40 и КТД4С-195-214/60 состоят из двух секций. Валы секции турбодолот полые, имеют в сравнении с валами турбобуров больший наружный диаметр и соединяются между собой полыми конусно-шлицевыми полумуфтами.

Конструкция колонковых турбодолот предусматривает применение съемной грунтоноски, обеспечивающей отбор керна без подъема бурильных труб до полной обработки бурильной головки. Для этого в верхней части грунтоноски имеется бурт для захвата ее ловителем (шлипсом), спускаемым в бурильную колонну при помощи специальной лебедки.

4. Турбобуры секционные шпиндельные (ЗТСШ-172; ЗТСШ-195; ЗТСШ-195Л; ЗТСШ-215; ЗТСШ-240), а также турбобуры шпиндельные унифицированные (ЗТСШ1-172; ЗТСШ1-195; ЗТСША-195ТЛ;

ЗТСШ-240Ш) состоят из трех турбинных и одной шпиндельной секции. Они позволяют: бурить шарошечными долотами с обычной схемой промывки, гидромониторными и алмазными долотами (турбобур ЗТСША-195ТЛ); изменять секционность турбобуров в зависимости от условий бурения; производить смену отработанных шпинделей без разборки секций; увеличивать величину вращающего момента при снижении числа оборотов за счет применения тихоходных турбин, выполненных методом точного литья (турбобур ЗТСШ-195ТЛ).

В каждой турбинной секции размещено около 100 ступеней турбины, по четыре радиальные опоры и по три ступени предохранительной осевой пяты, которая применяется для устранения опасности соприкосновения роторов и статоров турбины из-за износа шпиндельного подшипника в процессе работы.

Созданием шпиндельного турбобура был решен ряд задач, связанных с улучшением энергетических характеристик и эксплуатационных качеств турбобура, значительно уменьшены утечки жидкости из-под ниппеля при увеличенных перепадах давления на долото, повышена прочность валов.

На полом вала шпинделя 20 (рис. 7.8) установлены две радиальные резинометаллические опоры 10 со втулками опор 9 (центрируемыми в верхней опоре подкладными втулками 8) и 25 ступеней непроточной осевой опоры, каждая из которых состоит из диска 15, внутреннего и наружного колец 16, 18 и непроточных резинометаллических подпятников 17. Весь пакет деталей, включая упорную, дистанционную и промежуточную втулки 21, 13 и 14, закрепляется на валу гайкой 6, колпаком 5, контргайкой 4 и крепится в корпусе 19 посредством переводника нижней секции 1 и ниппеля 23 с использованием регулировочных колец 3, 7, 22.

На верхней части вала шпинделя установлена конусно-шлицевая муфта 2, имеющая промывочные окна для протока рабочей жидкости во внутреннюю полость вала и затем к долоту, присоединяемому к шпинделю через переводник 24. Для облегчения разборки шпинделя в процессе ремонта в верхней и нижней его частях установлены втулки 11 с уплотнительными кольцами 12, обеспечивающими герметизацию диаметральных зазоров между валом и закрепленным на нем пакетом деталей.

Установка в шпинделе осевой опоры качения (как жесткой, так и амортизированной — шпиндель типа ШШО) вместо резинометаллической опоры скольжения позволяет турбобуру воспринимать более высокие осевые нагрузки и эффективно работать при более низких числах оборотов.

Широко применяются шпиндели типа ШФД с лабиринтными дисковыми уплотнениями. Они предназначены для турбинных секций серийных турбобуров. За счет частичной изоляции картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твер-

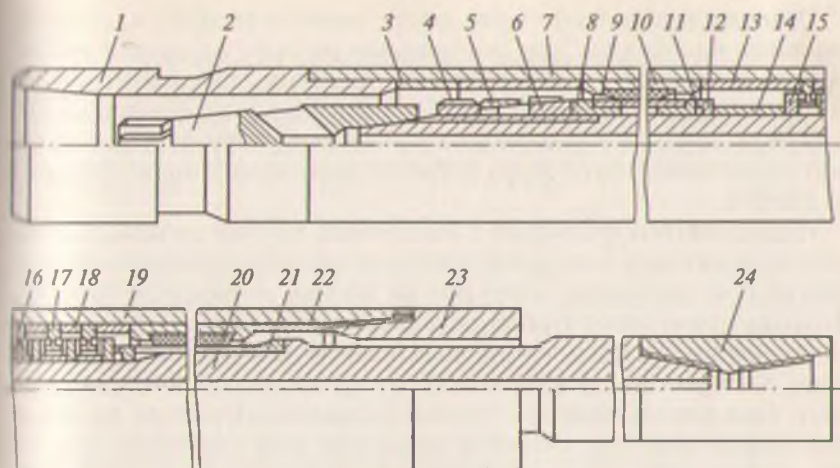


Рис. 7.8. Шпиндель:

1 — переводник нижней секции; 2 — конусно-шлицевая муфта; 3, 7, 22 — регулировочные кольца; 4 — контргайка; 5 — колпак; 6 — гайка; 8, 9, 11, 13, 14, 21 — втулки; 10 — резинометаллические опоры; 12 — уплотнительные кольца; 25 — диск; 16, 18 — кольца; 17 — подпятник; 19 — корпус; 20 — вал шпинделя; 23 — ниппель; 24 — переводник

дые абразивные частицы, значительно увеличен моторесурс шпинделя. Изоляция обеспечивается оборудованием верхней части вала шпинделя лабиринтным уплотнением и установкой между этим уплотнением и уплотнением картера осевой опоры дренажной втулки, отверстия которой сообщаются с затрубным пространством.

В шпинделях типа ШГД осуществлена полная герметизация картера осевой опоры от поступления бурового раствора, при этом картер осевой опоры заполнен смазкой. Надежная герметизация картера осевой опоры обеспечивается тем, что на герметизирующие уплотнения не действует перепад давлений, срабатываемый в насадках долота. Герметизирующие уплотнители установлены сверху и снизу картера осевой опоры. Конструкция шпинделя допускает производство дозаправки или полной смены смазки на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера имеют заправочные втулки.

5. Турбобуры секционные с наклонной линией давления (А6КЗС; А7Н4С; А9К5Са; А6ГТ; А7ГТ; А9ГТ), а также турбобуры секционные унифицированные с наклонной линией давления (А7Ш; А9Ш; А7ГТШ; А3ГТШ) состоят из двух или трех турбинных и одной шпиндельной секций. В данных турбобурах используется турбина с наклонной линией давления, а в турбобурах А7ГТШ, А9ГТШ для снижения разгонных оборотов дополнительно устанавливаются решетки гидродинамического торможения.

Применение в турбобурах опор качения и турбин, перепад давления на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от холостого к тормозному режиму, дает возможность работать на низких оборотах, улучшает запуск турбобура на высокоабразивных и утяжеленных глинистых растворах, обеспечивает способность турбобура работать на повышенных нагрузках на долото.

Недостатком турбобуров с наклонной линией давления является возможность резкого увеличения перепада давления на турбобуре при снижении нагрузки на долото в процессе бурения. Поэтому применение турбобуров данного типа рекомендуется с использованием дизельного привода на буровых насосах (учитывая более мягкую его характеристику по сравнению с электроприводом). При использовании ступеней гидродинамического торможения можно получить скорость вращения вала турбобура, равную 250...300 об/мин.

Базовые детали турбобуров секционных унифицированных с наклонной линией давления в габаритных размерах унифицированы с деталями турбобуров типа ЗТСШ1. Выпускаются также турбобуры шпиндельные с независимой подвеской вала турбинной секции (А6Ш; А6ГТШ; А7ШГ; А7ГТШМ; А9ШГ). Отличительной особенностью этих турбобуров является то, что вал в турбинной секции подвешен на отдельном шарикоподшипнике со специальными фонарями для протока промывочной жидкости.

6. Турбобуры с «плавающими статорами» (ЗТСШМ1-195; ТПС-172) обладают следующими особенностями: каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения и с помощью шпонки, входящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пату для соответствующего статора, который не имеет приставочных дистанционных колец. Такое исполнение ступени турбины, с одной стороны, позволяет до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой — до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить число ступеней турбин в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми люфтами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобуры этого типа состоят из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник типа ШШО и резинометаллическая пята.

Редукторный турбобур. Главным недостатком турбобуров является их быстроходность. Это ограничивает возможность их использования в сочетании с долотами для низкооборотного бурения

Таблица 7.2

Технические характеристики редукторных турбобуров

Тип турбинной секции	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об/мин	Крутящий момент, кН·м
ЗТСШ-195	20	133	2,20
	25	166	3,44
	28	187	4,32
А7ГТШ	30	83	1,86
	32	88	2,06
	34	94	2,40

Примечание. Передаточное число редуктора-вставки 3,67.

(до 200 об/мин). Редукторный турбобур лишен этого недостатка (табл. 7.2).

После многолетних работ коллективом сотрудников Пермского филиала ВНИИБТ был создан турбобур ТРМ-195. В основу конструкции турбобура положен агрегатный метод создания машин, поэтому он состоит из трех основных частей — турбобура, редуктора-вставки и шпинделя.

Первая (турбобур) и третья (шпиндель) были рассмотрены выше, поэтому остановимся на редукторе-вставке (рис. 7.9). Он состоит из корпуса 3, передачи 6, размещенной в маслonaполненной камере 5, которая ограничена кожухом 1, системы маслoзащиты с уплотнениями (верхним 4 и нижним 8), ведущего 2 и ведомого 11 валов вставки. Каждый из валов 2 и 11 установлен на двух опорах: сферической 7 и радиальной 10, связанной с корпусом 3 упругим элементом 9. При этом сферические опоры 7 установлены на обоих валах со стороны передачи 6, а уплотнения 4 и 8 размещены соответственно на валах 2 и 11 ближе к сферической опоре 7.

В редукторном турбобуре редуктор-вставка устанавливается между турбобуром и шпинделем. Ведущий вал 2 вставки соединен с валом турбобура, а ведомый вал 11 — с валом шпинделя.

Частота вращения и крутящий момент с вала турбобура передаются через ведущий вал 2 на передачу 6, в которой происходит уменьшение частоты вращения и увеличение крутящего момента. Вращение с измененными параметрами через ведомый вал 11 передается на вал шпинделя и далее — на долото. Буровой раствор обтекает маслonaполненную камеру 5 по кольцевому зазору между корпусом 3 и кожухом 1.

В 1975 г. Специальное конструкторско-технологическое бюро погружного электрооборудования (Харьков), Могилевский маши-

ностроительный институт и ВНИИБТ провели совместные работы по созданию редукторов-вставок с принципиально новыми редуцирующими узлами — синусошариковыми.

На основании проведенных работ были созданы синусошариковые вставки, принятые к серийному производству: РСШ127-5, РСШ190-1,75; РСШ190-2; РСШ190-5. В обозначениях принято: Р — редуктор-вставка, С — синусная, Ш — шариковая, 127 или 190 — диаметр в мм; 1,75; 2; 5 — передаточное число (отношение частоты вращения ротора электродвигателя к частоте вращения долота). Синусошариковые редукторы-вставки широко используются при бурении электробуров.

В настоящее время промышленностью освоены и изготавливаются редукторы-вставки двух типов, созданные на базе:

зубчатых редуцирующих узлов для турбобуров;

синусошариковых редуцирующих узлов для электробуров.

Правила эксплуатации турбобуров.

Каждый новый турбобур, получаемый с завода, перед отправкой на буровую проходит проверку в турборемонтном цехе предприятия бурения (экспедиции). Проверяются крепления гайки, переводника, ниппеля и вращение вала. Турбобуры снабжаются предохранительным колпаком на валу и заглушкой в переводнике во избежание засорения и порчи турбины во время транспортировки и хранения.

Каждый турбобур имеет заводской паспорт в одном экземпляре и вкладную карточку, представляющую собой учетную карточку работы и ремонта турбобура. Паспорт турбобура хранится на ремонтной базе бурового предприятия, а вкладная карточка в период его пребывания на буровой — у бурового мастера. Во время нахождения турбобура в ремонте карточка сдается на базу или завод. Турбобуры необходимо перевозить на специальных лафетах или автомашинах, оборудованных подъемными устройствами для погрузки и выгрузки. При разгрузке турбобуры нельзя сбрасывать, так как от сильного удара может погнуться вал

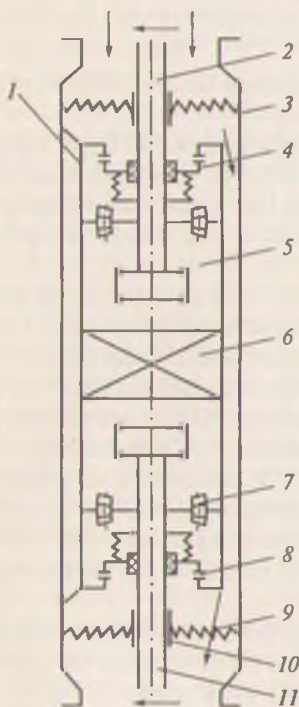


Рис. 7.9. Принципиальная схема редуктора-вставки:

1 — кожух; 2, 11 — валы; 3 — корпус; 4, 8 — уплотнения маслозащиты; 5 — маслонаполненная камера; 6 — передача; 7 — сферические опоры; 9 — упругий элемент; 10 — радиальная опора

турбобура. Перед спуском в скважину нового или поступившего из ремонта турбобура следует проверить его работу на поверхности. Для этого турбобур соединяют с ведущей трубой и проверяют плавность его запуска при производительности насосов, соответствующей нормальному режиму его работы.

Запускают буровые насосы при открытой пусковой задвижке. Затем задвижку постепенно перекрывают и следят за давлением на манометре. Хорошо собранный и отрегулированный турбобур запускается при давлении до 2 МПа. Проверяют также осевой люфт вала, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные опробования заносятся в буровой журнал. Если при опробовании обнаруживаются дефекты, турбобур в скважину не спускают.

В отдельных случаях, при отсутствии запасного турбобура, не вращающийся на поверхности турбобур все же спускают в скважину. Он может работать после того, как дана некоторая осевая нагрузка на долото. Если опущенный на забой турбобур работать все же не начинает, то его следует вращать («расхаживать») ротором, сохраняя нагрузку на забой. «Расхаживание» разрешается вести не более 20...30 мин. Контроль за нормальной работой турбобура на забое осуществляется на буровой по показаниям манометра и индикатора массы (веса).

При постоянной производительности насосов перепад давления в турбобуре с изменением режима его работы почти не меняется. Резкое снижение или повышение давления на нагнетательной линии указывает на ненормальную работу турбобура. О неполадках в турбобуре можно также судить по уменьшению принимаемой турбобуром осевой нагрузки и резкому снижению скорости бурения (если это не вызвано износом долота). Для непрерывного контроля за скоростью вращения вала турбобура в процессе бурения скважин рекомендуется использовать турботахометр.

Снижение давления в нагнетательном трубопроводе вызывает уменьшение количества жидкости, поступающей в турбобур. Причиной этого могут быть:

неисправность буровых насосов (нарушение герметичности поршней, уплотнений клапанов, засасывание насосом воздуха, засорение приемной сетки, уменьшение числа ходов насоса и т.д.);

утечки в резьбовых соединениях бурильных труб и переводников.

Для проверки герметичности колонны бурильных труб следует при их подъеме через каждые пять-шесть свечей прокачивать буровой раствор. Повышение давления при прокачивании указывает на течь в одной из свечей, поднятой в последней партии. Если в трубах течи не обнаруживается, то проверяют турбобур (возможны течи в переводнике турбобура). Резкое внезапное падение давления (почти до нуля) показывает, что произошла авария с переводником турбобура, срыв резьбы замков или труб.

Давление чаще всего повышается из-за засорения каналов турбины турбобура. Для предотвращения этого при бурении и опробовании турбобуров устанавливают фильтры. Когда буровой раствор загрязнен, частицы шлама после прекращения циркуляции выносятся из бурового раствора и осаждаются на турбине. Если при включении насоса полностью закрыть пусковую задвижку, то шлам (или буренная порода) забьет турбобур.

Полностью закрывать задвижку следует после промывки в течение 5... 10 мин. Аналогичное засорение турбины шламом произойдет, если во время бурения после выключения насоса сразу открыть пусковую задвижку. При этом возникает обратная циркуляция и осаждающийся на забой шлам засасывается в турбобур. Особенно часто это явление встречается при использовании воды в качестве промывочной жидкости. Для избежания засорения турбобура необходима тщательная промывка перед остановкой насоса.

Очень часто бывают случаи, когда давление в нагнетательной линии не падает, а турбобур «не принимает» нагрузку. Причиной этого может быть заклинивание шарошек долота, большая сработка опор долота или неисправность турбобура. Чтобы выяснить причину ненормальной работы турбобура, поднимают бурильную колонну.

Турбины турбобура выходят из строя главным образом вследствие механического износа наружных, внутренних и торцовых поверхностей. Предупреждение износа турбин является одним из важнейших условий обеспечения эффективности работы турбобура.

После каждого рейса при подъеме турбобура необходимо проверять его осевой люфт. Для этого вал турбобура опирают на стол ротора, у торца ниппеля на валу наносят риску, затем турбобур приподнимают и на валу точно так же наносят вторую риску. По расстоянию между рисками определяют величину осевого люфта, которую после каждого долбления заносят в суточный рапорт и передают по вахте. Допустимая величина осевого люфта неодинакова для турбобуров различных типов (от 3 до 8 мм).

Не более чем через каждые два рейса в зависимости от условий бурения необходимо проверять и подкреплять машинными ключами резьбы ниппеля и переводника.

7.6. Особенности режима бурения винтовыми (объемными) забойными двигателями

Общие сведения. Назначение винтового (объемного) забойного двигателя — бурение скважин в различных геологических условиях. В 1962 г. американской фирмой «Смит Тул» был создан винтовой двигатель «Дайна-Дрилл», представляющий собой обращенный одновинтовой насос, изобретенный французским инженером

Р. Муано в 1930 г. Характеристики двигателя «Дайна-Дрилл» noticeably отличаются от характеристик современных турбобуров. Его эксплуатационные данные оказались более подходящими для наклонного бурения, что и определило его широкое распространение за рубежом в этой области бурения.

На выбор режимов бурения в течение последних лет решающее значение оказали успехи в развитии конструкций шарошечных долот с маслонаполненными опорами и вооружением из твердосплавных зубьев. Эти долота установили жесткие ограничения в частоте вращения долота (до 200 об/мин). Для работы на таких режимах в 1966 г. (М. Т. Гусманом, С. С. Никомаровым, Ю. В. Захаровым, В. Н. Меньшениным и Н. Д. Деркачем) был предложен новый тип винтового двигателя, в котором многозаходные винтовые рабочие органы выполняют функцию планетарного редуктора. Это позволило получить тихоходную (100...200 об/мин) машину с высоким вращающим моментом.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д. Ф. Балденко, Ю. В. Вадецким, М. Т. Гусманом, Ю. В. Захаровым, А. М. Кочневым, С. С. Никомаровым и другими были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми (объемными) двигателями.

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

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

- низкая частота вращения при высоком крутящем моменте на валу двигателя позволяет получить увеличение проходки за рейс долота (в сравнении с турбинным бурением);

- существует возможность контроля за работой двигателя по изменению давления на стояке насосов;

- перепад давления на двигателе создает возможность применения высокопроизводительных гидромониторных долот.

По принципу действия ВЗД представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением (рис. 7.10).

Двигатель содержит ротор и статор. Стальной статор внутри имеет привулканизированную резиновую обкладку с винтовыми зубьями левого направления. На стальном роторе нарезаны наружные винтовые зубья также левого направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, в результате чего для осу-

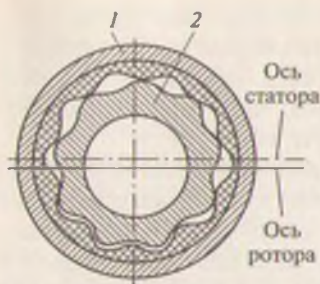


Рис. 7.10. Поперечное сечение рабочих органов винтового (объемного) забойного двигателя:

1 — статор; 2 — ротор

гидравлических сил. Ротор, совершая планетарное движение, поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение), в то время как геометрическая ось ротора перемещается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное движение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает пониженную частоту вращения и высокий крутящий момент на выходе.

Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195 (рис. 7.11) содержит следующие основные узлы: секцию двигателя 2, секцию шпиндельную 4, переливной клапан 1 и карданный вал 3. Через переливной клапан осуществляется слив бурового раствора из бурильных труб при подъеме колонны с эксцентрично (планетарно) вращающегося ротора на вал шпиндельной секции. Шпиндельная секция служит для передачи осевого усилия с бурильных труб на долото.

В настоящее время промышленностью выпускаются следующие винтовые забойные двигатели: Д1-88; Д1-127; Д3-172; Д4-172; Д1-195; Д2-195; Д3-195 (табл. 7.3). Конструкция этих двигателей усовершенствована за счет применения облегченного пустотелого ротора, в полости которого размещается торсион. Уменьшение массы ротора и замена карданного вала торсионом позволили повысить КПД и надежность двигателя.

Винтовые двигатели следует доставлять на буровую в собранном виде, с ввинченными предохранительными пробками, что предотвращает попадание посторонних предметов в рабочие органы и повреждения резьб. Не допускается перетаскивание двигателей волоком и сбрасывание их при разгрузке.

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

существования зацепления ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба. Шаги винтовых линий ротора и статора прямо пропорциональны числу зубьев. Специальный профиль зубьев ротора и статора обеспечивает их непрерывный контакт между собой, образуя на длине шага статора единичные рабочие камеры.

Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов буровой установки, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивается относительно статора, обкатываясь под действием неуравновешенных

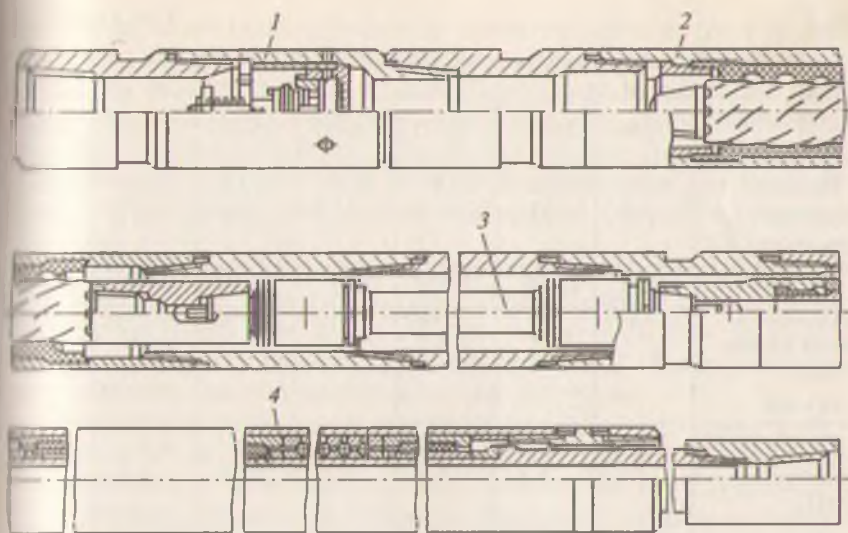


Рис. 7.11. Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195:

1 — переливной клапан; 2 — секция двигателя; 3 — карданный вал; 4 — секция шпиндельная

состояние присоединительных резьб к бурильным трубам и долоту (забоины, промывы и задиры резьб), а также на плотность свинчивания промежуточных резьб, соединяющих корпусные детали двигателя. Двигатели с дефектами корпусных деталей и резьб к работе не допускаются; в случае неполного свинчивания резьбовые соединения докрепляют машинными ключами. Во избежание отвинчивания статора от шпинделя рекомендуется на буровой докреплять нижнюю резьбу статора в соединении с соединительным переводником. Перед спуском в скважину каждый двигатель следует опробовать над устьем в целях проверки легкости запуска и герметичности резьбовых соединений. Двигатель должен запускаться плавно, при давлении на выкиде буровых насосов не более 2,5 МПа. На холостом ходу вращение вала двигателя должно происходить без рывков и заеданий, а остановка при выключении насосов не должна быть резкой.

Одновременно с запуском двигателя проверяют работоспособность переливного клапана. При подаче промывочной жидкости в двигатель клапан должен плотно закрываться без утечек жидкости в боковые отверстия корпуса клапана; при выключении циркуляции клапан должен открыться. Клапан следует опробовать, опустив его ниже уровня ротора, в противном случае перед закрытием клапана и после его открытия возможно разбрызгивание промывочной жидкости на площадке буровой.

Таблица 7.1

Технические характеристики винтовых забойных двигателей

Основные параметры	Д1-88	Д1-127	Д3-172	Д4-172	Д1-195	Д2-195	Д3-195
Расход бурового раствора, л/с	4,5... ...7,0	15,0... ...20,0	25,0... ...35,0	25,0... ...35,0	25,0... ...35,0	25,0... ...35,0	20,0... ...35,0
Частота вращения вала шпинделя, об/мин	162,0... ...300,0	132,0... ...174,0	78,0... ...108,0	90,0... ...120,0	80,0... ...100,0	90,0... ...114,0	78,0... ...120,0
Перепад давления, МПа	5,8... ...7,0	6,5... ...8,7	3,9... ...4,9	5,0... ...7,0	4,0... ...5,0	4,3... ...6,7	6,0... ...11,0
Момент силы на валу, кН · м	0,53... ...0,61	2,2... ...3,0	3,1... ...3,7	5,2... ...7,0	6,5... ...8,0	5,2... ...7,0	8,0... ...12,0
Диаметр применяемых долот, мм	98,4... ...120,6	39,7... ...158,7	190,5	190,5	215,9	215,9	215,9
Наружный диаметр, мм	88,0	127,0	172,0	172,0	195,0	195,0	195,0
Длина, мм	3 230,0	5 545,0	6 880,0	7 000,0	7 675,0	6 535,0	7 735,0
Масса, кг	110,0	387,0	912,0	850,0	1 350,0	1 100,0	1 200,0

В зимнее время запуску двигателя должен предшествовать его обогрев паром или горячей водой в течение 30... 40 мин. Винтовые двигатели могут работать на промывочных жидкостях различной плотности и вязкости: на воде (пресной, морской и пластовой), глинистых растворах плотностью до 2,2 г/см³, аэрированных жидкостях. Однако длительная и безотказная работа двигателя зависит прежде всего от качества очистки промывочной жидкости, содержание песка в которой не должно превышать 0,5... 1 %. Повышенное содержание песка в промывочной жидкости приводит к интенсивному износу рабочих органов.

Особенности бурения винтовыми забойными двигателями. При спуске двигателя в скважину за 10... 15 м от забоя следует включить буровой насос и промыть призабойную зону скважины при

работающем двигателе. Незапуск двигателя фиксируется по резкому подъему давления на выкиде насосов. В этом случае следует запускать двигатель с вращением бурильной колонны ротором при одновременном прокачивании жидкости. Запуск двигателя ударами о забой не допускается. Во избежание левого вращения инструмента под действием реактивного момента двигателя ведущую трубу фиксируют от проворачивания в роторе с помощью клиньев.

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

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

При выборе рациональных параметров режима бурения винтовым забойным двигателем необходимо учитывать особенности его характеристик: пропорциональность частоты вращения расходу бурового раствора; сравнительно «жесткую» скоростную характеристику под нагрузкой (в зоне устойчивой работы двигателя от режима холостого хода до режима максимальной мощности частота вращения уменьшается на 15... 20 %); линейную зависимость перепада давления на двигателе от момента на долоте.

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

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

В процессе эксплуатации винтовых двигателей необходимо периодически проверять их пригодность к работе. Двигатель отправляют на ремонт: при значительном снижении его приемистости к осевым нагрузкам; увеличении сверх допустимого осевого люфта шпинделя; затрудненном запуске или незапуске над устьем скважины или зашламовании двигателя.

7.7. Особенности режима бурения электробурами

Общие сведения. *Электробур* — это буровая забойная машина, приводимая в действие электрической энергией и сообщаящая вращательное движение породоразрушающему инструменту (рис. 7.12).

Электробур с долотом опускается в скважину на бурильных трубах. Колонна бурильных труб служит для поддержания электробура, восприятия реактивного момента, подачи к забою бурового раствора и размещения в нем токоподвода. Вал электробура полый, через него буровой раствор попадает к долоту.

Электроэнергия к электробурю подается по кабелю, подведенному к буровому шлангу, соединенному посредством токоприемника с кабелем, вмонтированным в бурильные трубы. *Токоприемник* представляет собой систему контактных колец и щеток, которые помещены в герметически закрытом корпусе, предохраняющем их от попадания бурового раствора. Подвод электроэнергии через контактные кольца и щетки позволяет вращать колонну бурильных труб, не нарушая подвода тока к электробурю. Кабель (трех- или двужильный) вмонтирован в бурильные трубы

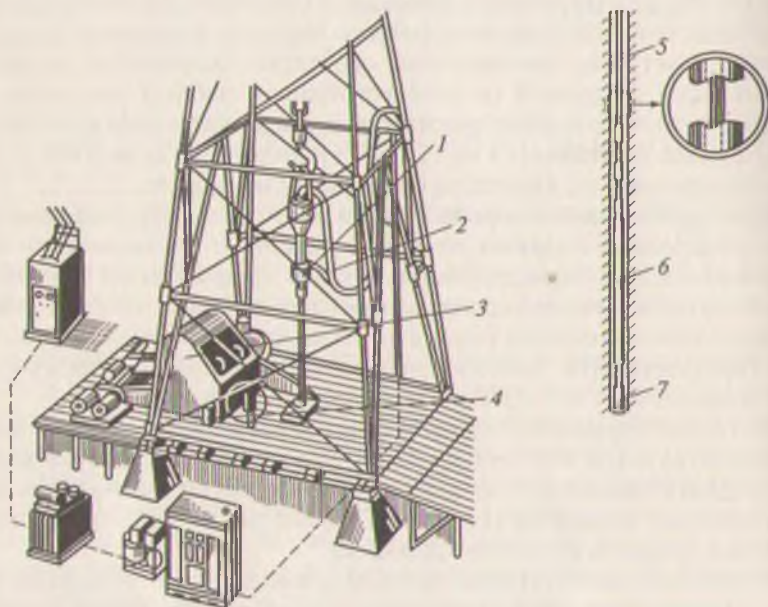


Рис. 7.12. Схема бурения электробуром:

1 — токоприемник; 2 — кабель; 3 — буровая лебедка; 4 — пульт управления;
5 — бурильная труба с вмонтированными внутрикабельными муфтами; 6 — электробур; 7 — долото

отрезками, которые при свинчивании труб автоматически соединяются специальными муфтами, укрепленными в бурильных замках (рис. 7.13).

Конструкция электробур. Электробур состоит из маслonaполненного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и шпинделя (рис. 7.14).

Вращающий момент двигателя передается на вал шпинделя через зубчатую муфту 24. Стык валов уплотняется шарнирной втулкой 23 с резиновыми кольцами. Через центральное отверстие в валах двигателя и шпинделя пропускается буровой раствор.

Для снижения частоты вращения долота и повышения вращающегося момента, подводимого к долоту, применяют редукторы-вставки, устанавливаемые между двигателем и шпинделем.

Технические характеристики основных электробуров приведены в табл. 7.4, а электробуров с редукторами-вставками — в табл. 7.5.

Правила эксплуатации электробуров. Каждый электробур, поступающий на буровую установку, снабжается рейсовым паспортом. Паспорт является приемосдаточным документом как для буровой установки, так и для прокатно-ремонтной базы.

Перед навинчиванием долота на вал электробур проверяется осевой люфт вала шпинделя. Перед каждым спуском в скважину электробур осматривают внешне, проверяют затяжку клапанов, пробок и положение поршня компенсатора в шпинделе по расстоянию между витками пружины, наличие и давление масла в компенсаторах двигателя и шпинделя.

Контактный стержень очищают, тщательно промывают касторовым маслом, затем проверяют сопротивление изоляции обмотки двигателя относительно корпуса. После проверки изоляции на электробур навинчивают устройство контроля изоляции, а затем центратор и УБТ.

Для нормальной эксплуатации электробуров и токоподвода буровая бригада должна быть обеспечена: двухнедельным запасом чистого сухого касторового масла; приспособлением для очистки, промывки, смазки этим маслом контактных соединений; комплектом инструмента для обслуживания клапанов и пробок; приспособлением для из-

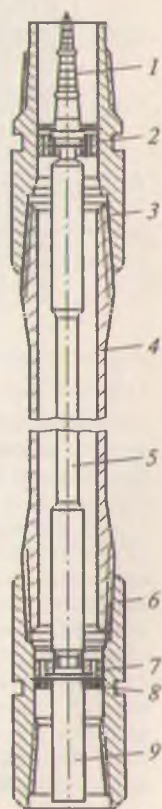


Рис. 7.13.

Бурильная труба с двухпроводной кабельной секцией:

1 — двухконтактный стержень; 2 — опора стержня; 3 — ниппель замка; 4 — бурильная труба; 5 — двухжильный шланговый кабель; 6 — муфта замка; 7 — сухарь; 8 — опора муфты; 9 — двухконтактная муфта

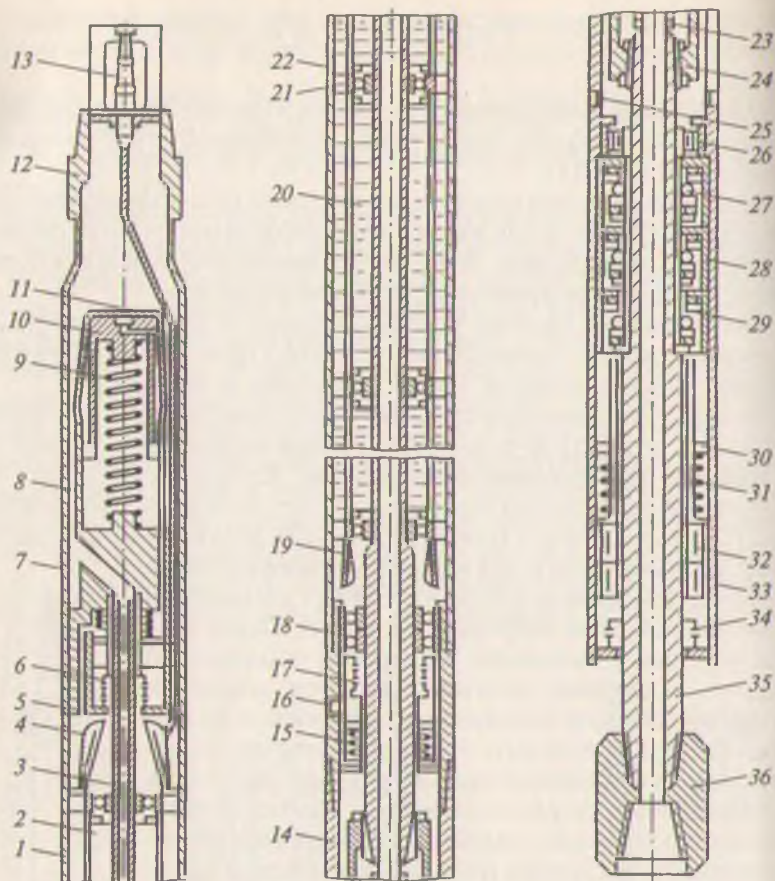


Рис. 7.14. Электробур:

1 — корпус статора; 2 — пакет магнитопроводной стали ротора; 3 — вал двигателя; 4 — верхняя лобовая часть обмотки статора; 5 — верхний клапан двигателя; 6 — верхний сальник двигателя; 7 — верхний соединительный корпус статора двигателя; 8 — цилиндр компенсатора; 9 — пружина; 10 — поршень компенсатора; 11 — резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 12 — переводник под элеватор; 13 — контактный стержень кабельного ввода; 14 — корпус шпинделя; 15 — нижний соединительный корпус статора; 16, 25 — пробка; 17 — нижний сальник двигателя; 18 — нижний подшипник двигателя; 19 — нижняя лобовая часть обмотки статора; 20 — секция ротора двигателя; 21 — промежуточный подшипник двигателя; 22 — промежуточный пакет статора из немагнитного материала; 23 — шарнирная втулка; 24 — зубчатая муфта; 26 — верхний радиальный подшипник; 27 — упорный подшипник; 28 — наружная обойма распределителя осевой нагрузки; 29 — внутренняя обойма распределителя осевой нагрузки; 30 — поршень компенсатора шпинделя; 31 — пружина компенсатора; 32 — нижний радиальный подшипник; 33 — клапан; 34 — сальник шпинделя; 35 — вал шпинделя; 36 — переводник на долото

Таблица 7.4

Технические характеристики основных электробуров

Электробур	Диаметр электробура, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Частота вращения долота, об/мин	Момент вращения, кН · м		КПД, %	Cos φ	Масса, кг
						номинальный	максимальный			
Э290-12	290	14,02	240	1 750	455	5,10	11,0	72,0	0,670	5 100
Э240-8	240	13,40	210	1 700	690	2,97	7,6	75,0	0,660	3 600
Э215-8М	215	13,93	175	1 550	680	2,50	6,50	72,0	0,690	2 900
Э185-8	185	12,5	125	1 250	676	1,80	3,6	67,5	0,660	2 050
Э170-8М	170	12,145	75	1 300	695	1,10	2,4	63,5	0,630	1 800
Э164-8М	164	12,305	75	1 300	685	1,10	2,4	61,0	0,625	1 650

Примечание. Максимальный момент указан при длине токоподвода $L=0$ с учетом падения напряжения в обмотке трансформатора.

мерения количества масла в электробуре; маслозаправщиком для заправки масла в шпиндель с двухнедельным запасом машинного масла (авиамасла); запасными токоприемниками и кабельными секциями ведущей трубы; УБТ; центратором; устройством контроля изоляции; маслозаправщиком для заправки трансформаторного масла в двигатель электробура; болтами и пружинными шайбами для крепления токоподвода; калибрами для проверки контактных соединений.

Бурильные трубы с кабельными секциями, доставляемые на буровую установку, подвергаются (на буровой) профилактическому осмотру, проверке креплений кабельных секций в бурильных трубах и проверке сопротивления изоляции.

Трубы с дефектами к бурению не допускаются.

При спуске и подъеме необходимо тщательно промывать водой контактные соединения секций кабеля и смазывать их горячим касторовым маслом.

Технические характеристики электробуров с редукторами-вставками

Электробур	Диаметр электробура, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Частота вращения долота, об/мин	Момент вращения, кН · м		Передающее число редуктора-вставки	Масса, кг
						номинальный	максимальный		
Э290-12	290	15,92	228	1750	145	15,30	24,60	3,15	5700
Э240-8Р	240	14,75	200	1700	230	8,50	21,50	3,00	3900
Э215-8МР	215	15,545	166	1550	230	7,10	15,00	3,00	3200
Э215-8Р	215	14,445	142	1250	220	6,30	10,80	3,00	3000
	215	13,81	142	1250	325	4,25	7,20	2,00	2900
Э185-8Р	185	14,40	119	1250	240	4,80	10,00	2,92	2300
Э170-8Р	170	12,925	62	1050	220	2,75	5,20	3,13	1800
Э164-8МР	164	14,09	71	1300	220	3,15	7,15	3,13	1900

Примечание. Электробуров могут собираться с двумя последовательно соединенными редукторами-вставками. При этом скорость вращения вала шпинделя снижается в i раз, и соответственно повышается вращающий момент на валу.

После подъема электробуров устанавливают на элеватор для проверки положения поршней в лубрикаторах и сопротивления изоляции двигателя. По разности уровней положения поршней до спуска и подъема электробура определяют расход масла. Положение поршней в лубрикаторах отмечают в паспорте. Без записи о положении поршней нельзя судить о допустимости спуска электробура в очередное долбление. При каждом подъеме электробура проверяют также качество масла в нижней части шпинделя. В случае проникновения промывочной жидкости в шпиндель электробур спускать в скважину запрещено. Правила транспортировки электробуров и турбобуров аналогичны.

Особенности бурения электробурами. Основные особенности бурения электробуром следующие:

двигатель электробура получает питание непосредственно от бурового трансформатора по кабелю, проложенному внутри колонны бурильных труб. Электроэнергия подается с малыми потерями вследствие применения высокого напряжения;

мощность электробура практически не зависит от количества и свойств бурового раствора и глубины погружения электробура; частота вращения вала электробура не зависит от количества и свойств бурового раствора и незначительно зависит от нагрузки; количество прокачиваемого бурового раствора при электробурении определяется условиями нормальной очистки забоя независимо от мощности, развиваемой электробуром;

электробур — герметичная маслonaполненная машина, рабочие органы которой не подвержены действию абразивных частиц, содержащихся в промывочной жидкости. Поэтому характеристики электробура неизменны в течение всего срока его службы; изменение момента сопротивления на долоте при бурении мгновенно отражается на изменении величины тока и мощности. Это дает возможность наблюдать по ваттметру за нагрузкой на долото, определять характер его работы, устанавливать степень износа и предупреждать аварии с долотом;

изменения тока и мощности, отражающие нагрузку на долото, дают возможность автоматизировать процесс бурения при максимальном использовании мощности, развиваемой электробуром;

отсутствие вращения бурильной колонны и особенности конструкции электробура позволяют при помощи специальной погружной аппаратуры в процессе бурения наклонных скважин осуществлять контроль за углом наклона и азимутом, а также устанавливать отклонитель в нужном направлении и корректировать его положение в процессе бурения.

Многолетний опыт эксплуатации электробуров позволил определить наиболее целесообразные области их применения для бурения:

глубоких скважин с применением утяжеленных буровых растворов;

наклонно-направленных скважин;

разветленно-горизонтальных скважин;

скважин с применением газообразных агентов;

опорно-технологических скважин.

Основные правила техники безопасности при бурении электробуром.

Можно выделить следующие правила.

1. Все токоведущие части должны быть надежно изолированы или ограждены. Металлические детали, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции токоведущих частей, заземлены. Надежность изоляции и заземления должна регулярно проверяться.

2. Наружный кабель, подводящий электрическую энергию к токоприемнику, должен прикрепляться к буровому шлангу.

3. Буровую вышку необходимо оборудовать устройством видимого разрыва (сигнальным устройством, показывающим разорвана наземная питающая цепь электробура или нет).

4. В питающей цепи электробура должна быть и поддерживать в исправном состоянии защитная аппаратура, срабатывающая при увеличении тока больше допустимого значения.

5. Перед обслуживанием токоведущих частей (токоподъемника, кабеля и т.д.) необходимо обязательно убедиться в отсутствии напряжения на них. Кроме того, необходимо соблюдать правила техники безопасности, относящиеся к бурению скважин на нефть, газ.

7.8. Особенности режима бурения алмазными долотами

Алмазные долота с алмазно-твердосплавными резцами (АТР), алмазно-твердосплавными монолитными резцами (АТРМ) или с алмазно-твердосплавными пластинами (АТП) перспективны и находят широкое применение в практике бурения.

Технико-экономические показатели алмазного бурового инструмента (АБИ) зависят от качества подготовки бурового оборудования и скважины к продолжительному бурению. При бурении АБИ с алмазно-твердосплавными резцами, алмазно-твердосплавными монолитными резцами и алмазно-твердосплавными пластинами необходимо руководствоваться Инструкцией по эксплуатации породоразрушающих инструментов, оснащенных природными, синтетическими алмазами, композиционными алмазосодержащими материалами РД 39-0148052-526-86 и Инструкцией по эксплуатации долот и бурильных головок с твердосплавной матрицей, оснащенных АТР (АТРМ) и АТП.

Для приработки и придания забою соответствующей формы следует медленно довести инструмент до забоя с промывкой буровым раствором, приподнять АБИ от забоя на 0,3...0,5 м, промыть забой скважины в течение 10 мин. После этого при медленной подаче АБИ следует коснуться забоя скважины и произвести приработку его к забою, углубляя скважину на 0,3...0,5 м с нагрузкой на АБИ 10...20 кН (1...2 тс) при максимально допустимом расходе бурового раствора, а затем при плавной подаче инструмента довести осевую нагрузку на АБИ до оптимальной. Увеличение осевой нагрузки до максимальной величины без увеличения механической скорости проходки приводит к преждевременному износу АБИ.

По моментометру оптимальную осевую нагрузку определяют путем ступенчатого изменения осевой нагрузки при разных частотах вращения АБИ, одновременно фиксируя величину крутящего момента. Оптимальный режим бурения устанавливается после получения максимальной механической скорости проходки при минимальном крутящем моменте. АБИ, оснащенные АТР, АТРМ, АТП, имеют небольшую площадь контакта с забоем, поэтому эф-

эффективное разрушение горной породы таким инструментом происходит при сравнительно небольших осевых нагрузках (в 3...5 раз меньше, чем на шарошечный породоразрушающий буровой инструмент).

Значение оптимальной осевой нагрузки следует выбирать в зависимости от проходимых пород, частоты вращения бурового инструмента и расхода бурового раствора. Породы повышенной абразивности рекомендуется разбуривать при частоте вращения АБИ 100...300 об/мин.

Вязкие, липкие, пластичные горные породы для избежания их налипания на породоразрушающие элементы алмазного бурового инструмента рекомендуется бурить при максимально возможном расходе бурового раствора. В буровой раствор рекомендуется ввести маслянистую нефть и другие смазывающие добавки.

При резком падении механической скорости бурения (в два раза и более) или прекращении углубления забоя в течение 15...20 мин необходимо приподнять инструмент над забоем и с плавной подачей АБИ начать бурение с минимальной нагрузкой, выбирая ее оптимальную величину. Указанная операция повторяется 2...3 раза. Если после неоднократного изменения режима бурения скорость углубления не увеличивается, инструмент необходимо поднять для выяснения причин.

В процессе бурения необходимо постоянно следить по манометру за давлением в промывочной системе. При повышении давления АБИ должно быть приподнято над забоем. Если в момент отрыва АБИ от забоя давление быстро снижается, то это указывает на закупорку промывочных каналов АБИ разрушенной породой, образование сальника или износ АБИ на глубину каналов. Для очистки промывочных каналов разрешается резкий спуск бурового инструмента в призабойной зоне, не допуская удара АБИ о забой скважины. Разрыв сальника происходит также при установке АБИ в непосредственной близости от забоя и увеличении расхода бурового раствора до максимального значения.

7.9. Контроль за параметрами режима бурения

Текущий контроль параметров процесса бурения осуществляется в основном с помощью следующих приборов: индикатора массы (веса), манометра, моментомера, тахометра, а также приборов для измерения механической скорости и проходки.

Индикатор массы (веса). Осевая нагрузка на долото в каждый момент определяется при помощи индикатора массы (веса). По этому прибору находят также нагрузку, действующую на крюк талевого системы. Наибольшее распространение получили гидравлические индикаторы массы (веса) (рис. 7.15). Основная часть индикатора

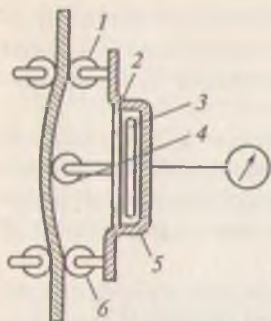


Рис. 7.15. Схема трансформатора давления избыточной массы:

1, 6 — роликовые опоры корпуса; 2 — поршень; 3 — резиновая камера; 4 — роликовая опора поршня; 5 — корпус

массы (веса) — трансформатор (мессдома), который состоит из корпуса 5 и поршня 2 в виде тарелки. Талевый канат проходит через роликовые опоры 1, 6 корпуса и роликовую опору 4 поршня, изгибаясь под определенно заданным углом. Трансформатор давления укрепляется на неподвижном конце каната. Благодаря изгибу оси каната возникают усилия, действующие на поршень (мембрану), опирающийся на резиновую камеру 3, заполненную жидкостью. Воспринимаемое жидкостью усилие передается по системе трубок на указывающий и записывающий манометры.

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

манометр с условной шкалой, градуированной на 100 делений, устанавливают на щите у поста бурильщика. Очень часто в комплект индикатора массы (веса) входит верньер, представляющий собой мощный наружный манометр со стрелкой, замкнутой шкалой, разделенной на 40 делений без цифровых обозначений. Каждому делению верньера соответствует половина деления указывающего манометра. Благодаря этому, верньером удобно пользоваться для определения нагрузки на долото, так как при этом отсчеты производятся с большой точностью. Верньер рассчитан на давление до 60 делений по манометру. Если масса бурильной колонны превышает 60 делений, верньер надо выключить.

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

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

Через каждые 6 мес индикатор массы (веса) независимо от его состояния необходимо демонтировать для осмотра и текущего ремонта. Ремонт индикатора массы (веса) на буровой, связанный хотя бы с частичной разборкой трансформатора давления, указы-

Таблица 7.6

Соотношение между нагрузкой G на крюке и усилиями
в ведущем и неподвижном концах талевого каната

Состояние тальной системы	Обозначение	Оснастка системы			
		2×3	3×4	4×5	5×6
		Число рабочих концов каната			
		4	6	8	10
Подъем	F_1	0,262 G	0,1775 G	0,136 G	0,1116 G
	R_1	0,2438 G	0,1585 G	0,117 G	0,0923 G
Спуск	F_2	0,236 G	0,154 G	0,113 G	0,0911 G
	R_2	0,254 G	0,1723 G	0,132 G	0,1082 G
Покой	$F_0 = R_0$	0,250 G	0,167 G	0,125 G	0,1 G

Примечание. F_1, F_2 и F_0 — усилия в ведущем конце талевого каната соответственно при подъеме, спуске и покое, Н; R_1, R_2 и R_0 — усилия в неподвижном конце талевого каната соответственно при подъеме, спуске и покое, Н.

нающего и самопишущего манометров, запрещается. Не разрешается также замена отдельных приборов комплекта.

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

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

В условиях покоя натяжение концов в канате

$$F_0 = \frac{G}{m},$$

где m — число рабочих роликов талевого блока.

Одно и то же показание индикатора массы (веса) может соответствовать в зависимости от оснастки тальной системы разным действительным массам бурильной колонны (табл. 7.6).

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

На практике часто приходится определять цену деления индикатора, не пользуясь паспортом прибора. В тот момент, когда долото не касается забоя скважины, масса бурильной колонны соответствует некоторому показанию индикатора массы (веса). Зная, что условный нуль индикатора массы (веса) отнесен к 10-делению, легко определить цену делений

$$\Pi = \frac{G_6}{X - 10}.$$

Приближенную массу бурильной колонны обычно находят из следующего выражения:

$$G_6 = Lq + \frac{L}{l}q_3,$$

где L — длина колонны бурильных труб, равная глубине скважины в данный момент, м; q — масса погонного метра бурильных труб, кН; l — длина одной свечи, м; q_3 — масса замка, кН.

Чтобы определить осевую нагрузку (давление на забой) в момент бурения, необходимо знать показание индикатора массы (веса). Если показание индикатора массы (веса) Y , то осевая нагрузка составляет

$$P_d = (X - Y)\Pi.$$

Отсчет производится в следующем порядке. Спускаемую в скважину бурильную колонну с навинченной ведущей трубой поднимают над забоем на 2...3 м и затем с вращением и циркуляцией бурового раствора медленно опускают. В этот момент фиксируют показание X стрелки манометра.

После создания давления (осевой нагрузки) на забой частью массы бурильных труб на долото определяют величину Y . Разность между этими двумя показаниями, умноженная на цену деления индикатора массы (веса), и будет характеризовать осевую нагрузку. Допустим, что $\Pi = 7,24$ кН, $X = 35$ делений, $Y = 31$ деление, тогда

$$P_d = (35 - 31) \cdot 7,24 = 28,96 \text{ кН}.$$

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

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

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

Чтение индикаторных диаграмм. Регистрирующая часть индикатора массы (веса) позволяет по диаграмме оценивать работу в скважине, следить за соблюдением буровой бригадой заданных параметров режима бурения. На диаграмме индикатора массы (веса) отмечаются все колебания массы инструмента на подъемном крюке в течение суток.

Диаграмма гидравлического индикатора массы (веса) представляет собой бумажный круг с расчерченными на нем концентрическими окружностями (рис. 7.16). Жирные черные круги соответствуют делениям манометра в 0, 10, 20, 30, ..., 100 единиц. Пространство между этими окружностями разделено на 10 частей, через которые проходят тонкие окружности. Таким образом, интервал между каждыми двумя соседними окружностями соответствует одному делению манометра. Отметки от 0 до 100 идут от центра к периферии. Наружная окружность разделена на 24 части, соответствующие часам суток, а каждая из них, в свою очередь, разделена на 4 части, соответствующие 15 мин. Через каждое из этих делений проведены радиальные кривые радиусом, равным длине пера от его центра вращения. Если линия на диаграмме проходит параллельно одной из окружностей, то это означает, что в этот отрезок времени масса на крюке не изменилась. Это может быть или при остановке, или же в процессе бурения при постоянной нагрузке.

Если линия проходит параллельно кривой радиальной линии, то это является показателем, что в данный момент времени произошло мгновенное изменение в массе бурильной колонны на подъемном крюке. Последнее происходит во время подъема бурильной колонны с ротора, натяжки прихваченной в скважине бурильной колонны и т.д. Разница заключается в том, что в последнем случае крайняя точка этой кривой будет значительно превосходить наибольшую массу бурильной колонны в данный момент.

Если посадить бурильную колонну на элеватор, то этот момент будет отмечен такой же линией, но с той лишь разницей,

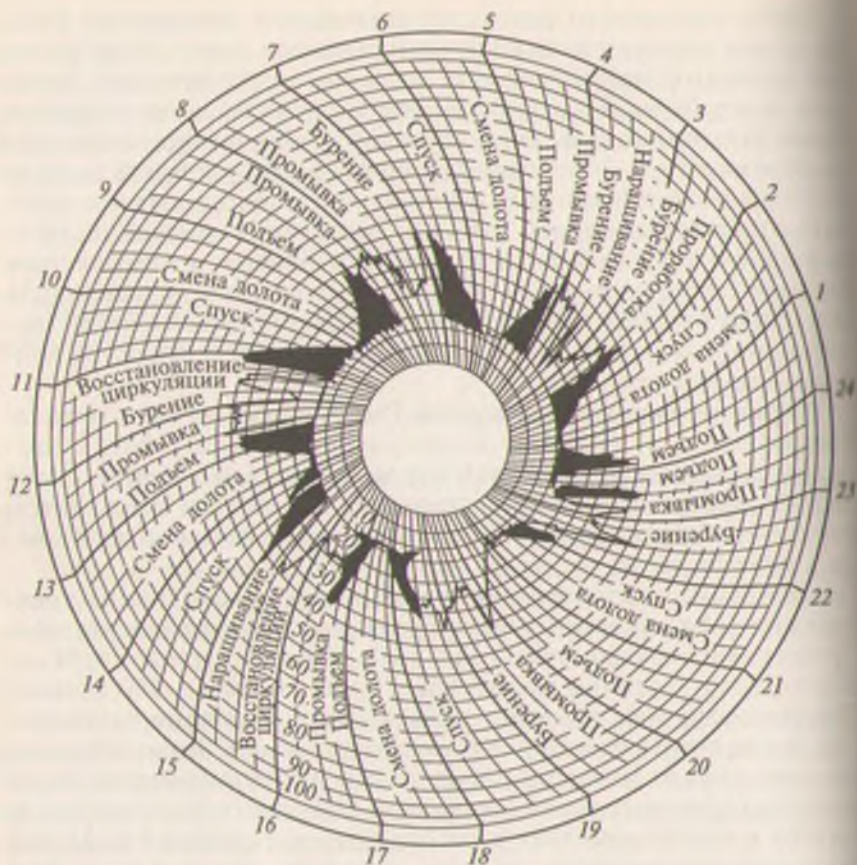


Рис. 7.16. Индикаторная диаграмма

что в данном случае она покажет уменьшение массы на подъемном крюке от какого-то максимума до условного нуля (10-е деление). Процесс спуска начинается после смены долота, т.е. при минимальной массе на подъемном крюке, и характеризуется постепенным увеличением массы с каждой спущенной свечой.

Процесс подъема бурильной колонны из скважины представляет собой на диаграмме картину, обратную спуску. С каждой свечой масса на крюке уменьшается. Но так как при подъеме от ротора до балкона верхового рабочего масса бурильной колонны остается постоянной, а подъем длится некоторое время, то этот период будет на диаграмме обозначаться небольшой площадкой, параллельной окружности и соответствующей массе бурильной колонны в данный момент. Поэтому на индикаторной диаграмме при подъеме каждой свечи будут зафиксированы две линии, соединенные на конце площадкой.

Рассмотрим, как будет фиксироваться на диаграмме процесс бурения. Если осевая нагрузка поддерживалась постоянной, то площадь параллельна окружности, характеризующей массу бурильной колонны. Если же в процессе бурения происходили колебания осевой нагрузки на забой, то это будет характеризоваться изменениями в виде рывков и волнообразных записей на диаграмме.

Осевая нагрузка на забой может быть определена как разность между массой бурильной колонны, приподнятой над забоем, и массой бурильной колонны, частично опирающейся на забой при бурении. На диаграмме осевая нагрузка будет определяться по числу клеток между окружностями, соответствующими максимальному отклонению стрелки манометра при окончании спуска бурильной колонны и минимальному отклонению стрелки в процессе бурения. Деления по манометру следует переводить в килоньютоны.

Контроль за другими параметрами режима бурения. Давление бурового раствора измеряется датчиком, который монтируется на трубопроводе между насосами и стояком или на стояке нагнетательной линии буровых насосов.

Частота вращения ротора измеряется тахометрами различных конструкций. Имеются также приборы по измерению механической скорости проходки и ряд других приборов, регистрирующих и показывающих забойные параметры процессов бурения (число оборотов вала турбобура, пространственное положение забоя скважины и т.д.).

Все рассмотренные выше приборы входят в комплект системы наземного контроля процессов бурения.

Номенклатура параметров, контролируемых пультом контроля процессов бурения (ПКБ), определяется в зависимости от мощности буровой установки. Постоянно ведутся работы по совершенствованию системы контроля и управления процессом бурения скважины.

Процесс строительства скважин характеризуется быстрым изменением ситуаций и действием многочисленных взаимосвязанных факторов, изменяющихся во времени и пространстве. Несмотря на цикличность и повторяемость производственных процессов при бурении скважин, каждый цикл характеризуется своими особенностями, обусловленными влиянием конкретных геолого-технических и организационных факторов. Кроме того, в процессе бурения зачастую возникают различные непредвиденные ситуации, нарушающие запланированный ход производства и требующие принятия оперативных решений. Эти ситуации обуславливаются, как правило, авариями, геологическими осложнениями при бурении (уходами циркуляции, обвалами и др.), неожиданным выходом из строя бурового оборудования и породоразрушающего инструмента и т.п.

По функциональному назначению устройства, предназначенные для контроля и управления процессом бурения скважин, можно подразделить: на средства наземного контроля параметров режима углубления скважин, средства автоматического регулирования подачи долота, средства оперативной оптимизации процессов углубления скважин, системы диспетчерского телеконтроля и управления буровыми процессами, средства сбора и передачи технологической информации для последующей обработки и использования.

Разработаны и применяются ряд устройств, позволяющих оптимизировать отдельные параметры режима бурения, а также комплексные системы управления процессом бурения (углубления) скважин на основе использования средств автоматики, телемеханики и ЭВМ.

В настоящее время достаточно широко используют передачу параметров режима бурения на расстояние как при помощи проводной, так и беспроводной связи. Это позволяет оборудовать на диспетчерских пунктах (участках) специальные пульты, на которых монтируют показывающие и регистрирующие приборы параметров режима бурения каждой буровой установки. Диспетчер (инженер участка) получает возможность круглосуточно следить за работой буровых установок и при необходимости незамедлительно вносить нужные коррективы в процесс проводки скважин.

Телеметрия забойных параметров при бурении скважин является решающим фактором в создании автоматической системы управления процессом бурения.

В результате отечественных и зарубежных работ создано достаточно большое число приборов для контроля забойных параметров (под забойными параметрами понимается напряженное состояние бурильной колонны, скорость вращения долота, температура и давление на забое скважины, местоположение ствола скважины в пространстве и т. п.). Для связи с поверхностью используются следующие виды связи:

электропроводный — с помощью встроенной в колонну трубу линии связи;

беспроводный — с передачей электрического сигнала по бурильной колонне и горным породам и передачей гидравлических импульсов по промывочной жидкости, заключенной в бурильной колонне;

механический — по телу бурильной трубы.

Существует два принципиальных метода передачи сигнала с забоя по каналам связи: непрерывный и дискретный. Более удобным и надежным в практических целях является второй.

В настоящее время находит все большее признание идея создания автономного забойного двигателя с одновременной регистрацией забойных параметров.

Устройства для выбора оптимальных параметров режима бурения. Как показала практика, в силу разнообразия условий проводки скважин и множества переменных, от которых зависят показатели, не представляется возможным, даже при помощи ЭВМ, заранее абсолютно точно рассчитать и установить величины параметров, отвечающих оптимальному режиму. В любом случае в процессе бурения приходится корректировать расчетные параметры режима бурения применительно к конкретным условиям. Однако эта корректировка зависит от индивидуальных способностей бурильщика и его квалификации и поэтому в ряде случаев связана с лишними затратами времени. Для того чтобы максимально исключить влияние бурильщика и вместе с тем помочь ему в принятии окончательных решений, разработаны и используются, особенно за рубежом, устройства для управления буровыми операциями с помощью ЭВМ главным образом персональных. Аппаратура и датчики, размещенные в различных пунктах буровой установки, обеспечивают ЭВМ исходными данными, необходимыми для оценок. Обработывая полученную информацию, ЭВМ выдает: прогноз проходки на долото до его износа, прогноз времени работы долота до его износа, оптимальную величину нагрузки на долото, оптимальную частоту вращения долота, а также другие рекомендации по проводке скважины.

7.10. Подача инструмента

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

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

Подача инструмента, производимая бурильщиком, находящимся на поверхности, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и создавало

наиболее эффективную скорость их разбуривания. Подача инструмента осуществляется при помощи подъемного механизма — буровой лебедки, оборудованной мощным тормозным устройством и талевой системой.

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

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

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

- скорость подачи инструмента должна устанавливаться автоматически в соответствии с крепостью проходимых пород и степенью износа долота;

- скорость подачи должна плавно регулироваться в широких пределах от нескольких десятков метров в 1 ч при бурении в мягких до нескольких сантиметров в крепких породах;

- при остановке гидравлического забойного двигателя, а также значительных перегрузках бурового двигателя, должен быть предусмотрен реверс системы — подъем долота с забоя;

- автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

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

- автоматы подачи, работающие в зависимости от величины выделяемой на бурение мощности;

- автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото);

- регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны);

- стабилизаторы массы (веса), осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной величины осевой нагрузки на долото.

Известен целый ряд конструкций УПД. В качестве примера рассмотрим автоматический электрический регулятор подачи типа

РПДЭ-3 (рис. 7.17). Этот регулятор предназначен для поддержания режимов бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими двигателями и ротором (при бурении электробуром широкое применение получил автоматический регулятор типа БАР).

РПДЭ-3 обеспечивает поддержание:

заданной осевой нагрузки на долото; нагрузка задается бурильщиком с пульта управления;

постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны; скорость задается бурильщиком с пульта управления.

Осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика 6 и передается на пульт управления 5, где сравнивается с величиной F_0 , задаваемой бурильщиком. Разность сигналов ΔF поступает на усилители, установленные на станции управления 1. Усилители действуют на обмотку возбуждения мотор-генератора 2, вращаемого асинхронным электродвигателем, питающимся от системы электроснабжения буровой. Мотор-генератор 2 питает двигатель постоянного тока 3, установленный на приводе редуктора 4 и соединенный через цепную передачу и муфты с подъемным валом лебедки.

Режим поддержания заданного значения скорости подачи (или подъема) бурильной колонны может применяться для проработки скважины, аварийного подъема бурильного инструмента при отказе главного привода и т. п.

Автоматическое поддержание заданной осевой нагрузки на долото может осуществляться при помощи стабилизаторов массы.

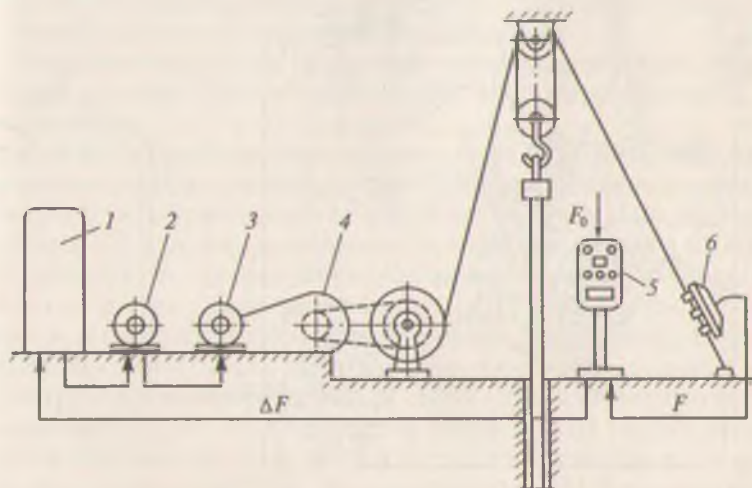


Рис. 7.17. Схема регулятора подачи РПДЭ-3:

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

В качестве примера рассмотрим устройство стабилизатора массы типа СВМ конструкции ВНИИЮТ, который можно устанавливать на буровых лебедках при наличии пневмосистемы с давлением воздуха 0,6...0,9 МПа (рис. 7.18). Стабилизатор состоит из исполнительного пневматического поршневого механизма 5, соединяемого с рукояткой ленточного тормоза буровой лебедки; пульта управления 4 с электроконтактным манометром и рукоятками для установки осевой нагрузки на долото и подачи инструмента за один импульс; механизма обратной связи 2, соединяемого с барабаном лебедки 1 с помощью фрикционного ролика; соединительного электрического кабеля.

Перед включением стабилизатора массы типа СВМ в работу по шкале прибора на пульте управления задается величина осевой нагрузки на долото, которую необходимо поддерживать в процессе бурения. Стабилизатор осуществляет импульсную подачу буровой колонны, прерывая или возобновляя ее в процессе бурения, если фактическая нагрузка на долото отличается от заданной на величину более чем на ± 3 кН по гидравлическому индикатору

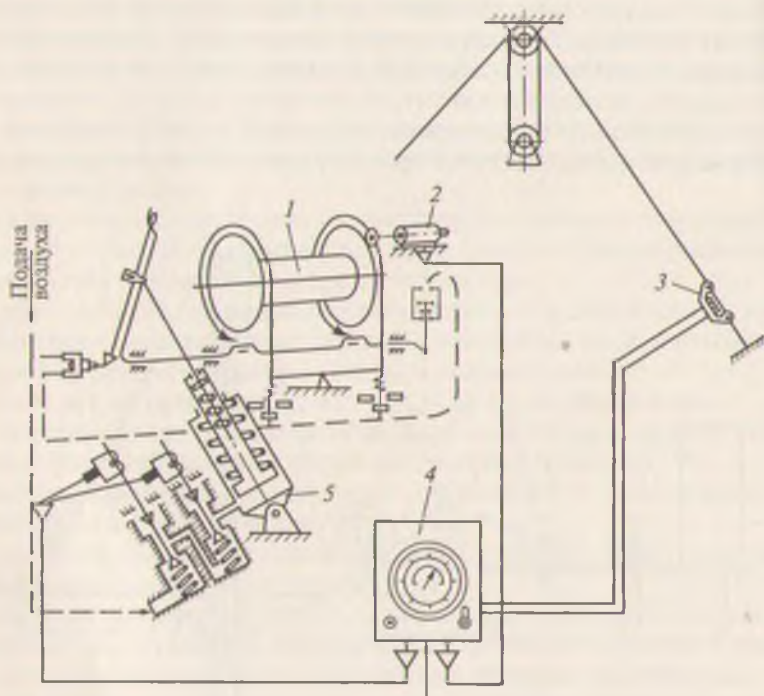


Рис. 7.18. Схема стабилизатора массы типа СВМ:

1 — барабан лебедки; 2 — механизм обратной связи; 3 — гидравлический индикатор массы; 4 — пульт управления; 5 — поршневой механизм

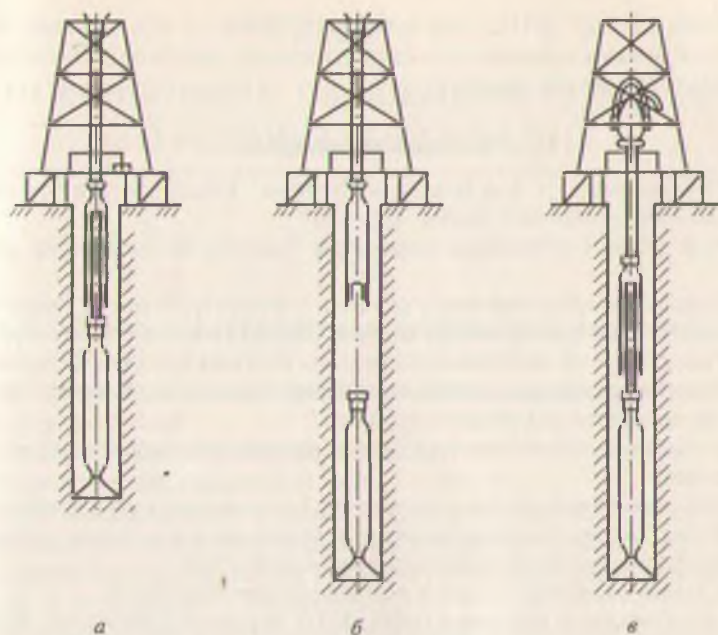


Рис. 7.19. Схема работы забойного механизма подачи:

а — в заряженном состоянии; *б* — с полностью вышедшим штоком; *в* — вновь заряжен

массы 3. При необходимости бурильщик может в любой момент затормозить лебедку простым нажатием на тормозную рукоятку, и тем самым вывести стабилизатор из действия.

Стабилизаторы массы полностью не решают вопросов автоматизации, но зато позволяют в значительной мере облегчить труд бурильщиков.

Забойные устройства для подачи долота. Проблема автоматизации глубокого бурения может быть разрешена переносом регулирующего и исполнительных механизмов на забой. Над созданием забойных УПД усиленно работают у нас и за рубежом. Забойные УПД должны обеспечить регулирование параметров режима бурения и сделать его мало зависящим от сил трения, что особенно важно при проходке глубоких и искривленных скважин. Простейшим регулятором такого типа является забойный механизм подачи (ЗМП), который представляет собой гидравлический поршневой механизм (рис. 7.19). Во время рейса с ЗМП осевая нагрузка остается постоянной. Если нагрузку необходимо изменить, то нужно либо изменить длину УБТ, либо применить ЗМП с другим сечением поршня. Забойный механизм подачи можно использовать при бурении скважины, начиная с глубины 50 м, т. е. с момента, когда в скважину под ротор можно спустить турбобур с долотом и на-

вернутым сверху ЗМП. Это особенно важно в тех случаях, когда бурят в крепких породах и с самого начала необходимо создавать большие осевые нагрузки.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под режимом бурения? Когда достигается рациональный (оптимальный) режим бурения?

2. Как влияют различные параметры бурения на показатели работы долот?

3. Какие способы бурения получили распространение в Российской Федерации? Назовите критерии оценки эффективности способа бурения.

4. Расскажите об особенностях режима бурения роторным способом.

5. Какие закономерности характеризуют влияние количества бурового раствора на работоспособность турбины?

6. Какие существуют конструктивные разновидности турбобуров? В чем их отличия?

7. Для чего нужны редукторы-вставки? Каков принцип их работы?

8. В чем состоит основная особенность бурения при помощи турбобура? Что называется рабочей характеристикой турбобура?

9. Каковы основные правила эксплуатации турбобуров?

10. Расскажите о винтовых (объемных) забойных двигателях. Какими преимуществами они обладают по сравнению с турбобурами?

11. Каковы особенности режима бурения винтовыми забойными двигателями?

12. Расскажите об электробуре. Как подводится электрическая энергия к электробуру? Каковы основные правила эксплуатации электробуров?

13. В чем заключаются особенности режима бурения электробурами?

14. Каковы особенности режима бурения алмазными долотами с алмазно-твердосплавными резцами и алмазно-твердосплавными пластинами?

15. При помощи каких приборов осуществляется текущий контроль за параметрами режима бурения? Расскажите об индикаторе массы (веса) (устройство, правило тарировки, чтение индикаторных диаграмм).

16. Расскажите об устройствах для выбора оптимальных параметров режима бурения.

17. Что понимается под подачей инструмента и погружением долота?

18. В чем заключаются принципы механизированной подачи долота?

19. Расскажите об устройстве для подачи долота. Для чего служат стабилизаторы массы (веса)?

20. Расскажите о забойных устройствах для подачи долота.

ГЛАВА 8

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

8.1. Борьба с искривлением вертикальных скважин

В процессе бурения возможны следующие направления ствола скважины (рис. 8.1):

строго вертикальное (см. рис. 8.1, *а*);

наклонное к вертикали (см. рис. 8.1, *б*);

плавно искривленное в одной плоскости (см. рис. 8.1, *в*).

имеющее ряд пространственных изгибов (см. рис. 8.1, *г*).

В первом случае скважину принято называть *прямой* или *вертикальной*, в остальных — *наклонной*.

Скважины бурят вертикальные и наклонные. В первом случае предпринимают меры для предупреждения искривления скважины, а во втором — целенаправленно бурят скважину с наклонным положением ее оси.

В процессе бурения ствол скважины по различным причинам самопроизвольно искривляется. Искривление скважины происходит из-за воздействия как природных, так и технико-технологических факторов.

К природным факторам относятся следующие: наклонное залегание горных пород, чередование пород различной твердости, их слоистость, трещиноватость, наличие каверн, плоскостей сдвигов, а также анизотропность пород, которая заключается в том, что их свойства вдоль и поперек напластования не одинаковы.

К технико-технологическим факторам относятся: потеря прямолинейности нижней части бурильной колонны при создании осевой нагрузки на долото, его вращение, использование изогнутых труб, нерациональных компоновок низа бурильной колонны (КНБК).

Негоризонтальность стола ротора и нецентрированность вышки приводят к отклонению скважины от вертикали в начальный период ее бурения.

Искривление ствола скважины в любой точке характеризуется двумя элементами:

углом искривления — зенитным углом α , который показывает отклонение оси скважины от вертикали;

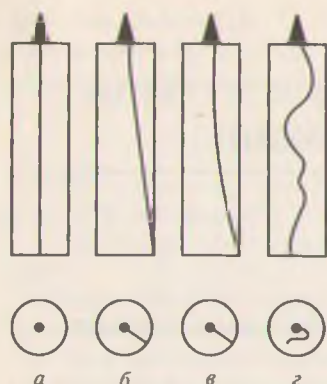


Рис. 8.1. Направление стволов скважин:

a — вертикальное; *б* — наклонное; *в* — искривленное в одной плоскости; *г* — с пространственными изгибами

азимутальным углом ϕ (азимутом скважины). Это угол между вертикальной плоскостью, в которой лежит ось искривленной скважины, и вертикальной плоскостью, проходящей через северный конец магнитной стрелки.

При постоянном азимуте скважина искривляется в одной плоскости, при переменном — происходит пространственное искривление ствола скважины. *Кривизной скважины* называется приращение угла искривления на определенном криволинейном участке.

Отсутствие контроля и профилактических мероприятий часто приводит к искривлению скважины, значительному смещению забоя от устья. В искривленной скважине, особенно при резком изменении направления кривизны, затруднено нормальное выполнение буровых работ, происходит поломка инструмента, значительно затруднены ловильные работы. Спустить колонну обсадных труб в такую скважину не всегда возможно в связи с большим трением труб о стенки, что приводит к образованию сальников на колонне и недоброкачественному цементированию.

Кривизна скважин нарушает правильную эксплуатацию нефтяного месторождения в результате смещения забоев, затрудняет геологические наблюдения, искажает представление о действительной мощности пластов, может быть причиной ошибки при назначении глубины остановки колонны и т. п.

Вертикальной считается скважина, у которой устье и центр круга допуска лежат на вертикальной прямой, являющейся ее проектным профилем, а отклонение ствола скважины от вертикали не превышает радиус круга допуска при расстоянии между скважинами $U \geq 2000$ м:

Эксплуатационные скважины

глубиной, м до 2000 2200...2500 2500...3000 свыше 3000

Радиус круга

допуска, м 10 % U 12 % U 15 % U 20 % U

Для разведочных скважин радиус круга допуска составляет 10 % U .

Борьба с искривлением скважины начинается еще во время подготовительных работ к бурению. Необходимо проверить горизонтальность установки ротора, центрирование вышки, тщательно

проверить центрирование и вертикальность направления, проверить прямолинейность бурильных труб и ведущей бурильной трубы.

В начальный период бурения необходимо удерживать верхнюю часть ведущей бурильной трубы от наклонов и сильного раскачивания. При дальнейшем бурении основными профилактическими мерами против самопроизвольного искривления скважины являются: соответствующая компоновка нижней части бурильной колонны и регулирование режима бурения в соответствии с характером пород и условиями их залегания. К элементам компоновок нижней части бурильной колонны для предупреждения искривления скважин относятся: калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, короткие УБТ (маховики).

В практике буровых работ как в нашей стране, так и за рубежом для предотвращения искривления скважин используют КНБК, основанные на следующих принципах: отвеса (рис. 8.2, а, б); центрирования нижней части колонны бурильных труб (рис. 8.2, в, г); гироскопического эффекта вращающейся массы.

Типичная компоновка низа бурильной колонны, в которой использован принцип отвеса, основывается на создании наибольшей массы у долота. При этом осевая нагрузка должна быть такой, при которой нижняя часть компоновки не изгибается. Однако такие нагрузки, как правило, не обеспечивают эффективного разрушения пород. Обычно применяют осевые нагрузки, под воздействием которых нижняя часть колонны бурильных труб принимает форму пространственной спирали. Осевая нагрузка, при которой прямолинейная труба начнет изгибаться, называется *критической нагрузкой первого порядка*. Существуют нагрузки второго и более высоких порядков. В этом случае следует применять КНБК, основанные на центрировании нижней части бурильных труб. Существуют два типа таких компоновок: маятниковые (рис. 8.2, в—д) и жесткие (рис. 8.2, е—к). В маятниковых компоновках эффект достигается установкой центраторов на некотором расстоянии от долота. Различный эффект действия компоновки обусловлен установкой центратора на разных расстояниях от долота. Жесткие компоновки используют при бурении скважин с большими осевыми нагрузками. Предупреждение изгиба труб достигают установкой центраторов, стабилизаторов и наддолотного стабилизирующего устройства. Такие компоновки применяют в основном при бурении скважин роторным способом. При бурении забойными двигателями также используют жесткие компоновки, устанавливая центраторы над долотом и двигателем.

Гироскопический эффект используют только при бурении с помощью турбобуров. В качестве гироскопа используют отрезок УБТ максимально возможного диаметра. Иногда между долотом и отрезком УБТ помещают калибратор-центратор. До начала буре-

ния скважины буровая бригада должна быть ознакомлена с конструкцией КНБК, ее назначением и правилами эксплуатации. Выбранная компоновка нижней части бурильной колонны должна обеспечивать возможность бурения на оптимальных режимах с минимальной интенсивностью искривления.

Выбор технических средств для предупреждения искривления скважин нужно производить для конкретных геологических условий по интервалам бурения скважины. При этом необходимо учитывать следующее:

агрегаты реактивно-турбинного бурения (РТБ диаметром 920 мм и более) и роторно-турбинные буры (РТБ диаметром 760, 640, 590, 490 и 445 мм), сочетающие в себе сниженный центр тяжести, реактивное движение или роторное вращение системы, наиболее эффективны для вертикальной проводки верхних интервалов глубоких и сверхглубоких скважин больших диаметров (445 мм и более) в сложных геологических условиях, способствующих естественному искривлению скважин;

компоновку ступенчатого бурения, позволяющую одновременно проводить пилот-скважину долотами диаметром 295 мм и расширителями до диаметра 394 мм, необходимо применять для вертикальной проводки верхних интервалов глубоких скважин диаметром 394 мм в геологических разрезах, сложенных устойчивыми крутопадающими перемежающимися породами, способствующими естественному искривлению скважин;

бурение пилот-скважин и последующее расширение до номинального диаметра целесообразно в породах, не способствующих естественному искривлению скважин;

компоновки роторного бурения с повышенной жесткостью и сниженным к долоту центром тяжести за счет использования УБТ максимально возможного диаметра с центрирующими элементами или без них необходимо применять в мягких породах с пропластками твердых слоев, где отсутствует контакт калибрующих и центрирующих элементов со стенками скважины;

жесткие компоновки нижней части бурильной колонны с калибраторами, центраторами и стабилизаторами при различных способах бурения эффективны в устойчивых породах, в которых обеспечивается контакт опорных элементов компоновки со стенками скважины;

на устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны большее влияние оказывает частота вращения, чем осевая нагрузка;

в порядке уменьшения интенсивности искривления скважин существующие долота распределяются следующим образом: лопатные одношарошечные, алмазные, трехшарошечные, многошарошечные.

В геолого-техническом наряде на проводку скважины приводятся типы применяемых компоновок нижней части бурильной

колонны с указанием их элементов и размеров по интервалам бурения, а также режимы бурения в этих интервалах.

Компоновку нижней части бурильной колонны применяют непосредственно из-под кондуктора, башмака промежуточной колонны или с начала бурения долотами, диаметр которых соответствует диаметру компоновки. Необходимо иметь в виду, что при спуске компоновки в участок ствола скважины, пробуренной без ее применения, указанный интервал должен быть тщательно проработан. Спуск компоновки в такую скважину без проработки категорически запрещается во избежание ее заклинивания.

При каждом подъеме бурильного инструмента бурильщик должен осмотреть и замерить калибрующие и опорные элементы и результаты записать в буровой журнал. Износ калибраторов и центраторов допускается не более 2...3 мм по диаметру. Допустимый износ квадратных УБТ 1,5...2 мм.

Компоновки с замененными элементами в необсаженной части ствола нужно спускать осторожно, не допуская посадок инструмента.

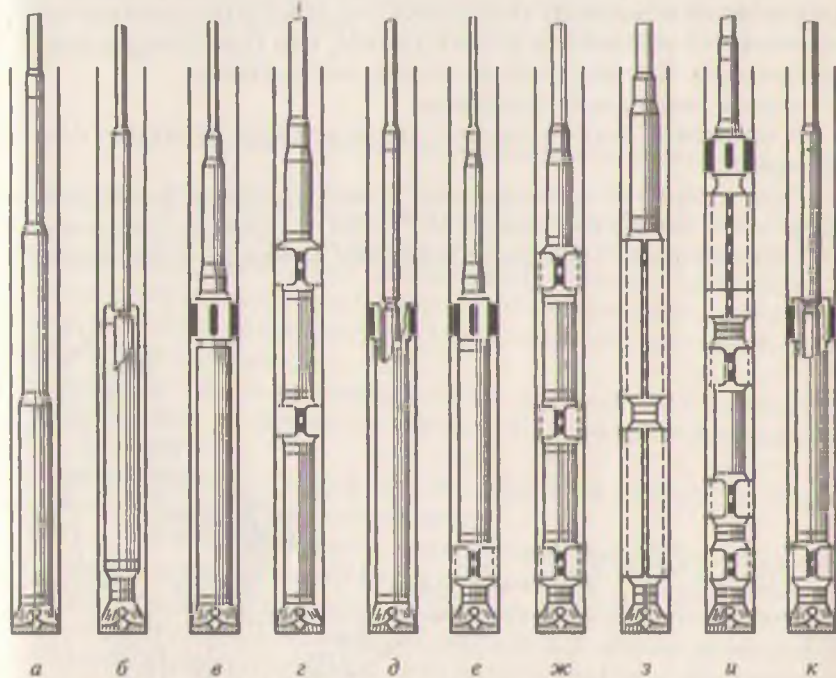


Рис. 8.2. Компоновка низа бурильной колонны для борьбы с искривлением скважин:

а, б — компоновки низа с использованием принципа отвеса; в, г, д — с использованием маятникового эффекта; е — к — жесткие компоновки

При возникновении даже небольших посадок инструмента следует приподнять его и зауженный интервал ствола проработать с жесткой компоновкой.

В процессе бурения необходимо замерять направление ствола скважины через определенные интервалы глубины (но не более 50 м).

Для измерения искривления скважины применяют инклинометры. После окончания бурения скважины или через определенные интервалы проходки каротажная партия измеряет углы α и φ при помощи специальных приборов, называемых *инклинометрами*. Инклинометр замеряет углы наклона до $45 \dots 50^\circ$. Результаты измерений инклинометром представляются в виде таблиц углов наклона α и азимута φ через 25 или 50 м глубины. Результаты измерений изображаются в виде графиков проекций ствола скважины на горизонтальную плоскость в различных масштабах (рис. 8.3). Эти графики называются *инклинограммами*. На них указываются направление магнитного меридиана, горизонтальный масштаб и общее отклонение. Кроме того, у каждой точки наносятся глубина и углы наклона.

В процессе бурения скважины искривление может иногда достигать такой величины, что дальнейшее углубление скважины становится или технически невозможным, или практически нецелесообразным. В этом случае возможны два варианта:

полная ликвидация скважины;

исправление искривленного ствола в той же скважине перебуриванием.

Исправление ствола скважины можно производить как турбинным, так и роторным способом. Чтобы исправить ствол скважины, прежде всего тщательно измеряют кривизну всей скважины

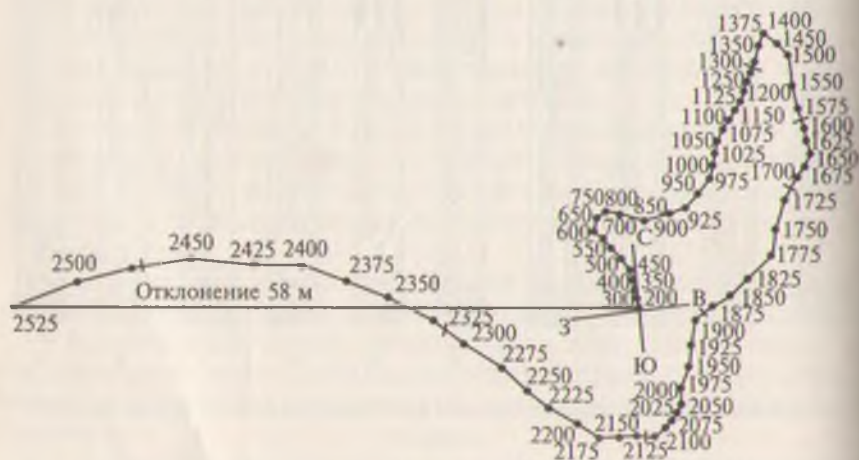


Рис. 8.3. Инклинограмма по скважине 927, Азербайджан

выше места наибольшего перегиба и выбирают ближайший вертикальный участок ствола скважины против мягких пород. Ниже вертикального участка ставят цементный мост. После того как цемент достаточно затвердеет, спускают бурильную колонну и забуривают новый ствол скважины.

Для забуривания рекомендуется подбирать такой интервал, крепость пород которого ниже крепости цементного камня. Бурение начинают «с навеса», т.е. дают чрезвычайно медленную подачу, которая равно распределяется в течение нескольких часов и составляет не более 10... 12 см/ч.

В период забуривания необходимо постоянно следить за шламом. Как только уступ вырабатывается, т.е. в шламе больше не содержится цемент, долоту следует дать несколько увеличенную подачу (около 20 см/ч), продолжая следить за шламом. Если в шламе цемент не появляется, то осевую нагрузку постепенно увеличивают до нормальной. При забуривании ствола гидравлическими забойными двигателями используют обычное трехшарошечное долото.

Ствол скважины можно исправить и роторным способом. Порядок забуривания и режим бурения при этом аналогичны описанным выше.

8.2. Бурение наклонно-направленных скважин

Наклонно-направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Наклонное бурение в настоящее время широко применяется при бурении скважин на нефть, газ и твердые полезные ископаемые (рис. 8.4). Существует два способа бурения наклонных скважин:

роторный, представляющий собой прерывистый процесс искривления ствола скважины последовательными зарезками (уходами в сторону);

забойными двигателями, обеспечивающий непрерывный процесс искривления ствола скважины.

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

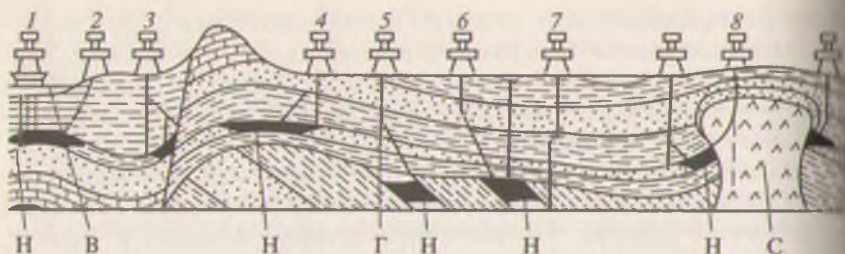


Рис. 8.4. Примеры наклонного бурения скважин:

1 — проходка с морского основания; 2 — разбуривание морского нефтяного месторождения с берега; 3 — отклонение ствола скважины от сбросовой зоны (зоны разрыва) по направлению и нефтеносному участку; 4 — проходка наклонной скважины, когда забой будет расположен под участком, недоступным для монтажа буровой установки; 5 — бурение на нефтяные пласты моноклиналичного типа; 6 — бурение вспомогательной наклонной скважины для ликвидации пожара или от крытого фонтана; 7 — уход в сторону при аварии; 8 — проходка наклонных скважин в районе замывания соляного купола; Н — нефть; В — вода; Г — газ; С — соль.

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

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

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

Профиль II (см. рис. 8.5, б) состоит из четырех участков: верхнего участка 1 — вертикального, второго участка 2, выполненного по кривой с нарастающей кривизной, третьего участка 3 — по наклонной прямой и четвертого участка 4 — по кривой с убывающей кривизной. Часто этот профиль применяется в несколько видоизмененном виде — отсутствует участок 3, т. е. сразу за участком 2 с нарастающей кривизной следует участок 4 с убывающей кривизной. Профиль этого типа обычно применяют при бурении наклонных скважин глубиной до 2500 м.

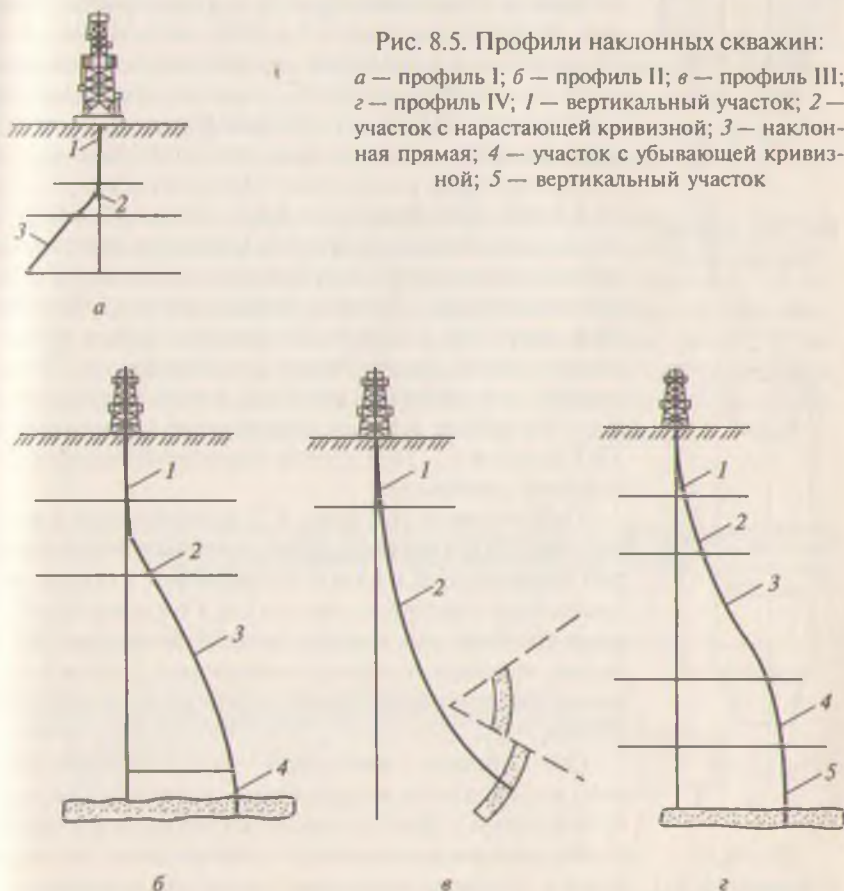
Профиль III (см. рис. 8.5, в) — менее распространен, чем первые два. Состоит из двух участков: верхнего участка 1 — вертикального и второго участка 2, выполненного по кривой, постепенно увеличивающей угол наклона ствола. Бурение скважин по такому профилю осуществляется в тех случаях, когда необходимо выдержать заданные углы входа ствола скважины в пласт.

Профиль IV (см. рис. 8.5, *г*) — применяется при бурении глубоких наклонных скважин. Этот профиль отличается от предыдущих тем, что к вертикальному участку 1, участку 2, выполненному по кривой, и участку 3, представляющему наклонную прямую, добавляется криволинейный участок 4, характеризующийся снижением полученной кривизны, т.е. выхолаживанием ствола, доходящим до вертикали, и прямой вертикальный участок 5. Профиль такого типа следует применять в тех случаях, когда нижний участок скважины имеет несколько продуктивных горизонтов.

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

Рис. 8.5. Профили наклонных скважин:

а — профиль I; *б* — профиль II; *в* — профиль III; *г* — профиль IV; 1 — вертикальный участок; 2 — участок с нарастающей кривизной; 3 — наклонная прямая; 4 — участок с убывающей кривизной; 5 — вертикальный участок



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

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

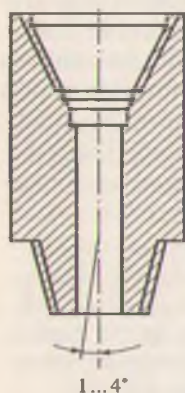


Рис. 8.6. Кривой переводник

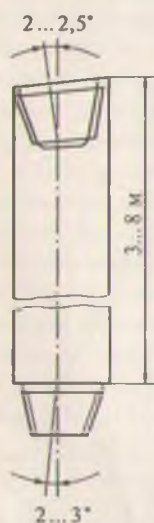


Рис. 8.7.
Отклонитель Р-1

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

Рассмотрим некоторые отклонители.

Кривой переводник (рис. 8.6) — это наиболее распространенный и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении наклонно-направленных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом $1...4^\circ$ нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях — на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8...24 м крепят непосредственно к буровому двигателю.

Отклонитель Р-1 (рис. 8.7) выполняется в виде отрезка УБТ, оси присоединительных резьб которой перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси. Отклонитель Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

Отклонитель с накладкой — это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку. Высота накладки выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры долота. Отклонитель с накладкой при применении

на секционных турбобурах обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жесткости (немагнитные или обычные буровые трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобурах представляет переводник, соединяющий валы и корпуса верхней и нижней секции турбобура под углом $1,5 \dots 2,0^\circ$, причем валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители (ТО) конструктивно выполняются по типу соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов — через специальный шарнир. Серийно выпускаются турбинные отклонители (рис. 8.8) и шпиндели-отклонители (ШО).

Турбинные отклонители имеют следующие преимущества:

- кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;

- значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить минимальный радиус искривления, близкий к расчетному.

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

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

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, где эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов.

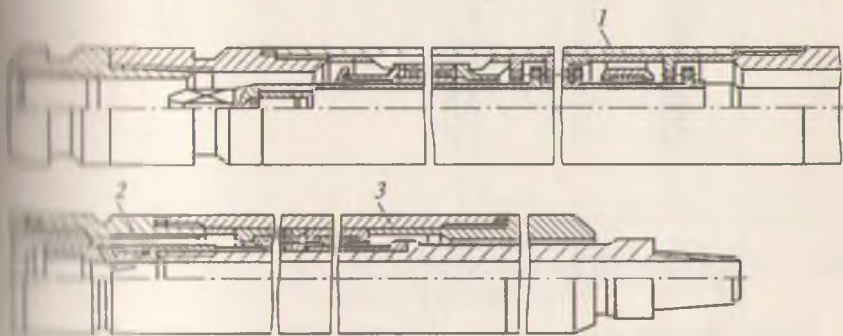


Рис. 8.8. Турбинный отклонитель ТО-2:

1 — турбинная секция; 2 — шарнирное соединение; 3 — шпиндельная секция

Механизм искривления — это отклонитель для бурения наклонно-направленных скважин электробуром. В таких механизмах мотор двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклоняющие приспособления в роторном бурении. Отклонение ствола скважин от вертикали осуществляется с помощью клиновидных или шарнирных отклонителей (рис. 8.9). Отклонители применяют только в начальный момент для придания стволу скважины необходимого искривления. После того как ствол скважины отклонен в необходимом направлении, дальнейшие работы по искусственному искривлению ствола производят различными повторными поновками низа бурильной колонны при соответствующих режимах бурения. Применяют несъемные отклонители, остающиеся в скважине, и съемные, которые удаляют после того как пробурят в установленном направлении около 15 м нового ствола. Несъемные отклонители применяются в обсаженных скважинах.

Ориентированный спуск бурильной колонны в скважину. Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том слу-

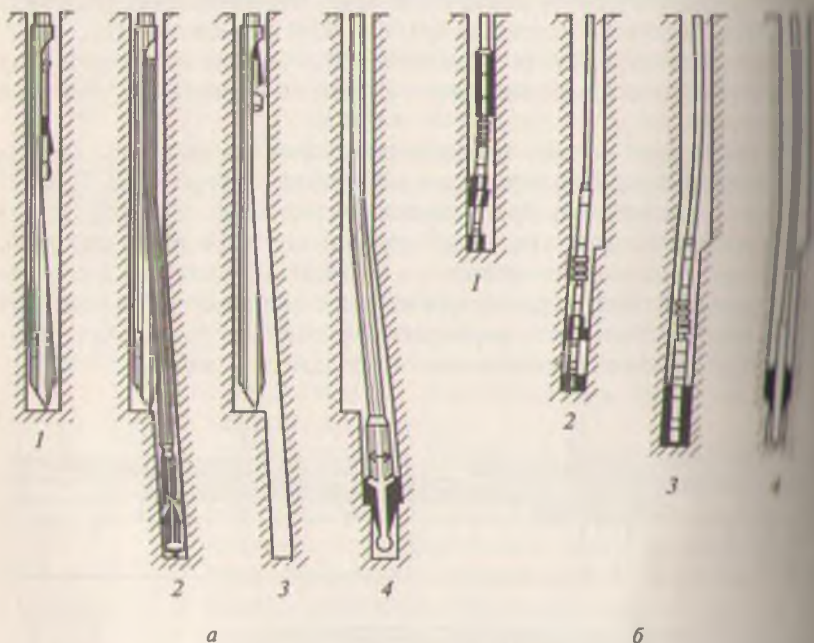


Рис. 8.9. Отклоняющие приспособления для бурения наклонных скважин роторным способом:

a — работа с отклоняющим клином: 1 — установка клина; 2 — забуривание ствола; 3 — извлечение клина; 4 — расширение ствола; *б* — работа с шарнирным отклонителем: 1 — установка отклонителя; 2, 3 — забуривание наклонного ствола; 4 — расширение ствола

то, когда, начиная с момента забуривания, отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте.

До набора кривизны в 5° ориентирование отклонителя производится путем непрерывного прослеживания с поверхности его положения в скважине во время спуска бурильной колонны. Известно много способов ориентированного спуска (визирование на один отмеченный ориентир каждой бурильной свечи, спускаемой в скважину при помощи визирной трубы; непрерывное измерение теодолитом углов поворота свечей при спуске; по меткам на бурильных трубах и т.д.).

В практике наклонного бурения наибольшее распространение получили методы прямого визуального ориентирования отклонителя путем прослеживания его действия при спуске инструмента по меткам. Для осуществления этого способа ориентирования первоначально бурильный инструмент подготавливают: наносят метки на замках бурильных труб по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны: шаблон с уровнем или шаблон типа ОБШН (рис. 8.10).

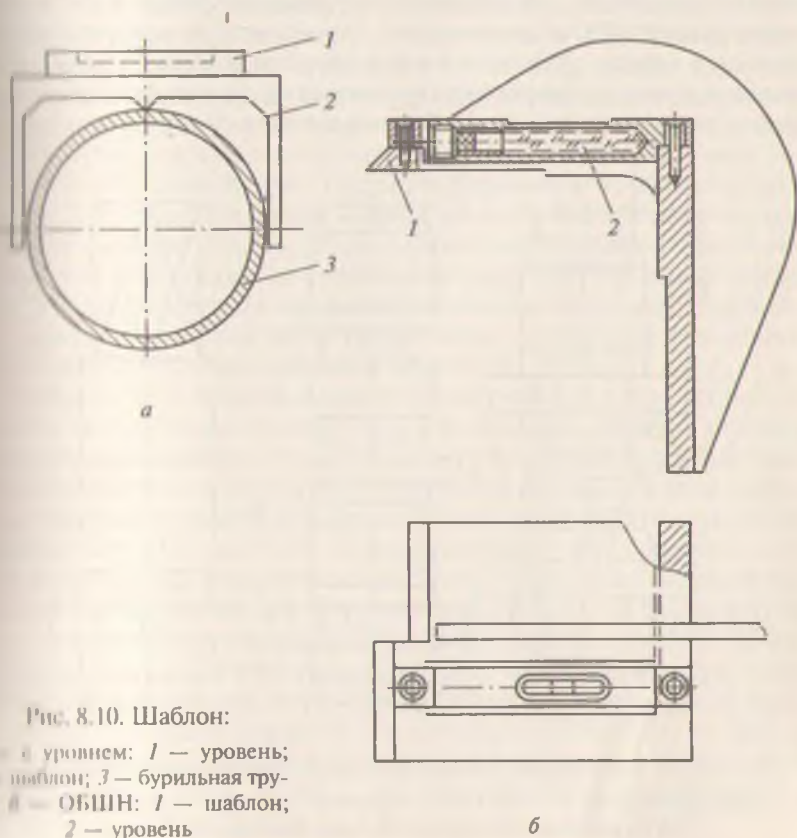


Рис. 8.10. Шаблон:

а — уровень: 1 — уровень;
шаблон; 3 — бурильная труба;
б — ОБШН: 1 — шаблон;
2 — уровень

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

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

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

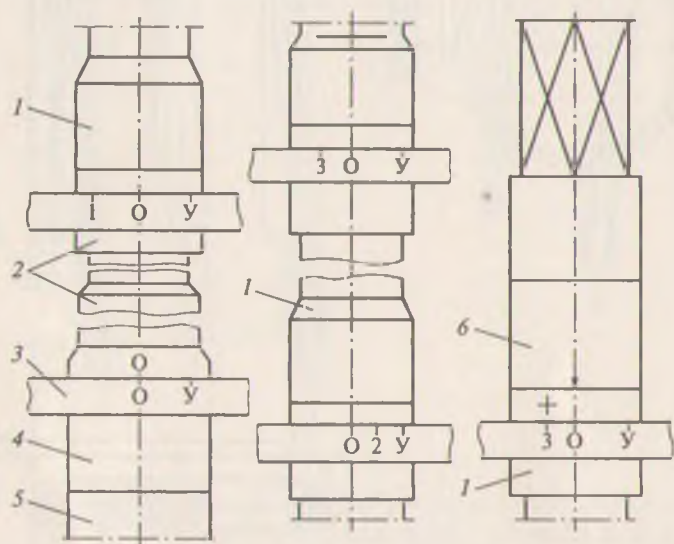


Рис. 8.11. Ориентированный спуск бурильной колонны:

1 — бурильная труба; 2 — УБТ; 3 — бумажная лента; 4 — кривой переводник; 5 — забойный двигатель; 6 — ведущая бурильная труба

или металлической рулеткой или другим наиболее распространенным способом — в помощью бумажной ленты, которая представляет собой полосу плотной бумаги шириной 8... 10 см и длиной, равной или несколько большей длины окружности замка бурильных труб. Полосу бумаги перегибают пополам и на середине ее длины делают отметку (черточку) О (отклонитель). Отметка О совмещается с меткой на кривом переводнике, а против метки на ниппеле (УБТ) на бумажной ленте наносят отметку и надписывают У (рис. 8.11). Компоновку спускают в скважину и навинчивают бурильную тру-

бу. После закрепления соединения метка У на бумажной ленте совмещается с меткой на муфте УБТ. Против метки на ниппеле бурильной трубы на бумажной ленте наносят отметку 1 и компонентку спускают в скважину на длину бурильной трубы. Навинчивают вторую трубу и закрепляют, отметку 1 на ленте совмещают с меткой на муфте первой трубы и против метки на ниппеле второй трубы на ленте наносят отметку 2, а предыдущую отметку 1 зачеркивают. Таким образом, на бумажной ленте фиксируют расстояние между метками всех спускаемых бурильных труб. После спуска всех бурильных труб навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат). Отметку 3 последней бурильной трубы на ленте совмещают с меткой на муфте трубы, и отметку О, указывающую направление действия отклонителя, переносят на переводник ведущей бурильной трубы.

В ГТН указан азимут направления приемных мостков φ_m и проектный азимут отклонения забоя скважины $\varphi_{пр}$. Для установки отклонителя в требуемом направлении определяют разность $\lambda = \varphi_{пр} - \varphi_m$. Полученный угол λ откладывают на окружности стола ротора от направления мостков по ходу или против хода часовой стрелки в зависимости от знака, и ставят метку П, которая указывает направление на проектную точку. От метки П по ходу часовой стрелки откладывают угол закручивания бурильной колонны ω и ставят на роторе метку О (рис. 8.12). Поворотом бурильной колонны с помощью ротора совмещают отметку О на переводнике ведущей бурильной трубы с отметкой О на неподвижной части стола ротора и в этом положении с помощью шаблона переносят мелом на ротор положение одного из ребер квадрата, чаще всего ребро, наиболее удобно расположенное для наблюдения. Инструмент приподнимают, убирают элеватор и с промывкой спускают до забоя. После достижения забоя отклонитель ориентируют в заданном направлении, причем метка О на переводнике ведущей бурильной трубы должна совпадать с такой же меткой на роторе.



Рис. 8.12. Схема ориентирования отклонителя на роторе

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине. При наращивании колонны в процессе бурения на вновь опускаемых трубах набивают метки и отклонитель ориентируют так же, как указывалось выше. Угол закручивания бурильной колонны ω зависит от реактивного момента забойного двигателя и длины бурильной колонны. Обычно при практических работах принимают величину угла закручивания ω равной 3 и 5° на каждые 100 м длины 168 и 140 мм бурильных труб (считают, что скручивание происходит при длине бурильных труб не более 1000...1500 м).

Забойное ориентирование отклонителя. В наклонную скважину, имеющую наклон у забоя больше 3°, бурильную колонну можно спускать так же, как в обычную вертикальную скважину. В этом случае отклонитель на забое ориентируют в нужном направлении при помощи инклинометра с электромагнитной буссолью и магнитного переводника (рис. 8.13). Скважинное ориентирование отклонителя инклинометрами с магнитной

буссолью и магнитным переводником основано на использовании многоточечных инклинометров, в которых азимут измеряется с помощью электромагнитных бусселей. Инструмент включает в себя колонну бурильных труб 5, заканчивающуюся в нижней части диамагнитной трубой 6 (из стали марки 1Х18Н9Т или алюминиевого сплава Д16Т). На нижнюю часть диамагнитной трубы навинчивают переводник 7, в котором закрепляют источник магнитного поля. Магнитный переводник 7 связан с ограничительным переводником 9 и кривым переводником 10, между которыми закреплена крестовина. Далее следует забойный двигатель.

После спуска инструмента до забоя в муфту верхней трубы ввинчивают переводник 4 с вращающейся втулкой 3, на которой укрепляют каротажный ролик 2. Внутри бурильных труб на кабеле 1 спускают инклинометр 8 с электромагнитной буссолью. Азимут ствола скважины предварительно замеряют в диамагнитной трубе над магнитным переводником. Положение отклонителя фиксируют отбитием точ-

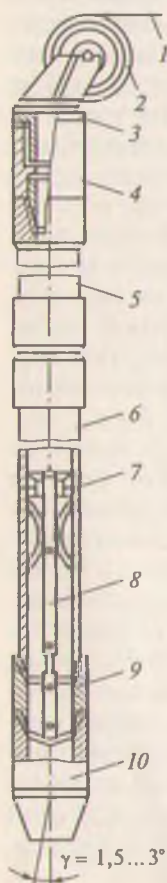


Рис. 8.13. Инструмент для ориентирования отклонителя с помощью инклинометра с электромагнитной буссолью и магнитного переводника:

1 — кабель; 2 — каротажный ролик; 3 — вращающаяся втулка; 4, 7 — переводники; 5 — колонна бурильных труб; 6 — диамагнитная труба; 8 — инклинометр; 9 — ограничительный переводник; 10 — кривой переводник

ки в магнитном переводнике. Руководствуясь данными замеров, ротором поворачивают трубы до желаемого положения отклонителя, а затем повторным отбитием точки замера проверяют правильность установки отклонителя. После этого инклинометр извлекают из бурильной колонны, отмечают положение инструмента, навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат), фиксируют одно из ребер и после стопорения ротора начинают бурение.

Азимут плоскости действия отклонителя

$$\beta = 360 - \Delta + \varphi,$$

где Δ — показание инклинометра при замере в магнитном переводнике, °; φ — азимут ствола скважины при замере в диамагнитной трубе, °.

Рассмотренный выше способ забойного ориентирования отклонителя в настоящее время наиболее широко применяется в практике отечественного бурения. Известны и иногда применяются другие способы забойного ориентирования отклонителя. К ним следует отнести ориентирование отклонителя при помощи самоориентирующихся приборов (приборы Шаньгина-Кулигина, Амбарцумова и т.п.), спускаемых в бурильные трубы. Принцип действия этих приборов основан на использовании эффекта отвеса, возникающего при наклонном положении прибора в скважине.

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

Телеметрические системы для ориентирования отклоняющих компоновок. Эти системы (рис. 8.14) позволяют проводить следующие операции в процессе бурения скважины:

- ориентирование отклоняющей компоновки по заданному азимуту как в вертикальной, так и в наклонной скважине;
- определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного вращающего момента забойного двигателя;
- проведение инклинометрических измерений.

Глубинное измерительное устройство 9 размещают непосредственно над отклонителем или 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. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. Ни одна наклонно-направленная скважина не бурится без такой системы. Известно много конструкций телеметрических систем, отличающихся прежде всего способами передачи сигналов на поверхность.

Компоновка низа бурильной колонны для безориентированного бурения. При каждом спуске любого из рассмотренных выше отклонителей требуется производить их ориентирование, т.е. устанавливать плоскость действия отклонителя в заданном азимуте. Эти работы занимают много времени и требуют большой тщательности, так как неправильная установка плоскости действия от-

клонителя может свести на нет все предыдущие работы по набору угла наклона.

Способ безориентированного бурения наклонных скважин заключается в том, что после искривления ствола в нужном направлении на некоторый угол (не менее $5...6^\circ$) в процессе одного или двух рейсов с рассмотренными выше отклонителями последующее бурение осуществляют при помощи специальных компоновок низа бурильной колонны, не требующих ориентирования. Путем подбора компоновок можно увеличивать или уменьшать угол наклона скважины с различной интенсивностью при незначительном изменении азимута.

Особенности технологии бурения наклонно-направленных скважин. При бурении наклонно-направленной скважины верхнюю часть скважины бурят обычным методом. При этом режим бурения, как правило, ничем не отличается от режима бурения для вертикальных скважин.

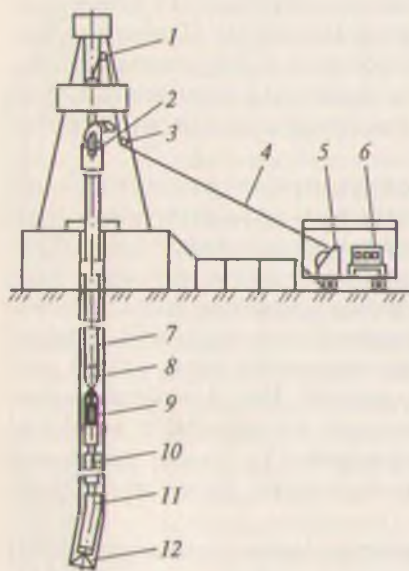


Рис. 8.14. Схема компоновки аппаратуры телеметрической системы:

1, 3 — направляющие ролики; 2 — герметизирующее устройство вертлюга; 4 — сбросовый канал связи; 5 — лебедка сбросовой линии связи; 6 — приемно-регистрирующее устройство; 7 — бурильная колонна; 8 — кабель; 9 — глубинное измерительное устройство; 10 — УБТ; 11 — отклонитель; 12 — долото

Вертикальный и искривленный участки скважины бурят долотами одного и того же типоразмера, если окончание бурения вертикального участка ствола не было сопряжено со спуском колонны или кондуктора. Если при бурении мягких пород вертикальной части скважины допускается применение долот лопастного типа, то при бурении интервалов, характеризующихся набором кривизны, независимо от проходимых пород, рекомендуется применять трехшарошечные долота. Это обусловлено тем, что трехшарошечные долота при одних и тех же осевых нагрузках требуют меньших вращающих моментов, работают более плавно, и угол закручивания колонны бурильных труб от реактивного момента на турбине меняется в значительно меньших пределах, чем при бурении долотами лопастного типа. Продолжительность первого рейса в твердых и крепких породах ограничивается стойкостью долота, а в мягких породах — необходимостью контрольного замера кривизны и азимута ствола скважины.

Обычно стремятся при первом, максимум при втором рейсе, набрать 5° с тем, чтобы в дальнейшем пользоваться забойным ориентированием бурильной колонны. Если замеры показывают, что интенсивность искривления недостаточна, то при следующем рейсе забойный двигатель спускают с отклонителем, обеспечивающим более интенсивное искривление, и наоборот, если интенсивность искривления была чрезмерной, с забойным двигателем спускают отклонитель, обеспечивающий меньший набор искривления. В случае незначительного отклонения азимута искривления от проектного его можно корректировать в процессе последующих долблений. Если же в силу каких-либо причин полученный азимут резко отличается от проектного, то следует поставить цементный мост и забурить ствол в нужном азимуте.

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

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

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

- первый замер кривизны и азимута ствола скважины не должен иметь погрешностей;

- первый ориентированный спуск бурильной колонны в скважину должен происходить с соблюдением всех соответствующих правил;

- работа должна производиться только с исправными аппаратами для забойного ориентирования отклонителя;

кривизну и азимут ствола скважины следует систематически проверять инклинометром не реже чем через 50...75 м проходки; все резьбовые соединения при спуске и наращивании инструмента должны крепиться машинными ключами.

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

8.3. Кустовое бурение скважин

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

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

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

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

Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки (рис. 8.15).

Расстояние между устьями двух соседних скважин определяется прежде всего исходя из необходимости установки агрегатов для ремонта скважин, а также размещения станков-качалок. При выборе расстояния между устьями принимается во внимание также длина вертикального участка скважины и траектория ствола предыдущей скважины. При этом расстояние между устьями двух соседних скважин должно быть не менее 3 м. Если предыдущая скважина искривлена в направлении движения буровой установки, то расстояние между устьями может быть увеличено.

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

центровку вышки, горизонтальность стола ротора;
соосность резьбовых соединений нижней части бурильной колонны и прямолинейность УБТ;

бурение верхнего интервала вести с поворотом инструмента;
использование при необходимости центрирующих устройств.

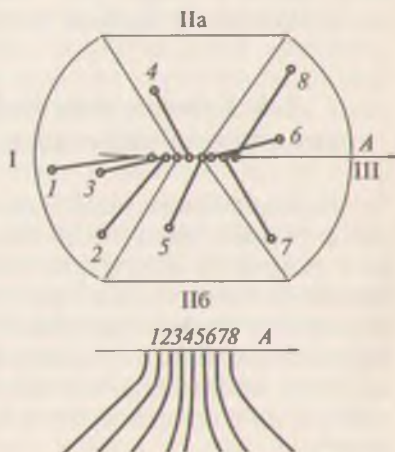
Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10° ; не менее 20 м, если разница составляет $10 \dots 20^\circ$; 10 м, если азимуты забуривания отличаются более чем на 20° .

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

если указанный угол равен $60 \dots 300^\circ$, то первая скважина забуривается с минимальной глубины; глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается больше, чем предыдущей;

Рис. 8.15. Определение очередности бурения скважин на кустовой площадке:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 — очередность бурения скважин; А — направление движения буровой установки; I — группа скважин, в которой каждая очередная забуривается с большей глубины, чем предыдущая, при этом опасность встречи стволов минимальна; IIa, IIб — глубины зарезки, должны увеличиваться, как и для скважин первой группы; III — бурение скважины с меньшим зенитным углом и максимальным вертикальным участком; глубина зарезки для каждой очередной скважины меньше, чем для предыдущей



если угол между направлением движения буровой установки и проектным азимутом равен $60 \dots 120^\circ$ или $240 \dots 300^\circ$, допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине;

при величине вышеуказанного угла, равной $0 \dots 60^\circ$ или $300 \dots 360^\circ$, первая скважина забуривается с большей глубины, глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

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

перед спуском отклонителя замерить угол и азимут первого участка профиля; при искривлении ствола более 1° забуривание вести с учетом опасности встречи стволов;

не допускается пересечение плоскостей бурящейся и ранее пробуренных скважин;

контроль за траекторией ствола следует осуществлять двумя инклинометрами.

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

Зона вокруг ствола скважины с радиусом, равным $1,5\%$ текущей глубины рассматриваемой точки за вычетом длины вертикального участка, но менее 1,5 м, считается опасной с точки зрения встречи стволов. Если в процессе бурения выявляется, что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, бурение продолжается с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны, или осуществляются работы по корректированию траектории скважины.

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

8.4. Бурение многозабойных (многоствольных), горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин

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

К конструкции многозабойной скважины предъявляются следующие основные требования:

ствол скважины должен позволять прохождение к забоям стволов бурящейся скважины и отклоняющих компоновок требуемых геометрических параметров;

во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;

все участки скважины должны обеспечивать возможность крепления искривленных интервалов обсадными трубами;

по возможности ствол скважины должен позволять проведение геофизических исследований.

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

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

В случае если наклонно-направленная скважина заканчивается горизонтальным участком, она называется *горизонтальной* скважиной. Горизонтальная часть ствола скважины может достигать многих сотен метров (рис. 8.17). Процесс бурения таких скважин часто называется *горизонтальным бурением*. Несмотря на то, что горизонтальное бурение применялось в течение многих лет, этот вид буре-

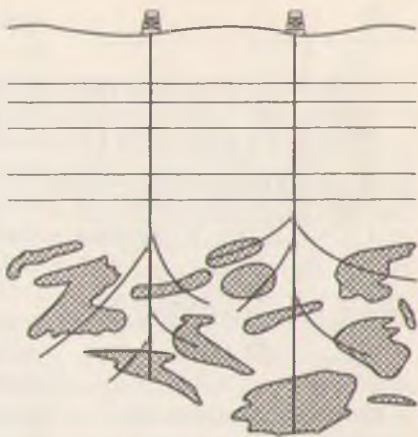


Рис. 8.16. Схема вскрытия многозабойными скважинами неравномерно проницаемых известняков



Рис. 8.17. Схема бурения горизонтальной скважины

ния в последнее время применяется во все возрастающих объемах. Благодаря достижениям в совершенствовании оборудования для горизонтального бурения в последние годы, горизонтальное бурение превратилось из нового метода в надежный, проверенный процесс, широко применяемый как у нас в стране, так и за рубежом.

Одним из важнейших направлений в области интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения считается разработка нефтяных месторождений с помощью горизонтальных и горизонтально разветвленных скважин. Опыт бурения многозабой-

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

Контрольные вопросы

1. Каковы основные причины и последствия самопроизвольного искривления ствола скважины?
2. Какие основные профилактические меры необходимо применять против самопроизвольного искривления ствола скважины?
3. Чем производится измерение искривления скважин?
4. Для чего и как бурятся наклонно-направленные скважины?
5. Какие применяются профили наклонно-направленных скважин?
6. Какие отклоняющие приспособления применяются при турбинном и роторном способах бурения наклонных скважин?
7. Как осуществляется ориентированный спуск бурильной колонны в скважину?
8. Как осуществляется забойное ориентирование отклонителя?
9. В чем заключается сущность безориентированного бурения наклонных скважин?
10. Каковы особенности технологии бурения наклонно-направленных скважин?
11. Когда целесообразно применять кустовое бурение скважин? Каковы особенности кустового бурения скважин в Западной Сибири?
12. Расскажите об особенностях бурения многозабойных (многоствольных), горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин.

ГЛАВА 9

ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ) В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

9.1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов)

Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) должно быть проведено качественно. Под *качеством технологии вскрытия* понимают степень изменения гидропроводности продуктивных горизонтов (пластов) после выполнения соответствующей операции. Причин снижения продуктивности горизонта (пласта) много, но одной из основных является проникновение в пласт инородных жидкостей и частиц породы. При бурении скважин выбирается такой буровой раствор, чтобы гидростатическое давление его столба было больше пластового.

При вскрытии продуктивных горизонтов (пластов) обычно используют ту же технологию и тот же буровой раствор, что и при бурении остальной части ствола скважины. Очень часто продуктивные горизонты (пласты) вскрывают с применением буровых растворов на водной основе. В случае применения таких буровых растворов вода отфильтровывается в пласт. Объем отфильтровываемой воды зависит от водоотдачи бурового раствора, продолжительности контактов с ним продуктивных горизонтов (пластов), степени дренированности пластов и разности гидростатического и пластового давлений.

Устранить все причины, вызывающие ухудшение коллекторских свойств продуктивного горизонта (пласта), почти невозможно. Однако уменьшить их отрицательное влияние на продуктивный горизонт (пласт) можно следующими мероприятиями:

при разбурировании и бурении продуктивного горизонта (пласта) его исследование, спуск и цементирование эксплуатационной колонны должны осуществляться быстро, по заранее составленному плану, что позволит сократить время, в течение которого буровой раствор контактирует со стенками скважины в призабойной зоне;

при вскрытии продуктивного горизонта (пласта) следует применять высококачественный буровой раствор, имеющий минимальную водоотдачу, или буровые растворы на углеводородной основе.

В конечном счете должно быть обеспечено вскрытие продуктивного горизонта (пласта), гарантирующее длительную безводную

эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных горизонтов (пластов) с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение бурового раствора (горизонтом) пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

В практике бурения применяют следующие основные методы заканчивания скважин (рис. 9.1):

установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта (пласта) и цементирования с последующим вскрытием горизонта (пласта) и спуском хвостовика или специального фильтра. В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются, и водозакрывающая колонна является эксплуатационной;

полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта;

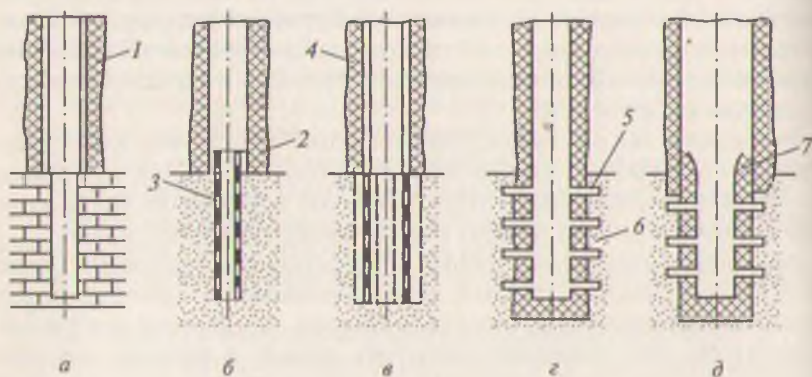


Рис. 9.1. Схемы конструкции забоев при заканчивании скважин:

а — в устойчивых породах; б — со спуском фильтра или хвостовика; в — с манжетной заливкой и фильтром в пласте; г, д — со сплошным цементированием и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов; 1 — обсадная колонна; 2 — пакер; 3 — фильтр; 4 — цементный камень; 5 — перфорационные отверстия; 6 — продуктивный пласт; 7 — хвостовик

полное вскрытие пласта со спуском колонны и сплошным цементированием с последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, чаще производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта; вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки цементируют ее выше нефтеносного пласта. Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину, или часто засоряются. Поэтому применяют и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или графитовыми фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности, последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементровкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

9.2. Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) в процессе бурения

После разбуривания продуктивного горизонта (пласта) выполняются геофизические исследования в скважине. Однако геологические и геофизические методы исследования продуктивных горизонтов (пластов) не позволяют определить промышленное значение эксплуатационных объектов, так как они не дают полных сведений о нефтеотдаче пласта и обеспечивают лишь данные, необходимые для обоснования выбора интервалов, подлежащих опробованию и испытанию с помощью специальных механизмов, называемых *испытателями пластов*.

Под *опробованием* пласта понимается комплекс работ, проводимых в целях вызова притока из пласта, отбора проб пластовой жидкости, оценки характера насыщенности пласта и определения его ориентировочного дебита.

Под *испытанием* пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.). Испытание

пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится в целях установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики, получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений.

Разработаны испытатели пластов трех типов, применяемых в процессе бурения скважины: спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, спускаемые на кабеле в скважину и внутрь бурильной колонны. Наибольшее распространение получили испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах — трубные испытатели. Испытание на приток трубными пластоиспытателями производится с опорой и без опоры на забой. Возможно также селективное (раздельное) испытание объектов как тем, так и другим способом (рис. 9.2).

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (при селективном испытании двух пакеров) изолируют интервал, подлежащий испытанию, от остальной части ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном или междупакерном пространстве. Величину депрессии регулируют за счет высоты столба жидкости в колонне бурильных труб, а также ее плотности. Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее — че-

рез фильтр в колонну бурильных труб. Глубинный манометр, установленный в испытателе пластов, записывает все происходящие в скважине изменения в давлении. Специальным пробоборборником отбирают пробы поступивших в колонну бурильных труб пластовых флюидов (нефть, вода) или поднимают их на поверхность непосредственно в испытателе пластов. Термометр, установленный в специальном кармане пластоиспытателя, фиксирует забойную температуру.

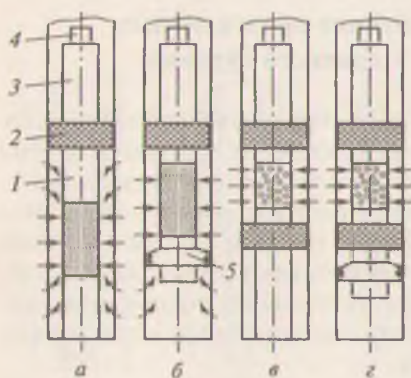


Рис. 9.2. Схема испытания пластов:

а — испытание с опорой на забой; б — без опоры на забой; в, г — селективное (раздельное) испытание с опорой и без опоры на забой; 1 — хвостовик-фильтр; 2 — пакер; 3 — испытатель пластов; 4 — колонна бурильных труб; 5 — приспособление для опоры на стенки скважины

Испытание (опробование) перспективных объектов в процессе бурения должно производиться исходя из степени изученности разреза. При технологической необходимости (негерметичности пакеровки, неполадок с испытательным инструментом,

отсутствием уверенности в оценке характера насыщенности гидродинамических параметров пласта и др.) должны проводиться дополнительные спуски испытателя пластов для окончательной оценки перспективности данного объекта на нефть и газ. При получении уверенных отрицательных результатов испытания в открытом стволе объект повторному испытанию в колонне не подлежит.

Испытание (опробование) продуктивных горизонтов (пластов) должно осуществляться в соответствии с действующими инструкциями на эти работы. Для каждого намеченного к испытанию горизонта (пласта) составляется план проведения работ. В плане приводятся основные сведения по скважине (глубина забоя, диаметр и глубина спуска последней колонны, интервал испытания, диаметр ствола скважины, величина создаваемой на пласт депрессии, время ее действия и др.), а также указывается тип и компоновка испытательного инструмента, подлежащего спуску в скважину. Испытание (опробование) горизонтов (пластов) в процессе бурения с помощью испытателей пластов должно выполняться геофизическими организациями или специализированными службами по заказу буровых предприятий с обязательным соблюдением всех мер по охране окружающей среды.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов (пластов)?
2. Что понимается под опробованием горизонта (пласта)?
3. Каким образом опробуется и испытывается продуктивный горизонт (пласт) в процессе бурения?

ГЛАВА 10

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

10.1. Общие положения

При бурении нефтяных и газовых скважин необходимо крепить их стенки, в результате:

- укрепляются стенки скважин, сложенные недостаточно устойчивыми горными породами;

- разобщаются нефтеносные или газоносные пласты друг от друга, а также от водоносных пород.

Это позволяет создать долговечный и герметичный канал, по которому нефть или газ поднимаются с забоя до устья скважины без потерь. Пласты разобщают при помощи специальных труб, которые называются *обсадными*. Так как одно крепление стенок скважины обсадными трубами не создает разобщения пластов, то затрубное пространство заполняют цементным раствором при помощи специального цементировочного оборудования и приспособлений. Этот процесс называется *цементированием скважины*.

10.2. Конструкция скважин

Понятие о конструкции скважины. Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, а иногда и других данных называется *конструкцией скважины* (рис. 10.1).

Конструкция скважины должна обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Кроме того, конструкция скважины должна обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины;

- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) и методов их эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя (под конструкцией забоя понимается сочетание элементов конструкции скважины

■ интервале продуктивного объекта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение напорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом);

предотвращение осложнений в процессе бурения и условия, позволяющие полностью использовать потенциальные возможности техники и технологических процессов;

минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, определяется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под *несовместимостью условий бурения* понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

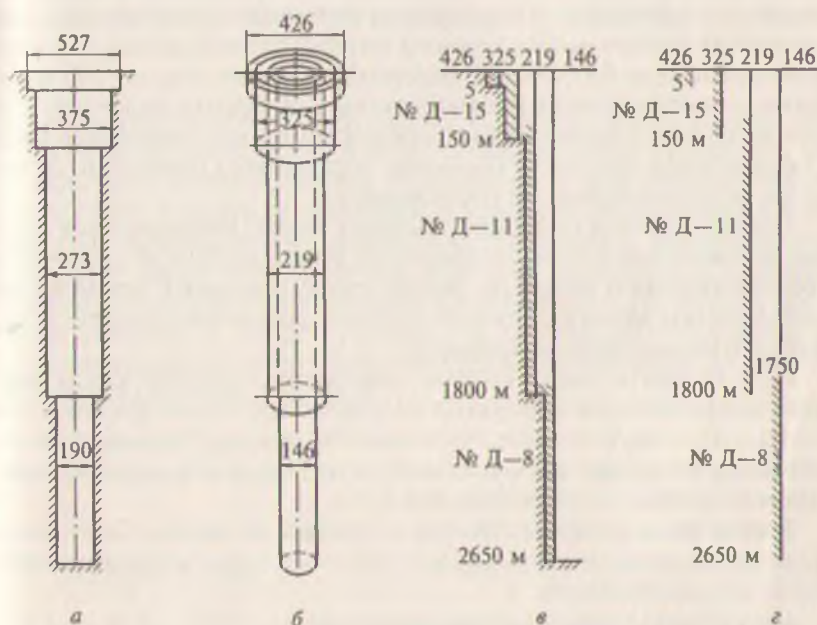


Рис. 10.1. Конструкция скважин:

а — профиль; б — концентрическое расположение колонн в стволе; в — графическое изображение конструкции скважины; г — рабочая схема конструкции скважины

В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:

направление — для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями. Предназначено для предотвращения размыва устья скважины;

кондуктор — для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;

промежуточная обсадная колонна — для крепления и изоляции вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими. Служит для предотвращения осложнений и аварий в скважине при бурении последующего интервала. В благоприятных условиях промежуточная колонна может быть использована в качестве эксплуатационной;

эксплуатационная колонна — для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Предназначена для извлечения нефти или газа на поверхность любыми известными способами.

Промежуточные обсадные колонны могут быть: сплошные, т.е. перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья, независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны, не менее чем на 100 м; летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для ликвидации осложнений и не имеющие связи с предыдущей или последующими обсадными колоннами. Летучки до устья скважины не наращиваются.

Промежуточная колонна-хвостовик может наращиваться до устья скважины или при благоприятных условиях служить в качестве эксплуатационной колонны. Когда износ последней промежуточной колонны незначительный, эксплуатационная колонна может быть спущена в виде хвостовика.

При подсчете числа колонн, входящих в конструкцию скважины, направление и кондуктор не учитывают. Конструкцию скважины, состоящую из эксплуатационной и одной промежуточной колонны, называют двухколонной, а из эксплуатационной и двух промежуточных — трехколонной и т.д.

Выбор числа обсадных колонн и глубины их спуска. Основными исходными данными для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска являются:

цель бурения и назначение скважины;

проектный горизонт (пласт), глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны;

пластовые давления и давления гидроразрыва пород стратиграфических горизонтов;

способы заканчивания скважины и ее эксплуатации;
 профиль скважины (вертикальная, наклонно-направленная)
 и его характеристика (величина отклонения от вертикали, темп
 изменения угла и азимута искривления);
 характеристика пород по крепости.

При бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включение в конструкцию скважины резервной промежуточной обсадной колонны. Если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, то продолжают углубление ствола под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

Выбор диаметров обсадных колонн и долот, высоты подъема цемента. Выбор диаметров обсадных колонн и диаметров долот осуществляется снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. При заканчивании скважин открытым стволом выбор диаметров обсадных колонн и долот начинается с открытой части ствола. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиками на буровые работы.

Диаметр долота D_d , которым предстоит бурить ствол скважины под колонну обсадных труб, определяют по следующей формуле:

$$D_d = D_m + 2\sigma,$$

где D_m — диаметр муфты спускаемой колонны обсадных труб, мм;
 σ — величина зазора между муфтой обсадной трубы и стенками, мм.

Величина зазора σ зависит от диаметра и типа соединений обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, а также выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величина σ выбирается в результате анализа опыта бурения и крепления скважин в данном районе или специально поставленных исследовательских работ при проходке опорно-технологических скважин на данной площади:

Наружный диаметр							
обсадной колонны, мм	114	141	168	219	273	325	377
	127	146	194	245	299	351	426
		159					

Концевой зазор, мм $\leq 15 \leq 20 \leq 25 \leq 30 \leq 35 \leq 45 \leq 50$

Смйт Р. К. (США, фирма «Амоко продакшн») считает, что для успешного цементирования диаметр ствола скважины должен быть на 76 мм больше диаметра обсадной колонны (как абсолютный минимум больше на 38 мм). Это справедливо, прежде всего, для эксплуатационных колонн.

В Единых технических правилах ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях предусматриваются следующие требования при выборе интервалов цементирования:

за кондуктором — до устья скважины;

за промежуточными колоннами нефтяных скважин, проектная глубина которых до 3000 м, с учетом геологических условий, но не менее 500 м от башмака колонны;

промежуточными колоннами разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважин вне зависимости от глубины и нефтяных скважинах глубиной более 3000 м — до устья скважин;

эксплуатационными колоннами нефтяных скважин с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 м. Это же условие распространяется на газовые и разведочные скважины при осуществлении мероприятий, обеспечивающих герметичность соединений обсадных труб (сварные соединения, специальные высокогерметичные резьбовые соединения и др.). Во всех остальных случаях цемент должен подниматься до устья скважины.

При определении высоты подъема цемента за эксплуатационными колоннами необходимо учитывать возникновение дополнительных напряжений от температуры и давления, возникающих в колонне при эксплуатации скважин. Если в разрезе скважин имеются зоны интенсивного поглощения, то для выполнения требования о высоте подъема цемента необходимо предусматривать применение ступенчатого цементирования с использованием специальных муфт, растворов пониженной плотности и др.

Характерные особенности конструкций газовых скважин. В отличие от нефтяных при выборе конструкций газовых скважин необходимо учитывать следующие специфические особенности:

после проявления газоносного пласта и заполнения всего объема скважины газом из-за его относительно небольшой плотности давление на устье почти не отличается от забойного, т.е. возникают большие давления по всему стволу скважины от устья до забоя. Такое распределение давления требует создания прочного ствола газовой скважины, чтобы в случае внезапного проявления пласта при бурении можно было регулировать отбор газа или задавить его в пласт;

газ обладает большей подвижностью, чем жидкость, и поэтому он может проникать в самые незначительные неплотности. В связи с этой особенностью газа предъявляются повышенные требования к герметизации резьбовых соединений обсадных труб, а также затрубного пространства;

газовые скважины имеют большие свободные дебиты, в результате чего создаются значительные скорости движения газа по стволу, которые могут вызвать чрезмерную вибрацию обсадных ко-

лонн и увеличить степень их напряженности. Эта особенность газовых скважин требует создания не только прочных обсадных колонн, но и определенной их устойчивости и жесткости.

10.3. Обсадные трубы

Размеры обсадных труб. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются по ГОСТ 632—80 следующих размеров (условный диаметр трубы, мм): 114; 127; 140; 146; 168; 178; 194; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 406; 426; 473; 508. Трубы размерами 351, 377 и 426 мм применять не рекомендуется. Поставляют трубы длиной от 9,5 до 13,0 м, однако в поставляемой партии труб допускается до 20 % труб длиной 8...9,5 и до 10 % — длиной 5...8 м. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом.

На каждой трубе на расстоянии 0,4...0,6 м от конца, свободного от муфты, выбивают следующие клейма: условный диаметр, мм; номер трубы; группу прочности; длину резьбы («удл»); толщину стенки, мм; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска. Клеймо «удл» выбивается только на трубах с удлиненной резьбой. Рядом с клеймами вдоль трубы светлой устойчивой краской наносятся следующие данные: условный диаметр, мм; группа прочности стали; толщина стенки, мм; товарный знак завода-изготовителя труб. Каждая партия труб, отгружаемая потребителю, снабжается сертификатом, удостоверяющим качество труб и соответствие их ГОСТу. Кроме указанных в ГОСТ 632—80 труб, заводы выпускают толстостенные обсадные трубы по специальным техническим условиям (ТУ).

Обсадные трубы соединяются на резьбе, которая может быть короткой и удлиненной. В обсадных трубах используется треуголь-

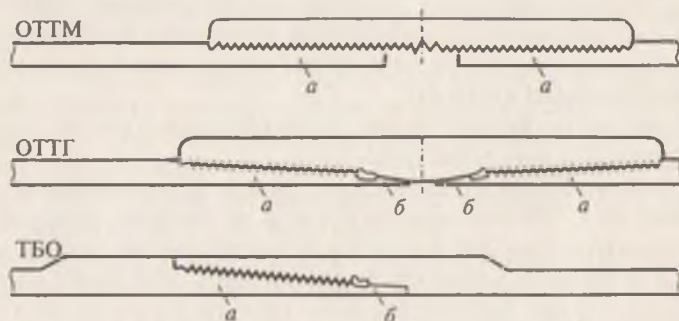


Рис. 10.2. Конструкции обсадных труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО:

a — резьбовое соединение; *б* — уплотнительная часть соединения

ная и трапецеидальная резьбы. Обсадные трубы с трапецеидальной резьбой труб и муфт к ним получили шифр ОТТМ. Трапецеидальный профиль резьбы обеспечивает прочное и высокогерметичное соединение.

В трубах марки ОТТГ прочность достигается трапецеидальной резьбой, а герметичность — специальными коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торцов труб. Трубы обсадные и безмуфтовые (ТБО) идентичны и взаимозаменяемы с трубами ОТТГ. Отличаются они только способом выполнения. Трубы ОТТГ соединяются с помощью муфт, а трубы ТБО являются безмуфтовыми, резьбы у них выполнены по наружной высадке (рис. 10.2).

В США обсадные трубы выпускаются следующих четырнадцати наружных диаметров: 114,3; 127,0; 139,7; 152,4; 168,3; 177,8; 193,7; 219,1; 244,5; 272,5; 298,5; 339,7; 406,7 и 508 мм толщиной стенок от 5,2 до 14,15 мм.

10.4. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн

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

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

Применяют несколько типов направляющих пробок: деревянные, бетонные и чугунные (рис. 10.3).

Деревянные пробки бывают двух видов: крестообразные, изготавливаемые из 8... 10 см сосновых досок на гвоздях; точеные — из дерева крепких пород (дуба, ясеня и др.). Деревянные пробки плотно загоняют в башмак колонны и замачивают для более прочного соединения с ним. Крестообразные пробки из-за недостаточной прочности и ряда конструктивных недостатков можно применять только при спуске кондукторов диаметром 377 мм и выше на небольшую глубину.

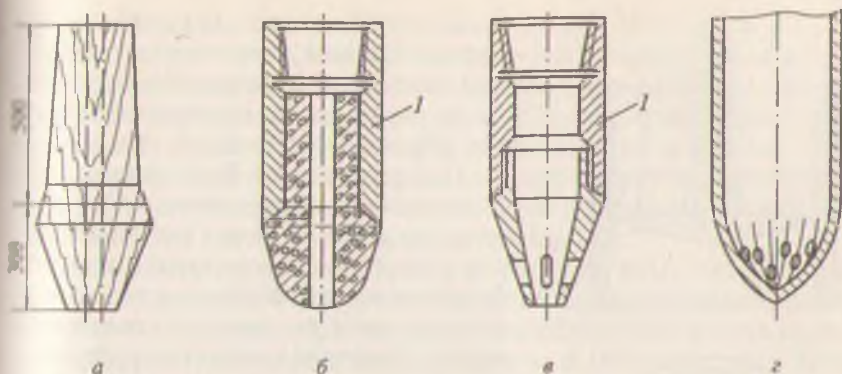


Рис. 10.3. Башмачные направляющие пробки:

а — деревянная; *б* — бетонная; *в* — чугунная; *г* — стальная «паук»; *1* — башмак

Бетонные пробки отливают в специальной форме, смесь прочно прихватывается к башмаку. Такие пробки легко разбуриваются. Широкое применение нашли чугунные пробки. Они имеют одно центральное и два боковых отверстия. В башмаке они крепятся на резьбе. Чугунные пробки обладают высокой механической прочностью и в то же время сравнительно легко разбуриваются.

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

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

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

Обратные клапаны выполняют следующие функции:

предотвращают samozapолнение обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку;

препятствуют обратному перетоку цементного раствора, из кольцевого пространства в обсадную колонну.

Наиболее распространен и прост тарельчатый клапан (рис. 10.4), который состоит из седла клапана 3, ввинчиваемого в муфту, тарелки 4, стержня 1 и пружины 2. Пружину затягивают при помощи гайки и контргайки.

Используются также шаровые и дроссельные обратные клапаны (рис. 10.5). Обратные клапаны устанавливаются на расстоянии

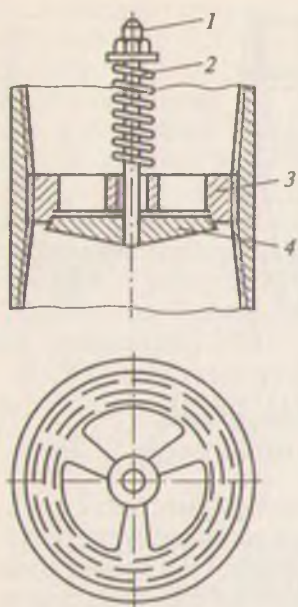


Рис. 10.4. Тарельчатый клапан:

1 — стержень; 2 — пружина;
3 — седло клапана; 4 — тарелка

2...12 м от башмака. При спуске обсадных колонн значительной длины или хвостовиков (первых секций при секционном спуске) устанавливаются два обратных клапана на расстоянии 8...12 м друг от друга. В скважинах с возможными газопроявлениями обратные клапаны устанавливают вне зависимости от глубины спуска колонны во избежание газового выброса через колонну в процессе ее спуска и цементирования. Обратный клапан перед спуском в скважину опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее его рабочее давление.

Так как обсадную колонну с обратным клапаном спускают порожней, то периодически (через 100...200 м) следует доливать ее буровым раствором. Если этого не делать, наружное давление может достигнуть критической величины, угрожающей или смятию колонны, или прорыву обратного клапана.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливается для четкого

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

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

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

Турбулизаторы способствуют лучшему замещению бурового раствора цементным. Турбулизатор состоит из корпуса, неподвижно закрепляемого на обсадной трубе, с упругими (обыч-

но резиновыми) лопастями, наклоненными под углом $30 \dots 50^\circ$ к образующей оси. Лопасты изменяют направление восходящего потока промывочной жидкости и цементного раствора, способствуют образованию местных вихрей и разрушению структуры в застойных зонах. Турбулизаторы целесообразно устанавливать в интервалах недостаточно хорошего центрирования колонны со сложной конфигурацией сечения ствола скважины, а также на участках с не очень большими кавернами.

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

Применяют центрирующие фонари (центраторы) двух видов: пружинные разборные и жесткие неразборные. Наибольшее применение в нашей стране нашли пружинные центраторы (рис. 10.6).

Фонарь (центратор) этой конструкции состоит из двух колец 2, к которым электросваркой приварено пять или шесть специально изогнутых планок 4, изготовленных из рессорной стали. Фонарь свободно надевается на обсадную трубу 1 и удерживается на ней упорным кольцом 5, которое устанавливают между кольцами фонаря 2, и через имеющиеся в теле три-четыре отверстия 3 приваривают электросваркой к обсадной трубе.

Наружный диаметр фонаря должен быть на 50 мм больше диаметра долота, которым бурили скважину. Если скважина имеет кривизну до 3° и не имеет каверн, допускается применение фонарей, диаметром меньше диаметра долота, но не более чем на 30 мм. Число фонарей на спускаемой обсадной колонне в каждом конкретном случае определяют мощностью интервала, в котором необходимо надеж-

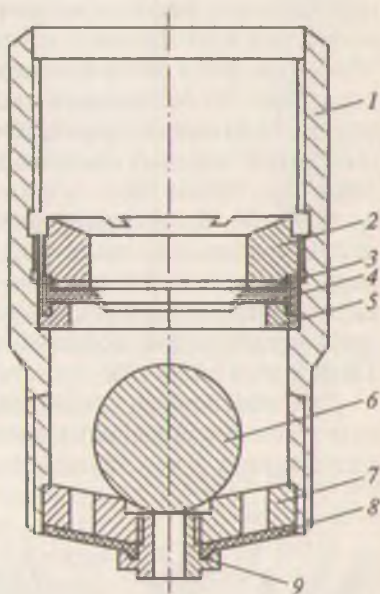


Рис. 10.5. Обратный дроссельный клапан типа ЦКОД-140-1 конструкции ВНИИКРнефть:

1 — корпус; 2 — нажимное кольцо; 3 — разрезная шайба; 4 — резиновая диафрагма; 5 — упорное кольцо; 6 — шар; 7 — ограничитель; 8 — эластичная мембрана; 9 — дроссель

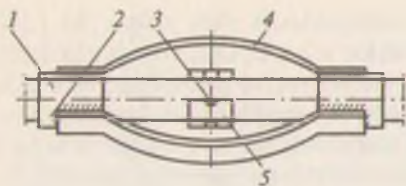


Рис. 10.6. Центрирующий фонарь (центратор) конструкции ГрозНИИ:

1 — обсадная труба; 2 — кольцо; 3 — отверстия для сварки; 4 — планки; 5 — упорное кольцо

но разобшить пласты. Но следует иметь в виду, что должно быть не менее двух направляющих фонаря над продуктивным горизонтом и столько же под ним. Размещать фонари следует равномерно в местах, где кавернограмма показывает отсутствие увеличения ствола скважины.

Скребки (рис. 10.7) применяют для удаления со стенок скважины фильтрационной гли-

нистой корки при спуске обсадной колонны. Их устанавливают на тех же участках обсадной колонны, что и центрирующие фонари (центраторы). Наибольший эффект получается при совместном применении скребков и центраторов.

Пакеры, устанавливаемые на обсадной колонне. В целом ряде случаев устройств и приспособлений для оснащения низа обсадной колонны, рассмотренных выше, оказывается недостаточно для получения качественной изоляции нефтегазоносных пластов от водоносных. Если они разделены небольшими (не более 6...8 м) пропластками, то оставшиеся в зоне этих пропластков непрочные глинистые включения (корка, пленка, пристенный увлажненный слой глинистой породы) могут быть прорваны под действием перепада давления. Кроме того, при наличии в смежных зонах значительной по толщине фильтрационной корки на стенке скважины уменьшается жесткость связи колонны с горными породами и может нарушаться целостность малой цементной перемычки под действием даже небольших ударных нагрузок, вызываемых перфорацией эксплуатационной колонны (условия некоторых месторождений Тюменской области).

Для обеспечения надежного крепления скважины в указанных выше интервалах используется избирательный метод изоляции пластов. Суть этого метода заключается в том, что обсадная

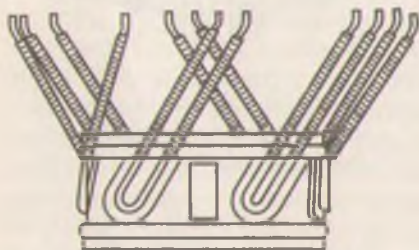


Рис. 10.7. Скребок

колонна в этих интервалах дополнительно к перечисленным выше устройствам и приспособлениям оснащается пакерами или специальным инструментом, обеспечивающим ее надежное крепление в этом интервале. Наиболее радикальным средством улучшения изоляции пластов в строго заданных интервалах заколонного пространства скважины является приме-

нение заклонных пакеров. ВНИИБТ последовательно разработаны заклонные проходные пакеры типа ППГ, ПК и ГПГ.

В качестве примера рассмотрим пакер типа ППГ (рис. 10.8). На обсадной колонне может быть установлено любое необходимое число этих пакеров. Пакеры после срабатывания не перекрывают проходного канала обсадной колонны и не сужают его. Пакер типа ППГ состоит из двух основных узлов: рукавного уплотнителя и клапанного узла.

Рукавный уплотнитель состоит из корпуса 1 и резиноканевого уплотнительного элемента рукавного типа 2 с обжимными стаканами 3. В теле корпуса выполнены каналы Б для подачи жидкости в кольцевую (рабочую) полость А между корпусом и уплотнительным элементом.

Клапанный узел включает в себя корпус 1 патрубков 4, в котором установлены дифференциальная втулка 5 и дополнительные элементы: сменный срезной винт, пружинный фиксатор, резиновая перепускная манжета 6 одностороннего действия, защитная втулка 7 со срезными полыми штифтами 8. Пакер присоединяют к обсадной колонне с помощью переводника 9.

Пакер срабатывает следующим образом. При прохождении цементировочной пробки через пакер срезаются штифты 8, установленные в защитной втулке 7, образуя канал для передачи давления из полости обсадной колонны на дифференциальную втулку 5. Таким образом, клапанный узел подготавливается к срабатыванию. При создании в обсадной колонне заданного давления после окончания продавки тампонажной смеси срезается винт из алюминиевого сплава, соединяющий дифференциальную втулку 5 с корпусом клапанного узла, и втулка 5 перемещается вверх (прямой ход).

Перемещением дифференциальной втулки 5 обеспечивается соединение кольцевой полости А рукавного уплотнителя через каналы Б и радиальные отверстия В с полостью обсадной колонны. Жидкость из обсадной колонны отгибает манжету 6 клапанного узла, поступает в полость уплотнительного

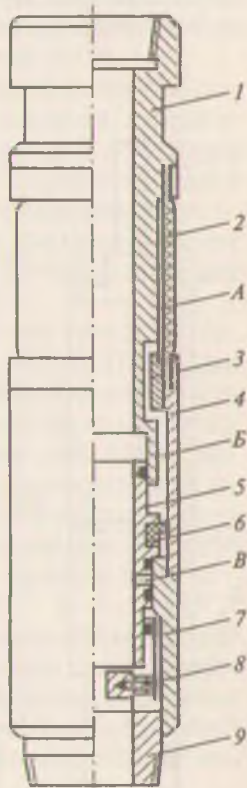


Рис. 10.8. Пакер типа ППГ конструкции ВНИИБТ:

1 — корпус; 2 — резиноканевый уплотнитель; 3 — обжимной стакан; 4 — патрубок; 5 — дифференциальная втулка; 6 — перепускная манжета; 7 — защитная втулка; 8 — штифт; 9 — переводник; А — кольцевая полость; Б — каналы; В — отверстия

рукава и происходит запаковка затрубного пространства. Затем избыточное давление в цементирующей головке снижают. При этом на манжету 6 клапанного узла начинает действовать избыточное давление со стороны рукавного уплотнителя. В результате дифференциальная втулка 5 возвращается в исходное положение (обратный ход). Пружинным фиксатором дифференциальная втулка 5 жестко закрепляется в конечном положении.

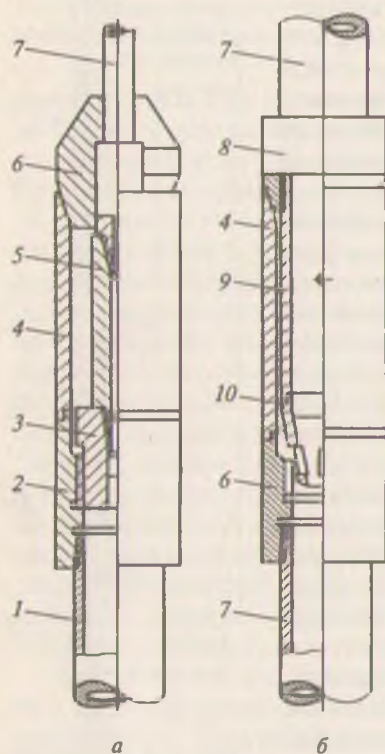


Рис. 10.9. Устройство для спуска колонн секциями:

a — соединение первой секции с бурильными трубами; *б* — соединение двух секций; 1 — обсадная труба; 2 — специальная муфта; 3 — переводник с левой резьбой; 4 — верхняя часть специальной муфты; 5 — переводник на бурильные трубы; 6 — предохранительная втулка; 7 — бурильная труба; 8 — уплотнительная муфта; 9 — башмачный патрубок; 10 — направляющая пробка

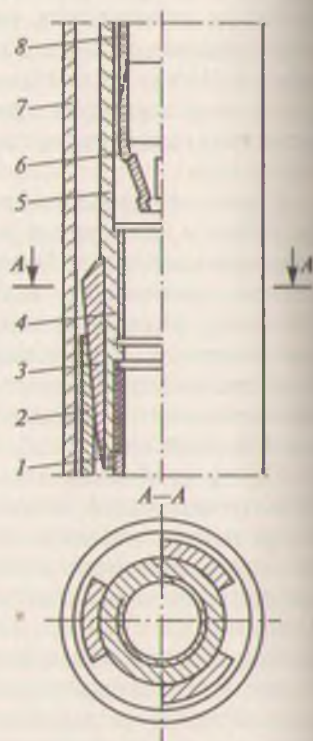


Рис. 10.10. Схема подвески секции колонн на воронке хвостовика:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — верхняя часть специальной муфты хвостовика; 3 — клинья; 4 — нижняя часть специальной муфты эксплуатационной колонны; 5 — верхняя часть специальной муфты; 6 — направляющая пробка; 7 — промежуточная колонна; 8 — соединительный патрубок верхней секции

Оборудование верхней части обсадной колонны. В зависимости от способа спуска обсадных колонн в скважину верхняя часть колонны оканчивается следующими устройствами или приспособлениями:

для спуска колонн секциями или хвостовиков;
подвески секций или хвостовиков.

При секционном спуске промежуточных и эксплуатационных колонн можно применять различные устройства, обеспечивающие требуемую герметичность сочленения секций (рис. 10.9).

Во избежание деформации от собственной массы секций обсадных колонн или хвостовиков после их разгрузки на забой, напряжений кручения при отвороте колонны бурильных труб и создания необходимой устойчивости колонны ее следует подвешивать либо на цементный камень, либо на нижнюю часть предыдущей колонны или воронку предыдущего хвостовика. Для выполнения этих задач используются различные устройства, устанавливаемые в верхней части опускаемой колонны.

В качестве примера рассмотрим устройство для подвески секции на воронке предыдущего хвостовика (рис. 10.10). При наличии в конструкции скважины хвостовика нижней секции эксплуатационной колонны подвеска осуществляется на его воронке. Для этого используется специальная муфта (см. рис. 10.9) с дополнительным включением трех клиньев, закрепляемых под углом 120° друг к другу в нижней части специальной муфты. Размер этих клиньев на 10...12 мм больше диаметра уплотнительной муфты, необходимой для возможного соединения предыдущего хвостовика с верхней его частью.

Подвеска может осуществляться перед цементированием секции и после цементирования. Наличие трех каналов между воронкой хвостовика и нижней частью специальной муфты эксплуатационной колонны позволяет вести промывку скважины в процессе цементирования в подвешенном состоянии нижней секции эксплуатационной колонны.

10.5. Спуск обсадной колонны в скважину

Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней частей обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

Подготовка обсадных труб. Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, за 2...4 дня до спуска доставляются на буровую установку. Погрузку и разгрузку обсадных труб при перевозке с базы технического снабжения на трубную базу и скважину необходимо производить только по специальным накатам или автокраном. Разгрузка обсадных труб путем сбрасывания категори-

чески запрещается. Доставленные на буровую обсадные трубы осматривают для отбраковки негодных.

При осмотре труб необходимо обращать внимание на кривизну, наличие плен, расслоение металла, деформацию муфт и нарезанных концов. Трубы проверяют на овальность и шаблонируют, а затем укладывают на приемном мосту в штабель в порядке последовательности спуска их в скважину, при этом каждую трубу нумеруют, измеряют стальной рулеткой (длину каждой трубы следует определять от свободного торца муфт или от торца муфтовой части трубы до того места на конце трубы с наружной резьбой, которое соответствует положению торца муфты при закреплении соединения), а результаты замера записывают мелом на трубе и на листе по следующей форме:

Диаметр трубы, мм	№ трубы по порядку	Завод- изготовитель	Марка стали	Толщина стенки, мм	Заводской номер	№ плавки	Дата изготовления	Длина трубы, м	Суммарная длина труб, м

Нарезку труб и муфт тщательно очищают жесткой волосяной щеткой, промывают керосином и проверяют калибром. Запрещается очистка резьб металлическими скребками, металлическими щетками, концами расплетенного талевого каната и т.п. После очистки резьбы муфт и труб на них навинчивают ниппели и предохранительные кольца.

На случай замены некачественных труб необходимо иметь запасные трубы из расчета не менее 20 м на каждые 1000 м колонны. Обсадные трубы до спуска их в скважину подлежат опрессовке водой при давлении, на 20 % превышающем давление опрессовки при испытании колонны на герметичность, но не выше максимальных опрессовочных давлений, предусмотренных ГОСТ 632—80. После подъема давления в трубе до установленной величины оно должно выдерживаться в течение 30 с. Для труб с пропусками в резьбе муфтового соединения после докрепления необходимо производить повторную опрессовку.

Вместе с трубами на буровую доставляются: башмак и башмачный патрубок колонны, привинченные и приваренные к первой трубе на трубной базе, со свинченной и приваренной к башмаку чугунной направляющей пробкой; обратный клапан, опрессованный на давление, предусмотренное планом спуска колонны; упор-

ное кольцо, центрирующие фонари (центраторы), скребки и турбулизаторы, а также, при необходимости, заколонные пакеры и оборудование верхней части обсадной колонны.

Подготовка вышки и бурового оборудования. Перед началом спуска колонны тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования. При осмотре вышки все дефекты и нарушения в соединениях отдельных узлов, поясов, диагоналей и крепления опор немедленно устраняют. Проверяют вертикальность вышки и равномерность натяга угловых оттяжек.

При проверке лебедки и привода обращают внимание на прочность крепления лебедки, редуктора и двигателей к фундаментам, на состояние цепных колес, кулачковых сцеплений, шпонок и тормозов.

Для предупреждения осложнений с талевой системой проверяют диаметр работающего талевого каната и возможность спуска обсадной колонны на этом канате и оснастке; в случае необходимости талевый канат заменяют новым перед последней промывкой скважины. Особенно тщательно должно быть проверено состояние крюка, талевого блока, кронблока и индикатора массы (веса).

При подготовке буровых насосов к спуску и цементированию колонны проверяют состояние штоков, сальниковой набивки, гнезд, клапанов, соединений в приводной части и все замеченные дефекты ликвидируют, а сработанные детали заменяют новыми. Готовность двигателей выясняют по их состоянию, возможности работы в тяжелых условиях спуска обсадной колонны и продавки цементного раствора при высоком давлении.

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны. К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы (каротажи, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных объектов и т.д.). Перед последней промывкой скважины бурильные трубы подвергают контрольному замеру при помощи стальной рулетки.

Места сужения ствола по данным кавернометра прорабатывают со скоростью 20...50 м/ч. Перед проработкой по согласованию с геологической службой к раствору добавляется нефть или другие вещества, снижающие липкость глинистой корки. При промывке перед спуском колонны параметры бурового раствора тщательно контролируются и доводятся до установленной для данной скважины нормы. После проработки и промывки скважины ствол ее часто шаблонируют. Для этой цели в скважину спускают на бурильной колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что они доходят до забоя посадок. По окончании шаблонирования скважину промывают, длительность промывки — один-два цикла циркуляции.

В период подготовки ствола скважины к спуску колонны в буровой проверяются необходимые для этой операции инструменты

и материалы: три исправных и проверенных элеватора, три точно пригнанных шарнирных ключа, запасной комплект клиньев, комплект штропов, круговой ключ для обсадных труб, пеньковый канат; белила (сурик) или другая смазка, олифа, гвозди и др. Все подготовительные работы по спуску обсадной колонны производятся в период проработки и промывки скважины.

Спуск обсадной колонны в скважину. Этот процесс, как правило, должен осуществляться в один прием (одной сплошной секцией). Допускается спуск колонны двумя секциями с применением стыковочных устройств, опрессованных перед спуском в скважину на давление, обеспечивающее испытание колонн на герметичность.

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады четко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы, рабочее место должно быть очищено от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо — буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб. Колонну должны спускать при помощи клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Можно использовать элеваторы для спуска в скважину обсадных труб, когда масса их недостаточна, а также при спуске тяжелых колонн, когда предварительно (до спуска колонны) докреплены муфты заводского крепления, или используются трубы с муфтами, навинченными на специальных клеевых смазках.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах следует применять в качестве смазки специальные уплотнительные составы. Применять графитовую смазку или смазку, составленную из цинковых белил и сурика, на газовых скважинах запрещается. Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора от последующего воздействия на них бурильной колонны первые 5...10 труб от башмака после закрепления их машинными ключами приваривают. Во избежание смятия колонны при спуске ее с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия ее с клиньев или элеваторов спускают с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора массы (веса) колебалась в пределах пяти делений.

При наличии обратного клапана колонну во время спуска заполняют глинистым раствором через каждые 100...200 м. Чтобы избежать образования воздушной пробки, колонну следует заполнять при 50 %-й подаче насосов. В процессе спуска обсадной колонны устанавливают систематический контроль за плотностью и вязкостью вытесняемого из скважины глинистого раствора. В случае появления признаков газирования глинистого раствора в муфту последней трубы ввинчивают заливочную головку и разгазированный раствор заменяют свежим. Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основным критерием для прекращения промежуточной промывки считается необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости и падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего ее цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений.

Обсадную колонну в наклонную скважину следует спускать по возможности быстрее. Для этого рекомендуется в период подготовки скважины к креплению собрать часть колонны в колена и установить их за пальцем в буровой вышке. Эти трубы надо спускать в скважину первыми, причем длина их должна примерно соответствовать глубине спуска промежуточной колонны. Так как при спуске труб колонна испытывает большое трение о стенки скважины, необходимо обращать внимание на изменение нагрузки на крюке.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы (веса). В записях замера обсадных труб указываются число спущенных труб и их суммарная длина. Спуск обсадных колонн является одной из трудоемких и ответственных операций, от темпов которой зависит успех всего процесса бурения. В настоящее время довольно широко применяют средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутами две перекладки из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладками на роликах монтируется двухэтажная люлька для верхового рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люльке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъема обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор,

пока труба не завинчивается на 3...4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивать при свободном верхнем конце трубы. В случае если в скважину спускают обсадную колонну со сварными соединительными элементами, обсадные трубы над устьем скважины можно сваривать как автоматической, так и полуавтоматической сварочными установками.

10.6. Цементирование скважин

Цель цементирования скважин. Крепление скважин осуществляется для разобщения нефтегазоносных пластов от всех вышележащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому спущенные в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путем закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Методы цементирования скважин. Существует ряд методов цементирования скважин. К ним относятся: одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Одноступенчатое цементирование скважин (одноцикловый способ) — наиболее распространенный вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ее после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из нее, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена (все линии от цементировочных агрегатов к цементировочной головке должны быть опрессованы на давление, в 1,5 раза превышающее максимальное расчетное давление; давление опрессовки линий от агрегатов должно выдерживаться в течение 3 мин) приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину. Рекомендуется непосредственно перед началом затво-

рения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей NaCl , CaCl_2 , и т. п., щелочей NaOH и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объем буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку (рис. 10.11, а)*. Затем при помощи цементосмесителей и цементируемых агрегатов приготавливают цементный раствор, который агрегатами перекачки перекачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементируемой головки продавливают верхнюю пробку (рис. 10.11, б), и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны (рис. 10.11, в).

Далее приступают к продавке цементного раствора вниз. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементируемых агрегатов. При продавке цементного раствора ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся $0,5 \dots 1,0 \text{ м}^3$ продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо (рис. 10.11, г). Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым «ударом». Величина «удара» зависит от руководителя работ и обычно не превышает $0,5 \dots 1,0 \text{ МПа}$ сверх максимального давления, имевшегося перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

Двухступенчатое цементирование скважин рекомендуется применять в следующих случаях:

если возникают трудности технического порядка, не позволяющие поднять уровень цементного раствора на требуемую высоту; на забое скважины высокая температура, ограничивающая во времени проведение одноступенчатого цементирования;

затрубное пространство (для экономии цемента) требуется заполнить цементом не сплошь, а отдельно, оставив промежуток между эксплуатируемыми объектами незацементированным.

Для проведения двухступенчатого цементирования скважины необходимо в обсадной колонне на некоторой высоте от забоя скважины установить специальную заливочную муфту (рис. 10.12).

* В некоторых нефтяных районах (например, Татарстане, Башкортостане и др.), где глубины скважин сравнительно небольшие, производят цементирование без нижней пробки.

Технологический процесс двухступенчатого цементирования протекает в следующем порядке. Обсадную колонну, с оборудованным низом и заливочной муфтой, спускают в скважину и при обычной промывке подготавливают к цементированию. Перед спуском в скважину заливочная муфта должна быть опробована на поверхности. После подготовки скважины к цементированию прокачивают расчетное количество первой порции глинистого раствора и опускают нижнюю цементировочную пробку (рис. 10.13, *а*).

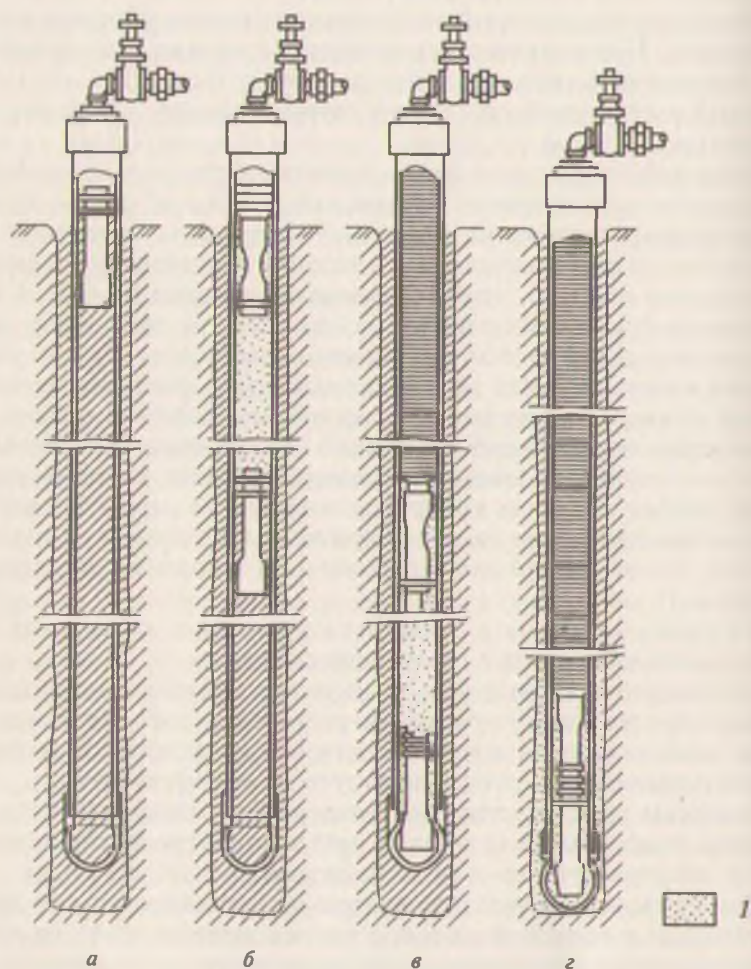


Рис. 10.11. Стадии процесса цементирования с двумя пробками:

а — опускание нижней пробки; *б* — закачка цемента и опускание верхней пробки; *в* — продавливание цемента к башмаку колонны; *г* — продавливание цемента в заколонное пространство; 1 — цементный раствор

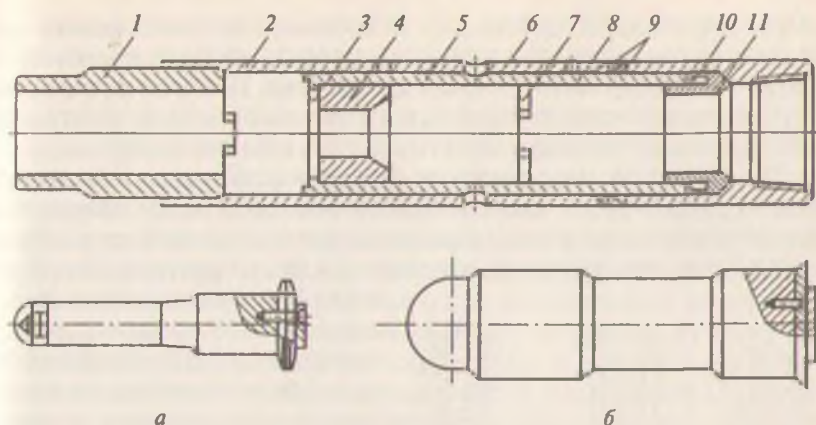


Рис. 10.12. Заливочная муфта, нижняя (а) и верхняя (б) пробки для двух-ступенчатого цементирования:

1 — переводник; 2 — кожух; 3 — вырезы под замок против вращения в нижнем цилиндре; 4, 11 — седло; 5 — цилиндр нижний; 6 — резиновое кольцо; 7 — вырезы под замок против вращения в верхнем цилиндре; 8 — цилиндр верхний; 9 — вырезы; 10 — предохранительное кольцо

За нижней пробкой прокачивают вторую порцию цементного раствора и спускают вторую (верхнюю) цементировочную пробку, которая продавливается вниз расчетным количеством глинистого раствора второй порции (рис. 10.13, б).

Первая (нижняя) цементировочная пробка, проталкиваемая жидкостью вниз, в определенный момент упирается своими плечиками в седло 4 (см. рис. 10.12) нижнего цилиндра заливочной муфты и под давлением столба жидкости и давления насосов срезают стопорные болты. Нижний цилиндр движется вниз до момента захода своих нижних выступов в вырезы переводника с муфты на обсадную колонну. Вследствие движения нижнего цилиндра вниз открываются цементировочные отверстия, и цементный раствор, расположенный над первой (нижней) пробкой, устремляется в затрубное пространство, а нижняя цементировочная пробка, плотно прилегая своими плечиками к седлу 4, под действием давления герметически закрывает нижнюю часть колонны — от заливочной муфты до башмака.

Таким образом заканчивается цементирование первой (нижней) ступени: цементный раствор первой порции поднят на заданную высоту от башмака колонны. Одновременно происходит процесс заливки второй ступени через цементировочные отверстия цементировочной муфты.

Вторая (верхняя) цементировочная пробка, двигаясь вниз, упирается своими плечиками в седло 11 (см. рис. 10.12) верхнего ци-

линдра заливочной муфты, под действием давления срезает стопорные болты верхнего цилиндра, цилиндр движется вниз и перекрывает цементировочные отверстия (рис. 10.13, в), в результате чего наступает момент удара «стоп», давление мгновенно поднимается и цементировка колонны на этом заканчивается.

Для окончательного контроля удачного перекрытия цементировочных отверстий, а также контроля (см. рис. 10.12) надежности выдерживания пружинным кольцом давления цементного раствора в затрубном пространстве, открывают кран цементировочной го-

ловки на колонне, ранее закрытой в момент «удара» при давлении до 10 МПа и наблюдают за количеством вытекаемой жидкости из колонны и давлением на головке.

Если объем вытекшей жидкости равен объему, занимаемому шлангом и нагнетательной линией, а давление мгновенно падает до нуля при истечении жидкости, то заливка второй ступени прошла удачно, и скважину оставляют в спокойном состоянии на период твердения цемента. После периода твердения цемента снимают заливочную головку, спускают бурильную колонну с долотом и разбуривают пробки, промывают скважину до цементного стакана в башмаке колонны и проверяют высоту подъема цемента первой и второй ступеней.

Двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями, например производят заливки с выдержкой во времени между затворением первой и второй порциями цемента и т. п.

При нормальном цементировании ствола скважины может возникнуть опасность зацементирования малодебетных или сильно дренированных пластов, в результате чего резко снизится

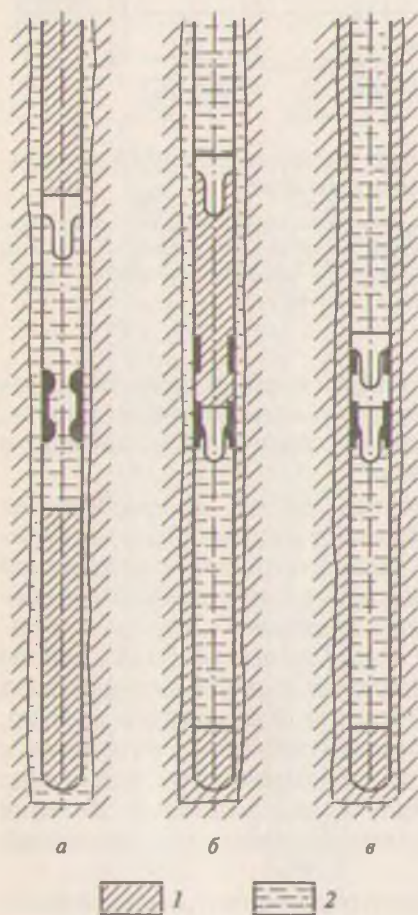


Рис. 10.13. Схема двухступенчатой заливки скважины:

а — опускание нижней пробки; б — опускание верхней пробки; в — окончание цементирования; 1 — цементный раствор; 2 — глинистый раствор

производительность скважины. В этом случае нижняя часть эксплуатационной колонны, в пределах нефтеносного и газоносного пласта, составляется из перфорированных труб — фильтра, т.е. производится манжетное цементирование скважины.

Цементный раствор из обсадной колонны в затрубное пространство скважины поступает через боковые отверстия в обсадных трубах, расположенных над фильтром. Ниже боковых отверстий внутри обсадной колонны на стыке труб устанавливается «прямой» клапан, открывающийся вверх и пропускающий жидкость только снизу вверх, а снаружи устанавливают воронкообразную манжету. Назначение манжеты — преградить путь цементу вниз. Манжета представляет собой воронку, изготовленную из эластичного материала (брезента, кожи или т.п.), высотой 60...70 см, причем верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины.

При проведении двухступенчатого или манжетного цементирования обсадных колонн широко используются заколонные пакеры типа ПДМ (конструкция ВНИИБТ). Эти пакеры разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметром 140; 146; 168 мм как с резинотканевыми, так и с резинометаллическими уплотнительными элементами. Пакер типа ПДМ опускают в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цементировании пакер размещают между ступенями цементирования, а при манжетном — над продуктивным пластом. Цементирование первой ступени (ниже пакера) проводят через башмак обсадной колонны, цементирование второй ступени (выше пакера) — через цементировочные отверстия пакера с использованием верхней цементировочной пробки. Затрубное пространство пакеруют перед цементированием второй ступени путем раздувания уплотнительного элемента пакера жидкостью из обсадной колонны. При манжетном цементировании скважины применяют верхнюю цементировочную пробку, а пакеровку осуществляют промывочной жидкостью или начальной порцией тампонажного раствора (рис. 10.14).

Цементирование хвостовиков осуществляется двумя способами: с разделительной цементировочной пробкой и без нее. При этом хвостовик спускается на бурильных трубах с помощью специальных переводников с левой резьбой (см. рис. 10.9).

Первый способ более совершенен. Так как диаметр хвостовика и бурильных труб, на которых его спускают, различны, для разделения цементного раствора и продавочной жидкости используют цементировочную пробку, состоящую из двух частей. Нижняя часть подвешивается в хвостовике на специальном патрубке с помощью штифтов. Верхняя — движется на колонне бурильных труб за цементным раствором (рис. 10.15). Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней пробки и перекрывает его, создается избы-

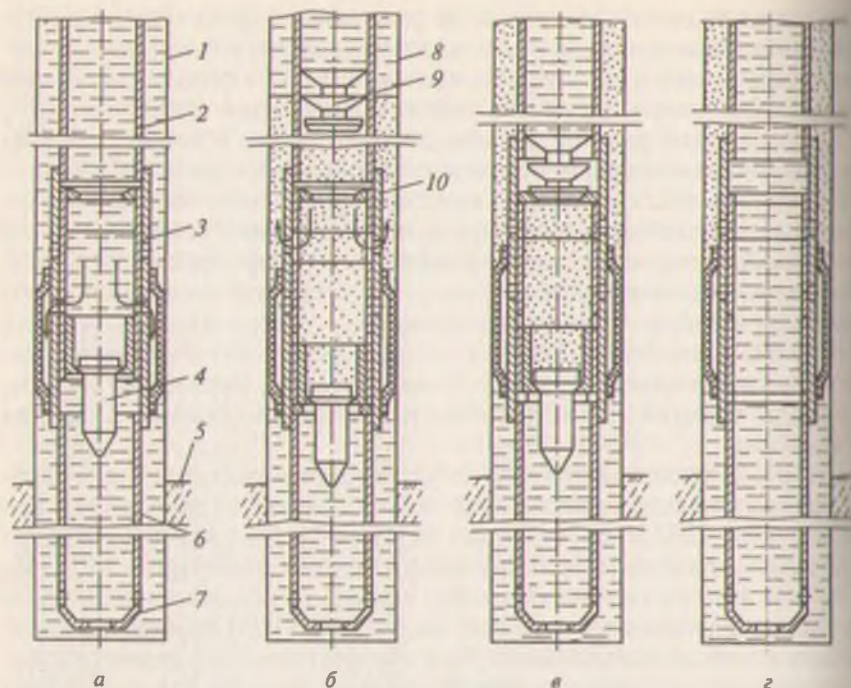


Рис. 10.14. Технологическая схема манжетного цементирования скважин с пакером ПДМ:

а — спуск и посадка пробки; *б* — цементирование; *в* — закрытие цементированных отверстий пакером; *г* — скважина после разбурирования пробок, втулки и седел; 1 — скважина; 2 — обсадная колонна; 3 — паз; 4 — пробка; 5 — продуктивный пласт; 6 — фильтр; 7 — башмак колонны; 8 — продавочная жидкость; 9 — пробка верхняя; 10 — тампонажный раствор

точное давление, штифты срезаются, и до упорного кольца обе части пробки движутся совместно.

Герметизацию кольцевого пространства между предыдущей обсадной колонной и хвостовиком можно достигнуть, используя устройство «Герус» (рис. 10.16). В настоящее время применяются «Герусы» размером 299×219, 245×168 и 219×146 мм. Устройство состоит из корпуса 5, резиновых колец 8, воронки 10 со шпонками 9, переводника 12, имеющего шпоночные пазы и резьбу замковой муфты, гайки 4. Резиновые кольца в процессе спуска устройства в скважину защищены кожухом 6, приваренным к нижнему концу элеватора 11.

После спуска и цементирования хвостовика на бурильных трубах спускают «Герус» и при плавном касании его к верхней части хвостовика с одновременным вращением с помощью ротора нижний конец устройства (ниппель 3) свинчивают с правой

резьбой специальной муфты-разъединителя 2. Для последующего снятия кожуха б дают натяжку на трубы на 40...50 кН больше их массы.

Если в скважину спускают хвостовик с частично перфорированными обсадными трубами, то цементируют через отверстия, расположенные над фильтром, а не через башмак колонны. В этом случае ниже отверстия монтируют заглушку или клапан, открывающийся вверх (прямой клапан), а над ними должен быть установлен обратный клапан. Делают это для того чтобы предотвратить обратное поступление цементного раствора в колонну после отвинчивания бурильных труб. Цементаж проводится аналогично приведенному выше.

К цементированию под давлением относятся обратное и ремонтное цементирования через заливочные трубы. Обратное цементирование — это цементирование обсадной колонны с закачиванием цементного раствора и продавочной жидкости в заколонное пространство и выходом циркуляции через колонну. Обратное цементирование применяется крайне редко глав-

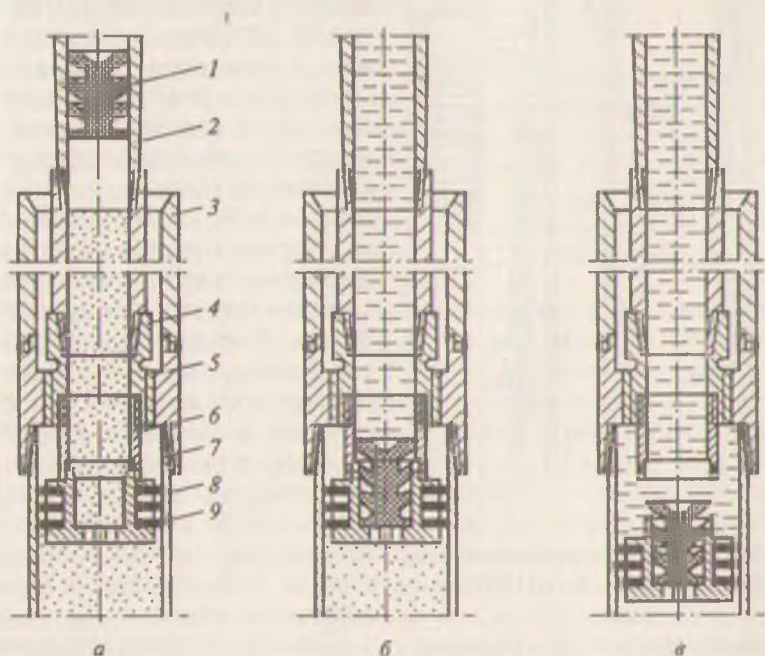


Рис. 10.15. Схема цементирования хвостовика с разделительными пробками:

а — закачка цементного раствора; б — посадка верхней упругой части пробки на нижнюю; в — прокачка цементного раствора по обсадной колонне; 1 — бурильные трубы; 2 — верхняя упругая часть разделительной пробки; 3, 5 — специальные муфты; 4 — левый переводник; 6 — патрубок; 7 — шпильки; 8 — нижняя часть разделительной пробки; 9 — обсадные трубы

ным образом из-за опасности поглощения, когда одноступенчатое цементирование невозможно.

При обратном цементировании обсадную колонну спускают в скважину без обратного клапана и упорного кольца. На верхний конец колонны после промывки навинчивают головку с кранами высокого давления и лубрикатором. Головку соединяют трубопроводом с циркуляционной системой буровой установки. Заколонное пространство скважины герметизируют превентором.

Цементный раствор закачивают непосредственно в заколонное пространство; вытесняемый им буровой раствор поднимается вверх

по обсадной колонне и через устьевую головку и трубопровод направляется в циркуляционную систему. Наибольшую трудность при обратном цементировании представляет определение момента, когда первая порция цементного раствора подходит к башмаку обсадной колонны. Надежно это можно сделать с помощью прибора для гамма-каротажа. Такой прибор спускают в скважину на кабеле, пропущенном через лубрикатор в устьевой головке, и устанавливают в 100...200 м от башмака. Первую порцию цементного раствора активизируют изотопом с малым периодом полураспада. Зная глубину установки прибора в колонне и объем заколонного пространства на участке от этой глубины до башмака колонны, по суммарной подаче насосов, закачивающих жидкость в скважину, можно рассчитать время, за которое цементный раствор заполнит этот участок и войдет внутрь колонны.

При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, чем при одноступенчатом способе. Наряду с этим, качество цементного раствора, поступающего в нижнюю часть скважины (к баш-

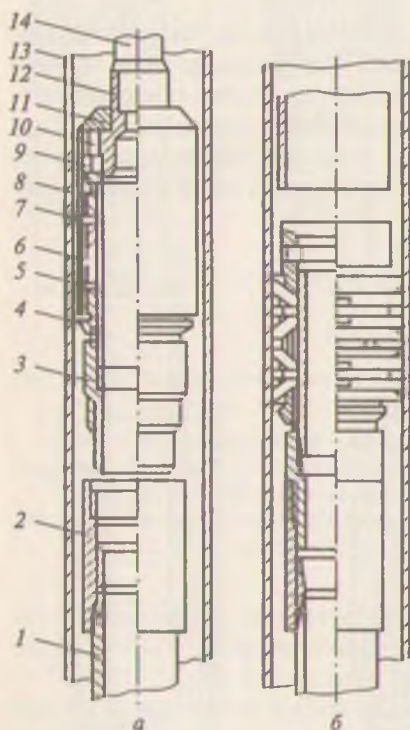


Рис. 10.16. Уплотняющее устройство «Герус» конструкции АзНИИбур-нефть:

а — до установки; б — после установки; 1 — хвостовик; 2 — специальная муфта-разделитель; 3 — ниппель; 4 — гайка; 5 — корпус; 6 — кожух; 7 — раздвижное кольцо; 8 — резиновое кольцо; 9 — шпонка; 10 — воронка; 11 — элеватор; 12 — переводник; 13 — промежуточная колонна; 14 — буровая труба

маку колонны), хуже, чем при одноступенчатом, поскольку невозможно использовать разделительные пробки.

При проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах достаточно широко применяют цементирование по способу Н. К. Байбакова.

Скважине, в которой обнаруживается прорыв верхних вод, дают поработать 2...3 дня для увеличения дренажных каналов, по которым вода проникает в колонну. После этого скважину глушат и промывают при помощи компрессорных труб ниже верхних отверстий фильтра. Затем промывочную колонну труб сажают на крестовине фонтанок компрессорной головки при помощи планшайбы и закрепляют болтами. Далее скважину испытывают на поглощение с помощью бурового насоса или же цементировочного агрегата. Если при этом окажется, что поглощение пласта незначительно (менее 0,5 м³/мин при давлении 5 МПа), скважину вновь пускают в работу для дальнейшего увеличения дренажных каналов. Добившись требуемого поглощения пласта, устье скважины оборудуют специальным манифольдом (рис. 10.17). Для проведения цементирования необходимо установить два цементировочных агрегата.

После испытания пласта на поглощение и опрессовки линии нагнетания начинают закачивать цементный раствор через задвижки 1, 2, 1' и 2' при открытых задвижках 3, 4 и 5; задвижки 6, 7, 7' и 3' закрыты. Прокачиваемый в трубы цементный раствор вытесняет из скважины воду, которая свободно выходит из скважины по нижней струне через задвижки 3, 4 и 5. Для предотвращения прокачки цементного раствора в пространстве между заливочными трубами и обсадной колонной выше фильтра (дыр перфорации) задвижки 4 и 5 закрывают в тот момент, когда цементный раствор не достигает башмака цементировочных труб на высоту, занимаемую 1 м³ воды. После этого начинается продавка цементного раствора в пласт — эта операция производится до предельного давления цементировочного агрегата. Остатки цементного раствора вымываются обратной промывкой, при ко-

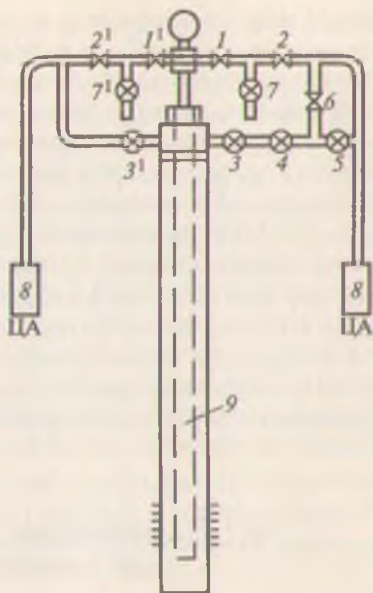


Рис. 10.17. Схема присоединения цементировочных агрегатов для ремонтного цементирования по способу Н. К. Байбакова:

1...7 — задвижки (краны); 8 — цементировочные агрегаты; 9 — заливочные трубы

торой вода закачивается в скважину через задвижки 6, 4, 3 и 3¹, причем задвижки 2, 2¹, а затем и 5 закрыты, жидкость выходит из скважины через заливочные трубы и открытые задвижки 1 и 1¹, а затем выбрасывается через задвижки 7 и 7¹.

Во время продавки цементного раствора в пласт необходимо следить за поведением давления на головке и в затрубном пространстве. Цементный раствор вымывается при давлении на 0,3...0,5 МПа ниже конечного давления при продавке с тем, чтобы не создавать большой депрессии на пласт, в котором цементный раствор еще находится в жидком состоянии. Промывку обычно ведут в течение времени, необходимого для схватывания цементного раствора, с расчетом вымывания раствора из заливочных труб без остатка. Давление на пласт необходимо сохранить до начала схватывания цементного раствора, после чего давление понижают, разбирают заливочную арматуру и извлекают заливочные трубы.

10.7. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин

Тампонажные материалы. Это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные цементы образуются на основе:

- портландцемента;
- доменных шлаков;
- известково-песчаных смесей;
- прочих материалов (белитовые и др.).

Для цементирования скважин применяют только два первых вида — тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;

структурообразование раствора, т.е. загустение и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;

цементный раствор на стадиях загустения и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под дей-

ствием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

К важнейшим свойствам цементного раствора относятся: водо-содержание (водоцементное отношение), водоотдача, плотность, подвижность (растекаемость), сроки схватывания, время загустения, седиментационная устойчивость (способность частиц цементного раствора не оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести), структурная вязкость, механическая прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионная устойчивость и др.

В зависимости от добавки тампонажные цементы и их растворы подразделяют на песчаные, волокнистые, гелцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низкой водоотдачей, водоземulsionные, нефцементные и пр. Номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:

тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент — для скважин с температурой до 50°, «горячий» — для температур до 100 °С, плотность раствора 1,88 г/см³);

облегченные цементы для получения растворов плотностью 1,4... 1,6 г/см³ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90... 140 °С). В качестве облегчающих добавок используют глинопорошки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.;

утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур 90... 140 °С. В качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.;

термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90... 140 и 140... 180 °С;

низкогигроскопические тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов путем изменения водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

На практике в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4... 0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается текучестью цементного камня и удлинением срока схватывания. К ускорителям относятся: хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до -40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора такие химические реагенты, как гидролизированный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфитоспиртовая барда, концентрированная сульфоспиртовая барда, нитролигнин. Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают водоотдачу и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты растворяют предварительно в жидкости затворения (воде). Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси). От правильного выбора тампонажного цемента и добавок к нему зависит качество строящейся скважины. Поэтому выбор рецептуры тампонажного раствора следует проводить только на основании тщательных лабораторных исследований. Особое внимание следует уделять смешиванию цемента с добавками. В американской практике непосредственно перед приготовлением тампонажного раствора перекачивают сухую смесь в пустой цементосмеситель и обратно. Этим достигают равномерного распределения добавок.

Оборудование для цементирования скважин. К оборудованию необходимому для цементирования скважин, относятся: цементировочные агрегаты, цементосмесительные установки, цементировочная головка, заливочные пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, устройства для распределения раствора, гибкие металлические шланги и т. п.).

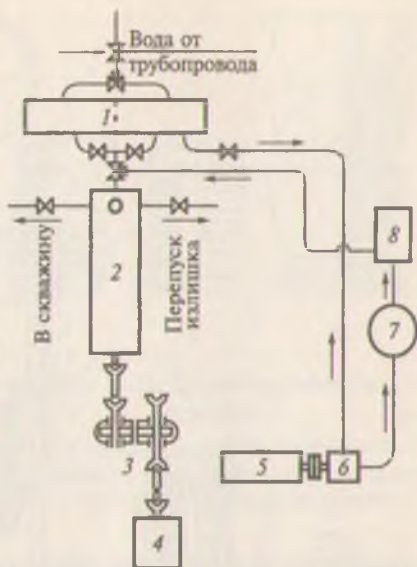
При помощи цементировочного агрегата производят затворение цемента (если не используется цементосмесительная установка), закачивают цементный раствор в скважину и продавливают его в затрубное пространство. Кроме того, цементировочные агрегаты используются и для других работ (установка цементных мостов, нефтяных ванн, испытание колонн на герметичность и др.).

Учитывая характер работ, цементировочные агрегаты изготавливают передвижными, с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы: поршневой насос высокого давления для прокачки цементного раствора в колонну обсадных труб; ротационный насос, которым подают воду в цементную мешалку во время приготовления цементного раствора; замерные баки, при помощи которых определяют количество жидкости, закачиваемой в колонну для продавки цементного раствора; двигатель для привода насоса (рис. 10.18).

Для цементирования обсадных колонн в отечественной практике применяют цементировочные агрегаты (ЦА) различных ти-

Рис. 10.18. Схема действия цементировочного агрегата при затворении и закачке цементировочного раствора:

1 — замерный бак; 2 — цементный насос; 3 — коробка отбора мощности; 4 — коробка передач автомобиля; 5 — двигатель; 6 — ротационный насос; 7 — цементосмеситель; 8 — цементный бачок



пов: ЦА 320А; ЦА 320С; 3ЦА 400А; УНБ 2-630-50; УНБ-2-160; УНБ2-400-40. Они отличаются друг от друга прежде всего гидравлической мощностью насосов. Для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины применяют блок манифольдов. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продажной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

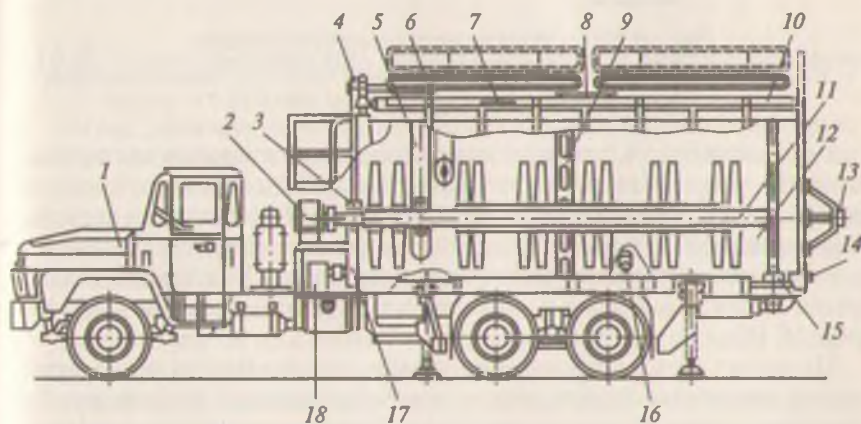


Рис. 10.19. Агрегат смесительный АСМ-25:

1 — шасси несущего автомобиля; 2 — редуктор; 3 — сальниковое уплотнение валов мешалок; 4 — коробка раздаточная цепная; 5 — загрузочный шнековый транспортер; 6 — редуктор загрузочного шнекового транспортера; 7 — смотровой люк; 8 — моечный люк; 9 — указатель уровня; 10 — заливочный трубопровод; 11 — вал мешалки; 12 — резервуар; 13 — выносная опора; 14 — шламовый люк; 15 — донный клапан; 16 — патрубок для соединения с приемным манифольдом ЦА; 17 — коробка раздаточная цепная; 18 — коробка отбора мощностей

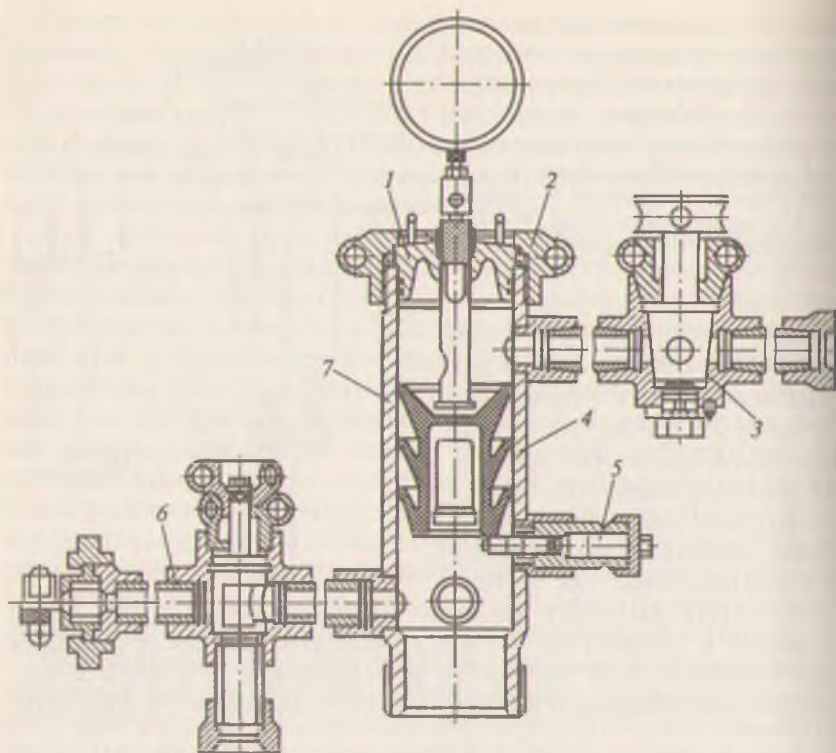


Рис. 10.20. Головка цементирующая устьевая:

1 — крышка; 2 — накидная гайка; 3 — пробковый кран; 4 — цементирующая пробка; 5 — стопорный винт; 6 — элементы обвязки; 7 — корпус

В отечественной практике цементирования скважин для приготовления тампонажных растворов применяют цементно-смесительные установки, снабженные смесительными устройствами гидровакуумного типа. Выпускаются: агрегат смесительный ЗАС-30, установка цементно-смесительная УС630, изготавливается по индивидуальным заказам агрегат смесительный АСМ-25 (рис. 10.19).

Цементирующие головки предназначены для промывки скважины и проведения цементирования. Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементирующей головкой, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементирующих агрегатов. В настоящее время применяются цементирующие головки типа ГЦУ-140-146; ГЦУ-16в; ГЦУ-245; ГЦУ-243; ГЦУ-324; ГЦУ-340 (рис. 10.20). Конструкция цементирующей головки типа ГЦУ рассчитана на максимальное давление 40 МПа. Диаметр обвязываемых колонн этими головками от 140 до 340 мм. Головка состоит из

корпуса 7, крышки 1 с разделительным устройством, трехходовым краном и манометром, двух стопорных винтов 5, пробковых кранов 3, цементировочной пробки 4, элементов обвязки 6 и накидной гайки 2. Корпус головки имеет семь отводов, к четырем из которых, расположенным в нижней части, присоединены угловые трехходовые пробковые краны, а к верхнему боковому — проходной пробковый кран. В остальные два отвода ввинчены стопоры для поддержания цементировочной пробки.

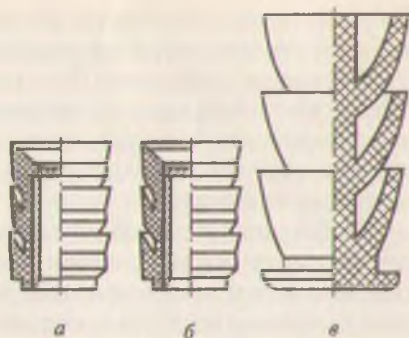


Рис. 10.21. Цементировочные пробки:

а — нижняя самоуплотняющаяся с металлическим остовом; *б* — верхняя; *в* — самоуплотняющаяся резиновая

Заливочные (разделительные) пробки предназначены для отделения бурового раствора и продавочной жидкости от цементного раствора при цементировании обсадных колонн и получения сигнала об окончании продавки цементного раствора (рис. 10.21). При двухступенчатом цементировании используются специальные цементировочные пробки (см. рис. 10.12).

10.8. Подготовительные работы и процесс цементирования

Перед началом цементирования скважины необходимо рационально расставить цементировочные агрегаты и цементно-смесительные установки. В каждом конкретном случае следует учитывать местные условия (рельеф местности, расположение оборудования и коммуникаций буровой, расположение водяных гидрантов и др.). Но, независимо от этого, при любых обстоятельствах следует соблюдать следующие условия:

подъездной путь к цементно-смесительным машинам должен быть освобожден от посторонних предметов;

емкости с водой или гидранты промыслового водопровода должны располагаться в непосредственной близости от цементно-смесительных установок;

между установками должен быть свободный проход для рабочих.

В начале закачки цементного раствора приходится преодолевать давление, вызванное гидравлическими сопротивлениями. Это давление зависит от вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, находящегося в скважине. Давление при начале операции примерно равно давлению в конце промывки скважины.

Для снижения давления в начале операции во многих нефтяных районах практикуется поочередное включение в работу цементно-смесительных установок. После закачки цементного раствора лицо, ответственное за пуск заливочной пробки, вывинчивает стопоры цементирующей головки, удерживающие пробку. В это время очищаются насосы и нагнетательные трубопроводы от остатков цементного раствора.

Чтобы получить наибольшую скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве, следует снизить простой цементирующихся агрегатов при наборе продавочной жидкости. Скорость поступления жидкости в мерные баки цементирующего агрегата должна несколько превышать скорость ее откачки в скважину.

В процессе цементирования рекомендуется производить расхаживание обсадной колонны, если это не сопровождается значительными дополнительными нагрузками из-за наличия перегибов ствола, кривизны и т. п. Величина расхаживания выбирается в зависимости от длины обсадной колонны, применяемой обвязки устья при цементировании, возникающих дополнительных нагрузок и др. (в пределах от 2 до 10 м). Высокой скорости расхаживания обсадной колонны не требуется.

Последние 1...2 м³ продавочной жидкости прокачиваются одним-двумя цементирующими агрегатами до получения четкого «стоп-удара». При отсутствии «стоп-удара» после прокачивания расчетного объема продавочной жидкости дальнейшее продавливание ведется по указанию лица, ответственного за крепление данной скважины. Вследствие так называемого «вспенивания» негоorizontalной установки мерных емкостей цементирующихся агрегатов, неполной откачки, неточности замера иногда приходится перекачивать от 2 до 10 %.

Давление гидравлического удара («стоп-удара») больше, чем на 1...2 МПа по сравнению с конечным давлением операции поднимать не следует. При цементировании газовых скважин следует стремиться путем комбинации облегченных и утяжеленных цементов обеспечить к моменту окончания процесса равенство гидростатических давлений — столба в затрубном пространстве (цементного плюс бурового раствора) с давлением столба бурового раствора, заполнившего скважину перед спуском колонны.

В колоннах, оборудованных обратным клапаном, после окончания продавливания цементного раствора давление на цементирующей головке следует снизить до нуля; для предотвращения роста давления в процессе ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ) в высокотемпературных скважинах кран на цементирующей головке оставляют приоткрытым. В случае перетoka через обратный клапан и отсутствии последнего на цементирующей головке следует поддерживать давление минимальным только в начальный период.

Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску колонны, спуск колонны и цементирование должны проводиться так, чтобы природе и окружающей среде был нанесен минимальный вред. Особое внимание должно уделяться надежной изоляции водоносных горизонтов, в том числе и при цементировании кондуктора и технических колонн. Только невнимательным отношением к этому вопросу в 1950—1960-е гг. можно объяснить засоление в некоторых нефтяных районах основных водоносных горизонтов, из которых добывается питьевая вода для большинства населенных пунктов. Так, пренебрежительное отношение к экологии и стремление сэкономить обсадные трубы и цемент создали проблему, для решения которой придется затратить средств значительно больше, чем удалось сэкономить в свое время. При цементировании обсадных колонн следует принимать меры по предупреждению загрязнения территории буровой цементом, химическими реагентами и другими вредными для окружающей среды веществами.

10.9. Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Продолжительность затвердения цементных растворов для кондукторов устанавливается 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн — 24 ч. Продолжительность затвердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных их предварительного испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин в целях предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения массы на 2...3 деления по индикатору необходимо разгружать колонну до массы, зафиксированной после ее спуска. Наблюдение за показаниями индикатора массы (веса) следует производить на протяжении 10...12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и затвердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой (рис. 10.22). При схватывании и затвердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5...10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

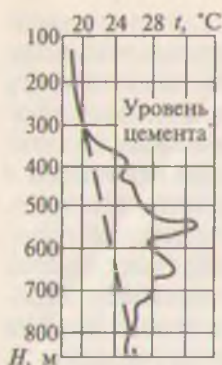


Рис. 10.22. Температурная кривая для определения высоты подъема цементного раствора за обсадной колонной

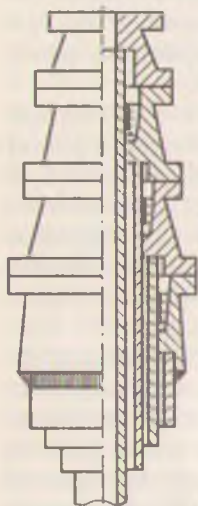


Рис. 10.23. Оборудование для обвязки обсадных колонн

Применение метода гамма-каротажа основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность этого метода заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикатора.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины (рис. 10.23).

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;

опрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;

контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбурированию заливных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны. Разбурирование должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцевым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения. Если предполагается разбурить только заливные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то можно не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и

обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим образом.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны. Во всех случаях давление опрессовки должно быть не менее указанного ниже:

Диаметр колонны,									
мм	426...377	324...273	245...219	194	168	146...141	127...114		
Давление на устье, МПа,									
не менее	5	6	7	7,5	8	10	12		

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также, если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинается спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее 1400 кг/м³, или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146 и 168 мм колоннах и на 0,5 м в 194 и 219 мм колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости от стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой пользуются цементирующим агрегатом, а на герметичность путем понижения уровня жидкости — компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате. При испытании на герметичность может оказаться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных мероприятий по устранению негерметичности — определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости. После замера электросопротивляемости однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая снижение уровня в колонне приток воды и вновь замеряя сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят дополнительное цементирование по способу Н. К. Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор на 1 ... 2 м ниже места течи.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под конструкцией скважины? Что она должна обеспечивать? Какие типы обсадных колонн используются в конструкции скважины?
2. Как выбирается число обсадных колонн и глубина их спуска?
3. Каким образом выбирается диаметр обсадных колонн и высота подъема цемента?
4. Назовите характерные особенности конструкций газовых скважин.
5. Какие трубы применяют для крепления скважин? Какие резьбы используются в этих трубах?
6. Назовите устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн.
7. Какие устройства используются для оборудования верхней части обсадной колонны?
8. В чем основа успешного спуска обсадной колонны в скважину?
9. Какие существуют методы цементирования скважин? Расскажите о каждом из этих методов.
10. Какие применяют тампонажные материалы для цементирования скважин?
11. Какое оборудование используется для цементирования скважин?
12. Как нужно организовать подготовительные работы и процесс цементирования?
13. Каким образом проверяются результаты цементирования? Приведите схему оборудования для обвязки обсадных колонн.
14. Расскажите о мероприятиях по охране природы и окружающей среды при креплении скважин.

ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

11.1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны

Для вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) в целях их эксплуатации или опробования в эксплуатационной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6...12 отверстий пулями диаметром 11,0...11,5 мм. Эффективность перфорации пулевым перфоратором часто бывает недостаточна в связи с быстрой потерей энергии пулями при ударе о трубы.

Большой пробивной способностью, обеспечивающей лучшее вскрытие пласта, обладают торпедные перфораторы Ю.А. Колодяжного. Они отличаются от пулевых перфораторов тем, что колонна простреливается снарядами большего диаметра и замедленного действия. Снаряд, войдя в пласт, разрывается и создает дополнительные трещины. Торпедный перфоратор дает хорошие результаты при вскрытии плотных пород (известняков, песчаников), заглинизированных в процессе бурения или зацементированных при ремонтных работах, а также при простреле скважин многоколонной конструкции.

Широкое распространение получила беспулевая перфорация. В этом случае отверстия в колонне создаются не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов. Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой, симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва. С появлением беспулевых перфораторов стало возможным создавать отверстия без повреждения колонны и цементного кольца. Кроме того, беспулевая перфорация обеспечивает надежное вскрытие пласта и улучшение проницаемости за счет образования более глубоких каналов, чем при пулевой перфорации.

Применяются корпусные и бескорпусные кумулятивные перфораторы. Как правило, используются полностью разрушающиеся бескорпусные перфораторы, т. е. однократного действия. Перфораторы кумулятивные корпусные выпускаются различных диаметров, в том числе и для спуска через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину в случае проявления горизонта (пласта) после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена буровым раствором для создания противодавления на пласт.

В каждом отдельном случае геологической службой в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации устанавливается плотность прострела (число отверстий на один погонный метр) и тип перфоратора. Для улучшения связи скважины с продуктивным горизонтом (пластом) может применяться гидропескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкости с песком она выходит из сопел с большой скоростью, и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет следующие преимущества перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин; есть возможность регулировать диаметр и глубину отверстий; можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации относятся большая стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

11.2. Освоение и испытание продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны

Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию — вызов притока жидкости из горизонта (пласта). Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристик горизонта (пласта), величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы. В плане

должны быть указаны: число объектов испытания, их геолого-геофизические характеристики, интервалы и плотность перфорации, тип перфоратора, порядок вызова притока в зависимости от коллекторских свойств горизонтов (пластов) конструкции скважин, пластовое давление и температура, допустимый предел снижения давления в эксплуатационной колонне, схемы оборудования лифта и устья, данные об объемах и методах исследования. План утверждается главными инженером и геологом объединения, треста, управления геологии.

На газовых, газоконденсатных, скважинах с АВПД план по испытанию или опробованию пластов должен согласовываться с военизированной службой по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Испытание или опробование пластов должно производиться при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ.

Вызов притока и очистка забоя при освоении фонтанных скважин производятся промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (или газа), свабированием или комбинацией этих способов. При промывке глинистый раствор, находящийся в скважине, заменяется водой или нефтью. Благодаря этому давление на забой уменьшается, а также происходит очистка его от глинистой корки и грязи. Промывку осуществляют при собранной арматуре на устье скважины, со спущенными в нее до фильтра насосно-компрессорными трубами. Эти трубы после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей.

Часто скважины осваиваются при помощи сжатого воздуха (или газа). При этом в межтрубное пространство (между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами) компрессором нагнетается сжатый воздух (или газ), вытесняющий жидкость в насосно-компрессорные трубы. В этом случае трубы спускают не до фильтра, а только до глубины, с которой давлением, создаваемым компрессором, можно продавить жидкость. Жидкость в трубах газифицируется, плотность ее уменьшается, уровень смеси газа и жидкости повышается до выкида и наступает выброс. При дальнейшем нагнетании газа или воздуха в межтрубное пространство плотность жидкости в трубах еще больше уменьшается, что влечет за собой снижение давления на забой и поступление нефти из пласта в скважину.

Главный недостаток этого способа освоения скважины — большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, что ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату насосно-компрессорных труб и т. д. При освоении скважин поршневанием в спущенные до фильтра насосно-компрессорные трубы опускают на стальном канате поршень или, как его иначе называют, сваб, имеющий клапан, открывающийся вверх. Поршень свободно погружается в жид-

кость, при подъеме же его вверх клапан закрывается и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном поршневании уровень жидкости, заполняющей скважину, будет постепенно понижаться. Пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине, и пласт начнет работать. Вызов притока (независимо от способа) на фонтанных скважинах должен производиться при собранной фонтанной арматуре.

Освоение скважин, вскрывших пласт с низким давлением, начинают с промывки забоя водным раствором специальных химических реагентов или нефтью. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при помощи желонки. Это длинное узкое ведро с клапаном в днище, которое спускают в скважину на стальном канате. Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, столб жидкости в ней постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта.

После выполнения предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток, скважина передается промыслу для эксплуатации или проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех горизонтов (пластов), вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности. Испытание производится снизу вверх. В случае ограниченности притока окончательная оценка промышленной нефтегазоносности производится по результатам испытания после применения известных методов обработки призабойной зоны или сочетания их. При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

- гидроструйная перфорация;

- метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов;

- кислотная обработка для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;

- термокислотная обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;

- гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.

После испытания каждого объекта производится исследование скважины для определения параметров горизонта (пласта) и его гидродинамической характеристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту.

Наиболее совершенный метод изоляционных работ в скважине — использование различных пакерующих устройств, когда разбирающийся мост устанавливают за один спуск в скважину и не требуется дополнительной заливки цементным раствором. Широко используется взрывное пакер-устройство, действующее за счет взрыва порохового заряда. Взрывной пакер создает в стволе герметичную пробку, выдерживающую перепад давления до 30 МПа. Наиболее распространенный взрывной пакер — полый цилиндр из алюминиевых сплавов, который при срабатывании порохового заряда деформируется и запрессовывается в обсадную колонну. При отсутствии пакерующих устройств цементные мосты в обсадных колоннах устанавливают путем закачки цементного раствора через насосно-компрессорные трубы.

Если из разведочной скважины после проведенных работ получен промышленный приток нефти или газа, скважину передают для дальнейшей эксплуатации. В том же случае, если после всех проведенных работ все испытываемые объекты окажутся «сухими», т.е. из них не будут получены промышленные притоки нефти или газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам. Факт ликвидации разведочной скважины после спуска в нее эксплуатационной колонны свидетельствует о некачественном испытании скважины в процессе бурения с помощью испытателей пластов.

При передаче скважины из бурения в испытание должен составляться акт, который подписывается руководством буровой организации, буровым мастером и представителями организации по испытанию скважины.

Не подлежат передаче в испытание следующие скважины:

- с негерметичной колонной;
- цементным стаканом в колонне больше, чем предусмотрено проектом;
- негерметичной обвязкой устья;
- при отсутствии цемента за колонной против испытываемых пластов;
- аварийном состоянии.

Работы по испытанию первого объекта в законченных бурением разведочных скважинах должны производиться с помощью буровой установки силами буровой бригады; испытание всех остальных объектов — специализированными подразделениями.

При длительном простое или консервации газовых скважин, находящихся в испытании, во избежание возникновения давления на устье над зоной перфорации необходимо установить цементный мост.

Важнейшим условием безопасности работ при освоении и испытании скважины является поддержание на буровой установке и вокруг нее надлежащего порядка и чистоты, хорошая освещенность всех рабочих мест и территории, систематический контроль

за исправностью всего механического и энергетического оборудования и своевременное устранение недостатков. На буровой установке и поблизости от нее должен находиться предусмотренный табелем комплект пожарных инструментов и огнетушителей. Во избежание пожаров и взрывов при освоении и испытании скважины не разрешается курить, использовать электромоторы, двигатели и другое оборудование, при работе которого возникают искры, а также не должно быть источников открытого огня.

Окружающая среда (атмосфера, почва, источники питьевых вод) может быть загрязнена в результате выброса из скважины при фонтанировании или перетока через неизолированное заколонное пространство пластовых флюидов, содержащих углеводороды, соли натрия, кальция и других элементов, а также в результате выбрасывания бурового раствора, который остался по окончании бурения, или небрежного обращения с радиоактивными изотопами, иногда используемыми для контроля качества разобщения пластов.

Одним из основных мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды, является сооружение на расстоянии 100...200 м от скважины с подветренной стороны до начала вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) большого земляного амбара для сбора пластовой жидкости, выбрасываемой из скважины при опробовании, освоении, испытании скважины и при управляемом фонтанировании. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна. Оставшийся буровой раствор следует транспортировать на другую буровую установку для использования или захоронить в специально отведенном месте, при необходимости предварительно нейтрализовав вредные химические реагенты. Территория вокруг законченной скважины должна быть рекультивирована и возвращена для сельскохозяйственного (или иного) использования. Небольшая площадка вокруг эксплуатационной скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют типы перфораторов?
2. Расскажите о способах освоения продуктивных горизонтов (пластов) в эксплуатационных скважинах.
3. Расскажите об особенностях освоения и испытания разведочных скважин.
4. Какие основные противопожарные мероприятия необходимо соблюдать при освоении и испытании скважин?
5. Какие основные мероприятия необходимо осуществлять при освоении и испытании скважин для сохранения окружающей среды?

ГЛАВА 12

АВАРИИ В БУРЕНИИ

12.1. Виды аварий, их причины и меры предупреждения

Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом из-за несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового инструмента и оборудования, недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину. Очень часто прихват инструмента в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам:

- перепад давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственный контакт некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени;

- резкое изменение гидравлического давления в скважине вследствие выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора;

- нарушение целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола;

- образование сальников на долоте в процессе бурения или при спуске и подъеме бурильного инструмента;

- заклинивание бурильной и обсадной колонн в желобах, бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, нового долота в суженой части ствола из-за обработки по диаметру предыдущего долота;

- оседание частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора;

- неполная циркуляция бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны;

- преждевременное схватывание цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов;

отключение электроэнергии или выход из строя подъемных механизмов буровой установки.

Для предупреждения прихватов необходимо:

применять высококачественные глинистые растворы, обеспечивающие тонкие плотные корки на стенках скважин;

обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока глинистого раствора. Перед подъемом буровой колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров глинистого раствора в соответствие с указанным в ГТН;

обеспечивать полную очистку глинистого раствора от обломков выбуренной породы;

регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

утяжелять глинистый раствор при вращении буровой колонны;

следить в глубоких скважинах за температурой восходящего глинистого раствора, так как резкое снижение последней свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне буровых труб выше долота;

при вынужденных остановках через каждые 3...5 мин расхаживать буровую колонну и проворачивать ее ротором;

при отсутствии электроэнергии подключить аварийный двигатель генератор и буровую колонну периодически расхаживать, при его отсутствии буровой инструмент следует разгрузить примерно на массу, соответствующую той части колонны труб, которая находится в необсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать буровую колонну или поднимать ее.

Для предотвращения прихвата буровой колонны при использовании утяжеленного глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10...15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные вещества (например, сульфат в виде 1...3 %-го водного раствора), смазочные добавки типа СМАД-1 (до 3 %) и СГ (до 2 %).

Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяном основании не рекомендуется, чтобы не исказить представление о проницаемости горизонтов (пластов).

Поломка долот вызывается спуском дефектных долот при отсутствии их надлежащей проверки, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения шарошек на забое сква-

жины, т.е. происходит прихват их на осях. Основные признаки поломки долота во время бурения — прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего происходит поломка подшипников шарошек колонковых и трехшарошечных долот. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении бурильная колонна начинает заклиниваться. Поломку долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до подъема бурильной колонны. Поэтому необходимо особенно тщательно проверять долота, применяемые для проработки и ограничивать время их работы.

Чтобы предотвратить аварии, связанные с поломкой долот, необходимо:

- перед спуском долота в скважину проверить его диаметр кольцевым шаблоном, замковую резьбу, сварочные швы лап и корпуса и промывочные отверстия — наружным осмотром, насадку шарошек на цапфах — вращением от руки;

- бурить в соответствии с указаниями геолого-технического наряда. Особое внимание должно быть обращено на очистку бурового раствора;

- поднятое из скважины долото отвинчивать при помощи долотной доски, вставленной в ротор, промывать водой, подвергать наружному осмотру и замеру.

Рекомендуется периодически очищать забой скважины от металла магнитным фрезером или забойным шламоуловителем.

Поломки турбобура происходят вследствие разъединения буровым раствором, развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля и оставлением в скважине турбины. Признак таких поломок — резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки.

Для предотвращения аварий с турбобурами надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращения вала у каждого турбобура; такая проверка турбобура, поступившего с завода-изготовителя, производится на базе бурового предприятия, а турбобура, поступившего из ремонта, — на буровой установке. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверить плавность его запуска при производительности насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевой люфт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные нужно заносить в журнал.

Аварии с бурильными трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий — совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах. К последним относятся разнотолщинность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части, как следствие неправильно прове-

денного технологического процесса по изготовлению труб, и дефекты резьбового соединения труб. К основным причинам возникновения аварий с бурильными трубами относится также недостаточная квалификация мастеров, бурильщиков и других работников буровых бригад. Наибольшее число аварий с бурильными трубами в турбинном бурении связано с разведением резьб буровым раствором.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются:

- организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;

- технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и их обмером, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

- организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания;

- обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;

- использование предохранительных колпаков или колец, навешиваемых на резьбу замков;

- бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Падение бурильной колонны в скважину, являющийся одним из самых тяжелых видов аварии, происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходимо иметь информацию о состоянии ствола скважины, наличии в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск.

Плашки и цепи механических ключей, звенья роторной цепи, болты, гайки и т. п. — таков неполный перечень мелких предметов, падающих на забой скважины. Падение их происходит во время спускоподъемных операций и объясняется использованием неисправного инструмента. Иногда после подъема бурильной колонны начинают производить работы над открытым устьем скважины, и это приводит к тому, что на забой скважины падают долота, кувалды и другие предметы. Надо всегда помнить, что над открытой скважиной категорически запрещается проводить какие-либо работы. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой.

12.2. Ликвидация прихватов

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

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

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных глинистых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется кислотная ванна. Водяная ванна неэффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины и особенно, когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей. Во время производства ванн некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы периодически (через 1 ... 2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство. Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой установки, в зоне ствола скважины и лебедке.

Если нефтяная (кислотная или водяная) ванна не дала положительных результатов, прибегают к сплошной промывке нефтью или водой. Сплошная промывка водой возможна при бурении в устойчивых породах. При переходе на сплошную промывку нефтью следует избегать резкого перехода от глинистого раствора к нефти,

так как для подъема тяжелого глинистого раствора в затрубном пространстве и движения легкой нефти внутри бурильных труб потребуется высокое давление.

Эффективным средством ликвидации прихватов различных типов является гидроимпульсный способ (ГИС). Его не применяют, если плотность бурового раствора составляет менее $1,35 \text{ г/см}^3$, бурильные трубы не герметичны, долото опирается о забой или отсутствует круговая циркуляция бурового раствора.

При производстве ГИС (рис. 12.1) в колонну бурильных труб через нагнетательную головку 1 при открытой задвижке 3 закачивают на глубину H воду или буровой раствор, плотность ρ_2 которого меньше плотности ρ_1 . За счет разности плотностей жидкости в трубах ρ_2 и в затрубном пространстве ρ_1 создается давление, растягивающее колонну труб. При достижении определенного давления в трубах диафрагма 2 разрывается, давление мгновенно падает, а в бурильной колонне возникает волна разгрузки, которая, дойдя до прихваченной части колонны, действует на нее как ударная нагрузка. Переток жидкости содействует освобождению прихвата. Задвижка 3 служит для перекрытия колонны труб, чтобы не допустить большого снижения уровня раствора в затрубном пространстве. Если 25...30 импульсов при заданном давлении (5...10 МПа на 1000 м колонны труб) не дали результатов, то ГИС совмещают с установкой ванны. Прихваты вследствие за-

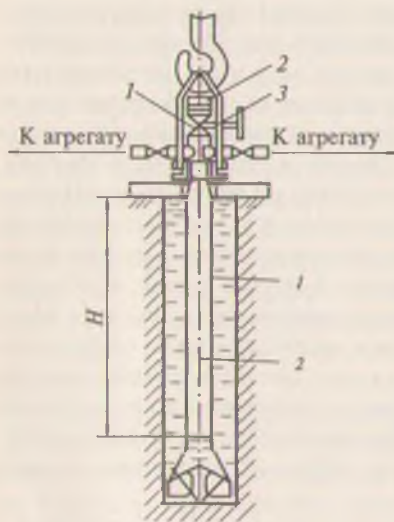


Рис. 12.1. Схема обвязки устья скважины при осуществлении ГИС:

1 — нагнетательная головка; 2 — диафрагма; 3 — задвижка

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

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин. Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя (рис. 12.2). Прихватоопределитель состоит из электромагнита 2, помещенного в герметичный корпус 3 из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой 1 и дном 4, которые одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке 1 размещаются ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускается прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Производится первый контрольный замер в месте прихваченных труб. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на расстоянии 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15...20 см. Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты. После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется. Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. определяется интервал прихвата.

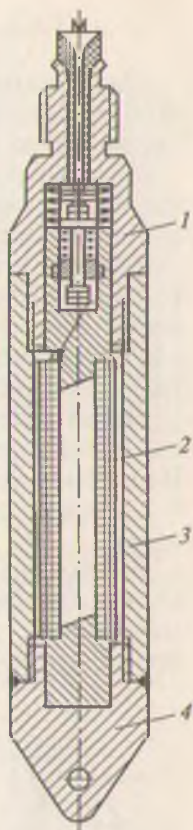


Рис. 12.2.
Прихвато-
определитель:
1 — головка; 2 —
электромагнит;
3 — корпус; 4 —
дно

12.3. Ловильный инструмент и работа с ним

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

Ловильный инструмент. Для ловильных работ используют специальные (ловильные) инструменты самых различных типов и назначений. Остановимся на основных из них.

Метчики предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых бурильных трубах) — по частям.

Ловильный метчик имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах (рис. 12.3). На верхнем конце метчика нарезана резьба замка бурильных труб, а в нижнем конце — специальная ловильная резьба (правая или левая).

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы произошел со стороны ниппеля замка (рис. 12.4).

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

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

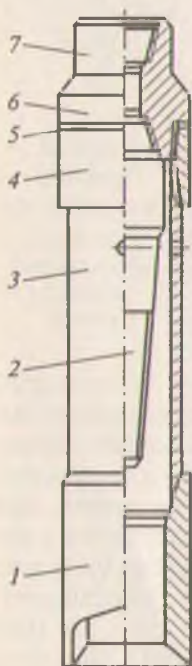


Рис. 12.3. Центрирующее направление с универсальным метчиком:

1 — воронка; 2 — метчик; 3 — направление; 4 — муфта обсадной трубы; 5 — упорное кольцо; 6 — прокладка; 7 — головка

Ловитель (шлипс) с промывкой применяют для извлечения оставшихся в скважине бурильных и обсадных труб за замок, муфту или сломанный конец трубы в случаях небольшой массы оставшейся в скважине бурильной колонны, когда вследствие ее проворачивания трудно зацепить метчик или колокол (рис. 12.5).

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

Овершот служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок. Его применяют в основном там, где ловитель нельзя применить, а колоколом и метчиком не удастся соединиться, где длина колонны не превышает 400 м и колонна не прихвачена.

Овершот представляет собой корпус на толстостенной, обычно башмачной трубе, внутри которого прикреплены четыре стальные пружины. Верхние концы пружин отогнуты согласно размеру бурильных труб, для ловли которых предназначен овершот.

Наружную трубoreзку применяют в тех случаях, когда освободить прихваченную бурильную колонну при помощи нефтяных, водяных, кислотных ванн или торпедированием не удастся и оставшиеся в скважине трубы не искривлены (рис. 12.6).

Наружная трубoreзка состоит из стального корпуса 5 с тремя вертикальными окнами в его нижней части. В этих окнах на пальцах 11 крепятся резцы 10.

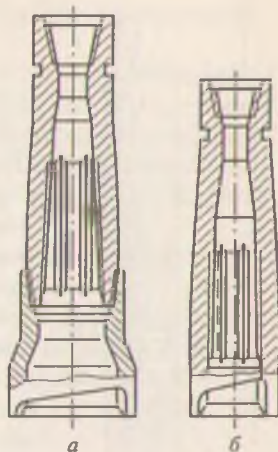


Рис. 12.4. Колокол:

a — с направляющей головкой;
б — с вырезом на нижнем конце

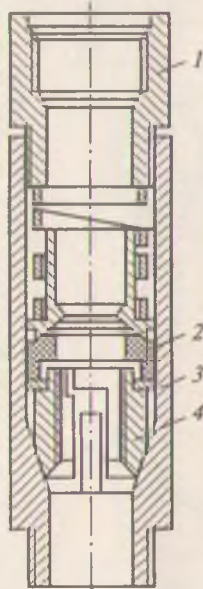


Рис. 12.5. Ловитель (шлипс) с промывкой:

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

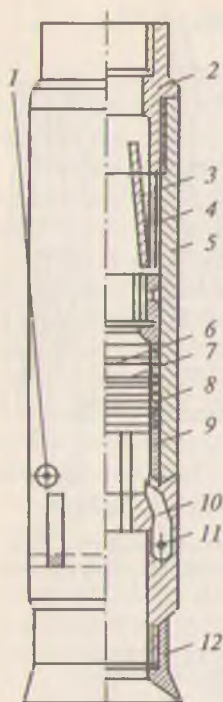


Рис. 12.6. Наружная труборезка для бурильных труб:

1 — штифт; 2 — переводник; 3 — кольцо овершота; 4, 6, 7, 9 — кольца; 5 — корпус; 8 — спиральная пружина; 10 — резцы; 11 — пальцы; 12 — воронка с козырьком

Выше резцов в корпус труборезки вставлено кольцо 9. Своей нижней частью оно не дает резцам выйти через окно наружу, причем в этом положении кольцо удерживается четырьмя медными штифтами 1. На кольцо, как на упоре, крепится мощная спиральная пружина 8, а под ней еще два кольца 6 и 7. Выше расположены кольцо овершота 3 с плашками и кольцо 4, которое не дает возможности овершотному кольцу передвигаться вверх. В верхней части корпуса труборезки ввинчен переводник 2 под обсадные трубы, в нижней части — воронка с козырьком 12 для облегчения ввода в корпус обрезаемых бурильных труб.

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

Отводные крючки предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб (рис. 12.7). Диаметр (внешний) зева крючка обычно на 52...50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева крючка перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят (после подъема) о том, как работал крючок, касался он колонны или нет. Применять отводной крючок разрешается только при свободном дохождении его до «головы» слема.

Фрезы используют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей (рис. 12.8). Работа фрезой (фрезерование) состоит в разрушении метал-



Рис. 12.7. Отводной крючок

лического объекта и превращении его в стружку. Внешняя форма фрезы зависит от ее назначения:

фронтального действия: плоская (см. рис. 12.8, а), коническая (см. рис. 12.8, б) и цилиндрическая (см. рис. 12.8, в);

внешнего воздействия: в форме усеченного конуса (см. рис. 12.8, г), коническая (см. рис. 12.8, д), цилиндрическая внешнего воздействия (см. рис. 12.8, ж) и цилиндрическо-коническая (см. рис. 12.8, з);

внутреннего воздействия: цилиндрическо-коническая (см. рис. 12.8, и) и комбинированного действия (см. рис. 12.8, к).

Применяются фрезы и других конструкций (см. рис. 12.8, л, м, н). Работы по фрезерованию очень трудоемки и требуют много времени, поэтому к этому способу ликвидации аварии следует прибегать в крайних случаях.

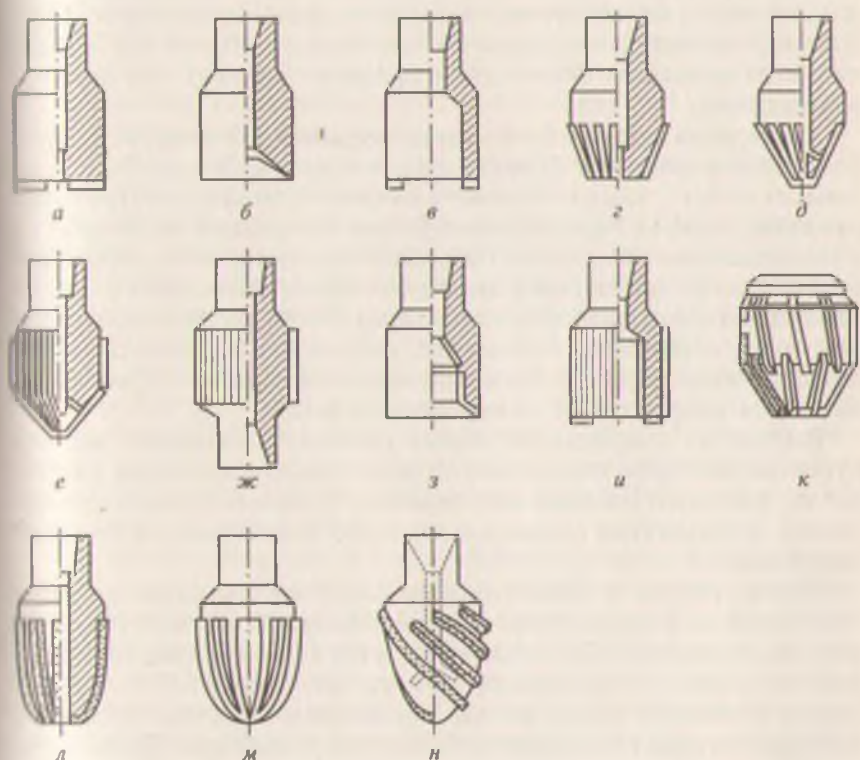


Рис. 12.8. Типы фрез:

а — фреза плоская; б, д — конические; в — цилиндрическая; г — фреза внешнего воздействия в форме усеченного конуса; е, з — цилиндрическо-коническая; ж — цилиндрическая внешнего воздействия; и — комбинированного действия; к, л, м, н — другие типы

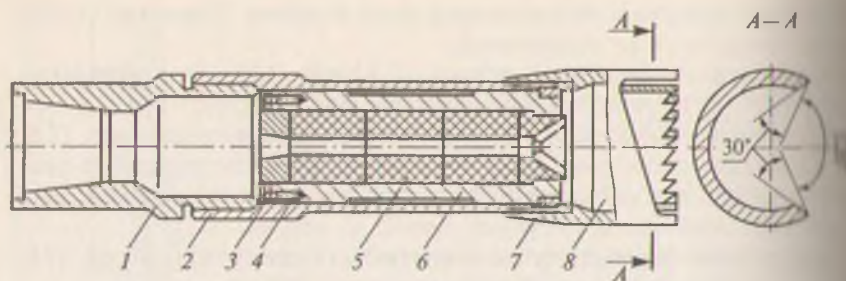


Рис. 12.9. Магнитный фрезер:

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — верхний полюс; 4 — шпилька; 5 — постоянные магниты; 6 — нижний полюс; 7 — втулка; 8 — фрезерная колонна

Магнитные фрезы и ловители используют для извлечения из забоя крупных металлических предметов (рис. 12.9). Диаметр магнитного фрезера должен быть на 20...60 мм меньше диаметра скважины. Магнитным фрезером работают без перегрузок на забой.

Ликвидация аварий с бурильными трубами и долотами. Успешная ликвидация аварий с бурильными трубами в большой степени зависит от того, как скоро замечен момент слома труб. При обнаружении аварий с бурильными трубами буровщик поднимает их с максимальной скоростью. Поднятый конец сломанной части буровой колонны на поверхности очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают число свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину, на которой находится верхний конец поломанной колонны труб, и принимают мероприятия по ликвидации аварии.

Работы по ликвидации аварии (любой) в скважине ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера бурового предприятия (разведки, участка) в зависимости от сложности работ.

Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляют эскиз его общей компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Для ловли буровой колонны применяют долот (шлипс) с промывкой, метчик или колокол. Эти инструменты позволяют после захвата оставшейся колонны буровых труб производить расхаживание и промывку скважины. Длина спускаемого в скважину инструмента для ловильных работ должна подбираться с таким расчетом, чтобы крепление ловильного инструмента производилось ротором с пропущенной через стол ротора ведущей буровой трубой.

Ловитель (шлипс) применяют как для ловли за замок, так и за трубу. Для извлечения колонны ловителем дают натяжку, включают

ют буровой насос, восстанавливают циркуляцию, после чего приступают к ее подъему. Если колонна не поднимается, ее расхаживают без вращения.

Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на бурильных трубах метчик покрывает оборванный конец трубы воронкой и конусом входит внутрь трубы до тех пор, пока не упрется в кромку трубы. Приподняв немного бурильную колонну, чтобы ослабить давление на оборвавшийся конец трубы, поворачивают ее по часовой стрелке на 90°, затем обратно на 45° и опять на 1/4 оборота по часовой стрелке. При постепенном опускании бурильной колонны вниз метчик врезается в трубы и закрепляется в них. Запрещается окончательно закреплять ловильный инструмент на сломе до восстановления циркуляции бурового раствора через долото. После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают. При расхаживании необходимо помнить, что подъемные усилия выше допустимых вызывают срыв ловильного инструмента, обрыв бурильных труб, талевого каната или разрушение вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колонны при помощи колокола.

При сильном отклонении конца колонны от центра скважины ее отводят к центру посредством отводного ключа и лишь после этого спускают метчик или колокол. Когда после восстановления циркуляции не удастся расхаживанием освободить колонну, прибегают к нефтяной ванне или принимают другие меры. Если все попытки освободить инструмент безрезультатны, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах. Иногда вместо отвинчивания по частям офрезерованную часть оставшегося инструмента вырезают при помощи наружной труборезки. При этом отрезанная часть извлекается из скважины вместе с труборезкой.

Основной инструмент для извлечения оставшихся в скважине деталей долот — магнитный фрезер, который спускают в скважину на бурильных трубах. Не доходя до забоя 6...7 м, начинают промывку, вращая ротор на малой скорости. Дойдя до забоя, при небольшой осевой нагрузке, фрезер собирает оставшиеся детали в центр забоя, коронка магнитного фрезера забуливается в породу, нижний полюс сближается с оставшимися на забое деталями и удерживает их. Затем промывка прекращается и начинается подъем бурильной колонны. Ни в коем случае не следует продолжительное время работать на оставшихся металлических деталях — это в большинстве случаев приводит к осложнению аварии. Магнитный фрезер используют также для ловли всевозможных мелких металлических предметов, упавших в скважину.

Ликвидация аварий с турбобурами. Аварии, вызванные срывом резьбы турбобура, ликвидируются довольно быстро калибром (в качестве калибра обычно используют переводник турбобура) навинчиваемым на сорванную резьбу корпуса, либо специальными ловителями, захватывающими турбобур за контргайку или специальными метчиком, пропускаемым внутрь верхнего отверстия вала. Большие затруднения при турбинном бурении вызывает заклинивание долота. В данном случае отбивка долота прещением колонны бурильных труб при помощи ротора исключается, так как долото и колонна бурильных труб соединяются через подшипники турбобура, и вращение бурильных труб приводит к вращению только корпуса турбобура. Поэтому, прежде чем отбить долото вращением, надо расклинить вал турбобура в корпусе. Для этого необходимо забросить в трубы мелкие металлические предметы. Забрасывание этих предметов следует проводить с прокачкой бурового раствора для того чтобы гарантировать попадание мелких металлических предметов в турбину турбобура. При прокачивании бурового раствора и медленном вращении бурильной колонны ротором металлические предметы, попадая между верхними лопатками верхних ступеней турбины, разрушают эти лопатки, которые в свою очередь попадают в следующие ступени и вызывают заклинивание статоров и роторов. В случае заклинивания вала в корпусе турбобура долото отбивают так же, как и в роторном бурении, путем вращение колонны бурильных труб, так как при этом вращение бурильных труб будет обеспечивать и вращение долота.

Аварии при бурении одной и той же скважины могут возникнуть при замене турбобуров на турбобуры больших диаметров. Это объясняется тем, что в стенках скважины в местах перехода из одних пород в другие образуются уступы, определяющие проходимость данного типоразмера турбобура при определенном диаметре долота.

Уход в сторону от оставшегося в скважине инструмента. Когда оставленную в скважине бурильную колонну не удастся поднять или извлечение ее требует слишком много времени, следует уйти в сторону, т.е. бурить новый (второй) ствол скважины там, где находится конец оставшегося инструмента.

Если в стволе скважины нет сильно искривленного участка откуда удобнее всего забуриваться, над оставшейся колонной ставят цементный мост и после его затвердения начинают забуривать новый ствол роторным или турбинным способом.

Торпедирование скважин. Работы по ликвидации аварий в скважинах иногда длятся долго и не дают положительных результатов. В этих случаях целесообразно торпедировать колонну, оставшуюся в скважине, а затем бурить второй ствол до проектной глубины. Торпедирование заключается в том, что в скважину на опре-

ленную глубину спускают взрывчатое вещество, которое, взрываясь, разрушает оставшуюся в скважине колонну.

Для успешного раздробления больших металлических кусков или загона их в раздробленном состоянии в стенки скважины снаряд со взрывчатым веществом (торпеду) устанавливают в непосредственной близости к предмету, подлежащему разрушению. Для этого тщательно прорабатывают долотом место, где должен быть установлен снаряд, опускают сначала шаблон, а затем спускают снаряд со взрывчатым веществом.

Для взрывов внутри прихваченных бурильных труб следует применять торпеду, диаметр которой должен быть на 10 мм меньше диаметра проходного отверстия бурильных труб. Торпеду нужно взрывать против муфты или замка, иначе в трубе может возникнуть от взрыва только продольная трещина, которая будет бесполезна, потому что не удастся поднять верхнюю часть бурильной колонны.

Аварии с обсадными трубами. Наиболее распространенный вид аварий с обсадными трубами — отвинчивание башмака колонны и протирание обсадных труб. Башмак колонны отвинчивается в том случае, когда нижняя часть колонны не закреплена, например когда цемент закачан выше башмака или не схватился у башмака. При дальнейшем бурении, особенно роторным способом, незацементированный башмак от трения муфт бурильных труб отвинчивается. Чтобы определить расположение отвинтившегося башмака, в скважину обычно опускают печать, выполненную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати имеет воронкообразную форму. В эту часть вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди; гвозди оплетены проволокой и залиты гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака. По отпечатку судят о том, как расположен башмак в скважине. Такую аварию ликвидируют при помощи пикообразных долот, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него.

Лучшим средством против возникновения таких аварий является упрочнение нижних труб кондуктора и технических колонн сваркой. При длительной работе бурильные трубы своими муфтами и замками иногда совершенно протирают обсадные трубы. Средством предохранения от протирания служат предохранительные кольца. Протирание обсадных труб будет значительно интенсивнее в искривленной скважине.

Когда против протертого места обсадной колонны имеется цементный стакан, в колонне в процесс бурения не происходит никаких осложнений. Если цементный стакан отсутствует, то при бурении обсадные трубы могут рваться лентами, что затрудняет проход долота. Если за трубами будут обваливающиеся породы,

протирание может осложниться смятием. Во всех этих случаях единственная мера ликвидации аварии — спуск и цементировка промежуточной обсадной колонны меньшего диаметра.

12.4. Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидация прихватов — весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварии бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия — руководителя участка или разведки, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через пять дней с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварии (прихвата) необходимо выполнять быстро и организованно; чем дольше находится инструмент в скважине, тем труднее будет его извлечь.

При ликвидации аварий в скважинах допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, необходимо строго руководствоваться Правилами техники безопасности в нефтяной промышленности и Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

Контрольные вопросы

1. Какие виды аварий встречаются при бурении скважин? Назовите основные причины и меры предупреждения.
2. Каковы методы ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн?
3. В каких случаях используется метчик?
4. В чем преимущество шлипса перед овершотом?
5. Как узнать, в каком состоянии находится в скважине верхний конец, оставшихся в скважине бурильных труб?
6. Составьте план ликвидации аварии. Глубина скважины 2300 м, слом инструмента произошел на глубине 1350 м. Бурильщик не заметил момента аварии и некоторое время работал со сломанным концом труб.
7. Какие правила техники безопасности необходимо соблюдать при ликвидации аварии?

ГЛАВА 13

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА МОРЕ

13.1. Общие положения

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от аналогичных работ на суше. Большая сложность и специфические условия проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море и т. п.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине в 30 м стоимость разработки в три раза выше, чем на суше, на глубине 60 м — в шесть раз и на глубине 300 м — в 12 раз. В нашей стране освоение морских богатств было начато засыпкой Бибиэбатской бухты и последующим бурением с засыпанной территории. С 1940-х гг. началось освоение моря с использованием металлических свай и оснований при глубине моря от 4 до 10 м. Вместо устаревшего и малоэффективного бурения со свайных оснований введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды более 100 м. Широко используются плавучие буровые установки и специальные буровые суда различного водоизмещения. Несмотря на все это, следует признать, что наша страна в освоении шельфа, бурения на акваториях окружающих океанов и морей отстает от ряда зарубежных стран.

Особенно большой скачок в освоении нефтяных и газовых месторождений произошел в области решения ряда технологических и технических задач в Северном море. Ускоренными темпами развивается техника и технология глубоководного бурения и добычи нефти и газа. Если в 1965 г. рекордная глубина вод, на которой велось бурение, составляла 193 м, то в 1979 г. — 1487 м, а последующие 10 лет — 2086 м и более. Почти все морские месторождения, эксплуатируемые в настоящее время, разрабатываются со стационарных платформ.

В 1970 — 1980 гг. в Северном море установлены железобетонные платформы гравитационного типа, удерживаемые на дне моря за счет большой собственной массы.

Комплекс технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений состоит из большого числа типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений, геолого-разведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации и охраны окружающей среды.

13.2. Подводное устьевое оборудование

В практике бурения скважин на море широко применяются комплексы подводного устьевое оборудования, устанавливаемые на морском дне. Наличие комплекса устьевое оборудования позволяет смещаться плавучим средствам от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс подводного устьевое оборудования (ПУО) предназначен:

- для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

- наземного закрытия бурящейся скважины в целях предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих буровые скважины на различных глубинах моря, начиная с 50 до 1800 м и более.

Недостаток размещения ПУО на дне моря — сложность управления, эксплуатации и ремонта. Рассмотрим в качестве примера схему расположения подводного комплекса устьевое оборудования на полупогружной плавучей буровой установке (ППБУ). На палубе ППБУ постоянно смонтированы (рис. 13.1):

- натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенсирующие перемещения ППБУ относительно стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием;

- лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ПО;

- лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;

- главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;

- манифольд регулирования дросселирования и глушения скважины 17;

блок противовыбросового оборудования 18;
компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны,
подвешенный на вышке;

натяжные устройства 19, поддерживающие направляющие ка-
наты постоянно натянутыми и компенсирующие перемещение
платформы относительно подводного устьевого оборудования.

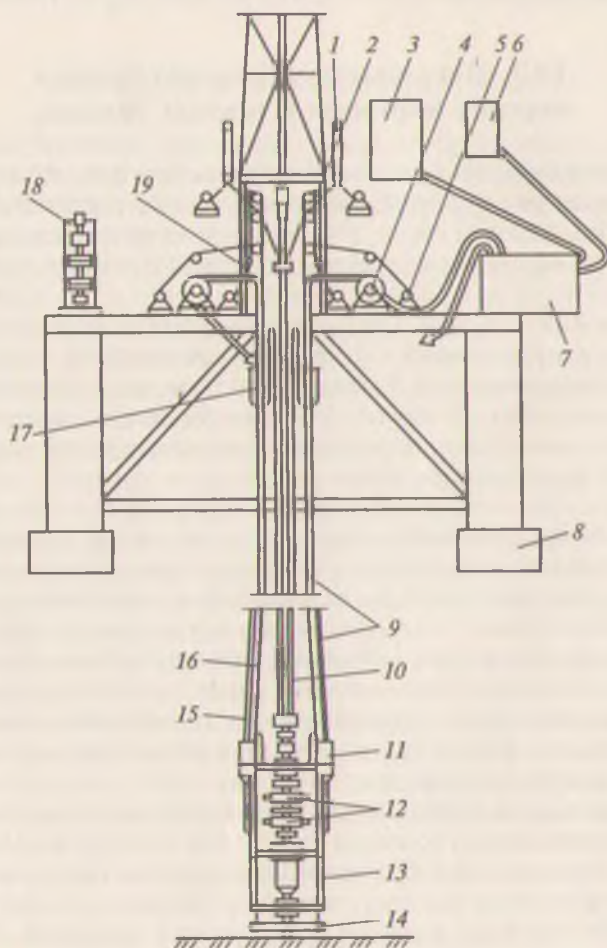


Рис. 13.1. Схема расположения двухблочного подводного комплекса устье-
вого оборудования на ППБУ:

1 — натяжные устройства; 2 — направляющие ролики; 3 — главная панель буриль-
щика; 4, 5 — лебедки; 6 — мини-панель; 7 — гидравлическая силовая установка;
8 — опорный башмак; 9, 15 — многоканальные шланги; 10 — водоотделяющая
колонна; 11 — коллекторы; 12 — плащечные превенторы; 13 — опорно-направля-
ющее основание; 14 — опорная плита; 16 — направляющие канаты; 17 — мани-
фольд; 18 — блок противовыбросового оборудования; 19 — натяжные устройства

Подводный комплекс состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) 10, многоканальных шлангов 9, 15, коллекторов 11, плащечных превенторов 12, опорно-направляющего основания 13, опорной плиты 14, направляющих канатов 16, верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

13.3. Некоторые особенности бурения морских нефтяных и газовых скважин

Функции бурения в условиях моря и суши эквивалентны. Однако имеется ряд отличий, связанных с конструкцией скважины в верхней (подводной) части, забуриванием ствола скважины, оборудованием противовыбросовыми устройствами устья скважины и др.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от бурения скважин на суше. Вместе с тем бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (самоподъемных плавучих буровых установок, буровых судов, полупогружных плавучих установок) во время проводки скважины, имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных перемещений буровой колонны между талевым блоком и крюком устанавливается специальное устройство — компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством — водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при переходе с оконченной бурением скважины на новую точку.

Циркуляционная система промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняется закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы из-за качки затруднено.

При бурении морских нефтяных и газовых скважин, как правило, применяют комплекс механизмов для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций. Особенность работы механизмов АСП на буровых установках, находящихся на плаву, прежде всего связана с качкой плавучего бурового средства. Возникает необходимость в участии дополнительных механизмов

компенсаторов вертикальных перемещений, нижнего захвата, нижнего магазина и др.

Выполнение спускоподъемных операций с применением механизмов АСП при волнении моря является сложным технологическим процессом. Совмещение операций свинчивания и развинчивания свечей с операциями спуска и подъема бурильной колонны требует от буровой вахты четкости и слаженности в работе.

13.4. Обслуживание работ в море

Для обслуживания работ в море в процессе строительства и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений применяют плавучие средства различного назначения, позволяющие осуществлять следующие работы:

- перевозка опорных блоков и модулей верхнего строения морских стационарных платформ и установка их на месте эксплуатации;
- установка подводных трубопроводов;

- снабжение стационарных платформ и специальных плавучих средств необходимыми материалами и инструментами на всех этапах освоения месторождения;

- очистка акваторий моря от загрязнения;

- работа по борьбе с авариями и пожарами, которые могут возникнуть на объектах морского месторождения.

Плавучие средства обслуживания включают в себя:

- плавучие краны и крановые суда с набором соответствующего комплекса сваебойного оборудования и оборудования для производства погрузочно-разгрузочных работ;

- суда снабжения обычного типа, в том числе с ледовым подкреплением;

- морские буксиры, транспортные баржи, трубоукладочные баржи;

- суда по борьбе с пожаром, очистке акваторий от загрязнения;

- другие плавучие средства обслуживания (пассажирские суда по доставке обслуживающего персонала, эвакуации персонала в случае аварий);

- вертолеты обслуживания объектов в море.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды гидротехнических сооружений, используемых для бурения морских нефтяных и газовых скважин.
2. Расскажите об особенностях технологии бурения скважин на море.
3. Для чего применяется подводное устьевое оборудование? Расскажите, из чего состоит ПУО.
4. С какими проблемами приходится сталкиваться при разведке и разработке морских нефтяных и газовых месторождений?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абдурахманов Г.С.* Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1969.
2. *Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н.* Винтовые забойные двигатели. — М.: Недра, 1999.
3. Буровое оборудование: Справочник. Т.1. — М.: Недра, 2000.
4. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1993.
5. *Гайворонский А.А., Цыбин А.А.* Крепление скважин и разобщение пластов. — М.: Недра, 1993.
6. *Грей Дж. Р., Дарли Г.С. Г.* Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). — М.: Недра, 1985.
7. *Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З.* Бурение наклонных скважин: Справочник. — М.: Недра, 1980.
8. *Крылов В.И.* Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. — М.: Недра, 1980.
9. *Скрыпник С.Г.* Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. — М.: Недра, 1989.
10. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / *М.Я. Беркович, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак* и др. — М.: Недра, 1969.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Издание	3

Глава 1. Краткие сведения из общей и нефтепромысловой геологии

1.1. Основные понятия о строении и составе земной коры	12
1.2. Складкообразование и типы складок	13
1.3. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс их разрушения при строительстве скважин	14
1.4. Образование нефти и нефтяной залежи	17
1.5. Поиски, разведка и разработка месторождений	19

Глава 2. Общие сведения о бурении скважин и оборудовании, применяемом для осуществления этого процесса

2.1. Понятие о буровой скважине, классификация и назначение скважин	21
2.2. Технологическая схема бурения скважин вращательным способом	22
2.3. Цикл строительства скважин. Баланс календарного времени и понятие о скорости бурения	25
2.4. Буровые установки глубокого бурения	27
2.5. Буровые вышки и оборудование для спуска и подъема бурильной колонны	32
2.6. Оборудование и инструмент для бурения скважин	56
2.7. Общие мероприятия по охране природы и окружающей среды при строительстве скважин	67
2.8. Схемы расположения наземных сооружений и оборудования	72
2.9. Подготовительные работы к бурению скважины	78

Глава 3. Породоразрушающий инструмент

3.1. Назначение и классификация породоразрушающего инструмента	86
3.2. Лопастные долота для сплошного разбуривания забоя	89
3.3. Шарошечные долота для сплошного разбуривания забоя	90
3.4. Алмазные долота и долота, армированные синтетическими поликристаллическими алмазными вставками	95
3.5. Снаряды для колонкового бурения (керноприемные устройства) и бурильные головки к ним	100
3.6. Долота для специальных целей	103

3.7. Техничко-экономические показатели работы долот. Выбор рациональных конструкций (типов) долот	100
Глава 4. Бурильная колонна	
4.1. Общие положения	111
4.2. Конструкция элементов бурильной колонны	111
4.3. Условия работы колонн бурильных труб	120
4.4. Комплектование и эксплуатация бурильной колонны	127
Глава 5. Технология промывки скважин и буровые растворы	
5.1. Общие положения	133
5.2. Буровые растворы на водной основе	134
5.3. Использование воды в качестве промывочной жидкости	155
5.4. Буровые растворы на нефтяной основе (РНО)	158
5.5. Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом. Аэрированные промывочные жидкости и пены	161
5.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	164
5.7. Выбор типа бурового раствора	171
5.8. Формы организации глинохозияства	170
Глава 6. Осложнения в процессе бурения скважин	
6.1. Общие положения	170
6.2. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины	170
6.3. Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора	182
6.4. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними	180
6.5. Особенности проводки скважин в условиях сероводородной агрессии	190
6.6. Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах	200
Глава 7. Режим бурения	
7.1. Общие положения	204
7.2. Влияние параметров режима бурения на количественные и качественные показатели бурения	204
7.3. Выбор способа бурения	208
7.4. Особенности режима бурения роторным способом	209
7.5. Особенности режима бурения турбинным способом	211
7.6. Особенности режима бурения винтовыми (объемными) забойными двигателями	226
7.7. Особенности режима бурения электробурами	232
7.8. Особенности режима бурения алмазными долотами	238
7.9. Контроль за параметрами режима бурения	239
7.10. Подача инструмента	242

Глава 8. Искривление скважин и бурение наклонных скважин	
8.1. Борьба с искривлением вертикальных скважин	253
8.2. Бурение наклонно-направленных скважин	259
8.3. Кустовое бурение скважин	273
8.4. Бурение многозабойных (многоствольных), горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин	274
Глава 9. Вскрытие и опробование продуктивных горизонтов (пластов) в процессе бурения скважин	
9.1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов)	277
9.2. Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) в процессе бурения	279
Глава 10. Крепление скважин	
10.1. Общие положения	282
10.2. Конструкция скважин	282
10.3. Обсадные трубы	287
10.4. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн	288
10.5. Спуск обсадной колонны в скважину	295
10.6. Цементирование скважин	300
10.7. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин	310
10.8. Подготовительные работы и процесс цементирования	315
10.9. Заключительные работы и проверка результатов цементирования	317
Глава 11. Освоение и испытание скважин	
11.1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны	321
11.2. Освоение и испытание продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны	322
Глава 12. Аварии в бурении	
12.1. Виды аварий, их причины и меры предупреждения	327
12.2. Ликвидация прихватов	331
12.3. Ловильный инструмент и работа с ним	334
12.4. Организация работ при аварии	342
Глава 13. Особенности бурения скважин на море	
13.1. Общие положения	343
13.2. Подводное устьевое оборудование	344
13.3. Некоторые особенности бурения морских нефтяных и газовых скважин	346
13.4. Обслуживание работ в море	347
Список литературы	348

Учебное издание

Вадецкий Юрий Вячеславович

Бурение нефтяных и газовых скважин

Учебник

2-е издание, стереотипное

Редактор Л. В. Толочкова

Технический редактор Н. И. Горбачева

Компьютерная верстка: Л. А. Гроздова

Корректоры Н. В. Савельева, М. В. Дьяконова

Изд. № 102103883. Подписано в печать 25.05.2006. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Бумага тип. № 2. Усл. печ. л. 22,0.
Тираж 2 000 экз. Заказ № 16741.

Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.004796.07.04 от 20.07.2004
117342, Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, к. 360. Тел./факс: (495)330-1092, 334-8337.

Отпечатано в ОАО «Саратовский полиграфический комбинат».
410004, г. Саратов, ул. Чернышевского, 59.

