

А.А. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Введение в специальность



Министерство образования Российской Федерации
Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)

А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Введение в специальность

Новочеркасск 2004

УДК 622.24:622.323/324(075.8)

ББК 26.34

Т 65

Рецензенты: д-р геол.-минер. наук., проф. И.А. Богуш
д-р техн. наук., проф. Н.И. Богданов

Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М.

Т 65 Бурение нефтяных и газовых скважин. Введение в специальность: Учеб, пособие / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. - Новочеркасск: ЮРГТУ, 2004. - 84 с.

Рассмотрены сущность вращательного бурения, технология и техника эксплуатационного и глубокого разведочного бурения нефтяных и газовых скважин. Даны основы промывки и технологического режима роторного и турбинного бурения, разобщения пластов, испытания продуктивных объектов, геофизических исследований.

Рекомендуется для студентов очного и заочного обучения по специальности 090800 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

УДК 622.24.622.323/324(075.8)

© Южно-Российский государственный
технический университет, 2004

© Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., 2004

Введение

*«Нефть находится
на кончике долота»
В.И. Муравленко*

В XX веке, насыщенном многими событиями, которые будоражили и потрясли земную цивилизацию, шла борьба за передел мира, за сферы экономического и политического влияния, за источники минерального сырья. Сегодня, на старте XXI века, среди этого клокочущего страстями человеческого общества четко выделяется стремление обладать ресурсами «черного золота», столь необходимого для прогрессивного развития промышленности. Если в средние века, когда людей манил блеск золота и алмазов, в авантюры по их добыче втягивались лишь отдельные люди или группы людей, то в наши дни в погоне за нефтью («черным золотом») вовлечены практически все промышленно развитые страны.

Нефть известна человеку с давних времен. Уже за 6000 лет до нашей эры люди использовали нефть для освещения, отопления и как лечебное средство. Современное название «нефть» происходит от слова «нафата», что на языке народов Малой Азии означает «просачивающаяся», «вытекающая». Упоминание о нефти встречается во многих древних рукописях и книгах. В частности, уже в Библии говорится о «смоляных ключах» в окрестностях Мертвого моря. Греческий историк и философ Плутарх в описаниях походов Александра Македонского рассказывает об источниках нефти на реке Амударье и на южном побережье Каспия.

В настоящее время роль нефти и природного газа в мировой экономике исключительно велика. Нефть, газ и продукты их переработки используются в энергетике и медицине, сельском хозяйстве и текстильной промышленности, в строительстве и химической отрасли. Можно сказать ежедневно и ежечасно мы сталкиваемся с ними буквально на каждом шагу. В век технического прогресса без продуктов из нефти немислимо движения вперед.

Таким образом, сфера применения нефти в народном хозяйстве безгранична. Но, ни одна проблема, пожалуй, не волнует сегодня человечество так, как топливо. Топливо - основа энергетики, промышленности, сельского хозяйства, транспорта. Без топлива не мыслима жизнь людей.

Наибольшее значение в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) страны принадлежит трем отраслям: нефтяной, газовой и угольной, из которых особенно выделяется нефтяная. Отрасли ТЭК дают не менее 60% валютных поступлений в Россию, что позволяет поддерживать курс рубля.

Велика роль нефти и в политике. Регулирование поставок нефти в страны ближнего зарубежья является важным аргументом в диалоге с новыми государствами. Таким образом, нефть - это богатство России, а нефтяная промышленность - стратегически важная отрасль для державы, так

как она тесно связана со всеми отраслями народного хозяйства и имеет огромное значение для российской экономики.

Спрос на нефть всегда опережает предложение, поэтому в успешном развитии нашей нефтедобывающей промышленности заинтересованы практически все развитые государства мира. Добыча России составляет более 10% мировой, поэтому страна занимает сильные позиции на международном рынке нефти. Успехи нефтяников бесспорны и в области поиска новых крупных месторождений нефти и газа, и в области их разработки. Тем не менее, запасы этих уникальных природных соединений истощаются. Учитывая, что нефть относится к практически невозполнимым сырьевым источникам, вполне понятно беспокойство по поводу истощения ее запасов.

В начале 2002 г. Россия впервые в XXI веке вышла на 1 место в мире по среднесуточному рубежу добычи нефти, а по итогам 2002 года Российская «нефтянка» взяла знаковую высоту - 1 млн. т среднесуточной добычи.

На рубеже веков научно-технический прогресс в области глубокого бурения ознаменовался следующими крупными достижениями:

- управление траекторией скважины - бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, проходящих непосредственно по нефтегазовому пласту ;
- внедрение телеметрических систем для оперативного получения с забоя скважины полной информации о проходимых горных породах, нефтегазоносных коллекторах и насыщающих их пластовых флюидах.

Однако сегодня приоритетной среди прочих является проблема увеличения полноты отбора углеводородного сырья при разработке нефтяных и газовых месторождений. Перспективы развития Российской «нефтянки» требуют быстрее создания и широкого применения новых высоких технологий воздействия на пласты для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Нефтегазовое производство России имеет почти 150-летнюю историю развития. А началось все на юге России: Баку, Грозный. Моздок. Кубань - это районы, в которых зарождалась нефтегазовая промышленность нашего государства. Поначалу не требовалось никаких дополнительных усилий для обнаружения источников нефти - в Баку, например, нефть сотнями лез просачивалась на поверхность земли. Визуально проявляла себя и Ухтинская нефть, упоминания о которой относятся к XVII в. Длительное время нефть добывали ямным (копаночным), а затем колодезным способами. По мере истощения «самообнаруживающихся» месторождений стали разрабатываться специальные методы поисков, вначале хаотичные с огромным риском промахнуться. Элементы риска до сих пор остаются в работе геологов-нефтяников.

В настоящее время только посредством бурения скважин можно быстро вскрыть подземные кладовые («черного золота»). Индустрия нефти начинается с разведки новых месторождений. Поиск и разведка нового месторождения нефти состоит из геологической съемки, геофизических изысканий, геогидрохимических исследований, разведочного бурения.

На пути к большой нефти, на мере пнем крае, первыми идут покорители недр - буровики. От их слаженной успешной работы во многом зависят темпы роста объемов добычи «черного золота».

Бурение - это нелегкий труд. Работа буровика — это руки, приборы, мозг! Разведчики земных недр трудятся и днем, и ночью. Часто им приходится осваивать глухие необжитые районы - работать в болотах и тайге, в тундре и пустыне, на материковом и арктическом шельфах морей.

Углеводороды, скрытые в земной коре, с каждым десятилетием становятся все менее доступными для их обнаружения и добычи. Поэтому нефтяная и газовая скважина весьма сложное инженерное сооружение, это долговечный и герметичный канат транспортирования углеводородного сырья на дневную поверхность. И проводкой скважин занимаются люди целеустремленные - это специалисты - нефтегазоразведчики.

За последние десятилетия далеко вперед шагнула мировая и отечественная наука и практика сооружения нефтяных и газовых скважин. Сегодня скважины глубиной до 3500 м считаются уже неглубокими. России принадлежит абсолютный рекорд глубины бурения - 12261 м (Кольская, сверхглубокая научная скважина, 1994 г.). Такие глубины подвластны только людям сильным, смелым и образованным. Непросто управлять длинной многокилометровой колонной бурильных труб, устранять аварии в скважине, диаметр которой 20 - 30 см. обслуживать современное мощное буровое и нефтегазопромысловое оборудование. Поэтому буровики - нефтяники отличаются необыкновенной пытливостью и изобретательностью, интуицией. Сама работа обязывает их быть такими.

Известно, что человек всегда лучше выполняет работу, если он понимает, что делает. Особенно это справедливо при бурении скважин, когда исполнитель работ находится на значительном расстоянии от интересующего его объекта и должен, только опираясь на результаты наблюдений и собственную интуицию, догадываться о том, что происходит на забое.

Часто, особенно при бурении разведочных скважин, буровики - технологи, находясь на поверхности, попадают в состояние неопределенности - какая порода перед долотом (порозоразрушающим инструментом)? В каких условиях будет продолжаться углубка скважины? Где, на какой глубине, продуктивный пласт? Ответ на эти и другие вопросы, поставленные природой и технологией, может найти только инженер - человек пытливый, деловитый, целеустремленный, технически образованный. И здесь нужны увлеченные и убежденные люди, профессионалы своего дела. Нефть отзывчива на профессионализм.

Для тех, кто избрал специальность горного инженера-нефтяника, и жизни и производственной деятельности всегда будут иметься два самых главных объекта: горные породы, слагающие кору нашей планеты, и буровая установка

Не зная законов механики горных пород, нельзя по-инженерному грамотно спроектировать режимы бурения, правильно понять и оценить причины осложнений и аварий при бурении, верно выбрать технологию крепления ствола скважины, технику испытания и освоения законченной бурением скважины на продуктивность. Без понимания законов физики и механики, химии и гидравлики невозможно управлять современной буровой установкой, энерговооруженность которой сравнима с мощностями целого завода.

Техника и технология бурения и добычи углеводородного сырья быстро совершенствуется и меняется, но основной объект приложения человеческих усилий - горные породы очень долго, может быть на всю историю человечества, будут определять трудовую деятельность тех, кто посвятил себя освоению земных недр.

Жизненно важным фактором для успешной работы инженера по буровым работам является его способность сотрудничать с персоналом буровых бригад. Непременным условием достижения высоких показателей при бурении скважин является слаженная координированная работа всех членов буровой вахты при выполнении всех технологических операций и приемов, при эксплуатации бурового оборудования. Буровая техника настолько надежна, насколько надежны люди на буровой, как волевые личности.

Со временем разработка морских, самых удаленных арктических месторождений и освоение сверхглубоких залежей углеводородов станут обычными явлениями нашей жизни. С этих объектов можно будет длительное время получать нефть, используя научные силы нефтегазовой и геологической сфер, опираясь на результаты проникновения в тайны самого продуктивного пласта путем повышения нефтегазоотдачи.

Горные породы, подземные кладовые в них и буровые технологии - та стихия, с которой будет связана профессиональная деятельность тех молодых людей, кто посвятил свою жизнь интересной и увлекательной специальностью нефтяника-буровика.

Краткие сведения из истории развития отечественной буровой техники

В нашей стране датой становления нефтяной промышленности считается 1864 год, когда неподалеку от Анапы, в урочище Кудако, русские мастера под руководством полковника А. Н. Новосельцева впервые пробурили скважину с применением механического привода.

Значительное усовершенствование в технику бурения внес Г. Д. Романовский, который в 1877 году при помощи паровой машины пробурил ударным способом в Крыму нефтяную скважину глубиной 790 м по тому времени самую глубокую в мире. К 1878 году в Баку пробурили уже 301 скважину, а в период до 1900 года в Бакинском нефтяном районе пробурили 3013 скважин, из которых в 1924 году получили промышленную нефть. С 1898 по 1916 год в Грозненском районе пробурили примерно 3800 скважин.

К 1880 году появляются более усовершенствованные оборудование и инструменты, бурильные станки, ударные штанги, самопалы и др. С ростом глубин скважин применение ударного способа бурения становилось все менее и менее эффективным как по темпам, так и по стоимости сооружения скважин. На смену этому способу пришло вращательное роторное бурение. Первые установки роторного бурения были весьма примитивными, их использовали при бурении до глубины 180 - 300 м, высота вышек достигала лишь 12 - 15 м. В 1902 году в районе г. Грозный впервые пробурили скважину глубиной 345 м (на участке Клейн) роторным способом с промывкой забоя водой.

Большим достижением в технологии бурения явилось изобретение в 1905 году инженером А. А. Богушевским метода тампонирования скважин цементным раствором.

В 1904 - 1911 годах вышел в свет труд в четырех томах инженера И. Н. Глушкова «Руководство к бурению скважин», в котором были приведены практические данные бурения скважин на нефть почти за 50 лет. Несколько позднее профессором Н. С. Успенским был издан «Курс глубокого бурения ударным способом».

Полная замена ударного способа бурения вращательным способом началась после Октябрьской революции и национализации нефтяной промышленности. Наша страна является родиной добычи нефти на море. В 1925 году впервые в мире на Каспийском море было начато бурение на нефть.

Наряду с внедрением роторного бурения, в бывшем Советском Союзе разрабатывались новые методы. В 1922 году М. А. Капелюшников предложил конструкцию одноступенчатого реакторного турбобура, который применялся до 1933 года, а в 1940 - 1941 годах П. П. Шумиловым, Р. А. Иоанисяном, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом был создан многоступенчатый турбобур с гуммированными подшипниками. С этого времени начинается интенсивное внедрение турбинного способа бурения. Скорости бурения в 1940 году по сравнению с 1913 годом возросли от 35 до 414 с/ст.-мес. Увеличилась и средняя глубина скважин. Так, если в 1912 году средняя глубина скважин в Баку составляла 500 м, то к 1936 году она удвоилась, а к 1939 году - утроилась.

Одновременно с развитием нефтяной промышленностью были организованы научно-исследовательские институты АзНИИ, Азинмаш, ГрозНИИ и учебные институты АзНИ, МНИ имени академика И. М. Губкина, Гроз НИ.

В 1941 году в Баку была пробурена первая в мире скважина с помощью электробура, предложенного А. П. Островским, Н. В. Александровым, Н. Г. Григорьяном, А. А. Богдановым. В настоящее время электробурение ведется в сравнительно небольшом объеме, однако промысловый опыт подтвердил его высокую эффективность.

За годы Великой Отечественной войны буровое оборудование почти не обновлялось. Вероломное нападение фашистской Германии нанесло огромный ущерб нефтяной промышленности. В сложившихся невероятно трудных условиях нефтяная промышленность страны развивалась благодаря освоению месторождений в восточных районах. В начале 40-х годов прошлого столетия открыли «второе Баку» в Куйбышевской области, затем месторождения в Татарии и Башкирии.

В послевоенные 50-е годы усилия буровиков были направлены на широкое распространение и совершенствование форсированных режимов как в турбинном, так и роторном бурении. В эти годы были разработаны и серийно выпускались Уралмашзаводом новые буровые установки 5Д, 6Э, 3Д, 4Э, многолитражные турбобуры Т12М2, секционные ТС-4 и ТС-5, колонковые турбодолота, трехшарошечные долота М-183, М-187, штыревые, колонковые СДК, бурильные трубы с приварными замковыми соединениями и многое другое, позволившее обеспечить дальнейшее форсирование режимов бурения.

На рост скоростей бурения, несомненно, оказало влияние внедрение механизации и автоматизации в спускоподъемные операции (СПО), в процессы цементирования скважин, приготовления и очистки буровых растворов, строительство дорог с твердым покрытием в районах массового бурения, непрерывный рост выпуска установок, работающих на электроприводе.

В 60 - 80-е годы XX века для преодоления трудностей с ускорением бурения глубоких и сверхглубоких скважин ВНИИБТ, КуйбышевНИИ НП, Гипронефтемашем, ГрозНИИ, МИНХиГП им. И. М. Губкина ВНИИКРнефть проведены большие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Были разработаны и испытаны бурильные трубы из легких сплавов (Д-16Т), модернизированы комплектные буровые установки и оборудование, выпускаемое «Уралмашзаводом», заводом «Баррикады», Бакинским и др. заводами, внедрены новые технологии цементирования скважин.

Создание Западно-Сибирской нефтяной провинции потребовало целенаправленных и планомерных работ в техническом и научном перевооружении нефтегазодобывающей промышленности. Были открыты новые НИИ:

СибНИИНП, Гипротюменнефтегаз, СургутНИПИ нефть. Широкое внедрение получило кустовое бурение, т. е. бурение нескольких скважин с одного основания.

Вот только некоторые последние достижения отечественной буровой техники и технологии: современные мощные буровые установки - АО «Уралмаш» с дизель-гидравлическим и электрическим тиристорным приводом; бурение горизонтально-разветвленных скважин сложной архитектуры; колтюбинговое бурение; винтовые забойные двигатели, глубокопроникающий большеобъемный гидроразрыв пластов для повышения нефтеотдачи недр и др.

Глава 1. Сущность вращательного бурения и применяемое оборудование

1.1. Понятие о скважине и ее элементах

Скважина - цилиндрическая горная выработка в земной коре, имеющая при сравнительно малом поперечном сечении большую длину (глубину), сооружаемая без доступа оператора на забой. *Начат скважины* - устье, *дно скважины* - забой, *боковая поверхность* — стенка, *расстояние от устья до забоя* - глубина скважины. Диаметр скважины определяется наружным диаметром породоразрушающего инструмента (долота), а если она обсажена, то внутренним диаметром обсадных труб.

Основные элементы, характеризующие скважину (рис. 1.1);

- диаметр D ;
- глубина L ;
- направление.

Скважина, как правило, всегда заполнена жидкостью до устья или на какую-то высоту от забоя (глубину от устья). При бурении скважина заполнена буровым (промывочным) раствором, циркулирующим или покоящимся, при цементировании (креплении стенок обсадными трубами) - циркулирующим тампонажным, буферным, продавочным, во время испытания, вызова притока, освоении - жидкостями различной плотности и качества: вода, нефть, азрированным (вспененным), облегченным и др.

Нефть, газ и вода всегда находятся в пластах под некоторым давлением, о величине которого обычно судят по высоте столба жидкости в скважине, уравновешивающим его. Если в скважине находится пресная вода, то каждые 10 м столба этой воды давят на забой с силой в 1 кг/см^2 (0,1 МПа).

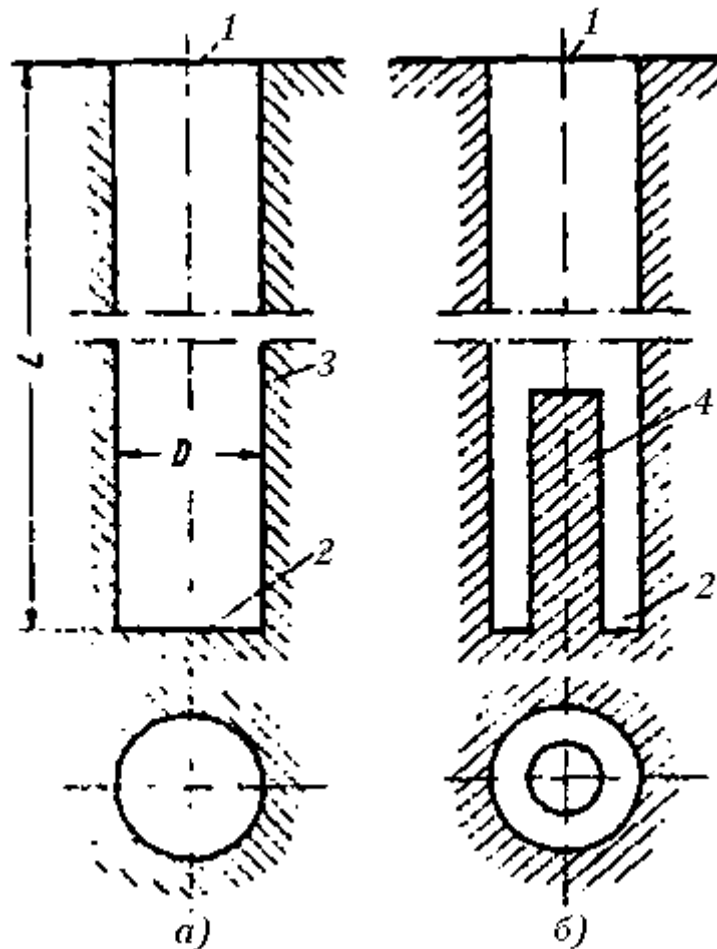


Рис. 1.1. Элементы скважины:

а - при бурении сплошным забоем; б - при бурении кольцевым забоем:

1 - устье скважины; 2 - забой скважины; 3 - стенки скважины;

4 - столбик породы - керн

Определяется пластовое (поровое) давление по формуле $P_{пл}$, Па,

$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot H,$$

где g - ускорение свободного падения (сила тяжести) $g=9,81 \text{ м/с}^2$ (Н/кг);

ρ - плотность жидкости, кг/м^3 ;

H - высота столба жидкости над пластом (глубина залегания пласта) м.

Столб воды в 1500 м создает давление 15 МПа. Давление столба глинистого раствора плотностью 1200 кг/м^3 :

$$P_{пл} = 1200 \cdot 9,81 \cdot 1500 = 17658000 (\text{Па}) \approx 17,7 \text{ МПа}.$$

Уровни жидкости в скважине могут быть статические и динамические.

Статический уровень характеризует собой пластовое (поровое) давление.

Динамический уровень называется уровень жидкости, который устанавливается в скважине при откачке или при подливе жидкости в нее. Динамический уровень характеризует забойное давление в скважине в процессе ее работы.

1.2. Понятие о конструкции скважины

Нефтяная или газовая скважина - капитальное сооружение стоимостью от одного - двух десятков до нескольких сотен миллионов рублей. Нормативный срок службы эксплуатационных (добывающих) скважин 20 лет. Поэтому разработка конструкции скважин - весьма ответственный этап проектирования технологии эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Конструкция скважины - схема ее устройства (рис. 1.2) с указанием диаметров обсадных колонн, глубины их спуска, высоты подъема цементного раствора, диаметров долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, и других данных. Конструкция разрабатывается снизу вверх, конечный диаметр определяется предполагаемым дебитом и габаритами насосов (средств откачки). При бурении скважин на нефть конечный диаметр бурения (0 долота), как правило, составляет 190.5 мм, а диаметр эксплуатационной колонны - 146 мм. При бурении газовых скважин конечный диаметр по долоту - 215.9 мм, диаметр эксплуатационной колонны - 168 мм.

Колонны обсадных труб устанавливаются в скважине концентрично с выводом их на дневную поверхность. Названия колонн по очередности их спуска следующие (рис. 1.2):

- *направление* - для направления будущей скважины, закрепления устья, предохранения его от размывания и для отвода промывочной жидкости к очистному устройству;

- *кондуктор* - для перекрытия толщи неустойчивых, водопоглощающих или водоносных пород, залегающих в верхней части геологического разреза;

- *промежуточная* (техническая) - служит в глубоких скважинах для перекрытия сложных по геологическим условиям открытых интервалов ствола скважины (обвалы, поглощения, набухание пород, соли и др.),

- *хвостовик* (лайнер) - дополнительная техническая колонна без вывода на поверхность (устанавливается впотай);

- *эксплуатационная* - последняя колонна. Служит для эксплуатации пласта нефти или газа. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины.

При разработке конструкции скважин следует стремиться к выбору наиболее простой, минимально возможного диаметра, малоступенчатой, менее металлоемкой конструкции. Этим достигается экономия металла (обсадных труб), расхода долот, бурильных труб и энергии на привод, облетается все поверхностное оборудование.

При бурении скважина создается последовательным разрушением горных пород на забое и извлечением их на поверхность в виде шлама. Отдельные интервалы ствола в разведочных скважинах **проходят** с отбором керна (внутреннего столбика неразрушенной горной породы).

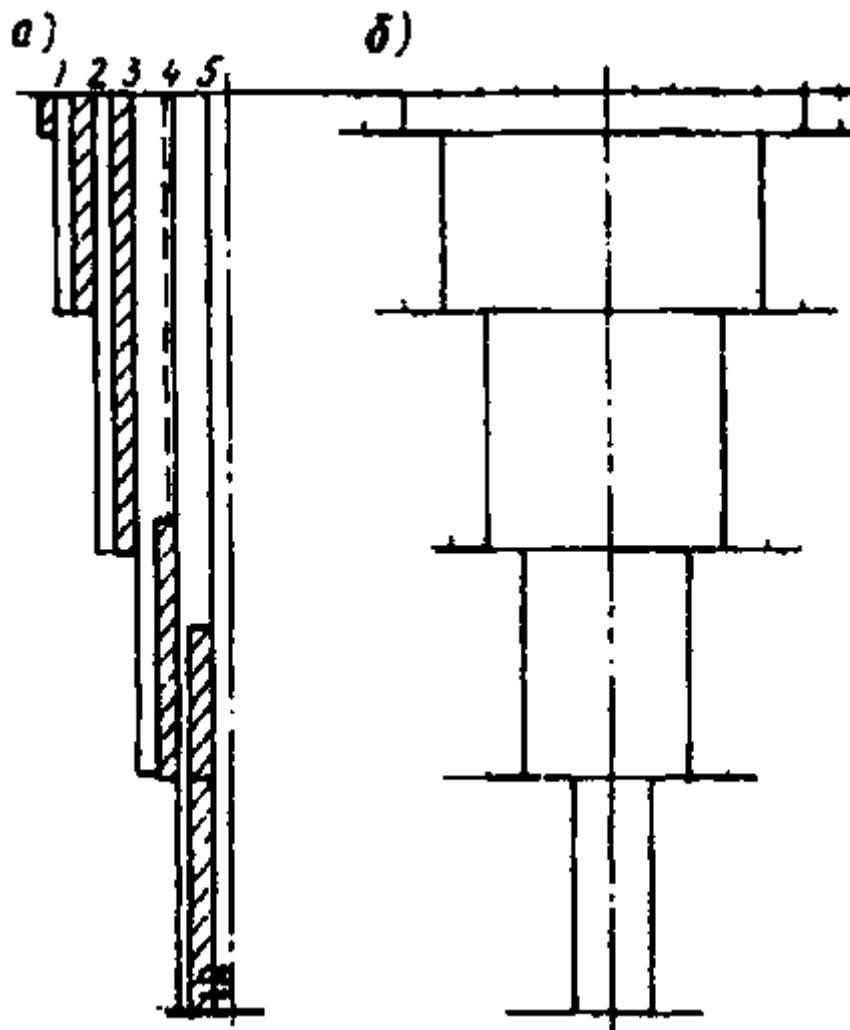


Рис. 1.2 Конструкция скважины и соответствующего ей ствола:
 а - конструкция скважины; б - ствол скважины; 1 - направление;
 2 - кондуктор; 3 - промежуточная колонна; 4 - хвостовик (потайная колонна); 5-эксплуатационная колонна

Опробование по керну обеспечивает наиболее достоверную информацию о мощности, глубине, элементах и условиях залегания, строении, вещественном составе, петрографических и других характеристиках вмещающих пород и пород продуктивной толщи (коллектора).

1.3. Сущность вращательного бурения

Первоначально бурение велось на обсадных трубах, снабженных на конце рабочим наконечником (зубчатый башмак, коронка, сверло, долото), приводимых в быстрое вращательное движение. Одновременно в колонну труб нагнеталась вода или глинистый раствор, которые, промывая забой, выносили оттуда измельченную породу (шлам) по затрубному (кольцево-

му) пространству и отводились в отстоечное приспособление. До 40-х годов XX столетия в России при бурении нефтяных и газовых скважин применялось ударно-канатное механическое бурение. Сейчас объем буровых работ, выполняемый ударно-канатным способом, составляет не более 1 - 2 % ежегодного объема разведочного бурения на воду и россыпные месторождения твердых полезных ископаемых.

Разрушение породы при вращательном бурении происходит под влиянием двух усилий:

- вертикального давления на забой, осуществляемого весом нижней части колонны бурильных (утяжеленных) труб (УБТ);
- горизонтального усилия от момента передаваемого ротором через ведущую (самую верхнюю) трубу (квадратного сечения).

Одновременное действие вертикального и горизонтального усилий создает равнодействующую их (в виде диагонали параллелограмма, построенного на этих усилиях), которая в результате поступательного и вращательного движений ведет породоразрушающий инструмент (долото) вниз винтообразно. Процесс современного бурения гораздо сложнее, чем аналогичное ему сверление на сверлильном станке. Если представить себе долото, спущенное на бурильной колонне диаметром 127 мм и работающее на обычной для настоящего времени глубине порядка 3000 м, то отношение длины труб L к их диаметру d равно

$$i = \frac{L}{d} = \frac{3000 \cdot 1000}{127} \approx 23600.$$

Следовательно, эту бурильную систему можно сравнить с проволокой диаметром 1 мм и длиной 23,6 м с укрепленным долотом внизу и приводимой в движение сверху. Такая гибкая система в отличие от шпинделя сверлильного станка неустойчива. Для полной наглядности представления о работе долота на забое необходимо поставить долото на кусок горной породы и создать нагрузку, дав проволоке слабину, а затем начать вращать. Представление будет не полным, если не учитывать ограничение бурильного инструмента стенками скважины на всем протяжении ее ствола.

В производственных условиях процесс бурения состоит из следующих операций: спускоподъемных работ (опускание бурильных труб с долотом в скважину до забоя и подъем 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 с целью предохранения стенок скважины от обвалов и разобщения нефтяных (газовых) и водяных горизонтов.

В процессе бурения скважин одновременно выполняется ряд вспомогательных работ: отбор керна, приготовление промывочной жидкости (бурового раствора); геофизические исследования (каротаж); освоение скважины с целью вызова притока нефти (газа) в скважину и т. п.

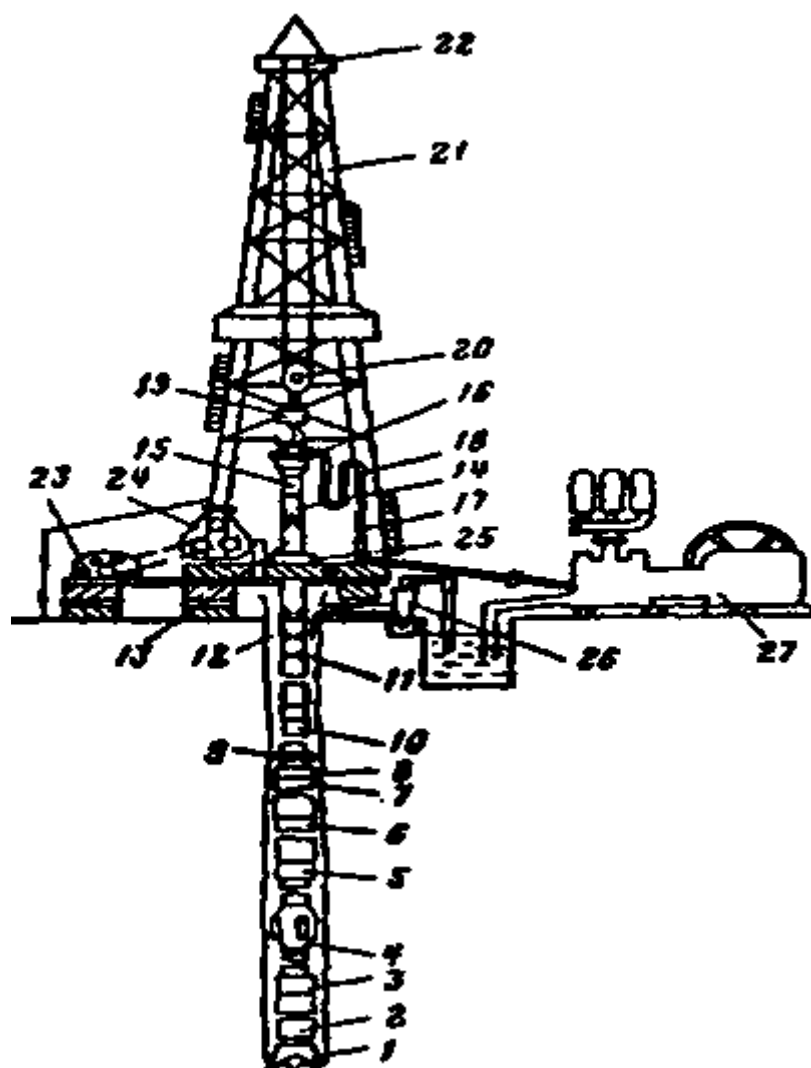


Рис. 1.3. Схема буровой установки для бурения глубоких скважин

- 1 - долото; 2 - наддолотная утяжеленная бурильная труба; 3 - переводник;
 4 - центратор; 5 - муфтовой переводник; 6, 7 - утяжеленные бурильные трубы;
 8 - переводник; 9 - предохранительное кольцо; 10 - бурильные трубы; 11 - предохранительный переводник; 12, 14 - переводники штанговые нижний и верхний;
 13 - ведущая труба; 15 - переводник вертлюга; 16 - вертлюг; 17 - стояк;
 18 - шланг; 19 - крюк; 20 - талевый блок; 21 - вышка; 22 - кронблок; 23 - редуктор; 24 - лебедка; 25 - ротор; 26 - шламоотделитель; 27 - буровой насос

В случае аварии или осложнения (поломка бурильных труб, прихват инструмента и т. п.) возникает необходимость в дополнительных (аварийных) работах. Схема буровой установки для осуществления вращательного (ротаторного) бурения показана на рис. 1.3.

Самая верхняя труба в колонне бурильных труб не круглая, а квадратная - ведущая труба. Она проходит через квадратное отверстие круглого стола ротора и при бурении скважины по мере углубления (продвижения) забоя опускается вниз в пределах своей длины (9 - 13 м). Ротор помещается в центре буровой вышки соосно с будущей скважиной. Бурильные трубы и ведущая труба внутри полые. Ведущая труба верхним концом соеди-

няется с вертлюгом. Нижняя (внутренняя) часть вертлюга соединяется с ведущей трубой, может вращаться вместе с колонной бурильных труб, а его верхняя (наружный корпус) - всегда неподвижна и соединяется с гибким нагнетательным шлангом обвязки насосов.

Промывочная жидкость, нагнетаемая буровым насосом, пройдя обвязку, стояк, шланг, вертлюг, ведущую квадратную трубу и всю колонну бурильных труб, попадает в долото и через отверстия (насадки) в нем устремляется на забой скважины (при бурении турбинным способом промывочная жидкость вначале поступает в турбобур, приводя его вал во вращение, а затем - в долото). Выходя из отверстия в долоте, жидкость охлаждает последнее, промывает забой, подхватывает частицы разбуренной породы (шлама) и вместе с ними через кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами поднимается вверх, где, пройдя очистные сооружения (желоба, вибросита, гидроциклоны и др.), направляется в приемные мерники на прием насосов. Таким образом, буровой раствор циркулирует по замкнутому гидравлическому контуру. По мере углубки скважины объем циркулирующей промывочной жидкости необходимо пополнять.

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

Во время бурения колонна бурильных труб висит на крюке талевого системы и опускается по мере углубления скважины. Каждый раз после углубления забоя скважины на длину ведущей трубы колонну бурильных труб наращивают. Для этого бурильный инструмент поднимают из скважины настолько, чтобы ведущая труба полностью вышла из ротора, и затем при помощи элеватора или клиньев подвешивают на столе ротора. Ведущую трубу вместе с вертлюгом отвинчивают от колонны бурильных труб и спускают в шурф, который представляет собой слегка наклонную скважину глубиной, равной длине ведущей трубы. Шурф бурится в правом углу буровой примерно посередине расстояния от центра ротора до ноги вышки. Колонну бурильных труб наращивают очередной трубой, спускают в скважину на длину этой трубы и вновь подвешивают на столе ротора. Затем поднимают ведущую трубу из шурфа и соединяют с бурильной колонной. После этого доводят долото до забоя и продолжают бурение.

В процессе работы на забое долото, разрушая породу, в свою очередь само разрушается, изнашивается. Поэтому скорость углубления забоя, максимальная в начале работы долота, с течением времени уменьшается, и с какого-то момента времени работа долота становится малоэффективной и даже опасной, так как в результате износа уменьшается прочность его опор и срывает оружие шарошек. Такое долото необходимо

сменить на новое. После срабатывания долота всю колонну труб поднимают на поверхность для его замены.

Перед подъемом инструмента скважину промывают до выравнивания плотности нагнетаемой и выходящей из нее жидкости, что свидетельствует об отсутствии шлама, газа в скважине и косвенно - угрозы осложнений (образования сальников, выброс, обвал). Чаще скважина промывается более ограниченное время лишь для подъема шлама у забоя на такую высоту, чтобы исключить забивание шламом насадок долота, турбобура и перелив бурового раствора из труб на устье вследствие разности плотностей зашламленной жидкости в кольцевом пространстве и очищенной от шлама внутри бурильной колонны.

Инструмент, подвешенный на крюке, поднимают лебедкой на длину ведущей трубы, так чтобы над стволом ротора оказалось замковое соединение бурильных труб. Прекращают подъем, включают тормоз лебедки, убирают вкладыши ротора с квадратными вырезами под ведущую трубу и вместо них устанавливают (подвешивают) клинья (4 шт.), встроенные в ротор (ПКР). Растормаживанием барабана лебедки опускают колонну немного ниже, чтобы срабатывали клиновые захваты и она повисла бы на них. Отвинчивают ведущую трубу (квадрат) вместе с вертлюгом. С помощью автозатаскивателя подводят ее нижний конец к шурфу и опускают с помощью талевой системы в шурф. Далее отсоединяют крюк от серьги вертлюга, на штропы поднимают элеватор, который надвигают открытым корпусом на колонну и закрывают под муфтой замка верхней трубы. Бурильщик, включив лебедку, поднимает подвешенную на элеваторе бурильную колонну на длину свечи так, чтобы после подвешивания колонны на клинья можно было ниже замкового соединения вновь установить элеватор. Клинья поднимают и опускают с помощью пневматических домкратов, управляемых с пульта бурильщика. Поднятую свечу отвинчивают от бурильной колонны с помощью автоматического бурового ключа (АКБ-3М2), пневмораскрепителей, редко машинных ключей. Отвинченная свеча под действием пружины крюка поднимается, и ниппель замка немедленно, еще до включения лебедки, выходит из муфты замка, что предупреждает разрушение резьбы. Помощник бурильщика, захватив нижний конец свечи крючком, отводит ее и ставит на подсвечник. Второй помощник бурильщика, находящийся на верхней площадке вышки на уровне верхнего конца свечи, освобождает свечу от элеватора и заводит ее верхний конец на специальную консольную балку - палец, закрепленную на вышке. Бурильщик опускает незагруженный элеватор для захвата им бурильной колонны, и операция по подъему и установке следующей свечи повторяется.

При спуске инструмента (после смены долота) описанные выше операции выполняются в обратном порядке.

В автоматизированной установке АСП (автомат спускоподъемных операций) совмещают по времени операции спуска-подъема колонны бурильных труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечи на подсвечник и вынос ее с подъемника, отвинчивания и свинчивания.

Пробуриив очередной интервал под соответствующую обсадную колонну согласно проектной инструкции, в скважину спускают кондуктор и производят цементирование (тампоаж), т. е. закачивают цементный раствор в обсадные трубы и продавливают в кольцевое пространство. После затвердения цементного раствора бурение возобновляют долотами, диаметр которых меньше внутреннего диаметра предыдущей обсадной колонны (кондуктора). Спускают и цементируют промежуточную (техническую) или эксплуатационную колонну. Цементирование производят для того, чтобы изолировать друг от друга водоносные и нефтеносные пласты.

Таким образом, полный цикл строительства скважины состоит из следующих основных элементов:

- монтажа вышки, бурового, силового оборудования и строительства привышечных сооружений;
- подготовительных работ к бурению (вблизи основной скважины под небольшим углом наклона бурят турбобуром скважину-шурф для установки ведущей трубы (квадратной) на время СПО). Глубина шурфа немного меньше длины ведущей трубы;
- процесса бурения (углубления);
- вскрытия и разобщения пластов (крепления и цементирования);
- испытания скважины на приток нефти или газа (освоения);
- демонтажа оборудования и вышки.

1.4. Буровые установки глубокого бурения и основное оборудование

Процесс бурения скважины осуществляется при помощи буровой установки, которая представляет собой комплекс сооружений бурового и энергетического оборудования, расположенных на поверхности.

В комплект роторной установки входят:

- вышка (мачта) или вышечно-лебедочный блок - для подвешивания талевой системы, размещения бурильных труб и оборудования, для спуска и подъема инструмента и подачи его на забой;
- ротор - для вращения колонны бурильных труб (инструмента);
- буровые насосы (два и более) - для нагнетания промывочной жидкости на забой скважины;
- силовой привод - для передачи энергии движения исполнительным механизмам буровой установки (лебедке, ротору, буровым насосам и др.). Например, широко применяют в современных буровых установках элек-

трический, дизельный (ДВС), дизель-гидравлический, дизель-электрический приводы;

- оборудование и механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости;
- оборудование для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций;
- противовыбросовое оборудование (для герметизации скважины при газодонефтепроявлениях (ГВНП));
- устройства для управления буровой установкой, регулирования подачи долота на забой и контрольно-измерительные приборы (КИП).

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 послужили основой для разработки нормального (размерного) ряда буровых установок глубокого бурения.

Нормалью предусматривается минимальное количество типоразмеров буровых установок, которое способно обеспечивать все цели бурения в различных условиях с высокими технико-экономическими показателями.

Основными показателями в классификации буровых установок принята грузоподъемность, которая наиболее полно характеризует установку в целом. Различают *номинальную* и *максимальную грузоподъемность*. *Номинальная грузоподъемность* установки является систематической, соответствует наибольшей допустимой нагрузке на крюке от веса вертлюга и бурильного инструмента и определяет максимальную глубину бурения. *Максимальная грузоподъемность* установки является кратковременной (случайной) и соответствует нагрузке на крюке, которая может возникнуть при авариях, а также при спуске обсадной колонны, более тяжелой, чем бурильная при той же глубине скважины. Максимальная грузоподъемность на 60 - 70 % выше номинальной.

Установки для бурения скважин на нефть и газ подразделяются на *самоходные* (легкие установки для бурения геофизических и структурных скважин) и *несамоходные* (передвижные) для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения.

В настоящее время широко применяется крупноблочный метод монтажа буровых установок, который полностью вытеснил малопроизводительные обычный (индивидуальный) и мелкоблочный способы. Крупноблочный метод монтажа заключается в перевозке агрегатов и узлов установки на новую точку крупными блоками на специальном транспорте (тяжеловозах, подкатных тележках на гусеничном или пневмоколесном ходу), установке блоков на фундаменты и соединении коммуникаций между ними.

Основные параметры серийно выпускаемых комплектных буровых установок закреплены ГОСТ 16293-82 «Установки буровые комплектные

для эксплуатационного и глубокого бурения. Основные параметры», а шифры -- «Методическими рекомендациями» ВНИИБТ.

В шифрах буровых установок принято:

БУ - буровая установка;

первое число - условная глубина бурения в метрах;

второе число - допускаемая нагрузка в десятках кН - (в тонно-силах);

Э - электрический (переменный ток) привод основных механизмов;

ДГ - дизель-гидравлический привод основных механизмов;

ЭР, ЭП - электрический регулируемый (тиристорный) привод основных механизмов;

ДЭР, ДЭП - электрический регулируемый (тиристорный) привод основных механизмов с питанием от автономных дизель-электрических станций:

У - универсальная монтажеспособность;

К - кустовое бурение;

1, 1М, 2М- модификации установок.

Условная глубина бурения определяет глубину бурения при массе погонного метра бурильной колонны 30 кг. *Допустимая нагрузка на крюке* является определяющим параметром при выборе буровой установки

В табл. 1 приведены основные параметры буровых установок по ГОСТ 16293-82 с изменением №1 01.05.87 для одиннадцати классов буровых установок. Стандартом предусмотрено применение в бурении свечей длиной 25 или 27 м (исключение составляет установка первого класса в самоходном исполнении). Свечи длиной 36 м в ГОСТ не включены с целью изъятия вышек высотой 53 м, которые более трудоемки в монтаже. Установки специального назначения могут комплектоваться вышками высотой 53 м.

В настоящее время разработку и освоение производства комплектных буровых установок производят следующие заводы буровой техники в России: Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ), АО «Уралмаш» (г. Екатеринбург), «Иж Дрил» (совместное российско-канадское предприятие в ОАО Удмуртнефть, г. Ижевск).

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ), начиная с 1957 года, является ведущим предприятием по разработке и поставке буровых установок для эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ глубиной до 3000 м. В 1985 году завод разработал и в настоящее время осваивает производство и осуществляет поставку на рынок новых унифицированных буровых установок двух классов, а именно, с допускаемой нагрузкой на крюке 100 тс (второй класс) и 160 тс (четвертый класс) с электрическим, дизель-гидравлическим и дизель-электрическим приводами.

Таблица 1

**Основные параметры буровых установок по ГОСТ 16293-82
с «Изменением №1» 01.05.87**

Наименование параметров	Значения параметров для классов буровых установок											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 ¹	11 ¹	
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300	8000	
Условная глубина бурения, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1 – 0,25									-	-	
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с	1,5					1,6					-	-
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт	200-240	240-360	300-440	440-550	550-670	670-900	900-1100	1100-1500	1500-2200	-	-	
Диаметр отверстия в стволе ротора, мм	460	560			700				950	-	-	
Расчетная мощность привода ротора кВт, не более	180		370					440	550	-	-	
Мощность бурового насоса, кВт	375	475	600		750	750	950	950	1180	-	-	
Высота основания (отметка пола буровой), м не менее	3	5	5,5		6		8		9	-	-	

¹ Неуказанные параметры буровых установок 10-го и 11-го классов устанавливаются в технических заданиях.

² Не распространяются на морские буровые комплексы.

В новых буровых установках сохранены традиционные конструктивные особенности:

- полная комплектность;
- повышенная заводская готовность;
- универсальность монтажа и транспортировки;
- реализованы последние достижения отечественного и зарубежного машиностроения;
- введены регулируемые приводы буровых насосов, лебедки, роторы;
- утепленные укрытия, система обогрева рабочих мест и помещений.

Блочно-модульное исполнение исключает сложные монтажные и центrovочные работы на местах эксплуатации. С целью упрощения монтажа оборудования все соединения снабжены компенсирующими и фиксирующими элементами.

Буровые установки ВЗБТ сочетают в себе все преимущества стационарных и передвижных установок, а именно: устойчивость вышки и основания, улучшенные условия труда и хорошую мобильность. Для бурения скважин в труднодоступных районах, а также в районах с высокой стоимостью земли ВЗБТ изготавливает уникальную буровую установку для кустового и наклонно-направленного бурения. Буровые установки ВЗБТ зарекомендовали себя надежными в самых суровых условиях эксплуатации.

ВЗБТ освоил в серийном производстве следующие базовые установки: БУ1600/100ЭУ; БУ1600/100ДГУ; БУ2500/160ЭП; БУ2500/160ДЭП; БУ2500/160ЭПК; БУ2500/160ДГУ-М.

Уралмашзавод (УЗТМ) ныне АО «Уралмаш» (г. Екатеринбург) с 1946г. является флагманом отечественного бурового машиностроения. УЗТМ в поисках лучшего решения выпустил много модификаций различных типов буровых установок и отдельных агрегатов. С 1978 года Уралмашзавод изготавливает буровые установки и агрегаты для глубокого и сверхглубокого бурения на суше и на море. Буровые установки, разрабатываемые и выпускаемые в настоящее время заводом, предназначены для бурения скважин глубиной 3200, 4000, 5000, 6500, 8000, 10 000, 12 500 и 16 000 м во всех районах с целью разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, а также для изучения строения верхних слоев земной коры (сверхглубокое научное бурение). Эти буровые установки наиболее полно удовлетворяют современным требованиям проводки скважин и обладают большими потенциальными возможностями в повышении производительности бурения, а также высокой унификацией узлов и агрегатов, что создает благоприятные условия для организации обслуживания, ремонта и снабжения запасными агрегатами, узлами и деталями.

АО «Уралмаш» освоил в серийном производстве следующие буровые установки: БУ3200/200ДГУ-1; БУ3200/200ЭУ-1; БУ3200/200ЭУК-2М; БУ5000/320ДГУ-1; БУ5000/320ЭУ-1; БУ5000/320ДЭР-1; БУ5000/320ЭР-1; БУ6500/400ДЭР; БУ6500/400ЭР; БУ8000/500ЭР.

Канадская фирма «Кремко» производит передвижные, трейлерные и самоходные установки для проведения всех видов буровых работ и капитального ремонта скважин. В состав широкого типоразмерного ряда по мощности входят установки с допускаемой нагрузкой на крюке 36, 40, 60, 80, 100, 125, 160, 170, 180 и 200 кН.

Современное российско-канадское предприятие «Иж Дрил» производит комплектные установки К160 и К200. Уникальность этих установок состоит в

том, что они сочетают в себе высокую прочность тракторного шасси «Кировец», построенного в России, и надежность буровых механизмов производства фирмы «Кремко», благодаря чему созданы установки, обладающие непревзойденной вездеходностью. При проектировании этих установок «Кремко» помимо требований Американского нефтяного института и Американского института стальных конструкций учитывались также и требования ГОСТов, действующих в России. Произведены разработки на совместимость и взаимозаменяемость обычных быстроизнашиваемых деталей (тормозные колодки, цилиндрические втулки насосов, клапана, поршни, талевый канат, приводные роликовые цепи) с аналогичными деталями российского производства. Вся механическая часть рассчитана на эксплуатацию и обслуживание с применением смазочных материалов российского производства.

1.5. Технологический инструмент для бурения нефтяных и газовых скважин

При бурении разведочных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье применяется следующий технологический инструмент: долота, бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы, ведущие трубы, вертлюги, обсадные трубы. Во время эксплуатации нефтяных и газовых скважин используются насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги, погружные штанговые насосы (вставные и трубные).

1.5.1. Буровые долота

Долота для бурения являются инструментом, при помощи которого разрушается горная порода на забое и образуется собственно скважина.

По характеру разрушения породы все буровые долота классифицируются:

- на лопастные долота скалывающего действия, разрушающие мягкую горную породу лопастями, наклоненными в сторону вращения долота (рис. 1.4);

- шарошечные долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу средней твердости, твердую, крепкую и очень крепкую зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и вокруг оси долота (рис. 1.5);

- алмазные долота истирающе-режущего действия для разрушения перемежающихся по твердости абразивных и неабразивных пород (рис. 1.6).

По назначению все буровые долота подразделяются на три класса:

- долота для сплошного бурения - углубления забоя по всей площади;
- бурильные головки - для колонкового бурения (с отбором керна), разрушающие породу по периферии забоя с оставлением в центре невыбуренного столбика (керна) породы, который в последующем извлекается на поверхность;
- долота специального назначения (пикообразные, зарезные, расширители, фрезеры и др.).

Основные параметры шарошечных, лопастных, алмазных долот и бурголовок приведены в табл. 2-5.

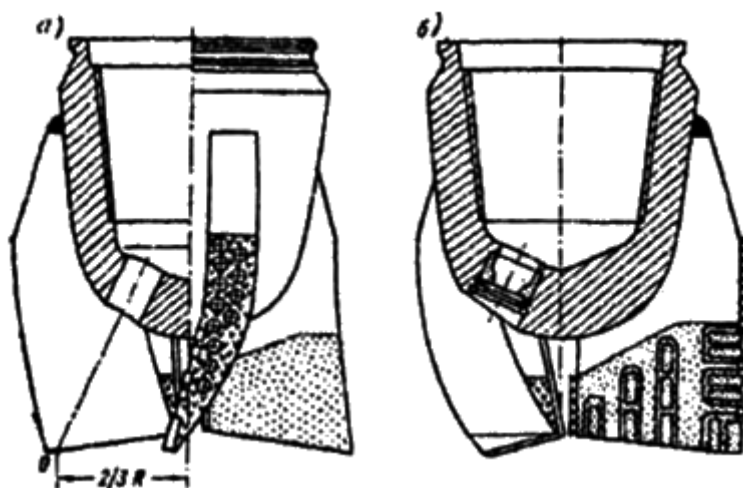


Рис. 1.4. Трехлопастные долота:

а - с обычной промывкой типа ЗЛ; б - с гидромониторной промывкой ЗЛГ

Бескорпусные долота ($D < 346$ мм) состоят из трех сваренных секций с ниппельной конической замковой резьбой.

Корпусные долота ($D > 346$ мм) имеют целый корпус с приваренными с боков отдельными секциями и муфтовую резьбу.

Первое шарошечное долото с тремя шарошками было запатентовано компанией Ховард Хьюз (США) в 1909 г. В настоящее время усовершенствованные (оптимизированные) конструкции долот оснащены шарошками с маслonaполненными (самосмазывающимися) герметичными подшипниками. Такие долота обеспечивают бурение скважин с более высокой механической стойкостью (сроком службы) как опорной части (подшипников), так и вооружения (зубьев, штырей).

Буровые долота составляют примерно 1 - 5 % от общей стоимости скважины, но являются основным компонентом экономики строительства скважины.

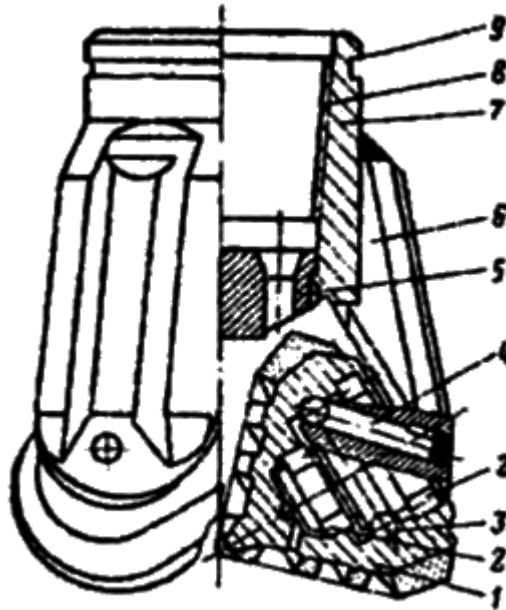


Рис. 1.5. Шарошечное корпусное долото:
 1 - шарошка; 2 - ролики; 3 - шарики; 4 - штифт; 5 - плита с промывочными отверстиями; 6 - лапа; 7 - корпус; 8 - резьба присоединительная; 9 - поясok для маркировки

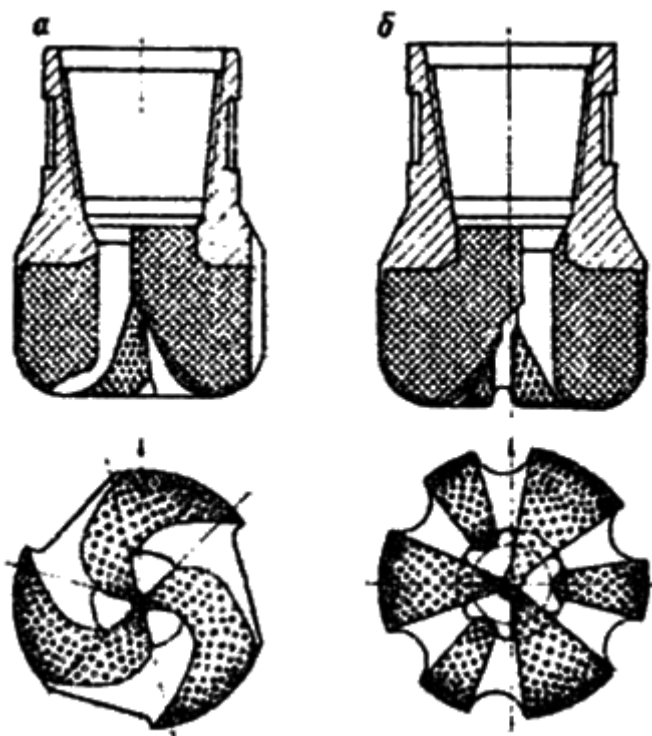


Рис. 1.6. Алмазные долота:
 а - спиральные алмазные долота; б - радиальные долота

Основные параметры шарошечных долот

Типоразмер	Резьба	Мас- са, кг	Допус- тимая нагруз- ка, кН	Типоразмер	Резьба	Мас- са, кг	Допус- тимая нагруз- ка, кН
1	2	3	4	1	2	3	4
Одношарошечные				Т-ПВ	3-117	28	250
139.7СЗ-Н	3-88	17	180	ТЗ-ЦВ	3-117	33	250
161.0СЗ-Н	3-88	21	250	ТЗ-ПВ	3-117	33	250
190.5СЗ-Н	3-117	37	300	ТЗ-ГН	3-117	38	240
215,9СЗ-Н	3-117	46	380	ТЗ-ГНУ	3-117	40	240
Двухшарошечные				ТЗ-ГАУ	3-117	38	240
93С-ЦВ	3-50	3,5	40	ТКЗ-ЦВ	3-117	32	250
К-ЦВ	3-50	4	40	ТКЗ-ГН	3-117	40	380
112М-ГВ	3-63,5	6	50	К-ПВ	3-117	30	250
132М-ГВ	3-63,5	8	65	К-ГНУ	3-117	41	280
Трехшарошечные				ОК-ПВ	3-117	30	250
98.4С-ЦА	3-66	5	80	244.5МСЗ-ГНУ	3-152	66	240
Т-ЦА	3-66	5	80	С-ЦВ	3-121	51	320
ОК-ЦА	3-66	5	80	С-ГНУ	3-152	60	320
120.6С-ЦА	3-76	7,5	140	Т-ЦВ	3-121	45	320
Т-ЦА	3-76	7	140	Т-ПВ	3-121	45	320
132С-ЦВ	3-63,5	9	65	К-ПВ	3-121	50	320
Т-ЦВ	3-63,5	8	65	ОК-ПВ	3-121	45	320
К-ЦВ	3-63,5	10	65	269,9М-ГВ	3-152	68	350
139.7С-ЦВ	3-88	12	100	М-ГН	3-152	72	240
Т-ЦВ	3-88	12	100	МСЗ-ГНУ	3-152	77	270
151С-ЦВ	3-88	13	160	МСЗ-ГАУ	3-152	77	270
Т-ЦВ	3-88	12	160	С-ГВ	3-152	67	350
К-ЦВ	3-88	14	160	С-ГНУ	3-152	66	350
161С-ЦВ	3-88	18	160	СЗ-ГВ	3-152	73	350
Т-ЦВ	3-88	17	170	СЗ-ГНУ	3-152	76	270
Т-ПВ	3-88	17	170	СЗ-ГАУ	3-152	76	270
К-ПВ	3-88	18	170	СТ-ГН	3-152	72	380
190.5М-ГВ	3-117	32	200	Т-ЦВ	3-152	62	350
М-ГН	3-117	30	170	ТЗ-ЦВ	3-152	63	350
190.5МСЗ-ГАУ	3-117	33	190	ТЗ-ГН	3-152	77	300
С-ЦВ	3-117	28	200	ОК-ПВ	3-152	70	350
С-ГВ	3-117	30	200	295.3М-ГВ	3-152	72	400
С-ГНУ	3-117	32	240	М-ЦВ	3-152	74	400
СЗ-ГВ	3-117	31	200	МС-ГВ	3-152	77	400
СЗ-ГНУ	3-117	35	190	МСЗ-ГНУ	3-152	92	300
СЗ-ГАУ	3-117	33	190	С-ЦВ	3-152	74	400
Т-ЦВ	3-117	27	200	С-ГВ	3-152	77	400
Т-ГНУ	3-117	30	270	С-ГНУ	3-152	83	400
ТЗ-ГНУ	3-117	32	210	СЗ-ГВ	3-152	80	400
ТКЗ-ЦВ	3-117	29	200	СЗ-ГНУ	3-152	89	300
К-ГНУ	3-117	33	250	СТ-ЦВ	3-152	75	400
215.9М-ГВ	3-117	38	250	Т-ЦВ	3-152	77	400
М-ПГВ	3-117	38	250	ТЗ-ЦВ	3-152	77	400
				322С-ГВ	3-152	84	450

1	2	3	4	1	2	3	4
М-ГАУ	3-117	41	170	Т-ПГВ	3-152	90	450
МЗ-ГВ	3-117	40	250	ТЗ-ПГВ	3-152	100	450
МЗ-ГНУ	3-117	40	190	349 2М-ЦВ	3-152	104	450
МЗ-ГАУ	3-117	40	190	М-ГВ	3-152	114	450
МС-ГВ	3-117	38	250	С-ЦВ	3-152	103	450
МС-ГН	3-117	37	250	С-ГВ	3-152	115	450
МС-ГНУ	3-117	37	250	Т-ЦВ	3-152	99	450
МЕЗ-ГН	3-117	40	380	393.7М-ЦВ	3-171	167	470
МСЗ-ГНУ	3-117	40	220	393.7М-ГВ	3-171	164	470
МСЗ-ГАУ	3-117	40	220	С-ЦВ	3-171	176	470
С-ГВ	3-117	36	250	С-ГВ	3-171	171	470
С-ГН	3-117	37	380	Т-ЦВ	3-171	123	470
СЗ-ГВ	3-117	38	250	444.5С-ЦВ	3-171	252	500
СЗ-ГНУ	3-117	41	220	490С-ЦВ	3-171	316	500
СЗ-ГАУ	3-117	41	220				

Примечание: Обозначение: М - мягкие породы. МЗ - мягкие абразивные, МС мягкие с «пропластками пород средней твердость, МСЗ - мягкие абразивные с пропластками пород средней твердости, С - средней твердости. СЗ - средней твердости абразивные, СГ - средней твердости с пропластками твердых пород, Т - твердые абразивные. ГК - твердые с пропластками крепких пород. ТКЗ - твердые абразивные с пропластками крепких пород. К - крепкие, (Ж - очень крепкие. Ц - центральная промывка. Г - гидромониторная промывка, П - нейтральная продувка; ПГ - боковая продувка, В - опоры на подшипниках с телами качения, Н - на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения). А - на двух и более подшипниках скольжения. У – масло наполнительные опоры с автоматической подачей смазки

Таблица 3

Основные параметры лопастных долот

Типоразмер	Резьба	Мас-са	Допускаемые		Типоразмер	Резьба	Мас-са	Допускаемые	
			нагруз-ка, кН	моме-нт, Н·м				нагруз-ка, кН	моме-нт, Н·м
Двухлопастные долота					ЗЛ-171,4	3-88	12,0	90	1500
2Л-93М	3-50	2,3	20	220	ЗЛ-187,3	3-88	15,0	100	1800
2Л-97М	3-50	2,4	20	220	ЗЛ (Г)-190,5	3-117	25,0	120	2300
2Л-98.4М	3-50	2,4	20	220	ЗЛ (Г)-200	3-117	27,0	130	2600
2Л-112М	3-50	2,6	30	380	ЗЛ (Г)-212,7	3-117	27,0	130	2750
2Л-118М	3-50	2,7	30	426	ЗЛ (Г)-215,9	3-117	27,0	130	2800
2Л-120.6М	3-50	2,7	35	450	ЗЛ (Г)-222,3	3-117	27,0	140	3100
2Л-132М	3-50	2,8	40	540	ЗЛ (Г)-242,9	3-121	33,0	160	3900
ЗДР-132М	3-50	4,0	40	540	ЗЛ (Г)-244,5	3-121	33,0	160	3900
6ДР-132МС	3-50	4,5	40	540	ЗЛ (Г)-250,8	3-121	33,0	160	4000
2Л-139.7М	3-63,5	4,1	45	680	ЗЛ (Г)-269,9	3-152	35,0	170	4600
2Л 146М	3-63,5	4,2	45	720	ЗЛ (Г)-295,3	3-152	61,0	220	6500
2Л-151М	3-63,5	4,3	50	880	ЗЛ (Г)-311,1	3-152	61,0	230	7100
2Л-161М	3-63,5	4,4	55	980	ЗЛ (Г)-320	3-152	61,0	230	7500
2Л-165.1М	3-63,5	4,4	55	1020	ЗЛ (Г)-349,2	3-152	63,0	250	8700

Продолжение Табл. 3

1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Трехлопастные долота*					ЗЛ (Г)-374,6	3-177	87,0	310	11600
ЗЛ-120.6	3-76	8,0	50	600	ЗЛ (Г)-393,7	3-177	87,0	330	13000
ЗЛ-132	3-88	10,0	55	720	ЗЛ (Г)-444,5	3-177	90,0	370	15700
ЗЛ-139,7	3-88	10,0	60	840	Трехлопастные, истирающие режущего типа				
ЗЛ-146	3-88	11,0	80	1170	4Э-139.7МС	3-88	9,0	50	
ЗЛ-151	3-88	11,0	80	1200	ЗИРГ-190.5С	3-117	25,0	180	3800
ЗЛ-161	3-88	12,0	85	1350	ЗИРГ-219.9С	3-117	27,0	220	4700
ЗЛ-165,1	3-88	12,0	90	1500					

* Для пород М и МС

Таблица 4
Типоразмеры алмазных долот и долот, оснащенных синтетическими алмазами

Таблица 5
Основные параметры шарошечных бурильных головок

Типоразмер	Резьба ниппельная	Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допускаемая нагрузка, кН
ДК-138,1 С	3-88	КС-187,3/40 СТ	3-147	29	120
ДР-141.3ГЗ	3-88				
ДК-149.4С	3-38	КС-187,3/40 ТКЗ	3-147	31	130
ДР-163,5ТЗ	3-88				
ДК (ДКС, ДКСИ) 188.9С6	3-117	КС-212,7/60 СТ	3-161	34	140
ДЛС-188.9С2	3-117	КС0212,7/60 ТКЗ	3-161	36	150
ДИ-188.9С6	3-117	КС-212,7/60 ТКЗ-	3-161	36	150
ДИ(ДРЫ188,9ТЗ	3-117				
ИСМ-188.9С5	3-117	НУ К-	3-110	16	70
ИСМ-188.9МС1	3-117				
ДК (ДКС, ДКСИ) 214.3С6	3-117	139,7/52 ТКЗ К-	3-133	18	80
ДЛС-214.3С2	3-117	158,7/67 ТКЗ	3-150	29	120
ДИ-214.3С6	3-117	К-187,3/80М	3-150	29	120
ДИ (ДР)-214,3ТЗ	3-117	К-187,3/80 СЗ К-187,3/80 СТ	3-150	33	ПО
ИСМ-214.3СЗ	3-117				
ДКС-267.5С6	3-152	К-	3-150	33	120
ДКС-292.9С6	3-152	187,3/80 ТКЗ	3-150	35	160
ИСМ-292.9С2	3-152	К-212,7*80М К-212,7/80 СЗ	3-150	35	160
ИСМ-292.9МС2	3-152				
Примечание. Обозначения: Д - долото; модификации: однослойные - Л (лопастные), Р (радиальные). Т (ступенчатые), К (ступенчатые с тороидальными выступами); импрегнированные - И, синтетические алмазы - С		К-	3-150	25	100
		212,7/80 МСЗ К-212,7/80 СТ	3-150	39	130
		К-212,7/80 ТКЗ	3-150	40	140
		К-212,7/100 ТКЗ	3-150	40	140

1.5.2. Бурильная колонна

Бурильная колонна является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности.

Основными элементами, составляющими бурильную колонну, являются:

- ведущая труба;
- бурильные трубы (рис. 1.7);
- бурильные замки (рис. 1.8);
- переводники;
- центраторы бурильной колонны;
- утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

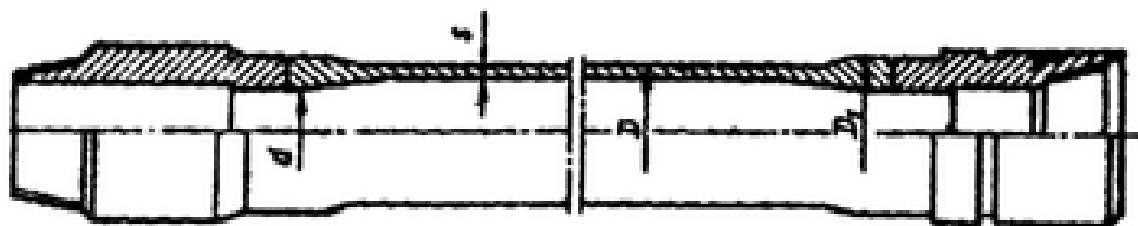


Рис. 1.7. Труба бурильная с приварными замками по ТУ-14-3-1293-84

Ведущая (квадратная) труба предназначена 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, создания осевой нагрузки и подачи промывочной жидкости к забою скважины.

При бурении гидравлическими забойными двигателями (ГЗД) бурильную колонну используют в основном для подачи промывочной жидкости к двигателю (турбобуру). Кроме того, при любом способе бурения бурильная колонна предназначена для подъема и спуска инструментов, разрушающих забой (долота, турбобуры, электробуры ит. д.), и выполнения вспомогательных (промывка скважины, центрирование и т. д.) и аварийных работ.

В производственной практике применяются бурильные трубы с высаженными внутрь концами и наружу концами, сборной конструкции с блокирующими (стабилизирующими) поясками, с приваренными соединительными концами.

Бурильные замки служат для соединения между собой так называемых бурильных свечей. *Бурильная свеча* это неразъемное соединение из 2 - 3 бурильных труб. Трубы в свечи соединяются муфтами, а свечи между собой в процессе спускоподъемных операций (ОТО) - замками. Замки для бурильных труб состоят из двух деталей: замкового ниппеля с наружной резьбой и замковой муфты с внутренней крупной резьбой. Например, при

спуске бурильной колонны в скважину ниппельный конец (полузамок) очередной, верхней, наращиваемой свечи соединяется с муфтовым концом (полузамком) уже спущенной свечи. После навинчивания и докрепления крупной замковой конической резьбы бурильные свечи преобразуются в бурильную колонну. При подъеме бурильной колонны она разбирается (развинчивается) на отдельные свечи в обратном порядке: после раскрепления и отвинчивания замковой резьбы разъединяются и обе половинки замка.

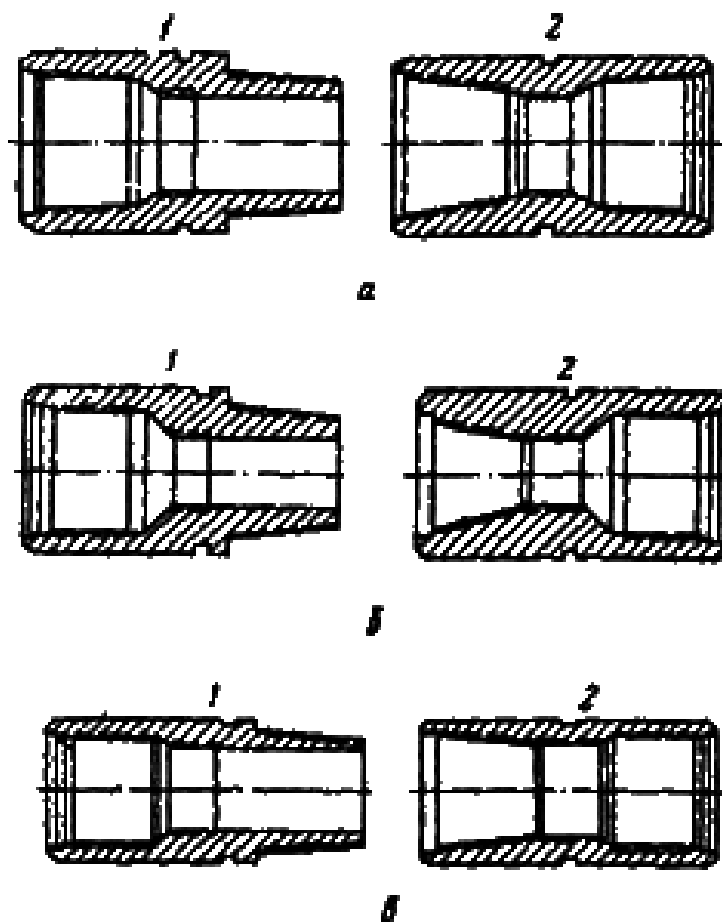


Рис. 1.8. Бурильные замки:

а - замок 3Ш; б - замок 3Н; в - замок 3У; 1 - ниппель; 2 - муфта

Бурильные трубы изготавливают следующих размеров (условный наружный диаметр): 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 168 мм с толщиной стенок от 7 до 11 мм (по ГОСТ 631-80).

Переводники предназначены для соединения частей бурильной колонны, имеющих различные резьбы, а также для присоединения к бурильным трубам различных инструментов (ловильных при авариях, специальных долот и др.). Применяются переводники штанговые, для соединения ведущей трубы с вертлюгом и бурильными трубами, и промежуточные - для соединения других частей колонны типа: предохранительный и переходный (ПП), двухмуфтовый (Г1М) и двухнипельный (ПН).

Центраторы бурильной колонны применяются для предупреждения искривления ствола при бурении вертикальных скважин. Боковые шарошки или лопасти центратора касаются стенок скважин, обеспечивая соосность бурильной колонны и скважины. Устанавливаются они (один или несколько) в колонне бурильных труб на местах предполагаемого продольного изгиба, что позволяет применить более высокие осевые нагрузки на долото при одновременном обеспечении вертикальности ствола скважины.

1.5.3. Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) устанавливают согласно компоновке низа бурильной колонны (КНБК) непосредственно над долотом или забойным двигателем. УБТ служат для обеспечения необходимой жесткости КНБК и создания требуемой осевой нагрузки на долото. Комплект УБТ состоит из наддолотной трубы, имеющей на обоих концах внутреннюю замковую резьбу, и промежуточных труб, снабженных на верхнем конце внутренней замковой резьбой, а на нижнем - наружной.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливают по ТУ 39-076-74, ТУ 51-774-77 двух типов: гладкие по всей длине и с конусной проточкой для лучшего захвата их клиньями. Характеристика УБТ дана в табл. 6.

Таблица 6

Характеристика УБТ

Показатели	Размер УБТ, мм							
	95	108	146	178	203	219	229	254
Диаметр, мм наружный проходного канала	95	108	146	178	203	219	229	254
	32	38	75	80	100	120	100	100
Площадь поперечного сечения, см ² ; тела трубы проходного канала	63	80	123	198	245	-	-	.
	8,05	11,35	44,2	50,3	78,5	-	78,5	78,5
Масса 1 м погонной длины трубы (теоретическая), кг	49	63	97	156	192	212	273	336

Недостаток гладких УБТ - большая поверхность соприкосновения их со стенками скважины при нецентральном (несоосном) положении и связанная с этим повышенная опасность затяжек и прихватов инструмента, а также большая мощность, расходуемая на трение при вращении. Поэтому в бурении применяют УБТ со спиральными канавками на наружной поверхности, УБТ квадратного сечения и сбалансированные УБТ (УБТС). Принципиальная схема компоновки бурильной колонны для роторного бурения показана на рис. 1.9.

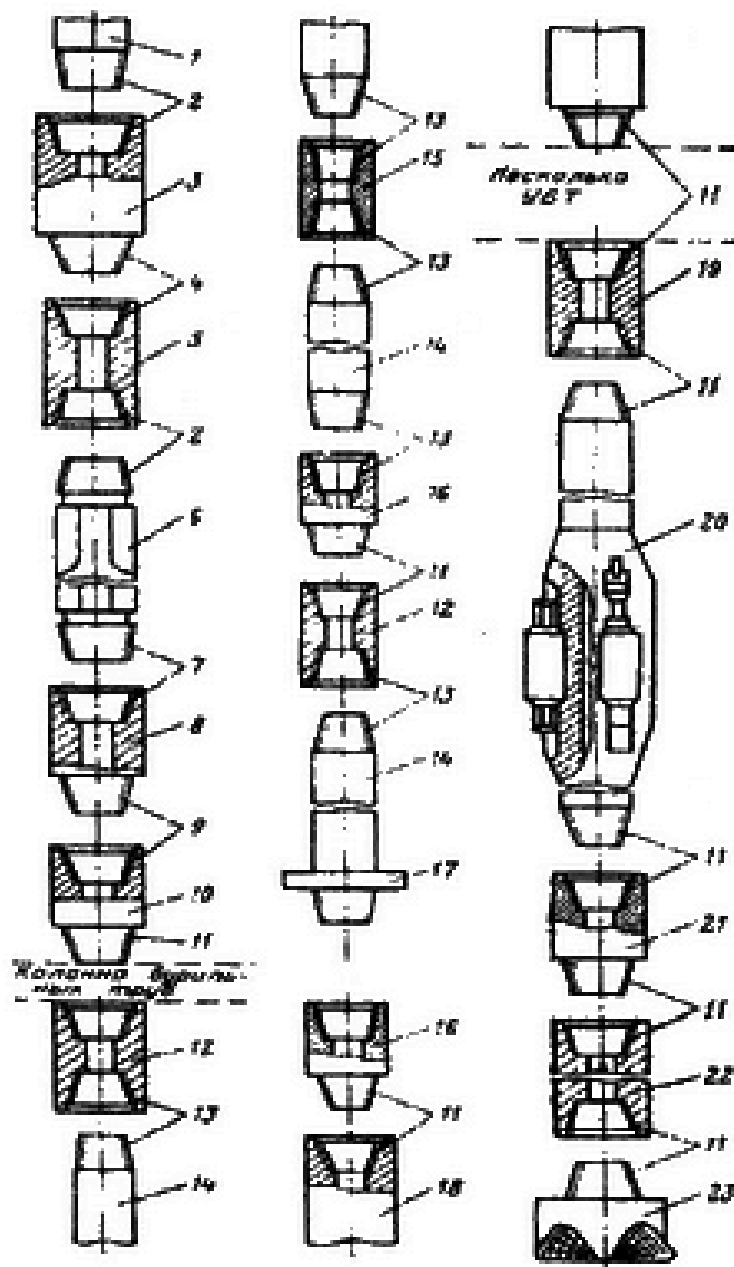


Рис. 1.9. Принципиальная схема компоновки буровой колонны для роторного бурения:

1 - ствол вертлюга а; 2,7 - левая и правая трубная резьба; 3- переводник вертлюга; 4,9 -левая и правая замковая резьба; 5,8 - штанговый верхний (ПШВ) и нижний (НШВ) переводники; 6 - ведущая труба; 10 - предохранительный переводник (ПБН); 11 -замковая резьба; 12-замковая муфта; 13-мосьниточная резьба; 14-буровая труба длина 6 м; 15-соединительная муфта; 16,21 -переходные переводники; 17-предохранительное кольцо; 18-утяжеленные буровые трубы; 19-муфтовый переводник (ПБМ); 20 - центратор; 22 - надлотная утяжеленная буровая труба; 23 - долото

В производственной практике, как правило, применяются сложные многоразмерные (комбинированные) буровые колонны.

На рис. 1.10 приведен пример комбинированной колонны для бурения глубоких скважин.

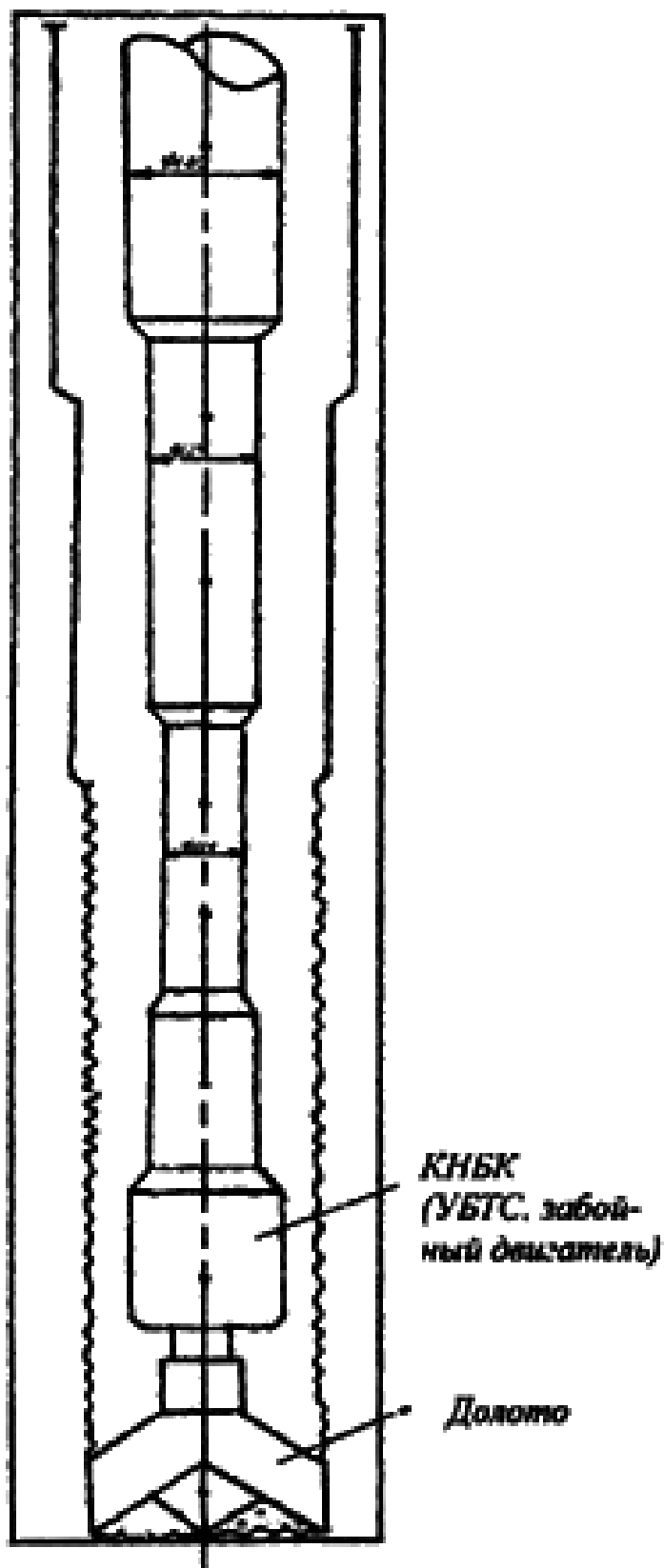


Рис. 1.10. Многоразмерная комбинированная бурильная колонна

1.5.4. Обсадные трубы

В России для крепления скважин применяют стальные бесшовные трубы, изготовленные по ГОСТ 632-80. При спуске в скважину (после окончания бурения очередного интервала ствола, подлежащего креплению) обсадные трубы при помощи резьбы и муфт наращиваются в колонну. Трубы, изготовленные из сталей группы прочности К, Е, Л, М и Р на трубопрокатном заводе имеют длину от 9,5 до 13 м и диаметр от 114 до 508 мм и толщину стенок от 6 до 12 мм.

В последние годы широко применяются обсадные колонны, имеющие повышенную прочность и герметичность резьбовых соединений: ОТТМ1, ОТТП, ТБО-4 и ТБО-5. Прочность соединений этих труб обусловлена трапецеидальными резьбами, а герметичность - специальными коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торца труб. Эти трубы устанавливают на наиболее нагруженных участках обсадной колонны (и соответственно ствола скважины).

Глава 2. Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении

2.1. Общие сведения о горных породах

Земная кора сложена главным образом изверженными и метаморфическими горными породами, на которых прерывистым покровом лежат осадочные породы. В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы. По природе сил сцепления между частицами осадочные породы подразделяются на три основные группы:

- скальные;
- связные;
- сыпучие.

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

Силы сцепления пластичных пород (глинистых пород) характеризуются взаимодействием коллоидных частиц, адсорбирующих на поверхности обломков, а также наличием сил трения. Сыпучие породы (песок) не обладает сцеплением ни в сухом состоянии, ни при полном насыщении водой. Только при ограниченном насыщении водой у сыпучих пород наблюдаются силы сцепления, обусловленные трением.

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

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

Основными физико-механическими свойствами горных пород, влияющими на процесс бурения являются:

- упругость;
- пластичность;
- прочность;
- твердость;
- абразивность;
- буримость.

Упругость - способность горной породы восстанавливать первоначальную форму и объем после снятия нагрузки.

Пластичность - способность горной породы деформироваться при превышении напряжений предела упругости (ползучесть проявляется в постоянном росте деформации при неизменном напряжении)

Прочность - свойство горной породы сопротивляться механическому разрушению.

Твердость - способность горной породы сопротивляться проникновению в нее другого тела.

Абразивность (от лат. *Abrasio* - *соскабливать*) - способность горной породы изнашивать породоразрушающий инструмент и металлы (долота, трубы и др.).

Буримость - способность горной породы сопротивляться проникновению в нее породоразрушающего инструмента (степень трудности разрушения тех или иных горных пород на данном уровне развития техники бурения).

В практике вращательного бурения существует условное деление горных пород по буримости на 12 категорий:

- I - IV - мягкие;
- V - VII - средние;
- VII - VIII - твердые;
- IX - X - крепкие;
- XI - XII - очень крепкие.

Такое весьма условное деление не отражает фактической буримости горных пород. Необходима научная база для перехода к более совершенной оценке основных физико-механических свойств горных пород, влияющих на процесс бурения. Очевидно, в основу будет положена классификация горных пород и методика определения их основных физико-механических свойств, разработанная проф. Л. А. Шрейнером и его учениками.

2.3. Основные закономерности разрушения горных пород при бурении

Основной вид деформации, под действием которой горные породы в процессе бурения разрушаются, является *вдавливание*. Если представить себе штамп (металлический), внедряемый в горную породу, то первоначально порода уплотняется в непосредственной близости от площади контакта. Затем, по мере увеличения нагрузки, в породе образуется конусообразная трещина с вершиной, обращенной к внедряемому телу. При дальнейшем увеличении нагрузки трещина развивается в глубину, образуя систему трещин, порода раздавливается в порошок до образования лунки. Это статический процесс внедрения штампа.

При динамическом вдавливании (ударах) в породу установлено, что она может разрушаться при напряжениях, меньших, чем критические, соответствующие пределу прочности. *Эффект разрушения и объемная работа* разрушения при динамическом вдавливании в несколько раз выше, чем при статическом.

Порода на поверхности забоя, подлежащая разрушению, находится в условиях неравномерного всестороннего сжатия, создаваемого давлением столба промывочной жидкости, заполняющей скважину, и боковым давлением горных пород. Сама поверхность забоя неоднородна и разновысотна. Под действием породоразрушающего инструмента (ПРИ) более возвышающиеся частицы первыми воспринимают давление и передают его другим соседним частицам. Некоторые из них дробятся, другие - выламываются, третьи - почти прямолинейно проталкиваются в направлении движения разрушающего инструмента.

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, с помощью которого происходит нарушение горных пород, является долото. Долото проникает в породу и разрушает ее вследствие перемещений:

- поступательного сверху вниз под действием P (осевой нагрузки);
- вращательного, осуществляемого турбобуром, электрическим буром или ротором посредством бурильных труб.

Горная порода разрушается долотом посредством *резания, скалывания* или *дробления*.

При резании осевая нагрузка P действует непрерывно. *Резание* осуществляется лопастными долотами. При скалывании и дроблении приложенное усилие действует на забой прерывно, что вызывает дополнительные динамические нагрузки на забой (удары). *Скалывание* осуществляется лопастными или шарошечными долотами. *Дробление* осуществляется только шарошечными долотами. Алмазные долота разрушают горную породу путем *истиранья* и *микрорезания*.

Первое шарошечное долото с 3 шарошками было запатентовано компанией «Ховард Хьюз» в 1909 году. Затем компания «Си Эс Рид» (C. S. Reed)

усовершенствовала шарошечное долото в 1916 году, применив сменные двойные диски и 4 вращающиеся шарошки. Эти первые шаги в деле эволюции долот позволили продвинуть бурение за пределы границ глубины и срока службы стальных лопастных долот. С тех пор усовершенствования затрагивали конструкцию:

- шарошек;
- опор;
- вооружения.

В настоящее время лучшие конструкции долот это: режущие элементы с упрочнением карбидом вольфрама (СW) и алмазным композитом; антифрикционные роликовые подшипники, самосмазывающиеся герметичные роликовые подшипники и подшипники скольжения; импрегнированные (насыщенные матрицы) алмазные долота.

Рассмотрим процесс разрушения забоя скважины шарошечным долотом. Шарошки долот вращаются вокруг своей оси и вокруг оси вращения бурильных груб (при роторном бурении) или вала гидравлического забойного давления (турбобура). Вращаясь вокруг осей, шарошки попеременно упираются в забой то одним, то двумя зубьями (поднимаются или опускаются), производя при этом частые удары по забою. Благодаря такому характеру перемещения, зубья шарошки оказывают на породу не только статическое, но и динамическое воздействие. В зависимости от формы шарошек и положения их осей относительно оси долот, происходит или чистое качение (дробление), или качение со скольжением (дробление со скалыванием).

Для мягких пород применяют долота с крупными тонкими зубьями и большим шагом, чтобы свести до минимума забивание их выбуренными частицами. У таких долот шарошки самоочищающиеся, т. е. зубцы одной шарошки заходят в межвенцовые выемки смежных шарошек, что позволяет обеспечить самоочищение шарошек и улучшить вынос частиц выбуренной породы. Смещением осей шарошек вперед по движению (т. е. ось шарошки не пересекается с осью долота) достигается скольжение зубцов шарошек при их вращении. Таким образом, зубцы долота для мягких пород стремятся срезать и сколоть породу на забое. Такое действие повышает эффективность разбуривания этих пород.

При бурении крепких пород шарошки долота конструируются так, чтобы они имели чистое качение по забою, т. е. без скольжения, так как последнее вызывает износ зубцов. Зубцы этих долот расположены с небольшим шагом. Это позволяет применять большие осевые нагрузки и увеличивать количество зубцов (удары по забою будут сильнее и чаще). Такое воздействие улучшает эффективность бурения крепких пород и повышает проходку на долото.

Частицы горных пород (шлам), образующиеся при разрушении в процессе бурения, могут быть различными по величине - от мельчайших (в крепких породах) до крупных, имеющих длину несколько сантиметров.

Промывочная жидкость, подаваемая на забой скважины через отверстия в долоте, обеспечивает очистку шарошек, вынос шлама, охлаждение долота и очистку забоя, исключая вторичное дробление породы долотом. Главную роль в очистке забоя играет скорость потока промывочной жидкости, которую увеличивают сужением промывочных отверстий установкой в них насадок и приближением последних к забою скважины. Насадки изготавливают из высокопрочных вольфрам-кобальтовых металлокерамических твердых сплавов марок ВК-6, ВК-8 и др. Хорошая компактная струя, вытекающая с большой скоростью из насадок гидромониторного долота способствует, своевременному выносу шлама с забоя скважины и создает дополнительный эффект разрушения мягких горных пород I - IV категорий по буримости.

Глава 3. Промывка скважин

3.1. Краткая история развития технологии промывки скважин

Отличительной особенностью вращательного способа бурения является применение промывки скважин в процессе их углубки (рис. 3.1).

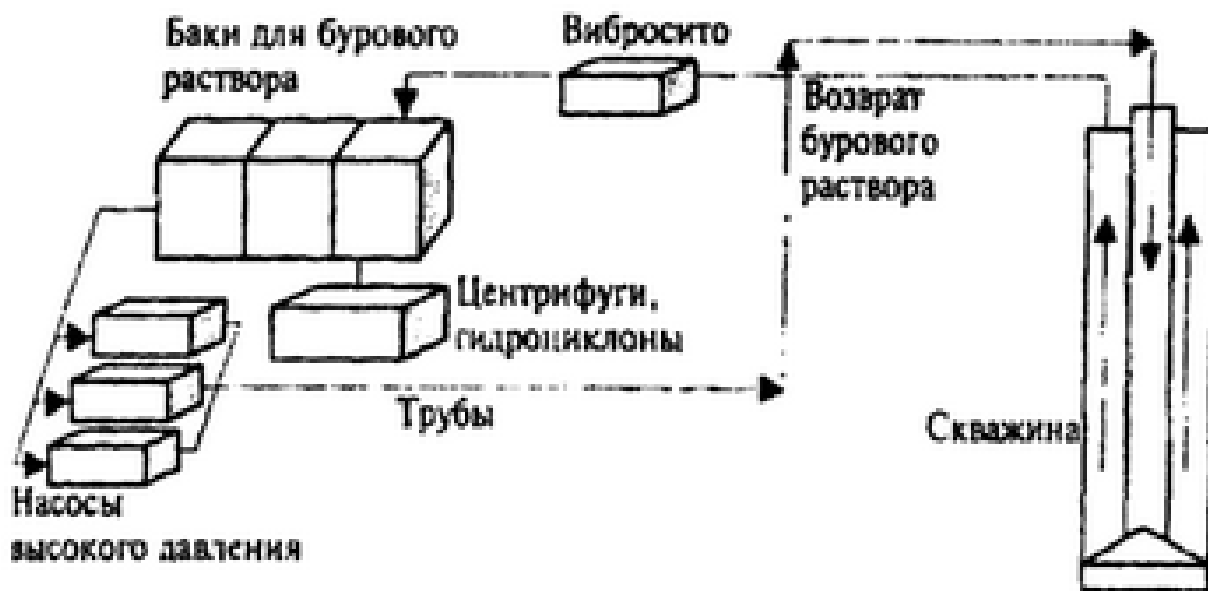


Рис. 3.1. Система циркуляции

Впервые циркуляция промывочной жидкости была успешно применена в нефтяной промышленности в 1902 году в районе г. Грозный при бурении скважины глубиной 345 м. Первой буровой жидкостью была вода. Впоследствии установили, что загрязненную в процессе бурения некоторыми породами воду часто лучше применять в качестве промывочной

жидкости, чем чистую. К воде начали добавлять глинистый грунт. Частицы мягкой разбуренной породы также самопроизвольно добавлялись в циркулирующую по стволу скважины воду и нарабатывалась так называемая «буровая грязь». Применение бентонитовых глин и различных химических реагентов в дальнейшем обеспечило создание высококачественных промывочных жидкостей.

Большим достижением в истории роторного бурения явилось применение буровых растворов, содержащих утяжелители (барит, магнетит, гематит, колошниковая пыль), с использованием которых стало возможным бурение зон с высоким и аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

3.2. Функции промывочного агента

Промывка скважин является важнейшим элементом технологии проводки скважин, обеспечивается мощным поршневым насосом и производится с целью непрерывной и своевременной очистки продвигающегося забоя скважины от частиц разбуренной породы (шлама) и выноса их на поверхность.

Кроме того, промывочный агент должен обеспечивать:

- охлаждение и смазку долота;
- удержание шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции (во время аварийных ситуациях - остановка насосов);
- создание противодействия на стенки скважины для предупреждения газонефтеводопроявлений (ГНВП);
- предупреждение обрушения стенок скважины в неустойчивых породах;
- передачу энергии гидравлическому забойному двигателю (турбобуру);
- сохранение естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии и перебуривания и др.

Буровой раствор это многофункциональная технологическая жидкость («кровь скважины»), грамотное применение которой способно порой повлиять на судьбу глубокой скважины, особенно в осложненных условиях (проходка неустойчивых интервалов и засоленных пород, проявление сероводородной агрессии, разбуривание многолетних мерзлых пород, зон дробления хрупких осадочных пород, несовместимых участков геологического разреза - аномальные давления, надсолевой-подсолевой комплексы пород и т. п.).

При выборе типа промывочной жидкости и ее рецептуры для конкретных условий бурения необходима концентрация внимания на обеспечение:

- максимальной скорости проходки;
- максимальной устойчивости ствола скважины;
- минимального загрязнения (повреждения) продуктивного пласта.

Первые два фактора взаимосвязаны и взаимообусловлены.

3.3. Классификация промывочных агентов

В отечественной и мировой практике буровых работ широко используются различные промывочные агенты, которые можно систематизировать по составу дисперсной среды на следующие группы:

Группа 1. Агенты на водной основе:

- техническая вода;
- истинные растворы (например, солевые);
- естественные (дисперсная фаза на основе частиц выбуренной породы);
- глинистые растворы (структурированные коагуляционно-тиксотропные дисперсные системы, приготовленные из бентонитовых линопарафинов);
- безглинистые растворы с конденсированной твердой фазой (дисперсная фаза получается химическим путем при взаимодействии ионов магния, находящихся в растворе, со щелочью; раствор, как и глинистый, приобретает гелеобразную консистенцию с тиксотропными свойствами);
- малоглинистые;
- солегели и гидрогели;
- биополимерные.

Группа 2. Агенты на углеводородной основе:

- глинистые растворы на нефтяной основе (РНО, дисперсионная среда - нефть или дизтопливо, дисперсная фаза - связанные, нефтепродукты, окисленный битум, асфальт);
- битумные растворы.

Группа 3. Агенты на основе эмульсий:

- эмульсионные растворы (дисперсии капелек одной жидкости в другой; обе жидкости взаимно нерастворимые; «нефть - в воде» - инвертная эмульсия);
- инвертные эмульсионные растворы (например. ВЮР - высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор).

Группа 4. Агенты на основе аэрированных жидкостей (насыщенные воздухом, вспененные).

Группа 5. Газообразные агенты (воздух, инертный газ, природный газ, отработанные газы ДВС, туман, пена).

3.4. Сырье для приготовления буровых растворов

Исходным сырьем для приготовления глинистых растворов являются глина (глинопорошок) и вода. Воду для приготовления промывочных жидкостей лучше применять мягкую - речную или дождевую. Тщательное перемешивание глины с мягкой водой дает возможность получить стабильный (устойчивый) раствор, а котором частицы глины длительное время удерживаются во взвешенном состоянии.

По минералогическому составу глины относятся к полимерным породам, состоящим в основном из глинистых минералов, отличающихся между собой химическим составом и структурой кристаллической решетки.

Основными пороодообразующими минералами глин являются:

- монтмориллонит;
- каолинит;
- палыгорскит;
- гидрослюды.

Лучшие глины для приготовления растворов - бентонитовые, образующие в водной среде высококачественные (высококоллоидные) растворы. Бентонитовые глины относятся к тонкодисперсным глинам. От степени дисперсности зависит расход глины и качество приготовленного бурового раствора.

Для сравнения различных глин принято понятие «выход полученного из них раствора». Под выходом понимают объем глинистого раствора вязкостью 25 - 30 с (по СПВ-5), полученный из 1 т глины (табл. 7).

Таблица 7

Коллоидность глин

Характеристики глинистого раствора	Высококоллоидная	Коллоидная	Среднеколлоидная	Малоколлоидная	Тяжелая
Плотность, кг/м ³	1060	1060 - 1150	1150 - 1300	1300 - 1400	1400
Выход, м ³ /т	10 - 18	4 - 10	3 - 4	1,6 - 3,0	1,6

В бурении применяются комовые глины и глинопорошки, упакованные в многослойные бумажные мешки. Глинопорошки производят в заводских условиях путем высушивания и измельчения обычных глин с добавками химических реагентов (модификаторов) или без них.

3.5. Параметры качества буровых растворов

Пригодность бурового раствора для промывки скважин в конкретных условиях определяется следующими основными параметрами его качества:

- плотность ρ , кг/м³, (прибор - ареометр АБР-1);
- условная вязкость T , с, (прибор - вискозиметр СПВ-5);
- водоотдача B , см³ за 30 мин (прибор - ВМ-6);
- толщина глинистой корки K , мм, (прибор - ВМ-6);
- статическое напряжение сдвига θ , Па (мгс/см²), (ротационный пластометр СНС-2);
- содержание песка (твердых частиц) Π , % (прибор - отстойник металлический ОМ-2);

- стабильность C , кг/м³-(г/см³), (прибор - цилиндр стабильности ЦС-2);
- концентрация водородных ионов pH , в условных единицах (прибор - рН-метр);
- температура t (, °С, (термометр).

Одним из основных параметров промывочных жидкостей является плотность. Ее значение колеблется от 0,7 кг/м³ для природных газов до 2400 кг/м³ для утяжеленных буровых растворов.

2400 кг/м ³	Утяжеленные буровые растворы
2200	
2000	
1800	
1600	
1400	Вода, насыщенная CaCl ₂
1200	Граница утяжеленных растворов
1000	Растворы с низким содержанием твердой фазы
800	Вода
600	Нефть
400	Аэрированные растворы
200	
0	Воздух, аэрозоли, стабильные пены

Рис. 3.2. Плотность буровых растворов

На рис. 3.2. показан диапазон плотностей различных буровых растворов.

Глинистые буровые растворы - это структурированные коагуляционно-тиксотропные дисперсные растворы. Глинистый раствор в состоянии покоя превращается в студнеобразную массу (гель, желе). Этот процесс называется структурообразованием (образование пространственной сотеобразной структуры). При перемешивании такого раствора структура разрушается, раствор разжижается.

Способность глинистого раствора в спокойном состоянии (при остановке циркуляции в скважине) образовывать структуру и превращаться в студнеобразную массу, а при перемешивании (восстановлении циркуляции буровым насосом) вновь приобретать подвижность (текучесть) и свойства жидкости называется *тиксотропией* (от греческого *thixis* - прикосновение, *trope* - поворот, изменение). Эта замечательная способность глинистого раствора нашла широкое применение при вращательном бурении скважин любого назначения.

Глава 4. Технологические режимы бурения

4.1. Понятие о режиме бурения

В России получили распространение три способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный, турбинный и бурение электробурами. Первые два способа являются основными, последний находится в стадии промышленного экспериментирования.

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, факторов и технических средств, влияющих на показатели бурения.

Основные технологические параметры режима бурения:

- осевая нагрузка на долото P_d (кН, тс);
- частота вращения долота n (об/с; об/мин);
- количество прокачиваемой промывочной жидкости Q (м³/с, л/с).

Оптимальный режим (лат. optimus) - наилучший режим - гармоническое сочетание параметров режима бурения (P , n , Q) с учетом геологического разреза и максимального использования технических средств для получения высоких количественных и требуемых качественных показателей при минимальной стоимости 1 м проходки.

Рациональный (разумный) режим - гармоническое сочетание параметров, позволяющее получить наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения при данной технической вооруженности буровой установки.

Специальный режим - гармоническое сочетание параметров обеспечивающих достижение специально поставленной цели: отбор керна бурение в неблагоприятных геологических условиях (обвалы, поглощения), изменение направления скважины, горизонтально-разветвленные стволы и др.

Скоростной режим - применяется для обеспечения наивысших количественных и требуемых качественных показателей при отсутствии ограничений со стороны технической оснащённости буровой установки.

Форсированный режим - усиленный, увеличенный, рассчитанный на мощное современное оборудование и полное использование его (мощные буровые насосы, турбобуры, долота с гидромониторными насадками).

4.2. Режим роторного бурения

Рейс нового долота (породоразрушающего инструмента) начинается со спуском бурильного инструмента после замены изношенного (отработанного) в предыдущем рейсе. При этом новым долотом прорабатывается ранее пробуренный интервал скважины (с навеса, на средней скорости ротора и средних ходах бурового насоса). Дойдя до забоя в течении первых 15 минут, производится приработка нового долота (опор, вооружения) при щадящем технологическом режиме (75 % расчетной осевой нагрузки).

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, а следовательно, и собственно процесс бурения зависят от следующих факторов:

1. *Качества промывочной жидкости.* Мелкий шлам лучше удаляется при глинистых растворах с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Очистка скважины от крупных кусков шлама лучше обеспечивается при густых и вязких растворах. В то же время с использованием в качестве циркулирующих агентов воды, газа или воздуха механическая скорость проходки на долото увеличивается. Недостаточная подъемная способность облегченных промывочных агентов должна компенсироваться высокой способностью движения в затрубном пространстве. Зато с уменьшением плотности промывочной жидкости снижается давление столба последней на забой скважины и сопротивляемость пород разрушению, вследствие чего показатели бурения повышаются.

2. *Количество промывочной жидкости Q .* Его рассчитывают исходя из минимальной скорости восходящего потока $\mathcal{V}_{\text{восх}} = 0,8 - 1,2$ м/с в затрубном пространстве, обеспечивающей своевременную очистку забоя. В мягких горных породах интенсивность шламообразования больше и поэтому значение $\mathcal{V}_{\text{восх}}$ должно быть больше, чем при бурении твердых пород.

На основании экспериментальных исследований установлено, что технологически необходимое количество промывочного раствора, подаваемого на единицу площади забоя скважины, Q , л/с, примерно равно

$$Q = 0,07 \cdot F_{\text{заб}},$$

где $F_{\text{заб}}$ - площадь забоя скважины, см²

3. *Скорость истечения потока жидкости из отверстий долота и расположения этих отверстий по отношению к шарошкам и забою скважины.*

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.

При роторном бурении параметры режима бурения можно изменять независимо один от другого. Осевая нагрузка P достигает 20 - 22 т (для долот 0 214 мм). Частота вращения долота n принимается от 100 до 300 об/мин. Мягкие породы разбуривают при больших частотах вращения n и сравнительно небольших осевых нагрузках P , крепкие горные породы бурят при уменьшенном числе оборотов n и увеличенной осевой нагрузке P .

4.3. Особенности турбинного бурения и бурения электробуром

При турбинном бурении основным параметром режима бурения является количество прокачиваемой промывочной жидкости Q . Осевая нагрузка на долота P_d находится в зависимости от Q , т. е. $P_d = f(Q)$.

Число оборотов долота n в турбинном бурении переменное и зависит от количества прокачиваемой жидкости и величины осевой нагрузки на долото, т. е.

$$n = f(Q, P_d).$$

Другими словами, при турбинном бурении изменение величины Q неизменно повлечет за собой изменение числа оборотов n и осевой нагрузки P_d . При постоянном Q ($Q = const$) увеличение осевой нагрузки P вызывает автоматическое уменьшение числа оборотов n вращения вала турбобура (долота). Постепенным изменением осевой нагрузки P можно найти такую частоту оборотов n долота, при которой мощность и КПД. развиваемые турбобуром, а также скорость восходящего потока достигают максимальной величины. При пересечении скважиной пород, перемежающихся по твердости, число оборотов n изменяется независимо от бурильщика, даже если $Q = const$ и $P = const$. Расход Q , л/с, промывочной жидкости, обеспечивающей устойчивую работу турбобура, определяется его технической характеристикой. Контроль за частотой вращения n , об/мин, вала турбобура (долота) осуществляется турботахометрами.

Современные турбобуры: ТСШ (турбобур секционный шпиндельный) разных типоразмеров; ТПС (турбобур с плавающим статором); ТРМ (турбобур редукторный маслонаполненный); ВЗД (винтовой забойный двигатель) - его преимущества - постоянная частота вращения, не зависящая от осевой нагрузки.

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.

Критерием оценки эффективности применяемых параметров режима бурения 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 рейсовую скорость $\mathcal{G}_{p.max}$, м/ч,

$$\mathcal{G}_{p.max} = \frac{H}{t_б + t_{СПО}},$$

где $t_б$ – время чистого бурения, час.;

$t_{СПО}$ – время на спускоподъемные операции, час.,
либо минимальную стоимость 1 м проходки $C_{p.min}$

Критерий $C_{p.min}$ более обобщающий, чем критерий $\mathcal{I}_{p.max}$, однако оценка эффективности и в отечественной промышленной практике производится по критерию $\mathcal{I}_{p.max}$, как более удобном в практическом использовании. В США, как правило, пользуются критерием $C_{p.min}$.

Глава 5. Осложнения в процессе бурения

5.1. Понятие об осложнениях, их основные виды, причины, меры предупреждения и ликвидация

Осложнения в скважине - это затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния ствола (стенок скважины). Наиболее распространенные осложнения: обвалы стенок, поглощения промывочной жидкости, газонефтеводопроявления (ГНВП), прихваты и затяжки инструмента в скважине.

Основные причины осложнений:

- отсутствие необходимой информации об условиях бурения;
- частое чередование горных пород, отличающихся по свойствам;
- недостаточные прочность и устойчивость пород в процессе бурения;
- отклонения от проекта в процессе бурения.

5.2. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины

Произведенные за последние годы исследования и накопленный производственный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины (рис. 5.1).



Рис. 5.1. Классификация нарушений целостности скважины (по Ю. В. Вадецкому)

Обвалы (осыпи) - происходят при бурении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения промывочной жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности перечисленных пород, что ведет к их обрушению (осыпям).

Набухание - происходит при прохождении глин иногда аргиллитов (содержащих минералы типа монтмориллонита), которые, набухая, сужают ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Ползучесть - проявляется при прохождении горных пород, склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород).

Желобообразование - представляет собой одностороннее изнашивание (выработку) стенки необсаженного, непертикального интервала ствола скважины при многократных спускоподъемных операциях (СПО) и расхаживаниях бурильной колонны. Сечение выработки соответствует диаметру бурильных замков, т. е. существенно меньше диаметра скважины. Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования - большие углы перегиба ствола скважины, большие масса единицы длины бурильной колонны и площадь контакта бурильных труб с горной породой. Чаще всего желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба - проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб.

Растворение - происходит при прохождении соляных пород под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях - потеря ствола скважины.

Основными мерами предупреждения и ликвидации осложнений являются:

- бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимально возможную водоотдачу и максимально возможно высокую плотность;
- правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения (бурить быстро - значит без осложнений);
- подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
- избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;

- не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения;
- использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны (КНБК), при которой искривление скважин сводится к минимуму;
- стремление к максимальной проходке на долото там, где целесообразно, переход на бурение алмазными долотами;
- использование предохранительных (протекторных) резиновых колец;
- использование безводных промывочных жидкостей при бурении неоднородных солей большой мощности; при небольшой мощности неоднородных солей - форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементированием;
- использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

5.3. Предупреждение и борьба с поглощениями промывочной жидкости

Поглощением называется гидродинамическое взаимодействие в системе скважина-пласт, сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного раствора из скважины в пласт с интенсивностью, осложняющей дальнейшую проводку скважины.

Основные причины поглощения заключаются в превышении давления в скважине над пластовым давлением вследствие изменений плотности бурового или тампонажного растворов и больших потерь напора в высокопроницаемых коллекторах большой емкости или в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов.

Признаки поглощения бурового и тампонажного растворов: расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, уровень жидкости в приемных емкостях насосов уменьшается.

При разбурировании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости бурения, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе. Предупреждают поглощения снижением давления в скважине путем уменьшения плотности бурового или тампонажного растворов и увеличения зазоров между бурильной колонной и стенками скважины.

Методов борьбы с поглощениями в настоящее время очень много: переход с промывки глинистым раствором на промывку водой, намыв в зону поглощения наполнителей, закачка тампонирующих смесей и паст, изоляционные работы и т. д.

5.4. Предупреждение газонефтеводопроявлений и борьба с ними

Газонефтеводопротмения (ГНВП) - это излив бурового раствора пластового флюида различной интенсивности (перелив, выброс, фонтан) через устье по межтрубному пространству, бурильным трубами, межколлонному пространству за пределами устья скважины (грифоны).

Переливы - это излив жидкости через устье скважины при отсутствии подачи бурового раствора в нее.

Выбросы - аperiодическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси через устье на значительную высоту.

Фонтаны - непрерывное интенсивное выбрасывание больших количеств пластового флюида через устье скважины. Возможно открытое неуправляемое фонтанирование и закрытое управляемое, когда поток газожидкостной смеси с помощью устьевого арматуры и системы наземной обвязки направляется в сепараторы, приемные емкости либо может быть прекращен вовсе. Основная причина проявлений - превышение пластового давления $P_{пл}$ над давлением в скважине p_c на какой-либо глубине Z на величину $\Delta p_{НГС}$, достаточную для преодоления начального градиента давления и сопротивлений течению пластового флюида в пристволенной зоне и по стволу скважины:

$$P_{пл} \geq p_c + \Delta p_{НГС}; (1)$$

О начале ГНВП можно судить:

- по повышению уровня жидкости в приемной емкости;
- появлению нефтяной пленки и газовых пузырей в буровом растворе;
- снижению плотности бурового раствора;
- изменению реологических свойств и химического состава фильтрата;
- переливу через устье при прекращении циркуляции;
- возгоранию факела на отводе от превентора;
- показанию и сигналам газокаротажной станции;
- повышению давления на устье.

Основной мерой предупреждения проявлений является недопущение выполнения неравенства (1) во все периоды бурения, в том числе при прекращении циркуляции и подъеме бурильной колонны.

При вероятности ГНВП принимают следующие меры:

- повышают контроль за состоянием скважины;
- улучшают измерение параметров бурового раствора (плотность - ρ_p статическое напряжение сдвига θ , вязкость - T) и уровня его в приемных емкостях;
- изучают изменение состава шлама, раствора и его фильтрата;

- проверяют готовность резервного бурового и подпорных шламовых насосов, противовыбросовое оборудование, количество и параметры бурового раствора в запасных емкостях;
- оценивают состояние обваловки буровой;
- проводят дополнительный инструктаж буровой бригады, механиков слесарей, электриков;
- устанавливают в бурильных трубах (под ведущей трубой) обратный клапан, рассчитанный на ожидаемое давление.

Если принятых мер для предупреждения проявления оказалось недостаточно и оно все же началось или произошло неожиданно для буровой бригады, то необходимо незамедлительно приступить к закачке в спущенную бурильную колонну свежего бурового раствора (неразгазированного), постепенно снижая устьевое давление, все время добиваясь выполнения неравенства

$$p_c > P_{пл.}$$

5.5. Осложнения при СПО и в процессе бурения

Затяжка бурильной колонны при ее подъеме - значительное увеличение нагрузки на крюке, при которой по техническим нормам разрешается поднимать бурильную колонну.

Посадка колонны - отмечаемое индуктором веса существенное снижение нагрузки на крюке (обычно во время спуска при прохождении сужений, желобов, уступов в отличие от разгрузки колонны при достижении ею забоя).

Под *прихватом* бурильной колонны понимают невозможность подъема ее из скважины при технически допустимых натяжениях. Предельные нагрузки определяются прочностью бурильных труб или других наиболее слабых элементов колонны, подъемного оборудования, вышки.

Для исключения прихватов не следует допускать других осложнений - обвалообразований, поглощений, желобообразований, проявлений, резких перегибов ствола, непосредственно вызывающих или усугубляющих прихват.

Подклинивание - заметное сопротивление, а *заклинивание* - жесткое (гораздо выше нормального уровня) сопротивление продольному перемещению или вращению бурильной колонны.

Глава 6. Разобшение пластов

Нефтяная или базовая скважина - долговечный и герметичный канал транспортирования углеводородного сырья с забоя на дневную поверхность. Для достижения этого при сооружении (бурении) нефтяных и газовых скважин необходимо крепить их стенки и разобщать нефтеносные и газоносные пласты друг от друга, а также от водоносных пород.

Пласты разобщают обсадными трубами. Но одного крепления стенок скважины обсадными трубами недостаточно, поэтому затрубное пространство заполняют цементным раствором, который затем твердеет, превращаясь в цементный камень. Этот процесс производится при помощи специального цементировочного оборудования и называется цементированием. Цементированию подлежат практически все типы обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах: направление, кондуктор, промежуточная колонна, хвостовик (лайнер) и эксплуатационная колонна.

6.1. Тампонажные материалы

При цементировании применяют так называемые *тампонажные материалы* - тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков. Родиной цемента является Россия. В 1825 году прораб Е. Челиев изобрел и запатентовал цемент.

Портландцемент - это гидравлическое вяжущее вещество, полученное в результате совместного помола *клинкера* и *гипса*, твердеющее в воде и на воздухе после затворения водой. Клинкер получают обжигом специальной смеси известняка и глины (мергеля) до спекания. При помоле к клинкеру добавляют 3 - 6 % гипса.

В настоящее время номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлама содержит:

- 1) тампонажные портландцементы для «холодных» (с температурой на забое до 50°C) и «горячих» (с температурой на забое до 100°C) скважин; плотность цементного раствора 1820 кг/м³;
- 2) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1400 - 1600 кг/м³;
- 3) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м³;
- 4) термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90- 140 и 140- 180°C;
- 5) низкогигроскопичные тампонажные цементы.

Основные требования, предъявляемые к тампонажным цементам для нефтяных и газовых скважин:

- растекаемость цементного раствора с водоцементным отношением (В/Ц) 0,5 (на 1 кг цемента 0,5 кг воды) должна быть не менее 18 см по прибору конус АзНИИ;
- начало схватывания цементного раствора с В/Ц = 0,5, определенное при температуре 22 ± 2 и $75\pm 3^{\circ}\text{C}$ (для «холодных» и «горячих» скважин), должно быть не менее 2 часов и 1 часа 45 мин. соответственно, а конец схватывания после затворения - не более 16 час. и 4 час. 30 мин. соответственно (по прибору Вика).

Для цементирования глубоких высокотемпературных скважин определяют *загустеваемость* (прокачиваемость, подвижность) тампонажного раствора с помощью специального прибора - *консистометра*.

Цемент упаковывают в пятислойные бумажные мешки («крафт - мешки») по 50 кг или отправляют потребителю специальными железнодорожными вагонами. Для условий Западной Сибири и других северных районов России налажено производство низкогигроскопичных цементов.

Расчет обсадных колонн. При разработке конструкции скважины производится расчет обсадных колонн. Обсадная колонна может быть как одноразмерной, как и двух- трехразмерной. Она составляется из отдельных секций, отличающихся друг от друга группой прочности, толщиной стенок или же как тем, так и другим. Трубы для секций подбирают, исходя из расчета на прочность.

6.2. Способы цементирования обсадных колонн

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн - одноступенчатое, двухступенчатое, манжетное и обратное.

Одноступенчатое цементирование - наиболее распространенный способ (рис. 6.1).

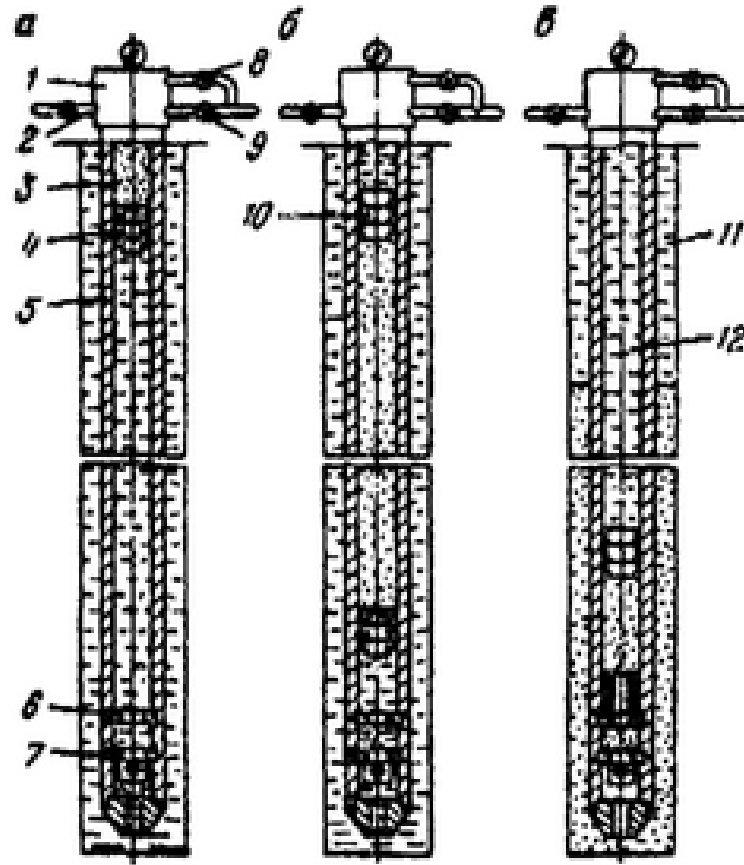


Рис. 6.1. Схема одноступенчатого цементирования:

а - накачивание цементного раствора; б - начало накачивания продавочной жидкости; в- заключительная стадия продавливания цементного раствора; 1 - цементировочная головка; 2 - боковые отводы; 3- цементный раствор; 4 - нижняя разделительная пробка; 5 - обсадная колонна; 6 - упорное кольцо; 7 - обратный клапан; 8,9 - краны высокого давления; 10 - верхняя пробка;

11 - буровой раствор; 12- продавочная жидкость

После спуска обсадной колонны и промывки скважины в обсадную колонну вставляют нижнюю разделительную пробку 4 и навинчивают специальную цементировочную головку 1, боковые отводы 2 которой соединяют с линиями от цементационных агрегатов. Тампонажный раствор, приготовленный в цементосмесительных машинах, закачивают через цементировочную головку 1 в обсадную колонну 5, который вытесняет из колонны буровой раствор (с помощью нижней пробки 4 или без нее). После закачки в обсадную колонну расчетного количества тампонажного раствора, закрывают на головке 1 кран 9 и промывают насосы и линии водой. Затем освобождают верхнюю разделительную пробку 10, подвешенную внутри цементировочной головки, и закачивают в колонну продавочную жидкость 11, предварительно открыв краны 8. Тампонажный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны. Нижняя пробка, дойдя до упорного кольца 6, останавливается, помещенная в пробке диафрагма под давлением разрыва-

ется и тампонажный раствор через башмак поступает в заколонное (кольцевое) пространство, поднимается по нему, вытесняя и замещая буровой раствор. Когда верхняя пробка достигнет нижней (или упорного кольца), давление на цементирующей головке резко возрастает, что служит сигналом для прекращения закачки продажной жидкости (момент «стоп»). На этом заканчивается процесс цементирования и скважина оставляется в покое при закрытых кранах 2, 8, 9 на головке на период, необходимый для схватывания и затвердения цементного раствора (ЗЦР).

6.3. Оборудование для цементирования скважин

К оборудованию, необходимому для цементирования скважин, относятся: цементирующие агрегаты (ЦА), цементно-смесительные машины, цементирующие головки, заливочные (разделительные) пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, гибкие металлические трубы и т. п.).

Цементирующие агрегаты предназначены для закачивания и продавливания в скважину тампонажного раствора (рис.6.2).

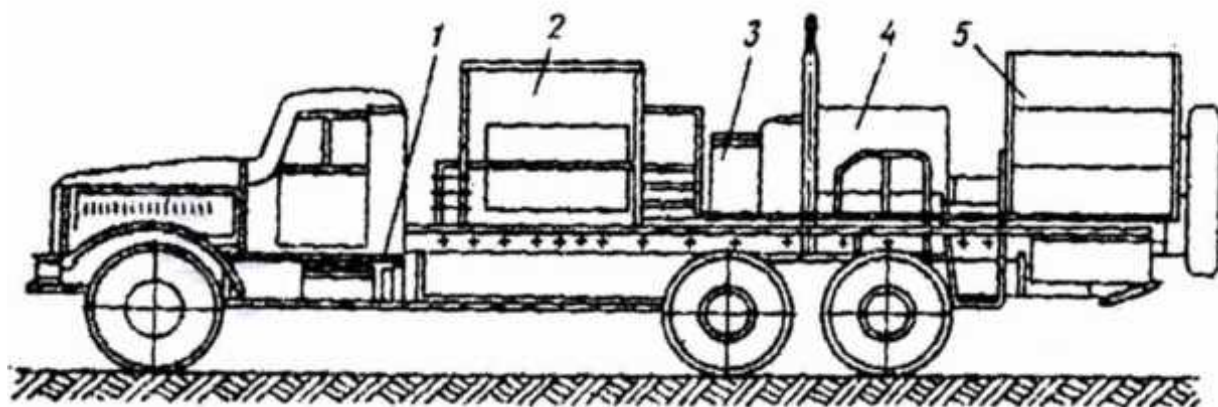


Рис.6.2. Цементирующий агрегат ЗЦА-400:

1 - шасси автомобиля; 2 - ДВС; 3 - коробка перемены передач; 4 - насос;
5 - мерная емкость

Максимальное давление, развиваемое насосом агрегатов ЗЦА-400 и ЦА-320М, соответственно равно 40 и 32 МПа. Этими агрегатами с помощью гидросмесителей можно готовить и цементный раствор. Для контроля объема продажной жидкости на агрегате установлены мерные емкости.

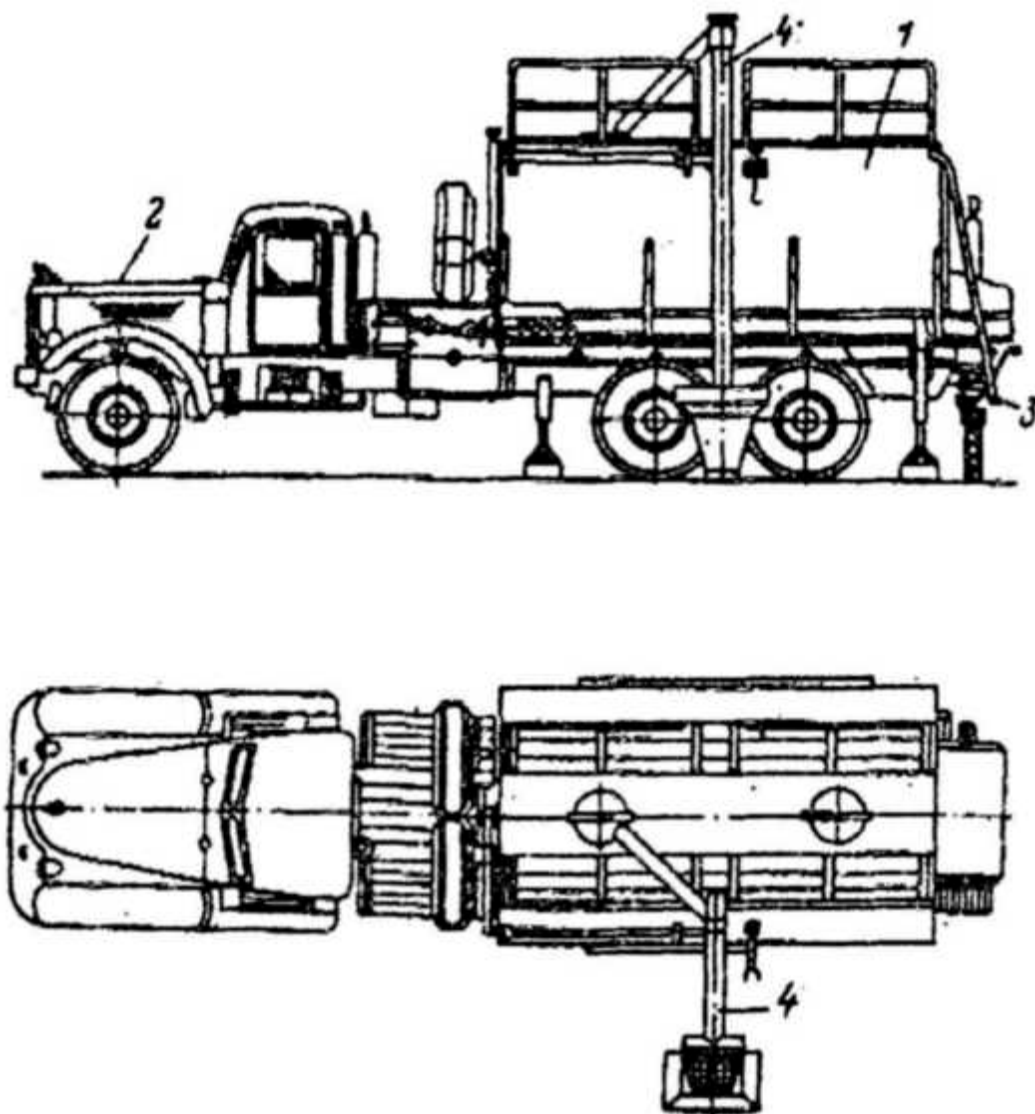


Рис. 63. Цементосмесительная машина 2СМН-20

Цементосмесительная машина 2СМН-20 (рис.6.3) предназначена для приготовления тампонажного раствора. Бункер 1 установлен на шасси грузового автомобиля 2. Внутри бункера (в днище) имеются два параллельных разгрузочных шнека, подающих сухой цемент в смесительное устройство 3. Для загрузки бункера служит погрузочный шнековый транспортер 4. Бункер вмещает 20 т сухого цемента. Машину можно также использовать для транспортирования Ют цемента. Одна машина 2СМН-20 может приготовить от 0,01 до 0,027 м³/с цементного раствора (до 20 л/с).

Цементировочная головка (рис. 6.4) служит для обвязки устья колонны с насосами цементировочных агрегатов и состоит из корпуса 2, четырех нижних отводов I с пробковыми кранами 12, крышки 3 с манометром 11, разделительным устройством 10 и трехходовыми кранами 9, 12. Крышка закрепляется на корпусе при помощи накидной гайки 4. Внутри корпуса устанавливают продавочную пробку 6, которая удерживается стопором 7.

Верхний отвод 8 с пробковым краном 5 служит для продавливания пробки в колонну после освобождения ее от стопора.

Для ускорения обвязки цементировочной головки с насосами ЦА применяют самоходный блок манифольда 1БМ-700 на давление до 70 МПа. В состав самоходного блока входят: напорный и раздаточный коллекторы манифольда, комплект труб с шарнирными коленами и быстроразборными соединениями и др.

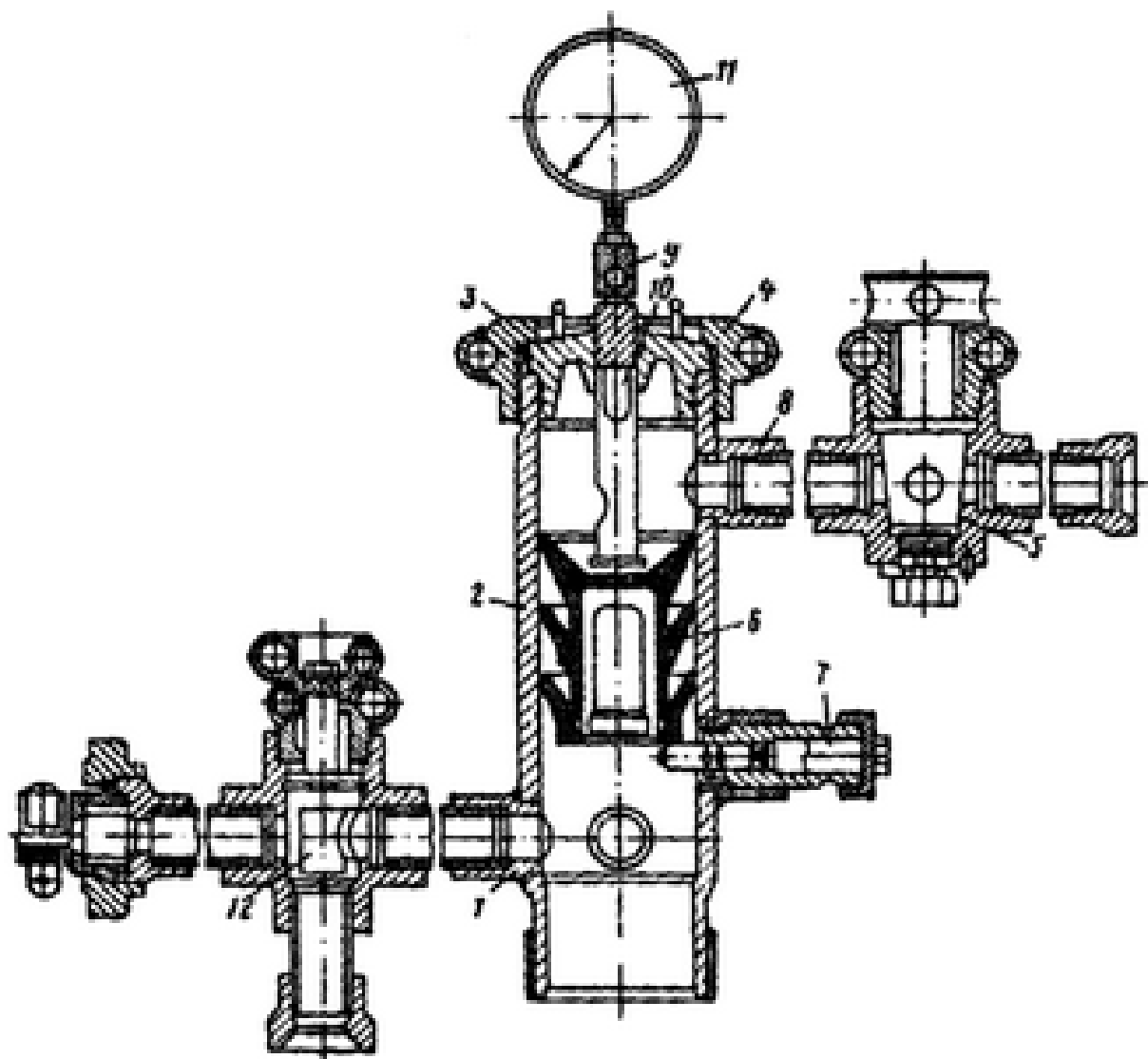


Рис. 6.4. Цементировочная головка 2ГУЦ-400

Процесс цементирования контролируется при помощи станции СКЦ-2М, состоящей из самоходной лаборатории, блока манифольда с датчиками расхода, давления и плотности жидкости. Имеется оборудование для телефонной и громкоговорящей связи. Станция СКЦ-2М рассчитана на одновременную работу шести смесительных машин и 14ЦА.

Глава 7. Вскрытие и опробование продуктивных пластов

7.1. Понятие о технологии вскрытия продуктивных пластов

Продуктивные (нефтяные и газовые) пласты вскрывают, как правило, дважды. Первый раз - долотом в процессе бурения скважины, а второй раз - после крепления пластов обсадной колонной.

Практикой бурения нефтяных и газовых скважин установлено, что на технологию вскрытия пластов долотом влияют: величина пластового давления (которое прямо пропорционально глубине залегания продуктивного горизонта); характер коллектора (трещинный, поровый); природа насыщающего пласта флюида (нефть, газ); температура пород и др. На выбор технологии вскрытия продуктивного объекта из указанных факторов преобладающее влияние оказывает величина пластового давления.

По величине пластового давления коллекторы делят на три группы:

- с аномально высоким пластовым давлением ($АВПД > p_{пл} \gg p_{гидр.}$);
- давлением, близким к гидростатическому $p_{пл} \geq p_{гидр.}$;
- давлением меньше гидростатического $p_{пл} < p_{гидр.}$.

Коллекторы с АВПД вскрывают применением буровых растворов высокой плотности. Это обусловлено тем, что столб раствора в скважине должен создать на вскрываемый пласт давление, несколько превышающее давление в пласте.

Коллекторы второй группы вскрывают с использованием буровых глинистых растворов, растворов с низким содержанием твердой фазы, растворов на нефтяной основе (РНО), технической воды, обработанной поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Коллекторы третьей группы вскрывают с применением РНО, аэрированных буровых растворов, местной промывки, а также продувки воздухом или газом.

Вскрытие продуктивных пластов первой и второй групп осуществляют с репрессией на пласт, т. е. с созданием на него давления бурового раствора больше, чем давление в пласте. Если давление бурового раствора будет меньше давления в пласте, то нефть и газ начнут поступать в скважину. Это может привести к возникновению нерегулируемого фонтанирования - одного из самых тяжелых видов аварий. При наличии репрессии в поры, каналы и трещины в пласте проникают фильтрат бурового раствора и мелкие частицы твердой фазы, а при возникновении поглощения также и буровой раствор. Все это вызывает изменение естественных параметров пласта - фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): в призабойной зоне - уменьшается проницаемость пласта, изменяется величина нефтегазонасыщенности и т. п.

В связи с этим главной задачей любого способа вскрытия продуктивного пласта является максимально возможное сохранение естественных параметров пласта, основным из которых служит проницаемость.

Прежде всего принимают меры по предотвращению поглощения бурового раствора пластом. При поглощении раствор, глубоко проникая в пласт, не только расширяет призабойную зону пласта (в которой при вскрытии происходят изменения его естественных параметров), но и может необратимо ухудшить ее проницаемость, что приведет к пониженному дебиту нефти (газа) и падению нефтеотдачи пластов.

Под влиянием репрессии в проницаемый коллектор отфильтровывается жидкая фаза бурового раствора, вместе с которой в поры и каналы пласта попадают и твердые частицы, оседающие в извилистых каналах и снижающие проницаемость пласта. Поэтому при использовании для вскрытия нефтяных и газовых пластов буровых растворов на водной основе необходимо снижать их водоотдачу. Буровые растворы с низкой водоотдачей образуют на поверхности проницаемого пласта тонкую эластичную малопроницаемую корку, которая препятствует проникновению в пласт фильтрата и твердых частиц.

Уменьшение влияния на пласт отфильтровавшейся в него воды достигается применением ингибированных буровых растворов, т. е. растворов, которые обработаны ПАВ, замедляющих течение реакции фильтрата с породой и пластовой водой, а также придающих поверхности пор и каналов водоотталкивающие свойства.

Вязкость бурового раствора на водной основе должна быть низкой. Это связано с воздействием газа, попадающего в буровой раствор при вскрытии пласта. Газ попадает в раствор вместе с разрушенной породой в результате растворения газа в растворе (диффузии). По мере подъема бурового раствора по стволу скважины от забоя к устью давление снижается, выделившейся при этом растворенный и свободный газы расширяются и снижают плотность раствора. Репрессия на пласт уменьшается, что может привести к проявлению пласта. Замечено, что чем больше вязкость раствора, тем больше насыщение его газом или тем труднее выделить газ из раствора на поверхности.

Таким образом, при использовании буровых растворов на водной основе для вскрытия нефтяных и газовых пластов необходимо, чтобы:

- плотность раствора была такой, чтобы гидростатическое давление столба раствора на пласт было бы немного (на 0,5 - 1,0 МПа) выше пластового;
- водоотдача раствора не была высокой;
- вязкость раствора была минимально возможной;
- содержание твердой фазы было низким;
- раствор был обработан ингибиторами.

Для сохранения естественной проницаемости пласта наиболее эффективно использование РНО (известково-битумные, гидрофобные эмульсии и др.) Фильтратом этих растворов является углеводородная жидкость, имеющая ту же природу, что нефть и газ, поэтому фильтрат РНО практически не влияет на параметры пласта.

Вскрытие пластов азрированными жидкостями, особенно с продувкой, находится в стадии экспериментальных работ. Не нашло пока широкое применение и вскрытие пластов с давлениями ниже гидростатического с местной промывкой.

7.2. Опробование и испытание продуктивных пластов в процессе бурения

Полную информацию о пласте, насыщающих его флюидах и о параметрах пласта (давлении, продуктивности, проницаемости) можно получить при испытании перспективных интервалов непосредственно в процессе бурения скважин с помощью испытателей пластов.

Под *опробованием* пласта понимают комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор Пластовой жидкости, оценку характера насыщенности пласта и определение его ориентировочного дебита. Опробование целесообразнее всего осуществлять в процессе бурения пластоиспытателями на трубах или каротажном кабеле.

Под *испытанием* пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и таза, выявление газонефтедсодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластового давления, гидропроводности, коэффициента продуктивности и др.). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений.

Существующие комплекты испытательных инструментов, спускаемых в скважину на бурильных трубах Гроз-УФНИИ (КИИ-Гроз-УФНИИ), позволяют:

- вызвать приток жидкости и газа из испытуемого пласта;
- определить физические параметры пласта (пластовое давление, среднюю эффективную проницаемость, коэффициент продуктивности и т. п.);
- отобрать представительную пробу пластовых жидкостей;
- проверить герметичность цементных мостов и колонн с установлением места и характера утечки.

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (при селективных испытаниях - 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 за счет ее плотности. Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее - через фильтр в колонну бурильных труб. Глубинный манометр, установленный в испытателе пластов, записывает все происходящие в скважине изменения в давлении. Специальным пробоотборником могут быть отобраны пробы поступивших в колонну бурильных труб пластовых флюидов (нефть, вода), или они могут быть подняты на поверхность непосредственно в испытателе пластов (в пространстве между впускным и запорным клапанами). Максимальный термометр, установленный в специальном кармане пластоиспытателя, фиксирует забойную температуру.

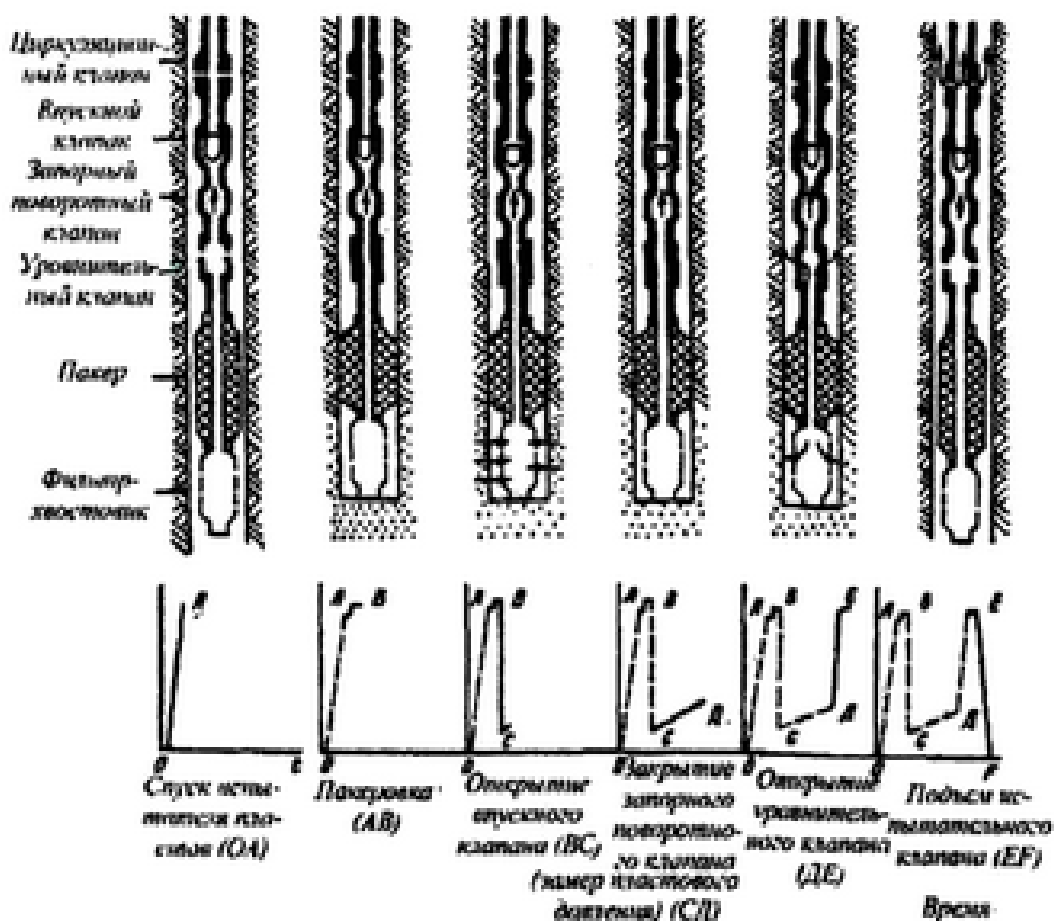


Рис. 7.1. Схема последовательной операции по испытанию пластов и диаграммы давлений, фиксируемых глубинным манометром

На рис. 7.1. показана схема последовательности операций и диаграмма давлений, фиксируемых глубинным манометром. Как видно из рис. 7.1. в

состав испытателя пластов входит система клапанов, управление которыми осуществляется с поверхности.

Циркуляционный клапан - предназначен для прямой или обратной циркуляции, что позволяет вытеснить из бурильных труб отобранную из пласта жидкость, а в случае прихвата бурильной колонны - установить ванну.

Впускной клапан - служит для сообщения подпакерного пространства с внутренней полостью колонны бурильных труб и создания депрессии на испытываемые пласты.

Запорный поворотный клапан - изолирует подпакерное пространство от внутренней полости бурильной колонны для получения кривой восстановления и пластового давления.

Уравнительный клапан - нужен для восстановления первоначального состояния на пласт репрессии и облегчения снятия пакера.

В результате расшифровки и специальной обработки данных получают величины пластового давления, проницаемости, продуктивности пласта и другие его параметры. По пробам пластовых флюидов устанавливают, чем насыщено поровое пространство пласта: нефтью, газом, водой.

Испытание пластов в процессе бурения скважин является важным фактором в области повышения эффективности бурения разведочных скважин и ускорения их строительства. В связи с этим применение пластоиспытателей возрастает с каждым годом.

7.3. Опробование и испытание продуктивных пластов после спуска и цементировании эксплуатационной колонны

Для каждой законченной бурением скважины составляют план ее освоения со сроком исполнения. Последним мероприятием перед сдачей скважины в эксплуатацию является вызов притока жидкости из пласта. Все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, глинистого раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристики пласта, величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности: промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (или газа), свабированием (поршневанием) 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 (НКТ). Эти трубы после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей.

При освоении скважин поршневанием в спущенные до фильтра НКТ опускают на стальном канате поршень (сваб) имеющий клапан, погружаются в жидкость, при подъеме же его вверх - клапан закрывается и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном поршневании (свабировании) уровень жидкости, заполняющий скважину, будет постепенно понижаться. В конце концов, 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 водой или нефтью. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при мощности желонки (длинного узкого ведра с клапаном в днище). Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, и столб жидкости в ней, постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта.

После выполнения предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток, независимо от полученных результатов скважина передается промыслу для эксплуатации или для проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Несколько иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех пластов, вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносное™. Полную информацию о пласте, насыщающих его флюидах (нефть, газ, вода) и о параметрах пласта (давление, продуктивность, проницаемость) получают при испытании продуктивных интервалов с помощью испытателей пластов на бурильных трубах после спуска, цементирования и перфорации эксплуатационной колонны. Испытание осуществляется снизу вверх. После испытания каждого объекта производится исследование скважины для определения параметров пласта и его гидродинамической характеристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту. Цементные мосты устанавливаются при помощи стреляющих тампонажных снарядов (СТС) или путем закачки цемента через НКТ.

В случае если после всех проведенных работ испытываемые объекты окажутся «сухими», т. е. из них не будут получены промышленные притоки нефти и газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам.

Глава 8. Геофизические исследования скважин

8.1. Краткая история развития промышленной геофизики

Геофизические исследования скважин (ГИС) являются областью прикладной геофизики, в которой современные физические методы исследования вещества используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами, выявления и оценки запасов полезных ископаемых, получения информации о ходе разработки месторождений полезных ископаемых и о техническом состоянии скважин.

Применительно к изучению разрезов нефтяных и газовых скважин эти исследования иногда называют *промышленной геофизикой*. Кроме того, в практике используется термин «каротажа (фран. carottage от carotte - буровой керн или буквально - морковь).

Геофизические методы, используемые для изучения геологических разрезов скважин, в зависимости от физических свойств горных пород, на которых они основываются, делятся:

- на электрические;
- радиоактивные;
- термические;
- акустические;
- геохимические;
- механические;
- магнитные и др.

Сущность любого геофизического метода состоит в измерении вдоль ствола скважины некоторой величины, характеризующейся одним или совокупностью физических свойств горных пород, пересеченных скважиной; физические свойства пород связаны с их геологической характеристикой, и это позволяет по результатам геофизических исследований судить о пройденных скважиной породах. Геофизические исследования в скважинах выполняют с помощью специальных установок, называемых *промышленно-геофизическими (каротажными) станциями*.

Первое изучение теплового поля в нефтяных скважинах с прикладной целью проведено в Баку известным геологом Д. В. Голубятниковым в 1906 г., который, измеряя максимальным термометром температуру вдоль оси скважины, пытался выявить обводняющиеся пласты. Однако должного распространения его работы не получили.

Толчком к бурному применению геофизических методов для исследования скважин послужили работы профессора Парижской высшей горной школы К. Шлюмберже, который в 1927г. предложил использовать для этой цели разработанный им метод полевой электрической разведки. В 1929 году по инициативе Н. М. Губкина и Д. В. Голубятникова этот метод был с большим успехом опробован на нефтяных промыслах объединений

Грознефть, Азнефть. Эмбанефть и Майкопнефть. В результате выполненных работ выявились большие возможности нового метода, позволяющего без отбора керна получать ценную геологическую информацию о разрезе и содержании в нем нефти, что дает возможность значительно увеличить скорость бурения и экономить средства. Первый положительный результат исследования был получен в скв. 1-35 Новогрозненского района в ноябре 1922 года. Здесь из XIX пласта, рекомендованного геофизиками к испытанию (при отсутствии достаточных признаков нефти в кернах), из скважины ударил фонтан с дебитом свыше 100т/сут.

Развитие новых бескерновых электрических методов изучения разрезов скважин стимулировали появление и внедрение других геофизических способов исследования скважин. В 1933 году в Баку академик М. А. Абрамович предложил анализировать буровой раствор на содержание в нем углеводородных газов - возникла основа для создания газометрии скважин.

В 1934 году ленинградские геофизики Г. В. Горшков, А.Н.Грамаков, В.А. Шпак и Л. М. Курбатов предложили метод естественной радиоактивности или гамма-метод, а в 1940 году академик Б. Понтекорво - нейтронный гамма-метод. Это привело, начиная с 50-х годов, к развитию комплекса современных радиоактивных методов исследования скважин и аппаратуры.

В 1948 - 1953 годах под руководством Г. Доля были разработаны боковой и индукционный методы, метод микрозондов, которые в настоящее время широко применяются в промышленности.

Интенсивное развитие промысловой геофизики способствовало созданию нового научного направления в геологической науке - науке о физических свойствах горных пород, их взаимных связях и закономерностях изменения - петрофизики. Большой вклад в развитие петрофизики внесли В. Н. Дахнов, В. Н. Кобранова, М. Л. Озерская и др. Петрофизика явилась научной базой для количественной интерпретации геофизических данных. В последние годы значительно возрос объем геофизических исследований скважин на нефть и газ, увеличились глубины скважин, значительно усложнились условия их проходки. Сегодня разработаны комплексные скважинные приборы - агрегатированные системы геофизических скважинных приборов, рассчитанные на высокие давления и температуру. Разработаны цифровая и компьютеризированная станции, автономные скважинные приборы для исследования в процессе бурения, ряд новых приборов (акустический телевизор, пластовый наклономер, мощные генераторы нейтронов и др.).

Инновационным направлением в промысловой геофизике является создание аппаратуры и системы геолого-геофизического контроля за бурением и эксплуатацией скважин. Это позволяет значительно расширить сферу промыслово-геофизических услуг, распространить ее не только на

изучение геологического разреза скважин, но и на контроль за процессом строительства скважин и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Сегодня осваиваются высокие геонавигационные технологии дезориентированного и ориентированного управления траекторией наклонно направленных и горизонтальных скважин по оптимальным профилям. Минимизация капитальных вложений нефтяных и газовых компаний в разработку месторождений углеводородов и конкуренция со стороны иностранных сервисных фирм стимулируют российские инжиниринговые предприятия на создание и совершенствование отечественных высоких геонавигационных технологий на стыке аэрокосмонавтики, бурения, геофизики, геологии, добычи и разработки месторождений.

8.2. Понятие о геофизических методах для изучения геологических разрезов скважин

В настоящее время существуют следующие геофизические методы исследования скважин (ГИС):

- электрические;
- методы радиометрии;
- акустические;
- термические;
- геохимические;
- комплексные в процессе бурения скважин.

В системе Минэнерго России (куда входит и нефтяная отрасль) организацию и управление геофизическими работами осуществляет Управление промысловой и полевой геофизики.

Основной производственной единицей, проводящей исследования в скважинах, является геофизическая партия (отряд).

Партии (отряды) объединяются в промыслово-геофизические контролы, структура которых включает следующие подразделения:

- интерпретационная служба;
- ремонтный цех;
- аппаратный цех;
- зарядный цех;
- диспетчерская группа;
- опытно-методическая и тематическая партии.

В каждой скважине на нефть и газ проводится комплекс геофизических исследований: стандартный каротаж, каверномер, профилемер, инклинометр, боковое каротажное зондирование (БКЗ), гамма-гамма - каротаж (ГТК), нейтронный гамма — каротаж (НГК), импульсный нейтронный каротаж (ИННК), акустический цементомер (АКЦ), газовый каротаж и др.

Глава 9. Аварии в бурении, их предупреждение и методы ликвидации

9.1. Виды аварий, их причины и меры предупреждения

Аварии - это непредвиденное прекращение углубки скважины, вызванное нарушением нормального состояния скважины или находящегося в ней бурильного инструмента (поломка, обрыв, оставление в скважине бурильной колонны или ее частей).

Возникшая авария препятствует продолжению процесса бурения скважины вплоть до ее ликвидации. Аварийность приносит значительный ущерб, выражающийся как в увеличении стоимости буровых работ, так и в замедлении их темпов. На каждую аварию, возникшую в процессе бурения, составляется специальный акт, в котором, помимо отражения состояния скважины, описания аварии и выявления виновников, намечаются меры к недопущению повторения подобных аварий.

Для снижения числа и тяжести аварий необходимо принимать меры по их предупреждению, а также по быстрой ликвидации возникших аварий. Для этого необходимо знать причины возникновения аварий, признаки, по которым можно судить о происшедшей аварии, а также иметь комплекс эффективных инструментов для ликвидации аварии.

Аварии в бурении подразделяются на следующие виды: поломка и отвинчивание бурильных труб, поломка долот, аварии с обсадными трубами, в том числе неудачное цементирование, поломки забойных двигателей, падение колонн труб в скважину, прочие виды аварий. Очень часто осложнение, каким является прихват инструмента, в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

Поломка долот вызывается спуском дефектных долот при отсутствии надлежащей их проверки, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Около 60 % аварий с долотами происходят вследствие работы ими при заклиненных опорах, из-за прекращения вращения шарошек на забое скважины, т. е. происходит прихват их на осях. Этот вид аварий можно полностью исключить, применяя моментометры для определения момента заклинивания шарошек долота. Основные признаки поломки долота: прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны.

Для предотвращения аварий, связанных с поломкой долот, необходимо:

- проверить кольцевым шаблоном диаметр долота перед спуском в скважину, визуально-сварочные швы лап и корпуса, промывочные отверстия, вращением от руки - насадку шарошек на цапфах;
- бурить в соответствии с указаниями геолого-технического наряда (ГТН);
- поднятое из скважины долото отвинчивать при помощи долотной доски, вставленной в ротор;

- периодически очищать забой скважины от металла магнитным фрезером или забойным шламоуловителем.

Поломки турбобура происходят вследствие разъедания промывочной жидкостью, развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины. Признак таких поломок - резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки. Чтобы предупредить аварии с турбобуром необходимо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала у каждого турбобура. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверить плавкость его запуска на устье, осевой люфт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала.

Аварии с бурильными трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Основная причина - совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах, а также недостаточная квалификация мастеров и бурильщиков.

В турбинном бурении наибольшее число аварий с бурильными трубами связано с разъеданием резьбы промывочной жидкостью.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются:

- организация учета и отбраковка;
- технически правильный монтаж труб и замков;
- обязательная профилактическая проверка всех труб после окончания бурения скважины;
- обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;
- использование предохранительных клапанов или колец, навинченных на резьбу замков;
- снабжение буровых специальными смазками.

Чтобы предотвратить падение мелких предметов в забой скважины, ее устье следует немедленно закрывать специальной крышкой после извлечения инструмента.

9.2. Ловильный инструмент и работа с ним

Для ликвидации аварий применяют различные ловильные инструменты, которые опускают в скважину в виде ловильного снаряда. На рис. 9.1 - 9.5 приведен инструмент для извлечения труб: метчики (универсальные специальные), колокол, ловители (шлипсы), овершоты, труборезы, магнитные фрезеры, пауки и др.

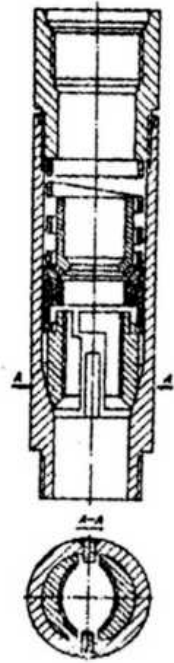


Рис. 9.1. Ловитель

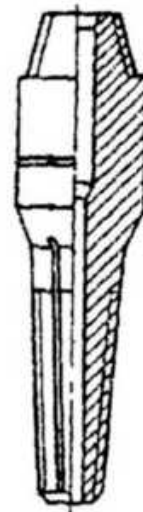


Рис. 9.2. Метчики

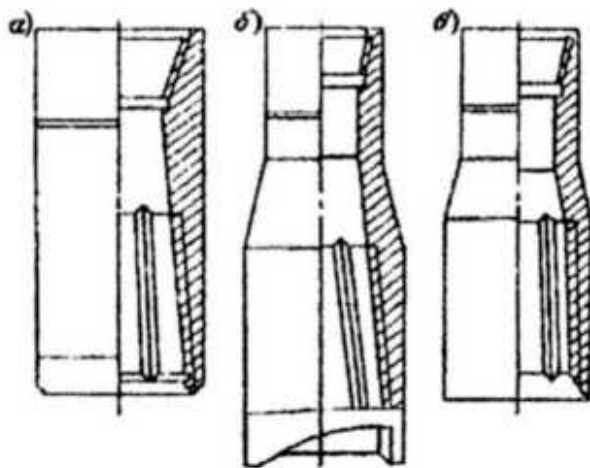


Рис. 9.3. Колокола:
 а - с резьбой под воронку для скважин диаметром 219 мм и больше; б - с воронкой, выполненной за одно целое с колоколом; в - без воронки и резьбы под нее



Рис. 9.4. Трубовка ТВС 147-215,9 (разрезанная втулка в рабочем положении)

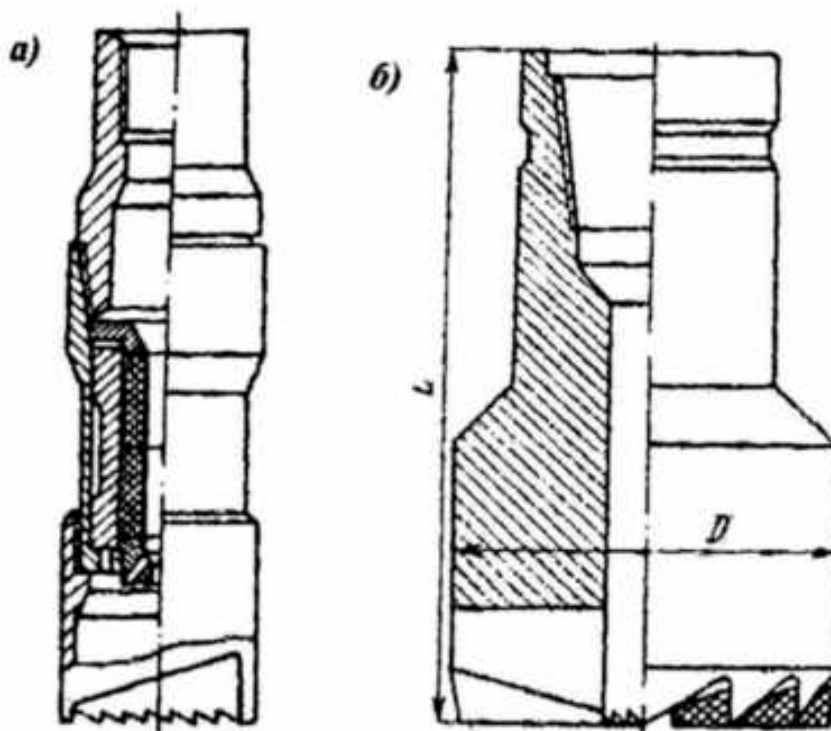


Рис. 9.5. Фрезер:
 а — магнитный; б — забойный

При тщательном соблюдении правил технологии бурения, своевременном проведении профилактических мероприятий, высокой квалификации работников буровых бригад, хорошо знакомых со спецификой проходки скважин в данном районе, число аварий может быть сведено до минимума.

Глава 10. Перспективы дальнейшего развития техники и технологии бурения на нефть и газ в России и за рубежом

10.1. Основные направления научно-технического прогресса в глубоком бурении

Общим направлением развития техники, технологии и организации бурения на нефть и газ, как и других отраслей производства, являются механизация трудоемких операций, частичная и полная автоматизация производственных процессов, компьютеризация сбора и обработки информации, оптимизация технологических режимов бурения и управления буровыми работами с применением кибернетических систем. Необходимость дополнительного совершенствования технологии бурения диктуется усложнением задач в связи с неуклонным ростом глубин бурения, объемов направленного бурения, распространением буровых работ на акватории морей и океанов, арктическом шельфе, необходимостью сокращения эффективности капитальных вложений.

Все большую активность приобретают фундаментальные научные исследования по изысканию новых, более эффективных способов проходки скважины и разрушения горных пород на забое, которые пришли бы на смену традиционным способам механического бурения. Достижения научно-технического прогресса в других отраслях промышленности вселяют уверенность, что ближайшие годы будут отмечены освоением новой, более производительной техники и новых, эффективных способов бурения.

Однако, вероятно, еще долгие годы сохранится общая схема современного глубокого механического бурения с использованием труб. Поэтому, наряду с совершенствованием трубной промышленности, повышением надежности и расширением использования легкосплавных труб на основе алюминия, магния, титана, особенно важны разработки и повсеместные внедрения неразрушающих методов непрерывного при СПО контроля качества и состояния бурильных труб для их своевременной отбраковки. Для увеличения глубин и скоростей бурения все большую долю в объеме буровых работ будут составлять гидравлические и электрические забойные двигатели.

В ближайшее время найдут применение новые эффективные способы вскрытия продуктивных горизонтов без заметного искажения естественных коллекторских свойств с применением газообразных агентов, пены и других буровых растворов, а также методы комплексного гидродинамического, акустического, теплового, химического и биологического воздействия на низкодебитные или кольматированные коллекторы для восстановления утраченного или повышения имеющегося дебита нефтяных или газовых скважин.

Большое значение также приобретает создание комплексов геологической, геофизической и технологической информации для повышения точности и достоверности документирования геологического разреза, вскрываемого скважиной, и повышения оперативности и осведомленности в управлении процессом бурения.

Широко используемые технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, основанные на бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин, позволяют извлечь лишь 50% геологических запасов нефти. Поэтому последние несколько десятилетий идет активный поиск эффективных методов увеличения нефтеотдачи пласта. Одним из таких методов, нашедших широкое распространение во всех нефтяных регионах мира, является бурение горизонтальных (ГС), разветвлено-горизонтальных (РГС) и многозабойных (МЗС) скважин, а также боковых стволов (БС) из старого фонда скважин.

Темпы развития бурения ГС и БС за рубежом исключительно высоки. Так, если в 2000 году было пробурено около 6000 ГС, то по прогнозам некоторых экспертов США и Канады предполагается пробурить 20 000 - 30 000 ГС.

К сожалению, темпы внедрения ГС в СНГ и, в частности, в России значительно ниже мировых. Только тесное сотрудничество геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков и промысловиков может обеспечить успех новой технологии. А пока отсутствует разработанная комплексная инженерная технология, адаптированная к конкретным геолого-техническим условиям.

10.2. Инновационные технологии

Последнее десятилетие активно внедряется колтюбинговое бурение. Колтюбинговое бурение - новый этап в развитии экологически чистых технологий вторжения в недра. Колтюбинг сегодня занимает важную нишу нефтегазовых технологий и связан с использованием гибких непрерывных стальных труб. Особенно наибольшую экономическую эффективность имеет при бурении вторых наклонных или горизонтальных стволов из существующих скважин.

Сегодня несколько сотен скважин в год по всему земному шару сооружается бурением с колтюбингом. Уникальная скважина М-11 компании «Бритиш Петролеум» на месторождении Уитч Фарм (Великобритания) пробурена длиной 10658 м с отходом (удалением) от вертикали 10114 м при фактической вертикальной глубине 1605 м под углом 83°.

Еще немало научных и технических проблем в области поискового разведочного и эксплуатационного бурения ждут своего разрешения. Однако всегда необходимо помнить, что новые технические и технологические разработки в области бурения скважин на нефть и газ должны сопровождаться повышенным вниманием к обеспечению экологической безопасности, устранению экологически отрицательных последствий от ведения буровых работ.

Глава 11. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности в бурении

11.1. Специфика опасностей в производственных условиях буровых предприятий

С точки зрения охраны труда и БЖД буровые предприятия имеют ряд особенностей:

1. Используется громоздкое и тяжелое оборудование и инструмент, которое перемещают при монтаже, эксплуатации, ремонте, погрузке и транспортировке.

2. Технологические процессы связаны с высокими давлениями, горючими жидкостями и газами и осложнениями геологического характера.

3. Работы, связанные с процессом бурения, выполняются вне помещений, на открытом воздухе, при различных, часто неблагоприятных метеорологических условиях.

4. Буровое оборудование подвержено разнообразным внешним воздействиям, что создает ряд опасных моментов (коррозия, действие низких температур, разряды атмосферного электричества и др.)

5. В некоторых процессах применяют взрывчатые вещества, радиоактивные изотопы, высокотоксичные элементы, при защите от которых требуются особые меры.

Все эти особенности вызывают необходимость разработки специфических мероприятий по ТБ в тесной связи с противопожарной профилактикой и экологической безопасностью и обязательного изучения их всеми специалистами.

При бурении нефтяных и газовых скважин значительное количество несчастных случаев происходит в процессе эксплуатации оборудования. Правильный монтаж, своевременный осмотр оборудования и уход за ним создают условия для последующей безопасной работы.

Для того чтобы максимально снизить травматизм, необходимы высокая квалификация персонала, знание им технологических особенностей процесса бурения скважины, назначения, конструкции и правил эксплуатации оборудования и механизмов, правильных и безопасных приемов выполнения работ, а также высокий уровень технологического надзора со стороны руководителей работ.

БЖД решает триединую задачу:

- идентификация (распознавание) опасностей;
- реализация профилактических мероприятий;
- защита от остаточного риска.

11.2. Безопасность в чрезвычайных и экстремальных ситуациях

Экстремальная ситуация - это обстановка, возникающая в природе или в процессе деятельности человека, при которой психофизические параметры могут превысить пределы компенсации организма, что приводит к нарушению БЖД человека.

Чрезвычайная ситуация - это неожиданная, внезапно возникшая обстановка на определенной территории или объекте экономики в результате аварии, катастрофы, опасного природного явления или стихийного бедствия, которые могут привести к человеческим жертвам, ущербу здоровью

людей или окружающей среде, материальным потерям и нарушению условий жизнедеятельности людей.

В нефтегазовой сфере производства могут быть неизбежные ЧС (например, природные) и предотвращаемые (техногенные, антропогенные):

- *природные ЧС* - это выбросы, фонтаны, пожары на буровых объектах;
- *техногенные ЧС* - взрывы, пожары;
- *антропогенные ЧС* - являются следствием ошибочных действий людей.

При ГНВП большую опасность представляют самовозгорание, образование взрывоопасных смесей с воздухом, отравления. Особенно опасно проявление сероводорода, поскольку при очень небольших его концентрациях (0,001 мг/л) уже нельзя работать без специальной защиты. К тому же сероводород вызывает за короткое время специфическую коррозию оборудования и бурильного инструмента, обуславливающую наводороживание, охрупчивание, обрыв труб, разрыв обсадных колонн и т. д. Если в буровом растворе обнаруживается присутствие газа, то приостанавливают углубление скважины, чтобы не увеличивать интервал притока, исключить дальнейшее поступление газа вместе со шламом, и, не поднимая бурильную колонну из скважины, проводят промывку, дегазируя раствор. При возможности промывку усиливают, подключая резервный насос.

Увеличение расхода жидкости способствует уменьшению газосодержания и повышению противодавления на газовый пласт вследствие роста потерь напора в кольцевом пространстве и увеличения плотности смеси. Причем, чем ниже спущена бурильная колонна и чем ближе к газовому пласту находится нижний (открытый) ее конец, тем эффективнее промывка. Поэтому, если при обнаружении признаков ГНВП (выброса или фонтана) бурильная колонна окажется поднятой, ее немедленно надо опустить в скважину.

Для предупреждения открытых фонтанов необходимо закрыть преенторы в следующих случаях:

- при длительном оставлении скважины без промывки во вскрытых проявляющихся пластах;
- если при максимальной возможной подаче насосной установки, работающей на скважину, плотность бурового раствора продолжает снижаться;
- при начавшихся интенсивных переливах бурового раствора.

Всеми работами по закрытию преенторов руководит бурильщик.

Последовательность действий при сигнале «выброс»:

- бурильщик и его помощник устанавливают на колонну бурильных труб обратный клапан;

- бурильщик приподнимает колонну бурильных труб, чтобы муфта замка первой трубы находилась на 0,5 м выше ротора;

- два помощника бурильщика открывают сбросовые задвижки на амбары;

- все члены вахты по сигналу бурильщика, находящегося у пульта управления буровой установкой, закрывают преенторы: один из помощников считает число оборотов штурвала до полного закрытия преентора;

- при механизированном закрытии преентора бурильщик включает привод сигнала об открытии сбросовых задвижек.

Очередность закрытия преенторов:

1) при интенсивном переливе промывочной жидкости, выбросах, переходящих в фонтанирование, вначале закрывают гидравлический преентор (ПУГ), затем нижний. При отсутствии гидравлического преентора вначале закрывают нижний, а верхний плашечный преентор является резервным;

2) во всех остальных случаях (слабый перелив промывочной жидкости, резкое снижение ее плотности, поглощение, длительная остановка и др.) закрывают верхний преентор, а нижний остается в резерве.

После того как преентор закрыли, в обоих случаях сразу же закрывают задвижки на всех нагнетательных линиях и устанавливают наблюдение за давлением в затрубном пространстве. В зависимости от этого давления, а также темпа его нарастания составляют конкретный план ликвидации ГНВН.

Глава 12. Документация, организация и технико-экономические показатели бурения скважин

12.1. Основная документация на строительство скважин

12.1.1. Первичная документация в бурении

Первичными документами, содержащими описание всего комплекса технологического процесса бурения скважин, являются:

- суточный рапорт бурового мастера;
- диаграмма индикатора веса;
- буровой журнал.

Буровой журнал заполняется повахтенно бурильщиками и содержит подробное изложение всех процессов, производимых в буровой от начала до окончания бурения скважины, в хронологическом порядке.

Ежесуточно буровой мастер на основании записей в буровом журнале и диаграммы индикатора веса заполняет буровой рапорт.

12.1.2. Технический проект на строительство скважин. Геолого-технический наряд

Нефтяные и газовые скважины независимо от их назначения строят по техническим проектам (индивидуальным или групповым) и сметам к ним.

Обязательными руководящими материалами по составлению проектно-сметной документации (ПСД) на строительство нефтяных и газовых скважин являются:

- прейскурант порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР);
- справочник укрупнения норм на строительство нефтяных и газовых скважин (СУН);
- инструкция по составлению ПСД на строительство нефтяных и газовых скважин;
- временная методика составления технических проектов на бурение, крепление и испытание нефтяных и газовых скважин.

К техническому проекту прилагаются геолого-технический наряд (ГТН) и при необходимости профиль наклонно-направленной скважины. Эти документы выдаются непосредственно буровой бригаде, которая по ним осуществляет проводку скважины.

ГТН состоит из двух частей: геологической и технической.

12.1.3. Смета на строительство скважин

Смета на строительство скважин определяет предельную стоимость всей скважины и отдельных видов работ и является неотъемлемой частью технического проекта на сооружение скважин. Смета на строительство скважин включает в себя сводную смету, шесть сметных расчетов и приложений к ней, в которых обосновываются отдельные затраты. Расходы на строительство скважин в сводной смете группируются в четыре следующие раздела и восемь отдельных статей:

Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважин.

Раздел II. Строительство и разработка (или передвижка) вышки, привышечных сооружений и зданий котельных, монтаж и демонтаж бурового оборудования и котельных.

Раздел III. Бурение и крепление скважин.

Раздел IV. Испытание скважины на продуктивность (или освоение нагнетательной скважины).

Статьи:

1. Промыслово-геофизические работы.
2. Резерв на производство работ в зимний период.
3. Накладные расходы.

4. Плановые накопления.
5. Топографо-геодезические работы.
6. Лабораторные работы.
7. Составление ПСД.
8. Дополнительные затраты (премии по системам оплаты труда, надбавки за работу на крайнем Севере, полевое довольствие и др.)

Затраты на строительство скважин подразделяют на прямые и накладные. *Прямые затраты* - это затраты, непосредственно связанные с определенными видами работ, а *накладные* - это расходы по управлению УБР, экспедицией (конторой) и обслуживанию производственного процесса строительства скважин.

Методика расчета отдельных статей сметы наложена в «Инструкции по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин».

Глава 13. Техничко-экономические показатели бурения

13.1. Баланс календарного времени бурения и крепления скважин

Строительство скважин включает в себя комплекс следующих работ:

- подготовительные (устройство подъездного пути, планировка площадки, устройство фундаментов и т. п.);
- вышкомонтажные (сооружение или перетаскивание вышки, монтаж бурового оборудования, установка его на фундамент);
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение скважин (проходка и крепление);
- испытание скважин на притоки нефти и газа;
- демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привышечных сооружений.

Начало производственного цикла сооружения скважины - момент рытья котлованов под фундамент буровой установки.

Завершение - в *эксплуатационном бурении* - испытание скважины на промышленный приток нефти или газа, в *разведочном* - опробование всех намеченных объектов.

Начало бурения скважины - момент первого спуска бурильной колонны для проходки, а *окончание бурения* - момент окончания выброса бурильных труб (однотрубок) на мостки после промывки скважины до чистой воды и испытания колонны на герметичность.

Для определения продолжительности наиболее трудоемкого этапа - бурения и крепления - составляют баланс календарного времени $T_{б.к.}$ ч, который имеет следующий вид:

$$T_{\text{б.к}} = t_{\text{мех}} + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВР}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{рем}} + t_{\text{ос}} + t_{\text{авар}} + t_{\text{пр.}}$$

где $t_{\text{мех}}$ – время на механическое бурение (проходку), ч.;

$t_{\text{СПО}}$ – время на СПО, ч.;

$t_{\text{ПВР}}$ – время на подготовительно-вспомогательные работы (смена долота, приготовление бурового раствора и т. д.), ч.;

$t_{\text{кр}}$ – время на крепление скважины (спуск обсадной колонны и ее цементирование), ч.;

$t_{\text{рем}}$ – время на ремонтные работы, ч.;

$t_{\text{ос}}$ – время на ликвидацию осложнений, возникающих в стволе скважины по геологическим причинам, ч.;

$t_{\text{авар}}$ – время на ликвидацию аварий (непроизводительное время), ч.;

$t_{\text{пр.}}$ – время простоев по организационно-техническим признакам (непроизводительное время), ч.

13.2. Понятие о коммерческой скорости

Баланс календарного времени $T_{\text{б.к}}$ и его отдельные элементы служат основой определения различных скоростей бурения, основная из которых, коммерческая, определяется проходкой за 1 месяц работы буровой установки, м/ст.-мес. (метры на станок в месяц):

$$g_{\text{к}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{б.к}}},$$

где $T_{\text{б.к}}$ – календарное время бурения и крепления, ч.;

H – общая проходка (плановая или фактическая за 1 мес. бурения), м.;

720 – продолжительность 1 ст. - мес. бурения (30 дней · 24 = 720) ч.

Определяют скорость $g_{\text{к}}$ по скважинам, находящимся в бурении, и по скважинам, законченным бурением, причем как по отдельным скважинам, так и в целом по буровой организации.

Коммерческая скорость является важнейшим технико-экономическим показателем (ТЭП) бурения и характеризует технико-технологический и организационный уровень буровых бригад. 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, улучшения организации производства.

Всесоюзный рекорд коммерческой скорости проходки (для скважины глубиной 2000 м), равный 14105 м/ст.-мес., был установлен в 1973 году бригадой бурового мастера Нижневартовского УБР-1 Л. Г. Михайловича.

Глава 14. Организация трудовых и производственных процессов в бурении

14.1. Вышкомонтажные работы

Буровую сооружает комплексная вышкомонтажная бригада (численностью до 20 рабочих, владеющих 2-3 специальностями), основными работами которой являются:

- демонтаж оборудования на законченной бурением скважине;
- транспортировка блоков и оборудования на подготовительную площадку под новую скважину;
- монтаж блоков и оборудования на новой площадке.

14.2. Бурение скважин

Всем процессом сооружения скважины руководит квалифицированный специалист - буровой мастер. На буровой круглосуточно работает буровая бригада состоящая из сменяющих друг друга трех основных и одной дополнительной вахт, подменяющих основные в выходные дни. Каждая вахта состоит из четырех человек: бурильщика, первого, второго и третьего помощников бурильщика. Вахта работает 8 часов сменами, имея после четырех дней работы 48 часов отдыха. Кроме членов вахты, занятых процессом бурения, дополнительно предусматривается один - два дизелиста (дизелист и помощник) в случае применения буровых установок с дизельным приводом, и один электромонтер при бурении скважин с электробуром.

Помимо сменных, буровую установку обслуживают несменные рабочие: старший дизелист - машинист при бурении установкой, оснащенной дизельным приводом, электромонтер при бурении с помощью установок с электрическим приводом и слесарь по ремонту оборудования при всех способах бурения независимо от типа применяемой буровой установки.

Обязанности между членами буровой вахты распределяются следующим образом:

1. *Бурильщик* возглавляет вахту и несет персональную ответственность за выполнение всех работ в его вахте. Во время бурения скважины, СПО и других работ, выполняемых с помощью лебедки, ротора и талевого системы, бурильщик работает у пульта управления лебедкой. Бурильщик отвечает за безопасную организацию труда членов вахты и обеспечение

противопожарных условий работы буровой, руководит всеми видами работ его вахты. В его обязанности входит ведение записи в вахтовом журнале, приемка скважины от предшественника и сдача ее сменяющему бурильщику, контроль за ходом приема и сдачи оборудования и инструмента его помощниками.

2. *Первый помощник бурильщика* следит за состоянием и исправностью лебедки, ротора, ключей, глиномешалки, механизмов и приспособлений для механизации СПО. Во время бурения скважины он контролирует качество промывочной жидкости, отбирает пробы шлама, организует и участвует в приготовлении, химической обработке, утяжелении и очистке промывочной жидкости. При СПО работает на пульте управления АКБ-ЗМ2, АСП-1П, с машинными ключами УМК-1 и в паре с третьим помощником бурильщика обеспечивает процесс свинчивания и развинчивания труб, установку свечей на подсвечник и вынос их с подсвечника к центру вышки. В течение всей вахты он отвечает за состояние и чистоту оборудования и инструментов.

Второй помощник бурильщика следит за состоянием и исправностью талевой системы, производит мелкий ремонт вышки, полатей, пальцев, маршевых лестниц. Во время бурения скважины он участвует в приготовлении промывочной жидкости, ее химической обработке и утяжелении, пускает, останавливает буровые насосы и наблюдает за их работой, следит за состоянием нагнетательных трубопроводов, контролирует циркуляцию промывочной жидкости, обслуживает оборудование для очистки промывочной жидкости, участвует в ремонтных работ. При СПО он работает на полатах (балконе верхового рабочего), обеспечивая установку свечей на подсвечник и вынос их с подсвечника к центру вышки. В течение всей вахты следит за чистотой и порядком в насосном помещении.

4. *Третий помощник бурильщика* выполняет под руководством бурильщика и первого помощника бурильщика работы по приготовлению, химической обработке и утяжелению промывочной жидкости, обслуживает оборудование и механизмы для очистки промывочной жидкости от выбуренной породы, очищает желобную систему и приемные емкости от осадка породы. При СПО он работает у ротора в паре с первым помощником бурильщика. В течение работы всей вахты следит за чистотой на буровой площадке, приемных мостках, в культбудке.

Непременным условием достижения высоких ТЭП при бурении скважин является слаженная, координированная работа всех членов буровой вахты при выполнении всех технологических операций и приемов.

Организационная структура управления буровых работ УБР представлена на рис. 14.1.

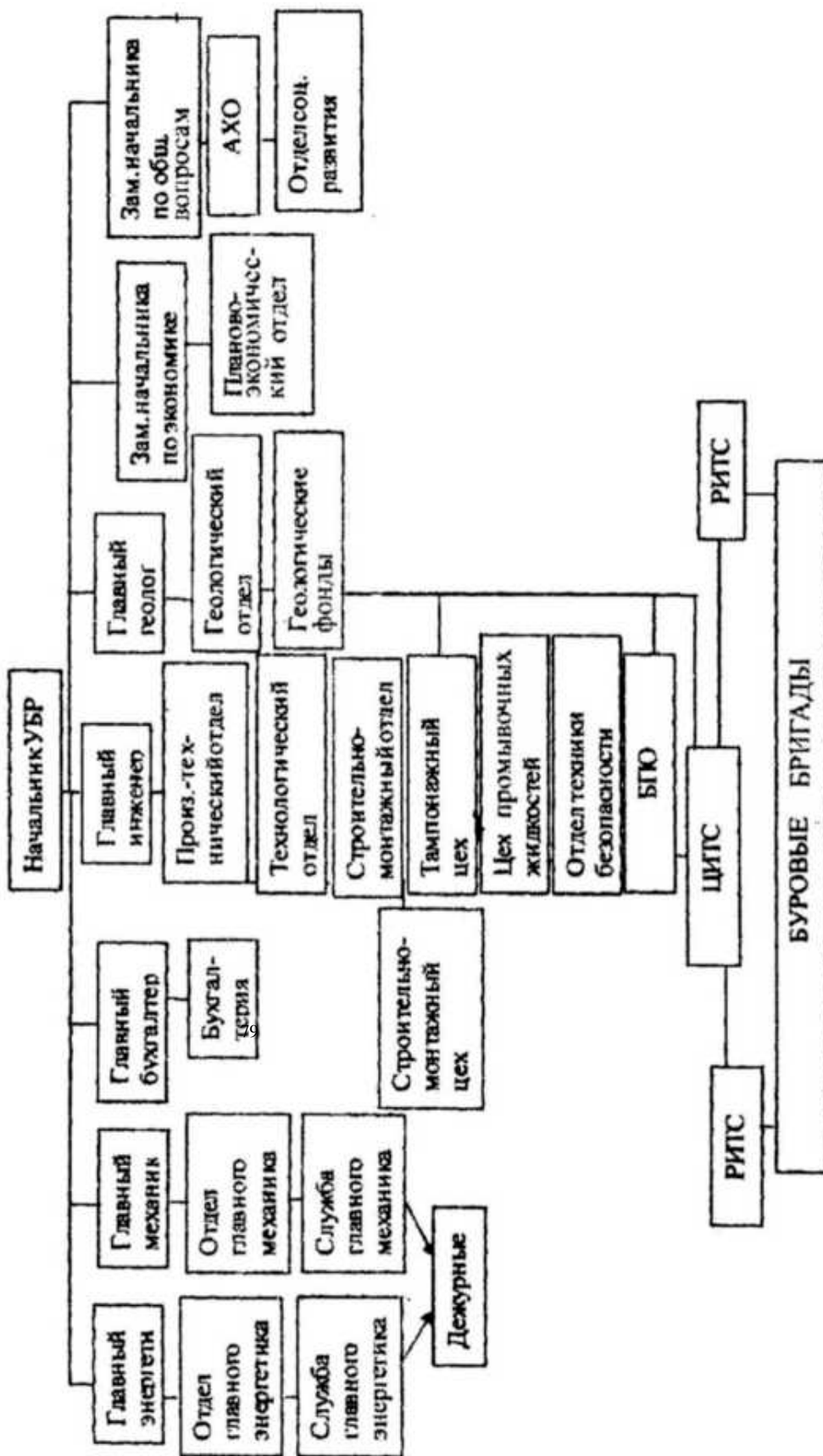


Рис. 14.1. Организационная структура УБР

Заключение

Бурение есть технологический процесс, направленный на получение цилиндрической выработки в земных недрах - скважины. Нефтяные и газовые скважины представляют собой трудоемкие дорогостоящие капитальные сооружения, которые служат многие десятилетия. В последние годы геологоразведчики, нефтяники и газовики в широких масштабах освоили глубины до 2 - 2,5 км и частично интервал глубин 2,5 - 3,5 км. Большинство разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений залегают не глубже 2,5 км.

После известного спада 90-х годов нефтяные компании России значительно увеличили финансирование на проводку нефтегазовых скважин. И это позитивная тенденция в основном обусловлена изменением стратегии проведения буровых работ и их научно-технического сопровождения.

В последнее десятилетие увеличился фонд бездействующих (малодействующих, нерентабельных, высоко обводненных) скважин. Поэтому наиболее эффективным и перспективным направлением развития Российской нефтедобычи в последние годы признано активное использование методов повышения нефтеотдачи уже разрабатываемых месторождений и залежей сложно построенных продуктивных пластов.

Сегодня основные усилия по пополнению запасов нефти и газа как стратегического сырья направляются не столько на увеличение глубин скважин при поисках и разведке новых залежей, сколько на наращивание добычи за счет передовых технологий нефтеизвлечения.

Следовательно, будут востребованы специалисты, инженеры-буровики для эксплуатации как серийной буровой техники и применения традиционных технологий, так и для реализации новейших методов строительства скважин: горизонтальных, разветвленно-горизонтальных, многозбойных, а также боковых стволов из старого фонда скважин.

Производственная практика последних лет и все возрастающая потребность топливно-энергетического комплекса России в специалистах данного профиля ставят задачу значительного повышения уровня подготовки инженеров-технологов, в том числе и в области современных компьютеризированных технологий строительства горизонтальных скважин.

Для освоения новейших технологий проводки глубоких нефтегазовых скважин сегодня нужны технически образованные, пытливые, целеустремленные молодые люди, вооруженные как теоретическими знаниями, так и практическими навыками. ***Бурение - дело, которому стоит посвятить свою жизнь!***

Рекомендуемый библиографический список

1. Абдрахманов Г. С. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1969.
2. Алексеевский Г. В. Буровые установки Уралмашзавода. М.: Недра, 1981.
3. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. М; Недра, 1993.
4. Освоение скважин: Справ, пособие/ А. И, Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко, Р. С. Яремийчук М.: Недра, 1999,
5. Ваденкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1978.
6. Ганбаров А. Р. Генеральные планы нефтегазодобывающих предприятий. М.: Стройиздат, 1986.
7. Гилязов Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра, 2002.
8. Дудля Н. А., Третьяк А. Я. Промысловые жидкости в бурении. Ростов н/Д.: Изд-во СКНЦ ВШ, 2001.
9. Калинин А. Г. и др. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. М.: ОАО «Изд-во Недра», 1998.
10. Разведочное бурение / А. Г. Калинин, О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев. М.: Недра, 2000.
- И. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002.
12. Сидоров Н. А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1982.
13. Технология бурения глубоких скважин / Под ред. М. Р. Мавлютова. М : Недра, 1982.
14. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленностиTM. М.: Недра, 1975.
15. Промысловая геофизика / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн. Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. М.: Недра, 1986.
16. Буровики идут впереди / Ю. М. Марков, Г. С. Попов, Н. И. Лавров, Г. Г. Топуридзе. М.: Недра, 1980.
17. Гужов С. С. Как ищут и добывают нефть и газ. М.: Недра, 1973.
18. Копытов В. Е. У истоков бурения скважин. Тюмень: ТюмИИ, 1982.
19. Валиханов А. В., Ибрагимов Г. З. О нефти. М.: Знание, 1980.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Сущность вращательного бурения и применяемое оборудование	9
1.1. Понятие о скважине и ее элементах	9
1.2. Понятие о конструкции скважины	11
1.3. Сущность вращательного бурения	12
1.4. Буровые установки глубокого бурения и основное оборудование	17
1.5. Технологический инструмент для бурения нефтяных и газовых скважин	22
1.5.1. Буровые долота	22
1.5.2. Бурильная колонна	28
1.5.3. Утяжеленные бурильные трубы	30
1.5.4. Обсадные трубы	33
Глава 2. Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении	33
2.1. Общие сведения о горных породах	33
2.2. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения	34
2.3. Основные закономерности разрушения горных пород при бурении	35
Глава 3. Промывка скважин	37
3.1. Краткая история развития технологии промывки скважин	37
3.2. Функции промывочного агента	38
3.3. Классификация промывочных агентов	39
3.4. Сырье для приготовления буровых растворов	39
3.5. Параметры качества буровых растворов	40
Глава 4. Технологические режимы бурения	42
4.1. Понятия о режиме бурения	42
4.2. Режим роторного бурения	42
4.3. Особенности турбинного бурения и бурения электробуром	44
Глава 5. Осложнения в процессе бурения	45
5.1. Понятие об осложнениях, их основные виды, причины, меры предупреждения и ликвидация	45
5.2. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины	45
5.3. Предупреждение и борьба с поглощениями промывочной жидкости	47
5.4. Предупреждение газонефтеводопроявлений и борьба с ними	48
5.5. Осложнения при СПО и в процессе бурения	49
Глава 6. Разобшение пластов	50
6.1. Тампонажные материалы	50
6.2. Способы цементирования обсадных колонн	51
6.3. Оборудование для цементирования скважин	53

Глава 7. Вскрытие и опробование продуктивных пластов	56
7.1. Понятие о технологии вскрытия продуктивных пластов	56
7.2. Опробование и испытание продуктивных пластов в процессе бурения	58
7.3. Опробование и испытание продуктивных пластов после спуска и цементирования эксплуатационной колонны	60
Глава 8. Геофизические исследования скважин	62
8.1. Краткая история развития промысловой геофизики	62
8.2. Понятие о геофизических методах для изучения геологических разрезов скважин	64
Глава 9. Аварии в бурении, их предупреждение и меры ликвидации	64
9.1. Виды аварий, их причины и меры предупреждения	65
9.2. Ловильный инструмент и работа с ним	66
Глава 10. Перспективы дальнейшего развития техники и технологии бурения на нефть и газ в России и за рубежом	68
10.1. Основные направления научно-технического прогресса в глубоком бурении	68
10.2. Инновационные технологии	70
Глава 11. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности в бурении	70
11.1. Специфика опасностей в производственных условиях буровых предприятий	70
11.2. Безопасность в чрезвычайных и экстремальных ситуациях	71
Глава 12. Документация, организация и технико-экономические показатели бурения скважин	73
12.1. Основная документация на строительство скважин	73
12.1.1. Первичная документация в бурении	73
12.1.2. Технический проект на строительство скважин геолого-технический наряд	74
12.1.3. Смета на строительство скважин	74
Глава 13. Техничко-экономические показатели бурения	75
13.1. Баланс календарного времени бурения и крепления скважин	75
13.2. Понятие о коммерческой скорости бурения	76
Глава 14. Организация трудовых и производственных процессов в бурении	77
14.1. Вышкомонтажные работы	77
14.2. Бурение скважин	77
Заключение	80
Рекомендуемый библиографический список	81

Учебно-теоретическое издание

**Третьяк Александр Яковлевич
Рыбальченко Юрий Михайлович**

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Введение в специальность

Редактор *А. А. Галикян*

Темплан 2004 г. Подписано в печать 25.02.2004. Формат 60x84 ¹/₁₆
Бумага офсетная. Печать оперативная. Печ. л. 4.88. Уч.-изд. л. 5.0.
Тираж 50. Заказ

Южно-Российский государственный технический университет
Редакционно-издательский отдел ЮРГТУ
Типография ЮРГТУ
Адрес ун-та и типографии. 346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения. 132