Бурение скважин охватывает широкий круг вопросов, всесторонне осветить которые по принципу последовательного рассмотрения каждого технологического процесса и операции, основ проектирования и принципов реализации их на производстве сложно. Следует остановиться на основных способах бурения.

Назначение, цели и задачи бурения скважин

Бурение скважин — это процесс сооружения направленной горной выработки большой длины и малого (по сравнению с длиной) диаметра. Начало скважины на поверхности земли называют устьем, дно — забоем.

Цели и задачи бурения. Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами. Основные процессы их строительства — бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечить народное хозяйство страны нефтью и газом во все возрастающих количествах при снижении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат.

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

Весь цикл строительства скважин до сдачи их в эксплуатацию включает следующие основные последовательные звенья:

1) строительство наземных сооружений;

2) углубление ствола скважины, осуществление которого возможно только при выполнении двух параллельно протекающих видов работ — собственно углубления и промывки скважины;

3) разобщение пластов, состоящее из двух последовательных видов работ: укрепления (крепления) ствола скважины опускаемыми трубами, соединенными в колонну, и тампонирования (цементирования) заколонного пространства;

4) освоение скважин. Часто освоение скважин в совокупности с некоторыми другими видами работ (вскрытие пласта и крепление призабойной зоны, перфорация, вызов и интенсификация притока флюида и др.) называют заканчиванием скважин.

Классификация скважин по назначению. Скважины, проводимые на нефть и газ, можно систематизировать следующим образом:

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

разведочные, служащие для выявления продуктивных объектов, а так-

же для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов;

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

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

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

оценочные, назначение которых — определение начальной водонефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта (и проведение иных исследований);

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

опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных регионов, чтобы установить общие закономерности залегания горных пород и выявить возможности образования в этих породах месторождений нефти и газа.

Охрана природы. Производственная деятельность буровых предприятий неизбежно связана с техногенным воздействием на объекты природной среды. В силу специфических особенностей ведения горных работ процессы сооружения скважин отрицательно влияют на лито-, гидро- и биосферу. Техногенез при бурении скважин носит химико-токсический и физико-механический характер и проявляется в нарушении естественного экологического равновесия экосистем, снижении народнохозяйственной ценности гидросферы, падении ресурсо- и биогенетического потенциала биосферы и деградации отдельных компонентов природной среды. Для предупреждения загрязнения окружающей среды в процессе строительства скважин должен разрабатываться комплекс природоохранных мероприятий.

Охрана окружающей среды при строительстве скважин включает:

защиту недр от загрязнения и рациональное использование природных минеральных ресурсов;

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

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

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

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

1) предупреждение разрушения покрова Земли и растительности при строительстве скважин;

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

3) предупреждение открытых нерегулируемых газонефтеводопроявлений с целью сбережения полезных ископаемых;

4) надежное, долговечное крепление буровых скважин с совершенным разобщением пластов и предупреждением поглощения тампонажного раствора или его фильтрата на глубину, большую, чем предусмотрено технологическими соображениями;

5) предупреждение движения флюидов между пластами по любым причинам;

6) надежное тампонирование скважин, оказавшихся «сухими», истощившимися или аварийными, с целью предупреждения движения флюидов из пласта в пласт;

7) выполнение мероприятий, использование устройств и технологических процессов, предусматривающих разобщение всех пластов, а не их части, в разрезе или герметизацию только устья с целью предупреждения продвижения флюидов к дневной поверхности;

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

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

10) форсированные отборы флюидов из пластов;

11) закачка больших объемов воды в пласты для восстановления или поддержания пластовых давлений;

12) наличие значительного количества скважин даже в пределах одного и того же месторождения, что затрудняет контроль за всеми объектами;

13) сжигание попутного газа;

14) транспортирование нефти и газа в танкерах морем (утечки нефти и газа при этом, а также при бурении, добыче и авариях способствуют загрязнению окружающей среды).

Перечисленные и многие другие причины обязывают работников нефтегазовых предприятий принимать все установленные меры и предъявлять узаконенные требования для предупреждения нарушения охраны недр и загрязнения окружающей среды.

Способы и виды бурения. Технология строительства скважин

Современный процесс бурения скважины — это сложный технико-технологический процесс, состоящий из цепи звеньев, выход из строя одного из которых может привести к осложнениям, авариям или к гибели скважины.

Таблица 1.1

Способы бурения

Способ бурения	Определение
Вращательный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается непрерывным вращением породоразрушающего инструмента с приложением осевой нагрузки
Роторный	Вращательное бурение, при котором буровой снаряд вращается станком с вращателем роторного типа
Турбинный	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается турбобуром
Объемный	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается винтовым (объемным) двигателем
Электробуром	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается электробуром
Алмазный	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается породоразрушающим инструментом, армированным алмазами
Твердосплавный	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается породоразрушающим инструментом, армированным твердыми сплавами
Дробовой	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается дробью
Ударный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается воздействием ударов породоразрушающего инструмента
Ударно-канатный	Ударное бурение, при котором возвратно-поступательное движение, создаваемое станком, передается породоразрушающему инструменту канатом
Ударно-штанговый	Ударное бурение, при котором возвратно-поступательное движение, создаваемое станком, передается породоразрушающему инструменту бурильными трубами
Ударно-вращательный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается в результате совместного воздействия ударов и вращения породоразрушающего инструмента
Гидроударный	Ударно-вращательное бурение, при котором удары сообщаются породоразрушающему инструменту гидроударником
Вибрационный	Механическое бурение, при котором внедрение бурового снаряда осуществляется вибробуром
Гидродинамический	Бурение, при котором горная порода разрушается высоконапорной струей жидкости
Термический	Бурение, при котором горная порода разрушается тепловым воздействием
Электрофизический	Бурение, при котором разрушается горная порода под воздействием сил, возникающих в результате электрического разряда
Взрывоударный	Бурение, при котором горная порода разрушается под воздействием сил, возникающих в результате взрыва
Химический	Бурение, при котором горная порода разрушается под воздействием реагентов, вступающих с ней в химическую реакцию
С промывкой	Бурение, при котором продукты разрушения горных пород удаляются потоком промывочной жидкости
С продувкой	Бурение, при котором продукты разрушения горных пород удаляются потоком газа

Безотносительно к способу разрушения горных пород процесс бурения скважин включает ряд операций:

спуск бурильных труб (колонны) с породоразрушающим инструментом в скважину;

разрушение породы забоя;

вынос разрушенной породы из скважины;

подъем бурильных труб из скважины для смены сработавшегося разрушающегося инструмента и повторения операции;

укрепление (крепление) стенок скважины при достижении определенной глубины обсадными трубами с последующим цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами (разобщение пластов).

Существуют и другие операции технологического и геофизического характера, которые не участвуют в непосредственной проводке скважины, но также являются обязательными.

При проводке скважин применяют многие способы бурения (табл. 1.1).

Основные способы бурения

Распространенные способы вращательного бурения — роторное, турбинное и бурение электробуром — предполагают вращение разрушающего породу рабочего инструмента — долота. Разрушенная порода удаляется из скважины закачиваемым в колонну труб и выходящим через заколонное пространство буровым раствором, пеной или газом.

Роторное бурение. При роторном бурении долото вращается вместе со всей колонной бурильных труб; вращение передается через рабочую трубу от ротора, соединенного с силовой установкой системой трансмиссий. Нагрузка на долото создается частью веса бурильных труб.

При роторном бурении максимальный крутящий момент колонны зависит от сопротивления породы вращению долота, сопротивлений трению колонны и вращающейся жидкости о стенку скважины и от инерционного эффекта упругих крутильных колебаний.

В мировой буровой практике наиболее распространен роторный способ: более 90 % объема буровых работ выполняется этим способом. В последние годы наметилась тенденция увеличения объемов роторного бурения и в РФ, даже в восточных районах. Основные преимущества роторного способа перед турбинным — независимость регулирования параметров режима бурения, возможность срабатывания больших перепадов давления на долоте, значительное увеличение проходки за рейс долота в связи с меньшими частотами его вращения и др.

Турбинное бурение. При турбинном способе бурения долото соединяется с валом турбины турбобура, которая приводится во вращение движением жидкости под давлением через систему роторов и статоров. Нагрузка создается частью веса бурильных труб.

Наибольший крутящий момент обусловлен сопротивлением породы вращению долота. Максимальный крутящий момент в трубах, определяемый расчетом турбины (значением ее тормозного момента), не зависит от глубины скважины, частоты вращения долота, осевой нагрузки на него и механических свойств разбуриваемых пород. Коэффициент передачи мощности от источника энергии к разрушающему инструменту в турбинном бурении выше, чем в роторном.

Однако при турбинном способе бурения невозможно независимое регулирование параметров режима бурения, при этом велики затраты энергии на 1 м проходки, расходы на амортизацию турбобуров и содержание цехов по ремонту турбобуров и др.

Турбинный способ бурения получил чрезвычайно широкое распространение в РФ благодаря работам ВНИИБТ.

Бурение винтовыми (объемными) двигателями. Рабочие органы двигателей созданы на основе многозаходного винтового механизма, что позволяет получить необходимую частоту вращения при повышенном по сравнению с турбобурами вращающем моменте. Забойный двигатель состоит из двух секций — двигательной и шпиндельной. Рабочими органами двигательной секции являются статор и ротор, представляющие собой винтовой

механизм. В эту секцию входит также двухшарнирное соединение. Статор при помощи переводника соединяется с колонной бурильных труб. Вращающий момент посредством двухшарнирного соединения передается с ротора на выходной вал шпинделя. Шпиндельная секция предназначена для передачи осевой нагрузки на забой, восприятия гидравлической нагрузки, действующей на ротор двигателя и уплотнения нижней части вала, что способствует созданию перепада давления. В винтовых двигателях вращающий момент зависит от перепада давления в двигателе. По мере нагружения вала развиваемый двигателем вращающий момент растет, увеличивается и перепад давления в двигателе. Рабочая характеристика винтового двигателя с требованиями эффективной отработки долот позволяет получить двигатель с частотой вращения выходного вала в пределах 80—120 об/мин с увеличенным вращающим моментом. Указанная особенность винтовых (объемных) двигателей делает их перспективными для внедрения в практику буровых работ.

Бурение электробуром. При использовании электробуров вращение долота осуществляется электрическим (трехфазным) двигателем переменного тока. Энергия к нему подается с поверхности по кабелю, расположенному внутри колонны бурильных труб. Буровой раствор циркулирует так же, как и при роторном способе бурения. Кабель внутрь колонны труб вводится через токоприемник, расположенный над вертлюгом. Электробур присоединяют к нижнему концу бурильной колонны, а долото крепят к валу электробура. Преимущество электрического двигателя перед гидравлическим состоит в том, что у электробура частота вращения, момент и другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины, и в возможности контроля процесса работы двигателя с поверхности. К недостаткам относятся сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении, и необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Перспективные направления в развитии способов бурения в мировой практике

В отечественной и зарубежной практике ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области создания новых методов бурения, технологий, техники.

К ним относятся углубление в горных породах с использованием взрывов, разрушение пород при помощи ультразвука, эрозионное, с помощью лазера, вибрации и др. Анализ различных методов свидетельствует о необходимости увеличения подводимой к забою мощности.

Некоторые из названных методов получили развитие и используются, хотя и в незначительном объеме, зачастую на стадии эксперимента.

Гидромеханический метод разрушения горных пород при углублении скважин все чаще используется в экспериментальных и полевых условиях. С.С. Шавловским проведена классификация водяных струй, которые могут применяться при бурении скважин. Основа классификации — развиваемое давление, рабочая длина струй и степень их воздействия на породы различного состава, сцементированности и прочности в зависимости от диаметра насадки, начального давления струи и расхода воды. Применение водяных струй позволяет в сравнении с механическими способами повысить технико-экономические показатели.

На VII Международном симпозиуме (Канада, 1984) были представлены результаты работ по использованию водяных струй в бурении. Его возможности связываются с непрерывной, пульсирующей или прерывистой подачей флюида, наличием или отсутствием абразивного материала и технико-технологическими особенностями способа.

Эрозионное бурение обеспечивает скорости углубления в 4—20 раз больше, чем при роторном бурении (в аналогичных условиях). Сущность его состоит в том, что к долоту специальной конструкции вместе с буровым раствором подается абразивный материал — стальная дробь. Размер гранул 0,42—0,48 мм, концентрация в растворе — 6 %. Через насадки долота с большой скоростью на забой подается этот раствор с дробью, и забой разрушается. В бурильной колонне последовательно устанавливают два фильтра, предназначенные для отсева и удержания частиц, размер которых не позволяет им пройти через насадки долота.

Один фильтр — над долотом, второй — под ведущей трубой, где можно осуществлять очистку. Химическая обработка бурового раствора с дробью сложнее, чем обработка обычного раствора, особенно при повышенных температурах, так как необходимо удерживать дробь в растворе во взвешенном состоянии и затем генерировать этот абразивный материал.

После предварительной очистки бурового раствора от газа и шлама при помощи гидроциклонов дробь отбирают и сохраняют в смоченном состоянии. Раствор пропускают через гидроциклоны тонкой очистки и дегазатор и восстанавливают его утраченные показатели химической обработкой. Затем часть бурового раствора смешивают с дробью и подают в скважину, на пути смешивая с обычным буровым раствором (в расчетном соотношении).

Лазеры в бурении. Лазеры — квантовые генераторы оптического диапазона — одно из замечательных достижений науки и техники. Они нашли широкое применение во многих областях науки и техники. По зарубежным данным в настоящее время возможна организация производства газовых лазеров непрерывного действия с выходной мощностью 100 кВт и выше. КПД газовых лазеров может достигать 20—60 %. Большая мощность лазеров при условии получения чрезвычайно высоких плотностей излучения достаточна для расплавления и испарения любых материалов, в том числе горных пород, которые при этом также растрескиваются, шелушатся.

Экспериментально установлена минимальная плотность мощности лазерного излучения, достаточного для разрушения пород плавлением: для песчаников, алевролитов и глин она составляет примерно 1,2—1,5 кВт/см^2. Плотность мощности эффективного разрушения нефтенасыщенных горных пород из-за термических процессов горения нефти, особенно при поддуве в зону разрушения воздуха или кислорода, ниже и составляет 0,7—0,9 кВт/см^2.

Подсчитано, что для скважины глубиной 2000 м и диаметром 20 см нужно затратить около 30 млн. кВт энергии лазерного излучения. Проводка скважин такой глубины пока не конкурентоспособна в сравнении с традиционными механическими методами бурения. Однако имеются теоретические предпосылки повышения КПД лазеров; при КПД, равном 60 % энергетические и стоимостные затраты существенно снизятся и конкурентоспособность этого метода повысится. При использовании лазера в случае бурения скважин глубиной 100—200 м стоимость работ относительно невелика. Но во всех случаях при лазерном бурении форму сечения можно за-

программировать, а стенка скважины будет формироваться из расплава горной породы и будет представлять собой стеклообразную массу, позволяющую повысить коэффициент вытеснения бурового раствора цементным. В некоторых случаях можно, очевидно, обойтись без крепления скважин.

Зарубежные фирмы предлагают несколько конструкций лазеробуров. Основу их составляет мощный лазер, размещенный в герметичном корпусе, способном выдержать высокое давление. (Температуроустойчивость пока не изучалась.) По этим конструкциям излучение лазера передается на забой через светопроводящее волокно. По мере разрушения (плавления) горной породы лазеробур подается вниз; он может быть снабжен установленным в корпусе вибратором. При вдавливании снаряда в расплав породы стенки скважины могут уплотняться.

В Японии начат выпуск углекислотных газовых лазеров, которые при использовании в бурении существенно (до 10 раз) повысят скорость проходки.

Сечение скважины при формировании ствола этим методом может иметь произвольную форму. Компьютер по разработанной программе дистанционно задает режим сканирования лазерного луча, что позволяет запрограммировать размер и форму ствола скважины.

Проведение лазеротермических работ возможно в дальнейшем в перфорационных работах. Лазерная перфорация обеспечит управляемость процесса разрушения обсадной колонны, цементного камня и породы и может обеспечить проникновение каналов на значительную глубину, что, безусловно, повысит степень совершенства вскрытия пласта. Однако оплавление пород, целесообразное при углублении скважины, здесь неприемлемо, что должно быть учтено при использовании этого метода в дальнейшем.

В отечественных работах есть предложения о создании лазероплазменных установок для термического бурения скважин. Однако транспортировка плазмы к забою скважины пока затруднена. В настоящее время проводятся исследования по возможности разработки световодов («световодных труб»).

Одним из наиболее интересных методов воздействия на горные породы, обладающим критерием универсальности, является метод их плавления при помощи непосредственного контакта с тугоплавким наконечником — пенетратором. Значительные успехи в создании термопрочных материалов позволили перенести вопрос о плавлении горных пород в область реального проектирования. Уже при температурах порядка 1200—1300 °С метод плавления работоспособен в рыхлых грунтах, песках и песчаниках, базальтах и других породах кристаллического фундамента. В породах осадочного комплекса проходка глинистых и карбонатных пород требует, по-видимому, более высокой температуры.

Метод бурения плавлением позволяет получить на стенках скважины достаточно толстую ситалловую корку с гладкими внутренними стенками. Метод имеет высокий коэффициент ввода энергии в породу — до 80—90 %. При этом может быть, хотя бы принципиально, решена проблема удаления расплава с забоя. Выходя по выводящим каналам или просто обтекая гладкий пенетратор, расплав, застывая, образует шлам, размерами и формой которого можно управлять. Шлам выносится жидкостью, циркулирующей выше бурового снаряда и охлаждающей его верхнюю часть.

Первые проекты и образцы термобуров появились в 60-х годах, а наиболее активно теория и практика плавления горных пород начали развиваться с середины 70-х годов. Эффективность процесса плавления определяется в основном температурой поверхности пенетратора и физическими свойствами горных пород и мало зависит от их механических и прочностных свойств. Это обстоятельство обусловливает определенную универсальность метода плавления в смысле применимости его для проходки различных пород. Температурный интервал плавления этих различных полиминеральных многокомпонентных систем в основном укладывается в диапазон 1200—1500 °С при атмосферном давлении. В отличие от механического метод разрушения горных пород плавлением с увеличением глубины и температуры залегающих пород повышает свою эффективность.

Как уже говорилось, параллельно с проходкой осуществляются крепление и изоляция стенок скважины в результате создания непроницаемого стекловидного кольцевого слоя. Пока не ясно, будет ли происходить износ поверхностного слоя пенетратора, каковы его механизм и интенсивность. Не исключено, однако, что бурение плавлением, хотя и с небольшой скоростью, может проводиться непрерывно в пределах интервала, определяемого конструкцией скважины. Сама же эта конструкция в силу непрерывного крепления стенок может быть значительно упрощена, даже в сложных геологических условиях.

Очевидно, что можно себе представить технологические процедуры, связанные только с креплением и изоляцией стенок последовательно с проходкой ствола способом обычного механического бурения. Эти процедуры могут относиться только к интервалам, представляющим опасность в связи с возможностью возникновения различных осложнений.

С точки зрения технической реализации следует предусмотреть токопровод к нагнетательным элементам пенетратора аналогично используемому при электробурении.

Виды бурения

Современное бурение допускает проводку скважин самого различного назначения, диаметра, конфигурации ствола и его ориентировки.

Бурение вертикальных скважин. Строго вертикальных скважин нет — все имеют некоторую кривизну, отклонение от вертикали. Современный уровень техники и технологии позволяет бурить скважины с отклонением ствола скважины от вертикали до 2°.

В.С. Федоров, изучив причины искривления скважин, пришел к выводу, что их можно подразделить на геологические (неуправляемые) и технико-технологические (управляемые).

К геологическим причинам относятся: угол встречи долота с плоскостью пласта, чередуемость пород по прочности и их мощность, угол искривления скважины (определяется углом падения пластов и не может быть больше последнего).

К технико-технологическим причинам относятся: тип долота, режим бурения, жесткость низа бурильной колонны, кривизна элементов бурильного инструмента, искривление бурильных труб под нагрузкой, вертикальность и совпадение оси вышки с центром роторного стола и его направления, горизонтальность установки стола ротора.

Влияние указанных причин можно свести практически к нулю.

Перед началом бурения необходимо обеспечить центрирование вышки, соответствие осей симметрии вышки и направления, горизонтальность установки стола ротора, прямолинейность первых бурильных труб и ведущей трубы.

В начале бурения ведущая труба и первые трубы должны входить в породу строго вертикально, без раскачиваний.

Профилактика кривизны скважины при бурении сводится к замеру кривизны, применению компоновок низа бурильной колонны (КНВК) и подбору режима бурения. Компоновки должны обладать проходимостью и продольной устойчивостью в стволе при бурении скважин, не создавать значительных гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора и др.

КНВК применяют после проработки ствола непосредственно из-под башмака промежуточных колонн, а также с начала бурения теми долотами, диаметр которых соответствует диаметру компоновки. Допустимый износ калибраторов и центраторов не должен превышать 3 мм по диаметру, а квадратных УБТ — 2 мм. Компоновки низа бурильной колонны различаются между собой, элементы их представлены калибраторами, центраторами, стабилизаторами, расширителями, маховиками (короткими утяжеленными бурильными трубами — УБТ) и т.д.

Эффективность работы КНБК определяется главным образом соответствием их условиям работы, жесткостью, разностью диаметров долота и элементов компоновки, длиной, очередностью и количеством установки элементов компоновки, характером конфигурации поперечного сечения ствола скважины.

Назначение элементов, составляющих компоновку низа бурильной колонны, неодинаковое.

Калибраторы предназначаются для калибровки по диаметру ствола скважины и улучшения работы долот. Выпускаются в нескольких вариантах: КЛ-214 — калибратор лопастной на диаметр 214 мм с ребрами, расположенными по образующей; КЛС-190 — калибратор лопастной на диаметр 190 мм с расположенными по спирали ребрами; КВЗ-214 — калибратор с выдвижными зубцами на диаметр 214 мм; калибратор одношарошечный на диаметр 214 мм. При роторном бурении калибраторы устанавливаются в компоновке непосредственно над долотом.

Центраторы предназначены для центрирования бурильной колонны в месте их установки. Они выпускаются в нескольких вариантах: металлический ЦМ-269, резинокаркасный ЦР-214, шарнирный ЦШ-269, межсекционный ЦС-295 и центратор вала турбобура ЦВТ-295.

Стабилизаторы, роль которых исполняют УБТ, утяжеленные трубы многоугольного профиля или спиральные, предназначены для центрирования бурильной колонны на участке длины стабилизации. Их разделяют на цилиндрические СЦ-245-4,5 м с наружным диаметром 245 мм при длине 4,5 м; спиральные СС-190-4,0 м; квадратные СК-190-6,5 м с размером по диагонали 190 мм и длиной 6,5 м и др.

Маховики, роль которых выполняют короткие утяжеленные бурильные трубы (УБТ), служат для уравновешивания вращающейся массы вала турбобура. Их устанавливают под валом турбобура.

Расширитель предназначен для расширения ствола скважины. Наиболее распространены трехшарошечные расширители (в корпусе на осях смонтированы три пары шарошек, по окружности они расположены под

углом 120° друг к другу). Трехшарошечные расширители выпускают нескольких диаметров — 243, 269, 295, 345, 395 и 455 мм.

Выпускают также четырех- и шестилопастные, одношарошечные пилотные и штыревые наддолотные расширители.

Искривление стволов скважины необходимо измерять. Для этого используют инклинометры дискретного и непрерывного действия, позволяющие измерять отклонение ствола скважины от вертикали (в вертикальной плоскости) и искривление по азимуту (угол между вертикальной плоскостью, в которой лежит ось искривленного ствола, и вертикальной плоскостью, проходящей через северное окончание магнитной стрелки) до 50°. Результаты замеров заносят в таблицу через определенные интервалы (25—50 м) глубины скважины и они могут быть зафиксированы в виде непрерывных кривых (инклинограммы) — графиков проекций ствола скважины на горизонтальную плоскость. Графики строят в определенном масштабе, на них указывают направления магнитного меридиана, горизонтальный масштаб, общее отклонение, а у каждой точки отмечают глубину и углы наклона.

В основе прибора Петросяна лежит разрушение (разъедание) стекла плавиковой (фтористо-водородной кислотой HF) кислотой на границе с воздухом. Вставленное вертикально в прибор стекло контактирует с плавиковой кислотой, оставляя след, направление линии которого указывает на угол искривления. Этот угол α непосредственно измеряют транспортиром или вычисляют по формуле

$$\alpha = 1,2\frac{a}{0,017} = 70\frac{a}{D},$$

где a — разность высоты линии следа на стекле, мм; D — длина стекла, мм.

Аппарат Петросяна изготовляют в трех вариантах. Его бросают в бурильные трубы или спускают на проволоке с помощью специальной ручной или механической лебедки.

Наклонно направленное бурение. Наклонно направленная скважина отличается от вертикальной заданным смещением конечного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины.

Бурение наклонных скважин возможно турбинным и роторным способом. Искривление ствола скважины достигается применением специальных компоновок низа бурильной колонны, обеспечивающих отклоняющую силу на долоте или асимметричное разрушение забоя, или то и другое.

Необходимого пространственного положения ствола скважины добиваются с помощью ориентирования отклоняющих компоновок низа бурильной колонны перед началом и в процессе бурения. В качестве отклоняющих при турбинном бурении применяют компоновки, включающие один или несколько центраторов, два эксцентрично расположенных центратора, эксцентричный ниппель, кривой переводник, специальные отклонители типа ОТ, ОТС, ОТШ. С помощью компоновок с одним или несколькими центраторами можно управлять только величиной зенитного угла скважины. Все остальные позволяют изменять также и азимут скважины.

Кривой переводник — толстостенный патрубок с пересекающимися продольными осями присоединительных резьбовых соединений. Углы между пересекающимися осями равны 1,5—3,5°. Увеличение указанного угла сверх 3,5°, как правило, не приводит к увеличению темпа набора кривизны. Кривой переводник включается в компоновку обычно между одной секци-

ей турбобура или укороченного турбобура и УБТ. Очевидно, что темп изменения кривизны зависит от угла перекоса кривого переводника, а также от текущего зенитного угла ствола скважины. В соответствии с инструкцией по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири (РД 39-2-171—79) при бурении предусмотрена следующая компоновка: долото диаметром 295 мм, турбобур ЗТСШ-240-1 секция или Т12МЗБ-240, кривой переводник, УБТ диаметром 178 мм и длиной 12 м. Зависимость интенсивности искривления ($\Delta\alpha$) от текущего зенитного угла можно представить как

$$\Delta\alpha = k + b\alpha^2,$$

где k и b — эмпирические коэффициенты.

В табл. 1.2 приведены величины k и b для различных углов перекоса и типов забойных двигателей.

Отклоняющая сила в компоновке с эксцентричным ниппелем возникает за счет монтажа на ниппеле турбобура упругой (резиновой) накладки.

При бурении секционными турбобурами валы и корпуса верхней и нижней секций турбобура соединены под углом 1—2°, что и обеспечивает набор кривизны при бурении ствола скважины; отклонители ОТ и ОТС представляют собой искривленный переводник, установленный между ниппелем и корпусом турбобура. Вал при этом выполнен разрезным, радиальной опорой нижней части вала служит ниппель.

Отклоняющие приспособления, применяемые при роторном бурении, и технология бурения наклонно направленных скважин имеют свои особенности. В этом случае отклонители используют только в начальный момент для придания стволу нужного направления. Количество отклоняющих приспособлений, которые необходимы для обеспечения заданного искривления скважины, определяет способность проходимых пород и их пропластков отклонять ствол скважины от проектного направления. Искусственное искривление ствола скважины осуществляется подбором соответствующих компоновок низа бурильной колонны при определенных режимах бурения. Отклоняющие приспособления (рис. 1.1) также специфичны и представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Они имеют полукруглое или V-образное сечение с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном стволе. По конструкции они бывают несъемными неизвлекаемыми (длина 2,5—4,5 м), оставляемыми в скважине и извлекаемыми после осуществления процесса бурения в установленном направлении (примерно 15 м нового ствола скважи-

Таблица 1.2

Эмпирические коэффициенты и предельные значения зенитного угла для различных типов турбобура

Угол перекоса кривого переводника	ЗТСШ-240 (1 секция)		Т12МЗБ-240	
	Коэффициент k	Предельный зенитный угол $\alpha_п$, градус	Коэффициент k	Предельный зенитный угол $\alpha_п$, градус
3° 45′	1,60	57,0	—	—
3° 00	1,35	52,6	1,56	55,8
2° 30′	1,20	48,0	1,38	52,6
2° 00	1,00	45,0	1,20	48,0

Примечание. Коэффициент b = 0,0005.

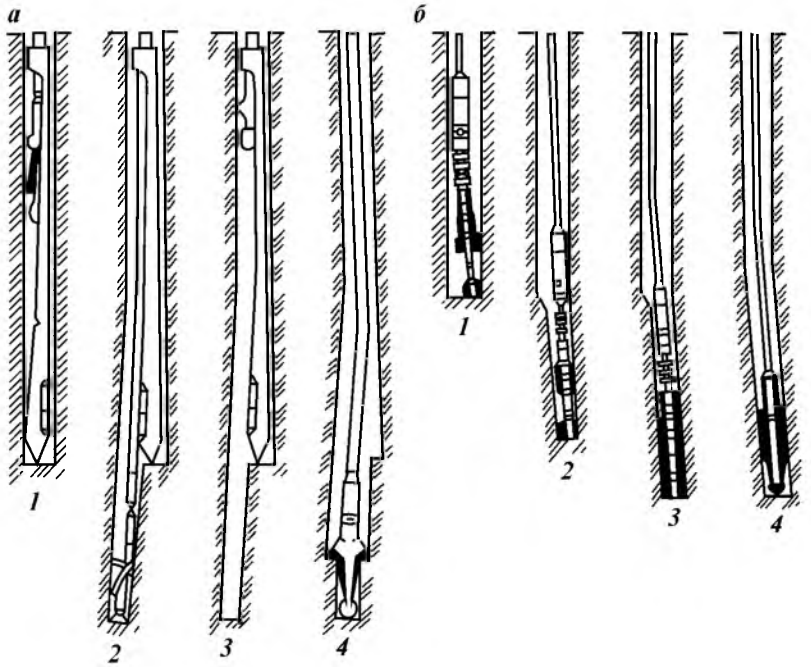


Рис. 1.1. Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении:
а — работа с отклоняющим клином: *1* — установка клина, *2* — забуривание ствола, *3* — извлечение клина, *4* — расширение ствола; *б* — работа с шарнирным отклонителем: *1* — установка отклонителя, *2, 3* — забуривание ствола, *4* — расширение ствола

ны). Неизвлекаемые отклонители применяют в обсаженных скважинах. Сверху они имеют раструб для направления долота и устройства для крепления в скважине.

В извлекаемых отклонителях в верхней части находится муфта (для их подъема) диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней — остроконечный выступ, внедряющийся в породу на забое и препятствующий вращению отклонителя.

Для стабилизации уменьшения зенитного угла скважины как в роторном, так и турбинном (электро-) бурении применяют компоновки с различным числом центраторов и их расположением.

Проектирование наклонно направленных скважин сводится к выбору типа профиля (вертикальной и горизонтальной проекций), расчету траектории положения оси скважины в пространстве, выбору компоновок для реализации расчетного профиля и режима бурения.

Профили скважины могут проектироваться в одной плоскости (это обычный тип профиля) и с учетом пространственного искривления (профиль пространственного типа). Последние используются, к сожалению, реже и их применение связывается со сложными геологическими условиями бурения, влияние которых на самопроизвольное искривление велико.

Кустовое бурение. Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта, месторождения.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д. Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается при бурении в условиях моря, в болотистых местностях и др. Впервые в б. СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н.С. Тимофеева на о. Артема в Азербайджане. В настоящее время с куста бурят 8—24 скважины и более.

Основными подготовительными работами являются подготовка площадки к строительству наземных сооружений и прокладка коммуникаций. На заболоченной или затопляемой территории технически возможны следующие методы их освоения: сооружение дамб, огораживающих площадку; сооружение искусственных островов; при высоком уровне вод — сооружение эстакад.

Применяются различные типы и варианты кустований в зависимости от природных условий.

Кусты делят на локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой; кусты, расположенные вдоль транспортной магистрали, и кусты, находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается. В случае расположения кустов вдоль транспортной магистрали (Азербайджан-море, Западная Сибирь) число скважин в кусте уменьшается по сравнению с числом скважин на локальном кусте.

В зависимости от геолого-климатических условий, техники и рельефа может быть предложено и использовано много схем расположения устьев скважин.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами — необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин. Опыт показывает, что с точки зрения пересечения соседних стволов опасны верхние вертикальные участки.

Важное значение имеет также установление минимальной разности вертикальных глубин точек забуривания стволов скважин в кусте. Считают, что максимальная допустимая минимальная разность глубин точек забуривания стволов соседних скважин должна составлять 50 м, что и рекомендуется в качестве допуска, когда глубина места зарезки ствола не превышает 1000 м. По результатам фактического положения стволов должны вноситься соответствующие коррективы в проекты на бурение последующих скважин.

Кустовое бурение широко распространено в зарубежной и отечественной практике бурения в условиях Западной Сибири, на море и т.д.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности, что замедляет темпы разработки залежи; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонта скважин, а также в ликвидации грифонов в условиях морского бурения и др.

Многозабойное бурение. Сущность многозабойного способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется

многократно. Полезная протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают (рис. 1.2). Дополнительные стволы могут переходить в горизонтальные.

Первые скважины были пробурены этим способом в 1947 г. на Краснокаменском и Ишимбаевском месторождениях. В сочетании с турбобуром многозабойное бурение развивалось успешнее.

На Бориславском месторождении максимальный зенитный угол искривления составил 53° на длине 446 м. В Краснодарском крае число дополнительных стволов в многозабойных скважинах доводилось до пятишести при длине 50—150 м и расстоянии между крайними стволами до 300 м. Число боковых скважин может достигать 10, а длина их — 400 м и более.

Проведенный А.Г. Калининым технико-экономический анализ по одному из месторождений показал, что стоимость одной многозабойной скважины в 2—4 раза превышает стоимость однозабойной скважины, но дебит в первом случае в 18 раз выше, чем во втором.

Преимущества многозабойного способа бурения сводятся к тому, что можно получить скважины с увеличенным дебитом, повысить общую нефтеотдачу месторождения, сократить число скважин, вовлечь в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью пород, повысить поглощающую способность нагнетательных скважин.

Горизонтальное бурение. К настоящему времени в мировой практике достаточно четко вырисовывается область возможного применения для вскрытия продуктивных пластов горизонтальных и многозабойных скважин. Хотя объем проходки не превышает 1,0—1,5 % от общего объема бурения, наибольший эффект по увеличению текущий добычи и нефтеотдачи пластов достигается при вскрытии коллекторов с вертикальной трещиноватостью, большой фациальной изменчивостью по простиранию, низкой по-

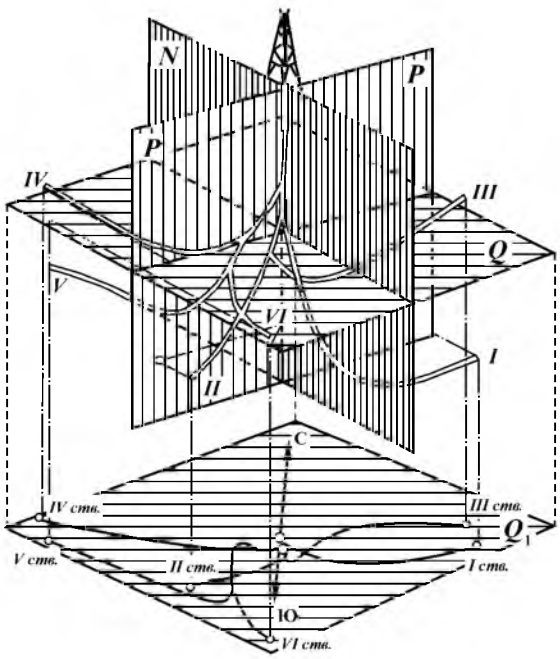


Рис. 1.2. Схема многозабойной скважины

ристостью и проницаемостью, а также содержащих высоковязкие малоподвижные нефти. Горизонтальные скважины весьма успешно могут использоваться и при вскрытии высокопроницаемых пластов.

Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются:

интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов;

увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счет значительного уменьшения водогазоконусных образований;

минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности;

уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и доразработки месторождений;

вовлечение в эксплуатацию месторождений, ранее считавшихся промышленно нерентабельными (забалансовыми).

Некоторые ограничения вызваны современным состоянием техники и технологии бурения горизонтальных скважин, а также нерешенностью ряда вопросов планирования, финансирования, стимулирования и организации труда.

Первая горизонтальная скважина, проходящая на 130 м непосредственно по пласту мощностью около 30 м, была проведена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Несмотря на то, что скважина была пробурена на сильно дренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебиты вертикальных скважин.

Во ВНИИБТ в результате работ по многозабойному и горизонтальному бурению в первые же годы были разработаны специальные укороченные турбобуры Т12М2К, в которых впервые применили проточную пяту, отработана технология безошибочного попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы, которая используется с некоторыми модификациями по настоящее время как в РФ, так и за рубежом (система «Симфор»).

Специалистами ВНИИБТ разработаны технические средства и методы, позволяющие достаточно надежно проводить горизонтальные стволы в заданном направлении.

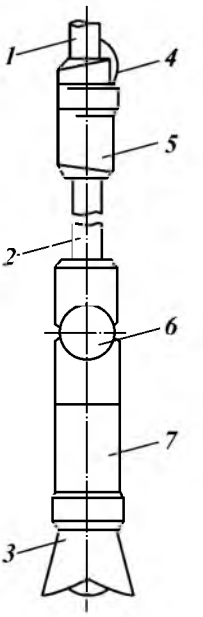
При использовании электробуров в качестве забойного двигателя имеющийся набор серийно выпускаемых технических средств позволяет проводить интенсивное искривление скважины по радиусу 120 м и более и вести горизонтальное бурение при постоянном контроле за пространственными параметрами ствола.

Накопленный опыт показывает, что электробур является эффективным средством проводки горизонтальных скважин и его нужно применять там, где развита база электробурения.

Большая часть горизонтальных скважин в стране пробурена с помощью гидравлических забойных двигателей. Основным направлением работ в этой области в последние годы было создание технических средств и отработка технологии бурения стволов горизонтальных скважин с минимальными отклонениями от расчетной траектории.

ВНИИБТ созданы макетные образцы комплекса технических средств «Горизонт-1» (рис. 1.3), включающего отклонитель на основе укороченного забойного двигателя объемного типа диаметром 172 мм и специальные средства для доставки геофизических приборов в скважину при больших

Рис. 1.3. Комплекс технических средств «Горизонт-1»:
1, 2 — бурильные трубы; *3* — долото; *4* — кабель геофизический; *5* — приспособление для передвижения геофизических приборов; *6* — соединение шарнирное; *7* — двигатель



углах наклона ствола (рис. 1.4). По результатам промысловых работ конструкция отклонителя была доработана, и создан универсальный отклонитель ОШ-172 (рис. 1.5), который используется как при искривлении ствола скважины, так и при бурении горизонтальных участков ствола, что достигается путем замены сменных деталей отклонителя в условиях механического цеха или буровой. Обеспечивается радиус искривления ствола скважины 275,9-мм долотом, равный 40 м и более.

Отработана технология выхода на горизонтальное направление и проводки горизонтального ствола длиной 150—200 м с отклонением от вертикальной отметки в пределах 4 м. Для этого необходимы высокая степень совпадения расчетной и фактической интенсивности искривления ствола при работе с отклонителем ОШ-172, непрерывный контроль за положением отклонителя при помощи прибора с кабельной линией связи, использование специальных шарнирных компоновок при проводке горизонтального ствола, а также периодические инклинометрические замеры. Крепление стволов скважин проводится эксплуатационной колонной диаметром 140—146 мм, оборудованной в продуктивной зоне фильтром такого же диаметра. Эксплуатационная колонна цементируется выше башмака 245-мм промежуточной колонны с применением пакера типа ПДМ-140 (ПДМ-146). Геофизические исследования горизонтального ствола проводятся с применением радиационных методов.

С возрастанием глубин резко растет эффективность горизонтального бурения, но и увеличиваются трудности, связанные с управлением стволом, для устранения которых необходимо создать специальный инструмент и методы оперативного управления.

В зарубежной практике этот метод, а главное узел управления, сбора информации и корректировки ствола скважины и, кроме того, специальные трубы и другой инструмент разработаны в нескольких вариантах и обеспечивают проводку скважин по пласту мощностью всего несколько метров. Система измерений при бурении позволяет осуществлять процесс в автоматическом режиме.

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

До 17 % потребляемой в мире нефти добывают в море. По оценке специалистов, велики перспективы добычи нефти и газа на шельфах СНГ, США и других странах.

В настоящее время выполняется несколько видов организационно-подготовительных работ, в результате которых создается место для установки бурового оборудования:

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

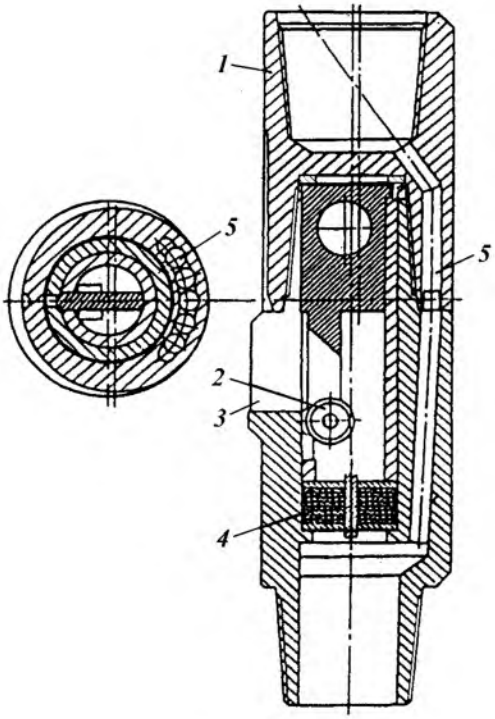


Рис. 1.4. Приспособление для передвижения каротажных приборов:
1 — корпус устройства; *2* — роликовый механизм; *3* — окно для промывки; *4* — уплотнение каротажного троса; *5* — окна для каротажного кабеля

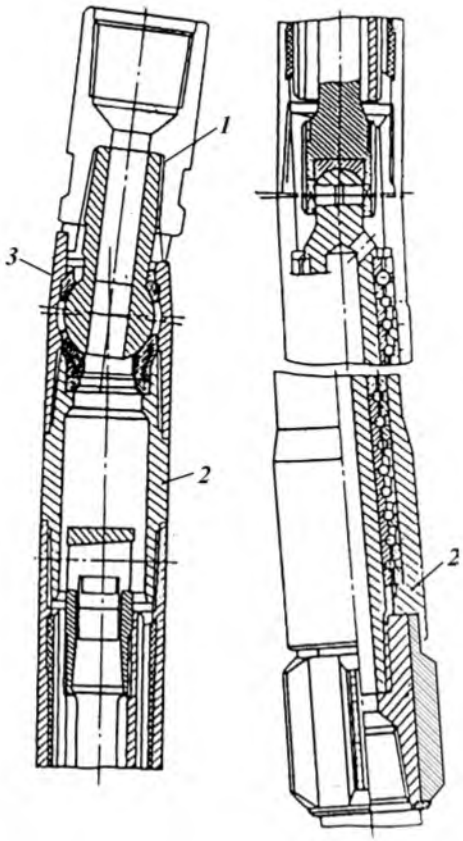


Рис. 1.5. Универсальный отклонитель ОШ-172:
1 — верхняя секция турбобура (нижний вал); *2* — нижняя секция турбобура (верхний вал); *3* — шарнирный отклонитель

намыв и укрепление отдельных островов;
строительство эстакад с размещением на них целых поселков;
сооружение платформ погружного, полупогружного и других типов;
использование специальных судов с заякоренными устройствами;
намораживание на ледяных покровах толстого прочного слоя льда и др.

На указанных искусственных островах или основаниях монтируется буровое оборудование для бурения скважин различной глубины и назначения. С учетом значительной стоимости искусственных сооружений ведется кустовое бурение. Тип основания определяется глубиной моря и характером ее изменения, метеорологическими условиями, глубиной залегания продуктивного объекта и др. При бурении морских скважин большую роль играют метеорологические условия (особенно в северных морях) и глубина моря.

СНГ является пионером морской нефтегазодобычи. Уже в 40-х годах на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусствен-

ных насыпных островов. Сегодня на Каспии построен целый город. Протяженность эстакад достигла 350 км, а число отдельно стоящих в море стационарных платформ — более 250.

Первыми научно-инженерными работами в бурении и добыче нефти в условиях моря следует считать работы Рустамбекова (1935 г.).

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

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

Большой вклад в развитие строительства скважин в условиях моря внесли Л.А. Межлумов, С.М. Кулиев, Ю.А. Сафаров, Р.И. Шищенко, С.А. Оруджев, А.А. Мовсумов, И.И. Кулиев, Р.К. Сеид-Рза, М.П. Гулизаде.

Освоение морских богатств в б. СССР было начато с засыпки Биби-Эйбатской бухты и последующего бурения с засыпанной территории. С 40-х годов началось освоение моря с использованием металлических свай и оснований при глубине моря от 4 до 10 м. Впервые бурение с судов в б. СССР начато в 1935 г. в Азербайджане для структурно-картировочных целей и изучения инженерно-геологической характеристики морских грунтов (глубина моря до 25 м, глубина бурения до 100 м). Опыт бурения с легких судов на Каспийском море показал, что при волнении моря более 2—3 баллов и силе ветра выше 4 баллов проведение работ затруднено или невозможно.

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

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

В мировой практике производства буровых работ в море определились направления в области создания ПВС, при которых учитываются такие факторы, как глубина моря, состояние грунта, ледовая обстановка, цель бурения и т.д.

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

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

СПБУ применяют преимущественно в разведочном бурении на морских и нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30—120 м. СПБУ самоподъемного типа имеют большой запас плавучести,

Таблица 1.3

Краткая техническая характеристика ПБУ

Показатели	Буровые суда типа «1-НС», «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко»	ПБУ типа «Шельф», «Шельф-4», «Шельф-8»	СПБУ типа «Кольская»
Тип судна (установки)	Дизель-электроход	Полупогружная самоходная	Самоподъемная несамоходная
Глубина моря, м	60 – 300	90 – 200	20 – 100
Максимальная глубина бурения, м	6500	6000	6500
Автономность эксплуатации, сут	100	30	30
Буровая вышка:			
тип	ББП53-320	ББП53-320	ВБП54-320
грузоподъемность при оснастке 6×7, т	320	320	320
высота полезная (от пола буровой до низа подкронблочной балки), м	53	53	54
высота общая, м	57,2	57,2	58,5
масса, т	180,5	180,5	134,1
Лебедка:			
тип	«Ойлуэлл» Е-3000	ЛБУ-2000П	«Ойлуэлл» Е-3000
номинальная грузоподъемность, т	600	320	600
натяжение подвижного конца талевого каната при номинальной грузоподъемности, кН	414	341	414
диаметр талевого каната, мм	38	35	38
диаметр барабана, мм	893	835	893
длина барабана, мм	1575	1445	1575
число скоростей	4	4	4
средняя частота вращения подъемного вала лебедки, об/мин	I – 58; II – 108; III – 191; IV – 351	I – 83; II – 97; III – 133; IV – 264	I – 58; II – 108; III – 191; IV – 351
Система расстановки инструмента	АСП	КМСП	АСП
Длина бурильных свечей, м	27	27	27

буксируются совместно с оборудованием, инструментом и материалами к точке бурения. При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, корпус поднимается по опорам и фиксируется на расчетной высоте над уровнем моря.

СПБУ погружного типа используют в основном на мелководье. В результате заполнения водой нижних корпусов установки они погружаются на дно моря. Рабочая платформа находится над поверхностью воды.

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

БС имеют высокую маневренность и скорость перемещения, большую автономность по сравнению с ППБУ и поэтому применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря 1500 м и более.

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

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

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

Основные технические характеристики некоторых ПБУ приведены в табл. 1.3.

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

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

Строго говоря, конструкция скважины — это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно-устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения (изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.). На рис. 1.6, *а* представлен профиль скважины, а на рис. 1.6, *б* графически изображена рабочая схема ее конструкции. Вверху над каждым рядом обсадных колонн приведен их диаметр (в мм), а внизу — глубина установки (в м) и подъема цементного раствора обозначается штрихами, выше которых отмечена высота его подъема; иногда приводится номер долота.

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

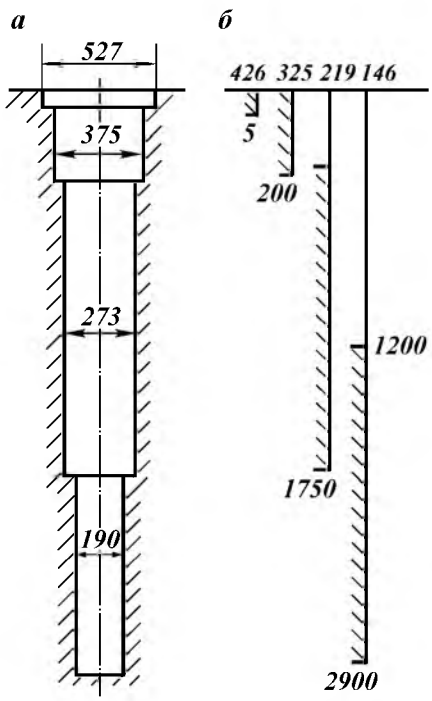


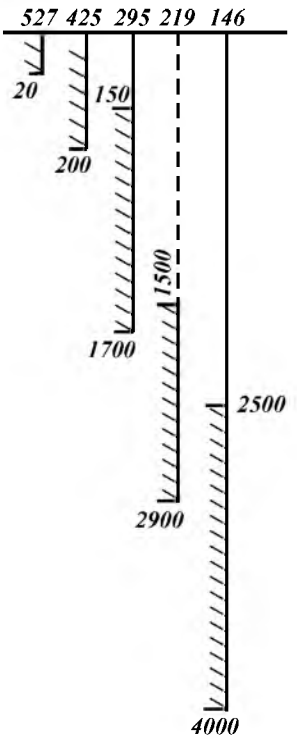
Рис. 1.6. Конструкция скважины

правление и кондуктор выбирают с учетом предупреждения растепления пород. Для предупреждения или устранения осложнений, возникающих или возможных при бурении, спускают промежуточную колонну. Их может быть несколько. Последняя колонна, предназначаемая для эксплуатации продуктивного горизонта, называется *эксплуатационной*. При подсчете числа колонн, спущенных в скважину, направление и кондуктор не учитываются.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется *хвостовиком* (потайной колонной). Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин (рис. 1.7).

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

При бурении глубоких скважин в сложных геологических условиях применяют многоколонные конструкции. Нередко выход долота из-под промежуточных колонн достигает 1500 м и более. В этих условиях в обсаженной скважине проводят большой объем буровых работ, значительно изнашиваются обсадные и бурильные трубы, уменьшается срок их службы. Для уменьшения износа применяют протекторные кольца. Протектор (рис. 1.8) состоит из двух взаимозаменяемых резиновых оболочек *2*, армированных металлическим каркасом, соединенных друг с другом при помощи клиновых соединительных штырей *1*. Внутри каркаса закреплена гибкая прокладка *3*, края которой завернуты внутрь. Металлический каркас *4* по поверхности обмазывается специальным клеем при обрезинивании. Конструкция протектора обеспечивает его самозаклинивание на бурильной трубе. Протекторы легко устанавливаются на бурильной трубе как над ротором во время спускоподъемных операций, так и на мостках буровой.



Протектор диаметром 114 мм устанавливается на любом участке трубы и самозаклинивается при движении протектора вдоль бурильной колонны вверх и вниз; протектор диаметром 140 мм устанавливается под замком бурильной трубы и самозаклинивается при движении протектора вдоль бурильной колонны вверх.

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

Рис. 1.7. Конструкция скважины с 219-мм хвостовиком

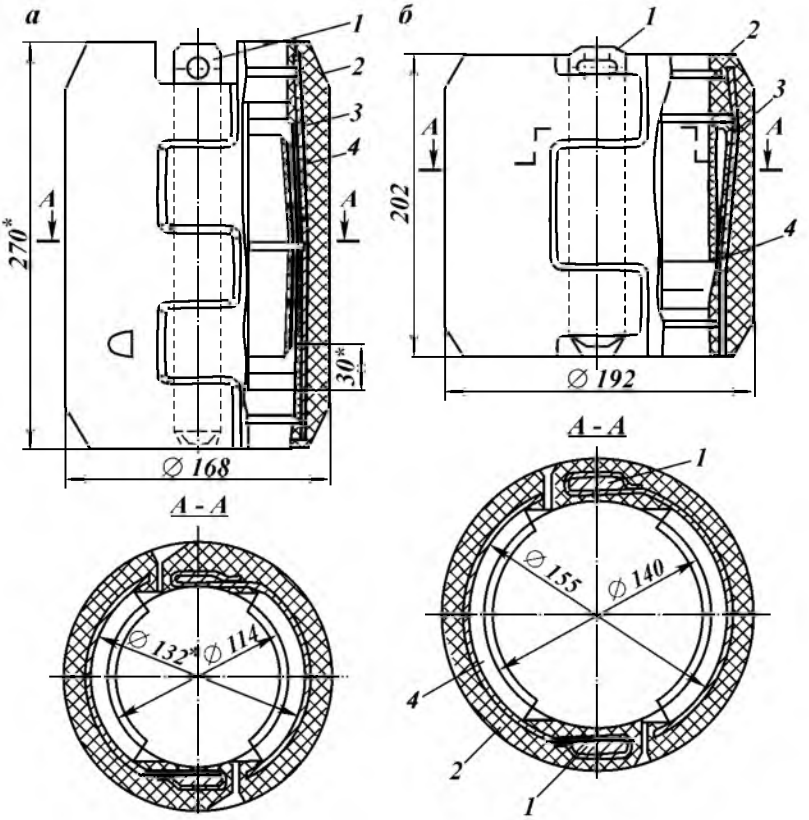


Рис. 1.8. Протектор самозаклинивающийся:
а — для бурильных труб диаметром 114 мм; *б* — для бурильных труб диаметром 140 мм

для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.

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

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

Глава 2

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В настоящее время весьма интенсивно изучаются нефте- и газосодержащие пласты. Большое значение для их изучения имели работы В.Н. Крестовникова, В.А. Зильберминца, И.А. Преображенского по разработке методики анализа физических свойств пород (1928—1931 гг.), А.Р. Архангельского и М.А. Жиркевич, В.П. Цоцхалова и других по исследованию вытеснения жидкостей из пористых сред.

Отечественные ученые (Л.Г. Гуревич, П.А. Ребиндер, Б.В. Дерягин, М.М. Кусаков) много сделали для развития научных основ физико-химии поверхностных явлений. М.М. Кусаков впервые использовал их исследования для развития физико-химии нефтяного пласта.

В 1934 г. впервые были обобщены результаты работ в области исследования физики нефтяного пласта Л.С. Лейбензоном, а в 1934 г. И.М. Муравьевым и Ф.А. Требиным. В настоящее время работы в области физики нефтяного и газового пластов (К.Г. Оркин, Ф.И. Котяхов, В.И. Гриценко, Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, А.И. Гужов и др.) ведутся широким фронтом, изучаются свойства нефтегазосодержащих пластов, флюидов (газ, нефть, пластовые воды, их взаимодействие), закономерности их изменения при высоких температурах и давлениях, закономерности их вытеснения из пористой среды, повышение коэффициента вытеснения газообразных и жидких углеводородов и др. Для этого привлекаются различные технологии, позволяющие управлять физическими процессами, происходящими в продуктивных пластах.

Физико-механические свойства горных пород

Газ, нефть и вода размещаются в коллекторах, приуроченных главным образом к осадочным породам. Наиболее распространенным минералом, формирующим коллекторы, является кремнезем. Нефтегазовые залежи приурочены также и к коллекторам, сложенным известняками; в составе горных пород, слагающих коллекторы, имеются глинистые минералы, полевые шпаты и другие материалы. Отмечены месторождения нефти и газа в коллекторах, сложенных различного типа сланцами, а также в трещинах изверженных пород (в последнем случае промышленных скоплений не известно).

Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различной величины, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Химический состав пород нефтяных и газовых месторождений может поэтому характеризоваться большим разнообразием компонентов.

Наличие коллектора, обладающего лишь поровым пространством, — недостаточное условие существования нефтегазовой залежи. Нефть и газ в промышленных объемах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления флюидов (антиклинальные складки, моноклинали, ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости, ловушки, образовавшиеся вследствие фациальных изменений пород, окружающих коллекторов и т.д.). Несмотря на безграничное многообразие условий залегания коллекторов нефти и газа, они могут характеризоваться некоторыми общими чертами строения для определенных групп месторождений, что позволяет учитывать основные особенности строения залежи.

Физические параметры пласта (расположение газа, нефти, воды, температура, давление), равно как и напряженное состояние горных пород, до вскрытия скважиной месторождения находятся в установившемся в течение геологического возраста состоянии. При разбуривании месторождения и с началом эксплуатации скважин установившиеся условия нарушаются. В этот период изменяются свойства пластовых флюидов, и в результате движения происходит их перераспределение в пористой среде. В коллекторах флюиды располагаются в соответствии с их плотностями — в верхней части газ, ниже нефть, затем вода, — однако часто вода все-таки остается в нефтяной и газовой частях пласта (Н.Т. Линдтроп, В.М. Михайлов). Эту воду называют *связанной*, или *остаточной*. Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до небольших величин (до содержания «вязкой» воды) в более высоких частях залежи.

Нефтегазоносные пласты изменяются по минералогическому составу, наличию включений по вертикали и горизонтали (без каких-либо закономерностей). Поэтому изменяются и физические свойства пласта.

Давление флюидов в пластах (пластовое давление) возрастает с увеличением глубины залегания коллектора; градиент давления, т.е. прирост давления на 1 м глубины, колеблется в широких пределах: от 5 до 15 кН/м^2 (1 бар = 10^5 Н/м^2 = 1 кг/см^2; 1 мН/м^2 = 10 кг/см^2). В газовой залежи давление одинаково по всей площади или незначительно меняется.

По мере углубления в недра Земли возрастает температура. На 1 °С температура повышается при углублении приблизительно на 33 м. Эта глубина называется геотермической ступенью. Однако в различных точках земли она меняется, причем значительно. Изменение температуры на 100 м углубления называют *геотермическим градиентом*.

Высокие давления и температуры существенно влияют на свойства, а также и на качественное состояние пластовых жидкостей и газов. В залежах, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами при наличии достаточного количества газа значительная часть нефти находится в виде газового раствора. Эти месторождения называются *газоконденсатными*.

Физические свойства горных пород в пластовых условиях в связи с высоким давлением также отличаются от их свойств на поверхности. Основные факторы, определяющие физико-механические свойства породы, следующие:

1) глубина залегания породы, определяющая величину давления, которое испытывает порода от веса вышележащей толщи (горное давление);

2) тектоника района;

3) стратиграфические условия залегания;

4) внутрипластовое давление и условия насыщения пор жидкостью.

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей следующие:

1) гранулометрический состав пород;

2) пористость пласта;

3) проницаемость пород коллектора;

4) удельная поверхность пород пласта;

5) карбонатность пород;

6) механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей;

7) насыщенность пород газом, нефтью и водой;

8) физические и физико-химические свойства газа, нефти и воды (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды и др.).

Геологическая информация является основой практически для всех вопросов проектирования и управления процессами строительства скважин. Характеристики пород и пластовых флюидов, слагающих разрез, во многом обусловливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия, вызова притока и др.

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

Основным методом изучения и корректировки разрезов следует считать исследование образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений службы при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ, лабораторное и промысловое изучение образцов — кернов, шлама, флюида пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д.

Отбор керна с помощью колонковых долот обеспечивается еще недостаточно качественно, и вынос его не превышает обычно 50—80 %.

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

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

Предположительно определить породы, проходимые в процессе бурения, можно по анализу шлама, в основе которого лежат определение гранулометрического состава шлама в буровом растворе и установление его минералогической характеристики. Для его определения применяют емкость с сетками (или сеткой) размером 1,0; 0,25 и 0,1 мм. Для непрерывного анализа бурового раствора В.Н. Смирновым был сконструирован специальный аппарат, в котором выходящий из скважины буровой раствор проходит через воронки с ситами, имеющими отверстия диаметром 1 мм. Подведенная вода смывает буровой раствор, очищает сита и поддерживает частицы шлама во взвешенном состоянии. Крупные обломки (> 1 мм) задерживаются в воронке, более мелкие частицы — на сите (0,1 мм). После взятия пробы шлама определяют содержание глины, песка визуально или весовым методом.

Анализ времени и характера срабатываемости буровых долот, изменения механической скорости бурения и проходки на долото (механический каротаж) предусматривает учет твердости проходимых пород и изменение в связи с этим технологических параметров. В практике за оценочный параметр принимают крепость горных пород. Применительно к бурению этот термин пока еще недостаточно уточнен. Считается, что при прочих равных условиях время бурения 1 м скважины прямо пропорционально коэффициенту крепости пород. Общепринятой качественной оценкой крепости горных пород считается следующая. Породы делят на крепкие, твердые, средние, слабые, мягкие. На разрезе скважины породы установленной крепости окрашиваются в различные цвета. Приблизительная оценка крепости горных пород может быть дана по М.М. Протодьяконову. В основе его классификации лежит физико-механическая характеристика горных пород с определенным коэффициентом крепости.

Совместно с данными кернового и шламового анализов описанным методом можно уточнить отдельные характеристики пород при заканчивании скважин.

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

При вскрытии пласта установившиеся условия нарушаются, изменяются свойства пластовых флюидов, их движение и перераспределение в пористой среде. Вода, нефть и газ располагаются в пласте обычно в соответствии с их плотностью. В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегает непосредственно над водой. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит (Н.Т. Линдтроп, В.М. Николаев). Это *остаточная* (связанная) вода. Ее количество может изменяться от долей процента до 70 % объема пор (т.е. до 20—25 % объема коллектора).

Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до значения содержания связанной воды в повышенных частях залежи, что, естественно, совершенно необходимо учитывать при заканчивании скважин (вскрытии пласта).

Физико-механические свойства пород-коллекторов

Нефть и газ аккумулируются в трещинах, порах и пустотах горных пород. Поры пластов малы, но их много, и они занимают объем, иногда достигающий 50 % общего объема пород. Нефть и газ обычно заключены в песчаниках, песках, известняках, конгломератах, являющихся хорошими коллекторами и характеризующихся проницаемостью, т.е. способностью пропускать через себя флюиды. Глины также обладают высокой пористостью, но они недостаточно проницаемы вследствие того, что соединяющие их поры и каналы очень малы, а флюид, находящийся в них, удерживается в неподвижном состоянии капиллярными силами.

Пористость зависит в основном от размера и формы зерен, степени их уплотнения и неоднородности. В идеальном случае (отсортированные однородные по размерам сферические зерна) пористость не зависит от размеров зерен, а определяется их взаимным расположением и может изменяться в пределах от 26 до 48 %. Пористость естественной песчаной породы, как правило, значительно меньше пористости фиктивного грунта, т.е. грунта, составленного из шарообразных частиц одинакового размера.

Песчаники и известняки имеют еще более низкую пористость из-за наличия цементирующего материала. Наибольшая пористость в естественном грунте присуща пескам и глинам, причем она возрастает (в отличие от фиктивного грунта) с уменьшением размера зерен породы, так как в этом случае их форма становится все более неправильной, а следовательно, и упаковка зерен — менее плотной. Ниже приведены значения пористости (в %) для некоторых пород.

Глинистые сланцы	0,5 – 1,4
Глины	6 – 50
Пески	6 – 50
Песчаники	3,5 – 29
Известняки и доломиты	0,5 – 33

С увеличением глубины вследствие повышения давления пористость горных пород обычно снижается. Пористость коллекторов, на которые бурят эксплуатационные скважины, изменяется в следующих пределах (в %):

Пески	20 – 25
Песчаники	10 – 30
Карбонатные породы	10 – 20

Карбонатные породы характеризуются обычно наличием различных по размеру трещин и оцениваются коэффициентом трещиноватости.

Одна из характеристик горных пород — гранулометрический состав, от которого во многом зависят другие физические свойства. Под этим термином понимается количественное содержание в породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции). Гранулометрический состав сцементированных пород определяется после их предварительного разрушения. Гранулометрический состав горных пород в известной мере характеризует их проницаемость, пористость, удельную поверхность, капиллярные свойства, а также количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Им руководствуются в процессе эксплуатации скважин при подборе фильтров, предотвращающих поступление песка, и т.д. Размер зерен большинства нефтеносных пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм. Однако обычно при изучении гранулометрического состава горных пород выделяют следующие категории размеров (в мм):

Галька, щебень	> 10
Гравий	10 – 2
Песок:	
грубый	2 – 1
крупный	1 – 0,5
средний	0,5 – 0,25
мелкий	0,25 – 0,1
Алевролит:	
крупный	0,1 – 0,05
мелкий	0,05 – 0,1
Глинистые частицы	< 0,01

Частицы размером примерно до 0,05 мм и их количество устанавливают методом рассева на наборе сит соответствующего размера с последующим взвешиванием остатков на ситах и определением отношения (в %) их массы к массе первоначальной пробы. Содержание же более мелких частиц определяется методами седиментации.

Неоднородность пород по механическому составу характеризуется коэффициентом неоднородности — отношением диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60 % по массе от всей массы песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10 % по массе от всей массы песка (d_{60}/d_{10}). Для «абсолютно» однородного песка, все зерна которого одинаковы, коэффициент неоднородности $K_н = d_{60}/d_{10} = 1$; $K_н$ для пород нефтяных месторождений колеблется в диапазоне 1,1 – 20.

Способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы называется проницаемостью. Все горные породы в той или иной степени проницаемы. При существующих перепадах давления одни породы непроницаемы, другие проницаемы. Все зависит от размеров сообщающихся пор и каналов в породе: чем меньше поры и каналы в горных породах, тем ниже их проницаемость. Обычно проницаемость в перпендикулярном к напластованию направлению меньше его проницаемости вдоль напластования.

Поровые каналы бывают сверх- и субкапиллярными. В сверхкапиллярных каналах, диаметр которых более 0,5 мм, жидкости движутся, подчиняясь законам гидравлики. В капиллярных каналах с диаметром от 0,5 до 0,0002 мм при движении жидкостей проявляются поверхностные силы (поверхностное натяжение, капиллярные силы прилипания, сцепления и т.д.), которые создают дополнительные силы сопротивления движению жидкости в пласте. В субкапиллярных каналах, имеющих диаметр менее 0,0002 мм, поверхностные силы настолько велики, что движения в них жидкости практически не происходит. Нефтяные и газовые горизонты в основном имеют капиллярные каналы, глинистые — субкапиллярные.

Между пористостью и проницаемостью горных пород прямой зависимости нет. Песчаные пласты могут иметь пористость 10 – 12 %, но быть высокопроницаемыми, а глинистые при пористости до 50 % — оставаться практически непроницаемыми.

Для одной и той же породы проницаемость будет изменяться в зависимости от количественного и качественного состава фаз, так как по ней могут двигаться вода, нефть, газ или их смеси. Поэтому для оценки проницаемости нефтесодержащих пород приняты следующие понятия: абсолютная (физическая), эффективная (фазовая) и относительная проницаемость.

Абсолютная (физическая) проницаемость определяется при движении в горной породе одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутст-

вии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой при полном заполнении пор породы газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) проницаемость — это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой жидкой или газообразной фазы. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная проницаемость — отношение эффективной проницаемости к физической.

Значительная часть коллекторов неоднородна по текстуре, минералогическому составу и физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Иногда обнаруживаются существенные различия физических свойств на небольших расстояниях.

В естественных условиях, т.е. в условиях действия давлений и температур, проницаемость кернов иная, чем в атмосферных условиях, часто она необратима при создании в лаборатории пластовых условий.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти и газа в пласте определяются объемом трещин. Эти залежи приурочены, главным образом, к карбонатным, а иногда — к терригенным породам.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается.

Коэффициент трещиноватости

$$K_т = 85\,000\, b^2 m_т,$$

где b — раскрытость трещины; $m_т$ — трещинная пористость в долях единицы.

Проницаемость характеризуется коэффициентом проницаемости:

$$k = Q\,\mu\, L/\Delta p \cdot F. \tag{2.1}$$

При измерении проницаемости пород газом в формулу (2.1) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \overline{Q}_г \mu L/\Delta p \cdot F, \tag{2.2}$$

где $\overline{Q}_г$ — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению $\overline{p}$ в образце; μ — вязкость газа; L и F длина и площадь поперечного сечения образца.

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$|L| = $ м; $|F| = $ м^2; $|Q| = $ м^3/с;

$|p| = $ Н/м^2; $|\mu| = $ Н·с/м^2.

При $L = 1$ м, $F = 1$ м^2, $Q = 1$ м^3/с, $p = 1$ Н/м^2 и $\mu = $ Н·с/м^2 получим значение коэффициента проницаемости $k = 1$ м^2.

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (2.1), получим

$$|k| = \frac{\text{м}^3 \frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2} \text{м}}{\text{с}\ \text{м}^2 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}} = \text{м}^2. \tag{2.3}$$

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 $м^2$ принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 $м^2$ и длиной 1 м при перепаде давления 1 $Н/м^2$ расход жидкости вязкостью 1 $Н·с/м^2$ составляет 1 $м^3/с$.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей дарси, которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 $м^2$.

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 $см^2$ и длиной 1 см при перепаде давления 1 $кг/см^2$ расход жидкости вязкостью 1 сПз (сантипуаз) составляет 1 $см^3/с$. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД).

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до 2—3 Д и редко бывает выше.

Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые.

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство.

Керны, отобранные из скважин, недостаточно характеризуют строение пород и изменение их физических свойств по залежи. Исследования условий залегания пород, проведенные на многочисленных естественных отложениях пластов и в песчаных карьерах и нефтяных шахтах, показывают, что они имеют крайне сложный характер строения и по вертикали и по горизонтали. В породе легко обнаруживаются многочисленные пропластки и жилы глинистого материала с самой различной ориентацией в пространстве.

Обычно во всех направлениях наблюдаются изменения структуры, состава, строения и физических свойств пород. Сложность строения песчаников и других твердых пород усугубляется наличием многочисленных микротрещин, ориентированных преимущественно поперек и вдоль напластования пород. В результате столь сложного строения даже рядом залегающие небольшие участки пласта могут иметь практически любое соотношение проницаемости. Однако для большинства пластов можно установить некоторые общие черты их строения.

Неоднородность физических свойств пород начинается с микронеоднородного характера строения поровых каналов всех природных нефтяных и газовых коллекторов.

Иногда микронеоднородные породы слагают весь пласт на некоторых участках той или иной длины без заметных изменений общих физических свойств (проницаемости, пористости и т.д.). Такие пласты или участки пластов принято называть однородными. Большинство же пород-коллекторов

имеет более сложное строение. Как правило, большинство нефте- и газосодержащих пород имеет слоистое строение. Причем толщины пропластков и физические свойства пород, слагающих их, могут различаться в очень широких пределах.

Чаще всего проницаемость пласта в перпендикулярном к напластованию направлении меньше его проницаемости вдоль напластования. Это связано с характером отложения частиц в процессе осадконакопления.

Условия осадконакопления, последующие процессы уплотнения пород и их цементации, переотложение солей и цементирующих веществ и многие другие процессы, связанные с изменением строения пород и геометрии их порового пространства, способствовали образованию пластов, имеющих неоднородные физические свойства пород по площади залегания: значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали. В естественных условиях наблюдается безграничное разнообразие форм неоднородности.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин. Число нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к трещинным коллекторам, в нашей стране и за рубежом продолжает нарастать, и поэтому проблема изучения свойств трещинных коллекторов приобрела актуальное значение. Емкость трещинного коллектора обусловливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Пористость блоков обычно невелика (2—10 %).

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13—15 %) полезной емкости трещинного коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная пористость оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств, обусловливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно разделить на следующие основные виды.

1. ***Коллекторы кавернозного типа.*** Емкость пород слагается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. ***Коллекторы трещиноватого типа.*** Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 5—10 мк. Такие виды коллекторов пока мало распространены.

3. ***Коллекторы смешанные,*** представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещинного или кавернозного коллекторов

с нормальными. Коллекторы этого вида, по-видимому, широко распространены.

Для определения трещинной пористости применяют методы изучения шлифов, измерения объема трещин путем насыщения керна жидкостями и др.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в породе обычно присутствуют две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для какой-нибудь одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается, и при водонасыщенности, составляющей примерно 80 %, движение нефти прекращается.

Под *удельной поверхностью* частиц породы понимают суммарную площадь поверхности частиц в единице объема породы. При плотной укладке мелких частиц породы их удельная поверхность достигает больших значений. Действие молекулярных сил, адсорбционная способность пород и наличие связанной воды зависят от удельной поверхности смачивания горных пород жидкостью при наличии огромного количества капиллярных и субкапиллярных пор и каналов в пласте.

Представление о размерах площади поверхности каналов и пор можно составить по площади поверхности фиктивного грунта в единице объема. Если в 1 м^3 породы принять n — число песчинок, f — площадь поверхности одной песчинки, V — объем песчинки, m — пористость, d — диаметр песчинок, то будем иметь:

$$f = \pi d^2; \quad V = \pi d^3/6; \quad n = (1 - m)/V.$$

Тогда суммарная площадь поверхностей песчинок в 1 м^3 горной породы

$$S = nf\frac{(1-m)}{V}\pi d^2 = \frac{6(1-m)\pi d^2}{\pi d^3} = \frac{6(1-m)}{d}.$$

При $m = 0{,}2$, $d = 0{,}1$ мм суммарная площадь $S = 48\,000$ м^2/м^3.

При диаметре песчинок менее 0,1 мм значение S стремительно возрастет; тогда количество нефти, только смачивающей эту поверхность, составит весьма существенный объем. Эта нефть без дополнительных воздействий на пласт не извлекается.

Удельная поверхность имеющих промышленное значение нефтегазосодержащих пород колеблется в пределах от 40 000 до 230 000 м^2/м^3. Для оценки удельной поверхности частиц существуют различные методы, большая часть которых основана на прохождении замеряемого объема воздуха через соответствующих размеров образец при некотором (фиксированном) перепаде давления в течение времени, которое подлежит определению.

Для практических целей удельная поверхность (в м^2/м^3) нефтесодержащих пород может быть оценена по формуле

$$S_1 = 7 \cdot 10^5 m\sqrt{m}/\sqrt{k}, \qquad (2.4)$$

где m — физическая проницаемость, доли единиц; k — коэффициент проницаемости, мкм^2.

Механические свойства горных пород. Из всех свойств горных пород наибольшее значение для бурения имеют твердость, прочность (пределы

прочности на сжатие, изгиб, разрыв, скол, сдвиг и др.), упругость, пластичность, хрупкость.

Горные породы, имеющие указанные свойства, сопротивляются внедрению в них разрушающего инструмента и разрушению; пластичность глин и солей объясняет «вытекание» их в скважину, недостаточная прочность скелета пласта приводит к его гидроразрыву и т.д. Пластические свойства горных пород изучены еще недостаточно, однако механика разрушения горных пород уже обладает некоторыми закономерностями, позволяющими их учитывать, что весьма важно при заканчивании скважин и их последующей эксплуатации.

Упругие свойства (в соответствии с законом Гука) оцениваются коэффициентом объемной упругости пористой среды β (в 1/Па):

$$\beta = \Delta V_{\text{пор}}/V_0\,\Delta p, \tag{2.5}$$

где $\Delta V_{\text{пор}}$ — изменение объема пор керна при изменении давления на Δp; V_0 — объем керна.

Этот коэффициент характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 МПа. Для нефтесодержащих пластов β изменяется в диапазоне $(0{,}3-2)\cdot10^{-4}$ 1/МПа, т.е. на каждый 0,1 МПа уменьшения давления объем пор в породе изменяется в пределах от 1/330 000 до 1/50 000 своего первоначального значения.

Одна из важнейших геологических характеристик — *пластовое давление*, создаваемое в порах породы пласта водой, нефтью или газом. Оно называется также *внутрипластовым* давлением.

Имеются залежи, где давление флюидов превышает обычное (близкое к гидростатическому) в 1,3—1,6 раза и даже достигает горного давления. Такое давление называют *аномально высоким пластовым давлением* (АВПД). В случае АВПД жидкость или газ в поровом пространстве пород пласта находится частично под действием горного давления. На АВПД влияет также повышение температуры окружающих пород. В случае замкнутого резервуара оно может быть очень высоким — вероятно, выше горного. Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500—4000 м сравнительно невелико и не превышает 10—15 %. При дальнейшем увеличении глубин содержание флюидных скоплений с АВПД возрастает. По мере роста глубины залегания абсолютное давление в пласте повышается.

Отношение пластового давления $p_{\text{пл}}$ к давлению столба пресной воды $p_{\text{в}}$ на данной глубине принято называть коэффициентом аномальности:

$$a = p_{\text{пл}}/p_{\text{в}}. \tag{2.6}$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5—2,0 и выше. Очень часто при бурении скважин встречаются пласты с пониженными давлениями.

Другая важная характеристика — пластовая температура. С глубиной температура растет, и в среднем этот рост составляет примерно 1 °С на 33 м. Однако опыт бурения скважин подтверждает значительные отклонения от средних значений. В процессе циркуляции бурового раствора температуры по стволу скважины несколько выравниваются. Температурный фактор важен при выборе буровых и тампонажных растворов, при

их химической обработке. Он влияет на многие технологические процессы и оборудование.

Многие глинистые составляющие горных пород при фильтрации воды или контакте с нею способны набухать, что приводит иногда к значительному уменьшению проницаемости пористой среды со временем.

Предполагается, что процесс набухания глин носит осмотический характер и происходит часто из-за разницы в концентрации солей в поровом растворе и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц пород, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде (в том числе и в связанной воде диффузных оболочек частиц), а также от минералогического и гранулометрического состава пород, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий, соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц, подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Способность вызывать набухание глин у различных катионов неодинаковая и может быть представлена в следующей последовательности:

$$Li > Na > K > Mg > Ca > Sr > Ba > Al > Fe.$$

Наибольшее набухание происходит обычно при замене двухвалентных катионов одновалентными.

В тесной связи с набуханием глинистых частиц находится размокание породы, сопровождающееся уменьшением ее прочности, что объясняется ослаблением внутренних связей при набухании глинистых составляющих породы. Набухание и размокание, по-видимому, определяются одними и теми же факторами. Размокание глин разреза часто происходит и при вскрытии их скважиной. При размокании эти глины распадаются на мелкие чешуйки.

Термические свойства горных пород характеризуются теплоемкостью, коэффициентом теплопроводности λ или удельного теплового сопротивления $\varepsilon = 1/\lambda$ и коэффициентом температуропроводности a. С увеличением пористости, влажности и температуры теплоемкость пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы $0{,}63-1{,}0$ кДж/(кг·град) ($0{,}15-0{,}24$ ккал/(кг·град)).

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением плотности пород и их влажности и уменьшается с ростом пористости пород. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств — в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$a = \lambda/c\rho,$$

где a — коэффициент температуропроводности, $м^2/с$; λ — коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град); c — удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·град); ρ — плотность породы, $кг/м^3$.

Температуропроводность горных пород повышается с увеличением пористости и влажности. В нефтенасыщенных породах она ниже, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород несколько выше, чем поперек напластования.

Состав и физические свойства пластовых флюидов и минерализация подземных вод

Пластовые воды весьма существенно влияют на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды — постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют важную роль в поисках, формировании и разработке залежей.

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

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, pH, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов — бактериологический или микробиологический. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен $г/м^3$ в пресной воде до 300 $кг/м^3$ в концентрированных рассолах.

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

Главные химические компоненты в подземных водах: хлор-ион Cl^-, сульфат-ион SO_4^{2-}, гидрокарбонатный и карбонатный ионы HCO_3^- и CO_3^{2-}, а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: натрия Na^+, кальция Ca^{2+}, магния Mg^{2+}, железа Fe^{2+} и SiO_2 (в коллоидном со-

стоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принятая форма химического анализа воды — ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

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

При оценке подземных вод (для питания паровых котлов, хозяйственных целей и т.д.) следует обращать внимание на жесткость воды, под которой понимают свойство воды, обусловленное содержанием в ней солей кальция и магния: $Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$, $CaSOH$, $CaCO_3$, $CaCl_2$, $MgCl_2$. Различают жесткость общую, характеризующуюся присутствием солей Ca и Mg, постоянную, обусловленную содержанием солей Ca и Mg, за исключением бикарбонатов, и временную, определяемую наличием бикарбонатов Ca и Mg. Временная жесткость воды может быть найдена по разности общей и постоянной. Кипяченая вода характеризуется только постоянной жесткостью. По О.А. Алексину, природные воды по жесткости разделяются на следующие типы: очень мягкие, умеренно жесткие, жесткие и очень жесткие.

В связи с большим разнообразием природных вод многими исследователями были предложены различные системы классификации вод на основе тех или иных признаков. Большинство классификаций основано на химическом составе природных вод и количественных соотношениях между отдельными компонентами растворенных в воде веществ. Наиболее интересные классификации предложены В.И. Вернадским, В.А. Александровым, В.А. Сулиным, Пальмером.

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

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

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

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

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности, последние под-

разделяются на четыре генетических типа: I — сульфатно-натриевые; II — гидрокарбонатно-натриевые; III — хлормагниевые; IV — хлоркальциевые. Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливают по отношению эквивалентов отдельных ионов.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, каждый тип вод подразделяется на группы: А — гидрокарбонатные, Б — сульфатные, В — хлоридные. Группы, в свою очередь, подразделяются на классы и подгруппы. Воды относят к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

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

Физические и физико-химические свойства пластовых флюидов нефти

В пластовых условиях газ, нефть, вода и их смеси в зависимости от их состава, температуры и давления могут находиться в газообразном, жидком состоянии или в виде газожидкостных смесей. Газ в большом количестве, а также часть жидких углеводородов в виде паров могут находиться в верхней части структуры.

Высокие давления увеличивают плотность газа, и в сжатом газе создаются условия для растворения нефти. При значительном количестве газа вся нефть может оказаться растворенной. Если же газа мало по сравнению с объемом нефти, то при достаточно высоком давлении газ может полностью раствориться в нефти, образуя однофазную (жидкую) смесь. Поэтому газонефтяные залежи разделяются на чисто газовые, газонефтяные (с газовой шапкой и нефтяной оторочкой), нефтяные (с различным содержанием попутного газа) и газоконденсатные.

В пластовых условиях физико-химические свойства нефтей определяются их химическим составом, что обусловливает некоторые особенности эксплуатации нефтяных месторождений (наличие парафина, смол, ПАВ и т.д.).

По элементарному составу большинство нефтей более чем на 99 % состоят из углерода и водорода. Присутствуют также кислород, азот, сера (иногда в больших количествах), в очень малых количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний.

В нефтях наиболее широко представлены углеводороды метанового или парафинового ряда (C_nH_{2n+2}) и полиметиленовые углеводороды или нафтены (C_nH_{2n}). Почти всегда в нефтях присутствуют ароматические углеводороды. Количество нафтеновых кислот, асфальтенов, смол незначительно. На свойства поверхностей раздела в пласте и на распределение жидкостей и газов в поровом пространстве пласта существенно влияют наличие кислорода и серосодержащие вещества, что обусловливается высокой поверхностной активностью большинства кислород- и серосодержащих соединений нефти.

Парафин не растворяется в воде, но растворяется в эфире, хлороформе, бензоле, минеральных маслах. Плотность чистого парафина колеблется от 907 до 915 кг/м^3 при температуре 15 °С.

Парафины имеют состав $C_{17}-C_{35}$ с температурой плавления 27—71 °С. Нефтяные церезины имеют состав $C_{36}-C_{55}$; температура их плавления 65—88 °С. Церезин и парафин имеют различные химические свойства. В нефтепромысловой практике известно несколько различных способов преду-

преждения отложений парафинов на стенках труб и борьбы с этим осложнением.

Кислород содержится в смолистых и кислых веществах нефти (нафтеновые и жирные кислоты, фенолы). Нафтеновые кислоты (их содержание в нефтях не превышает 2 %) имеют общую эмпирическую формулу $C_nH_{2n-2}O_2$. Они представляют собой либо жидкие, либо кристаллические вещества, мало растворимые в воде и имеющие высокую плотность. В присутствии воды при повышенной температуре нафтеновые кислоты вызывают коррозию оборудования.

Содержание фенолов, жирных кислот и их производных в нефти не превышает 5—10 % от содержания нафтеновых кислот.

Нефти СНГ содержат серу в количестве от долей процента до 5—6 %. Она входит в состав различных сернистых соединений, но встречается и в свободном состоянии. Из органических сернистых соединений в нефтях обнаружены меркаптаны (R = SH), сульфиды, дисульфиды и др. Все эти соединения в нефти — вредные примеси.

Асфальтосмолистые вещества нефти в нефтях содержатся в пределах от 1 до 40 %. Это высокомолекулярные органические соединения, в состав которых входят углерод, водород, кислород, сера и азот. Составляющие асфальтосмолистых веществ различаются по физическим свойствам. Плотность асфальтосмолистых веществ нефти колеблется от 1000 до 1070 кг/см^3.

По содержанию серы нефти делятся на два класса: малосернистые (при содержании серы не более 0,5 %) и сернистые (содержание серы превышает 0,5 %).

Нефть обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Она определяется коэффициентом сжимаемости $\beta_н$ (м^2/Н):

$$\beta_н = \frac{1}{V} - \frac{\Delta V}{\Delta p},$$

где V — исходный объем нефти, м^3; ΔV — изменение объема нефти, м^3; Δp — изменение давления, Н/м^2.

Коэффициент сжимаемости зависит от состава нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенного газа, имеют низкий коэффициент сжимаемости $(4-7)\cdot10^{-10}$ м^2/Н. Нефти со значительным содержанием растворенного газа характеризуются повышенным коэффициентом сжимаемости.

Вязкость нефтей уменьшается с увеличением количества газа, температуры; увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. Практические значения вязкости нефтей в пластовых условиях различных месторождений изменяются в широких пределах: от многих сотен мН·с/м^2 до десятых долей мН·с/м^2 (от нескольких пуаз до десятых долей сантипуаза).

Газы. В нефтяном месторождении совместно с нефтью содержится газ; он может быть в растворенном состоянии или в виде свободного газа. Эти газы называются попутными (нефтяными). Углеводородные газы, залегающие в пластах, не содержащих нефть, называют природными (свободными), а месторождения — чисто газовыми.

Известны залежи с растворенным газом в пластовых водах; они пока практически не разрабатываются (кроме Японии и Китая).

Таблица 2.1

Физико-химические свойства алканов

Показатели	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Нормальный бутан	Изопентан	Нормальный пентан	Гексан
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}	C_6H_{14}
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	72,151	72,151	86,178
Массовая доля углерода, %	74,87	79,96	81,80	82,66	82,66	83,23	83,23	83,62
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	521	278	189	143	143	115	115	96
Температура кипения при 0,1013 МПа, °С	−161,3	−88,6	−42,2	−10,1	−0,5	+28,0	+36,2	+69,0
Критические параметры:								
температура, К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2	461,0	470,4	508,5
абсолютное давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,3	3,4	3,9
плотность, кг/м^3	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2	–	232,0	–
удельный объем, м^3/кг	0,0062	0,0047	0,0044	0,0043	0,0044	–	0,0043	–
Плотность газа при 0,1013 МПа и 0 °С, кг/м^3	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,220	3,220	3,880
Относительная плотность газа по воздуху	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488	2,488	2,972
Удельный объем газа при 0,1013 МПа и 0 °С, кг/м^3	1,400	0,746	0,510	0,385	−0,385	0,321	0,321	0,258
Удельная теплоемкость при 0,1013 МПа и 273 К, Дж/(кг·К):								
газа при постоянном давлении	2220	1729	1560	1490	1490	1450	1450	1410
газа при постоянном объеме	1690	1430	1350	1315	1315	1290	1290	1272
Температура воспламенения с воздухом, °С	680−750	530−605	510−580	475	475	–	–	–

Среди природных углеводородов выделяют три основные группы (Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов).

1. Метановые парафиновые углеводороды (алканы) с общей формулой C_nH_{2n+2}. Это предельные насыщенные соединения. Эти газы, как правило, состоят на 90—98 % из метана (CH_4). Среди тяжелых газообразных углеводородов в составе природного газа преобладают этан и пропан; в меньших количествах содержатся бутан, пентан, гептан и более тяжелые углеводороды. Они образуют с метаном единый гомологический ряд, и их называют гомологами метана. Бутан и более тяжелые углеводороды имеют изомеры. Некоторые физико-химические свойства алканов приведены в табл. 2.1.

2. Нафтеновые углеводороды — алкены (цикланы) с общей формулой C_nH_{2n}. Это непредельные соединения. Но благодаря замыканию углеводородной цепи в кольцо они имеют насыщенный характер. Среди тяжелых газообразных углеводородов непредельные углеводороды (алкены) обнаруживаются в виде следов или в небольших количествах. Среди них часто встречается этилен C_2H_2. В эту же группу входят пропилен C_3H_6 и бутилен C_4H_8. При атмосферном давлении все они газы.

3. Ароматические углеводороды, или арены, с простейшей формулой C_nH_{2n-6} содержат в своем составе ароматическое ядро бензола. Они часто входят в состав конденсата газоконденсатных месторождений.

Природные газы состоят из углеводородов метанового ряда, а также азота (N_2), углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), инертных газов: гелия (He), аргона (Ar), криптона (Kr), ксенона (Xe); ртути. Содержание метана часто превышает 85—98 %. Содержание азота в природном газе не превышает 10 % (обычно 2—3 %); содержание углекислого газа меняется от долей процента до 10—25 %. Количество сероводорода колеблется от 0 до 20 % (иногда больше).

Природные газы подразделяют на:

сухой газ с небольшим содержанием тяжелых углеводородов, добываемый из чисто газовых месторождений;

смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина, добываемую вместе с нефтью;

сухой газ и жидкий углеводородный конденсат, добываемые из газоконденсатных месторождений. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, являющихся ценнейшим сырьем нефтехимической и химической промышленности.

Метан очень устойчив. Он может сохраняться без изменений сотни миллионов лет. При утечке метана и достижении его концентрации (по объему) в воздухе 5,35 % любая искра вызывает взрыв. Метан и его гомологи растворяются в воде и нефти. Его растворимость растет с повышением давления. Вязкость газов в зависимости от изменения параметров, характеризующих их состояние, изменяется сложным образом. Динамическая вязкость μ газа связана с его плотностью $\rho_г$, средней длиной свободного пути λ и средней скоростью молекул $\overline{v}$:

$$\mu = \rho\overline{v}\lambda/3.$$

Эта формула определяет зависимость динамической вязкости газа от давления и температуры, так как при повышении давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их остается постоянной. С увеличением температуры вязкость газа возрастает.

Глава 3
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Классификация долот для сплошного бурения

Современные долота для сплошного бурения различаются по воздействию на забой и по своему конструктивному исполнению. Все долота для сплошного бурения по характеру воздействия разделяются на три основные группы:

1) долота лопастные, режущие и скалывающие породу;

2) долота шарошечные со слабо коническими (почти цилиндрическими) шарошками, одновременно скалывающие и дробящие породу;

3) долота с коническими шарошками, вершины которых лежат у центра долота или вблизи нее, собираемые на лапах с консольными цапфами, главным образом дробящие породу;

4) одно-, двух-, трех-, четырехшарошечные.

Горные породы разрушаются долотами различных типов и моделей и расширителями. При бурении скважин наибольшее распространение получили шарошечные долота. Ими ежегодно выполняются около 90 % объема проходки в Российской Федерации и за рубежом. В зависимости от числа рабочих органов шарошечные долота бывают одно-, двух-, трех-, четырех-, шести- и многошарошечные. Наиболее распространен трехшарошечный вариант долота. Конструкция такого долота отличается наилучшей вписываемостью в круглое сечение скважин трех конических шарошек, обеспечивающих оптимальное центрирование и устойчивость долота и т.д.

3.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Простейшая конструкция корпусного трехшарошечного долота (в отличие от секционного и бескорпусного) с центральной промывкой показана на рис. 3.1, *а* (без сопел) и на рис. 3.1, *б* (с соплами).

Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса *1*, лап *2*, узла опор, включающего цапфу *3* и подшипники *4—6*, шарошек *7* и очищающего или промывочного узла. В состав последнего могут входить сопла *8* и *9*, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы *10* (рис. 3.1, *б*), просверленные в корпусе *1*. Верхняя часть *11* корпуса обычно называется присоединительной головкой, так как она служит для присоединения к переводнику или нижнему концу бурильной колонны. В данном случае она выполнена в виде муфты с внутренней конической резьбой *12*.

На нижней части корпуса *1* обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы *2* со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу *1* прочными сварными швами.

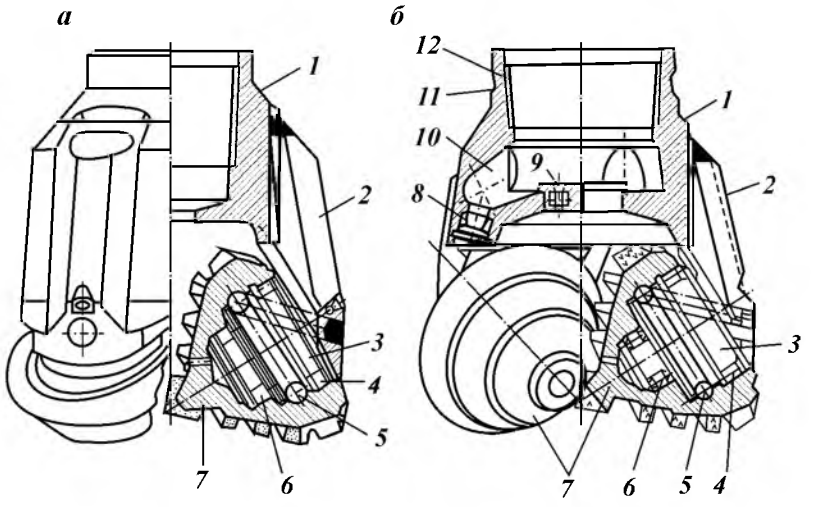


Рис. 3.1. Корпусное шарошечное долото:
а – ДЗ94С; *б* – ДЗ94Г

Конструкция, показанная на рис. 3.1, характерна для отечественных долот диаметром 394 мм и более; большинство трехшарошечных долот выполняются секционными. Внешний вид и внутренние элементы секционного трехшарошечного долота показаны соответственно на рис. 3.2 и 3.3.

Секционное шарошечное долото собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку *1*, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба (см. рис. 3.2). Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап *3*. На наружной поверхности лап *3* предусмотрены приливы *12*, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы («бобышки») *2* под промывочные сопла (насадки) *10*.

В СНГ сопла изготовляют обычно из металлокерамического материала. Сопла *10* закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном случае стопорного кольца *9*). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо пролива *2*) обеспечивается обычно резиновым уплотнением *13*. Козырек *7* лапы обычно (как и в приведенном случае) защищается антиабразивным покрытием *8*, приближенным к торцу *4* шарошки и ее тыльной части *6*, называемой часто обратным конусом. На тыльной части *6* шарошки также наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью *5*, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой *28*.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец *22*, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует стенку скважины. Средние *21* и привершинные *20* венцы принято называть основными. Основными конусами шарошек условно именуют конические поверхности,

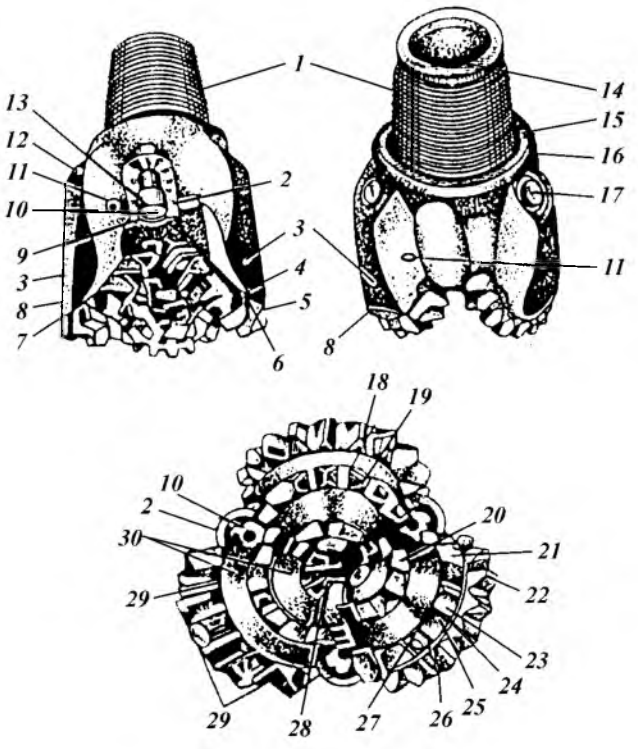


Рис. 3.2. Секционное трехшарошечное долото типа XV

находящиеся не на тыльной, а на передней (основной) стороне шарошки, ближе к вершине; от них начинают построение шарошки. Различают также промежуточные дополнительные конусы, расположенные между основным и обратным конусом в двух- и трехконусных шарошках.

Часть конуса *16* шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой *30*. Если она выполняется в виде узкого, но значительного углубления между венцовыми поясками, над которыми выступают рабочие породоразрушающие элементы, то в этом случае ее иногда называют кольцевой канавкой.

Стальной выфрезированный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом или реже зубцом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого обычно карбидовольфрамового порошка) — зубком или штырем *29* (см. рис. 3.2). Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой *23*. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезировкой.

Нижняя часть *18* зуба — основание, а верхняя *19* — вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность *26* зуба, обращенную к периферии — к периферийному венцу шарошки, принято называть обычно наружной стороной, а поверхность *27*, обращенную к вершине, — внутренней стороной зуба. Поверхность *25*, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей или передней гранью (реже передней стороной или передним

крылом зуба), а поверхность *24*, направленная в противоположную сторону, — тыльной или задней гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки *1* выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки *1*, принято называть внутренней полостью *14* долота, а заплечики *15* — упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На рис. 3.2 видны также крышка *17* компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан *11* автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки.

Внутренние элементы долота показаны на рис. 3.3, *а* и *б*, а крышка или пробка *20* компенсатора *25* — на рис. 3.3, *б*. Опора шарошки долота обычно состоит из консольной цапфы *2*, составляющей единое целое с лапой *15*, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника *12*. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход *16*, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем *18*. Эта деталь имеет форму штыря, а выполняет роль пробки, заходящей в проход *16* и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки *10*.

В пальце *18* на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез *17*, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с

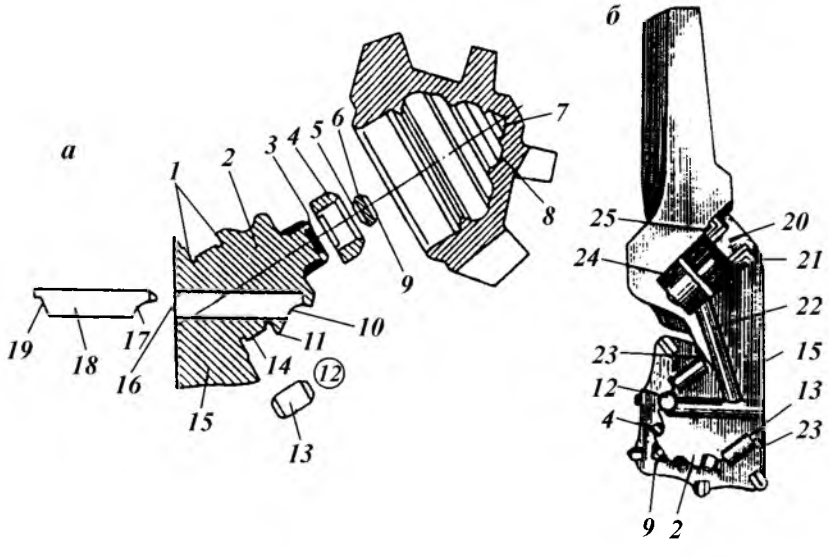


Рис. 3.3. Внутренние элементы шарошечного долота:
а — элементы опоры шарошки; *б* — секция долота с герметизированной опорой

цапфой) профилю внутренней беговой дорожки *10* замкового подшипника, а на другом — канавка *19* под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих отечественных и зарубежных долот состоит из беговой дорожки *14*, роликов *13* и направляющих плоскостей *1*. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком *11*.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой *4*, которая впрессовывается в гнездо *8*, высверливаемое в шарошке. Втулку *4* часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) *3* и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник *9* в виде планшайбы с накаткой *6* по боковой поверхности и со шлифованным днищем *5*. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо *7*, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой *4* или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку *4* и подпятник *9*.

В случае, если опора долота герметизирована (см. рис. 3.3, *б*) в ее состав чаще всего включают также сальниковое уплотнение *23*, гибкую диафрагму *21* (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) *24*, каналы для смазки *22* и крышку или пробку *20*, перекрывающую полость резервуара *24*.

В Российской Федерации для бурения нефтяных скважин выпускаются одно-, двух- и трехшарошечные долота.

Одношарошечные долота. Эти долота разработаны в СевКавНИПИ. Все они относятся к одному классу (с твердосплавным вооружением) и одному типу С3 (по прежнему обозначению С1) — для средних, преимущественно карбонатных, хрупких пород, таких как доломиты, конгломераты, известняки и др.

По своим конструктивным особенностям они разделяются на модификации (рис. 3.4, *а—г*). Одношарошечное долото состоит из корпуса с присоединительной головкой, лапы и сферической шарошки. Промывочное устройство в виде сквозного периферического отверстия просверливается

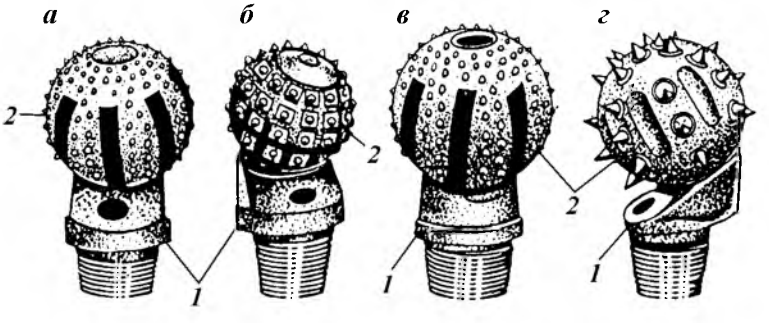


Рис. 3.4. Модификация отечественных одношарошечных долот:
а — основная (серийная); *б* — с кольцевыми расточками на шарошке; *в* — с нижней промывкой; *г* — с коническими зубками; *1* — корпус долота; *2* — шарошка

в лапе недалеко от основания цапфы, направляющего струю раствора по касательной к поверхности шарошки.

Корпус выполнен с утолщенной консольной лапой, изготовляемой с цапфой, ось которой наклонена под углом 30° к оси долота.

Опора включает два шарикоподшипника, один из которых выполняется замковым, и два подшипника скольжения. В новом долоте основные нагрузки несут шарикоподшипники.

Двухшарошечные долота. Эти долота разрабатывает СКБ «Геотехники» вместе с Верхнесергинским долотным заводом. Их применяют главным образом при бурении геологоразведочных скважин.

Современные модели двухшарошечных долот можно распределить на два класса, четыре типа и несколько модификаций, отличающихся одна от другой по схеме и конструкции промывочного узла либо опоры шарошек.

Долота первого класса изготовляют двух типов — М и С.

Двухшарошечные долота типа М предназначены для бурения скважин сплошным забоем и в слабых, наиболее мягких и вязких несцементированных породах, таких как суглинки, слабые глины и мергели. Эти долота изготовляют трех типоразмеров: В112МГ, В132МГ и В151МГ.

Долото В112МГ выполняется двухсекционным (рис. 3.5, *а*).

Секции (см. рис. 3.2 и 3.3, *б*) сопрягаются плоскостями на фиксирующих штифтах и свариваются сварным швом. Угол наклона цапф к оси долота 57°30′. Опора каждой шарошки выполнена по схеме СШР, т.е. подшипник скольжения — шарикоподшипник (замковый) — роликовый подшипник. Шарошки — самоочищающиеся со смещением их осей относительно осей долота на 3 мм.

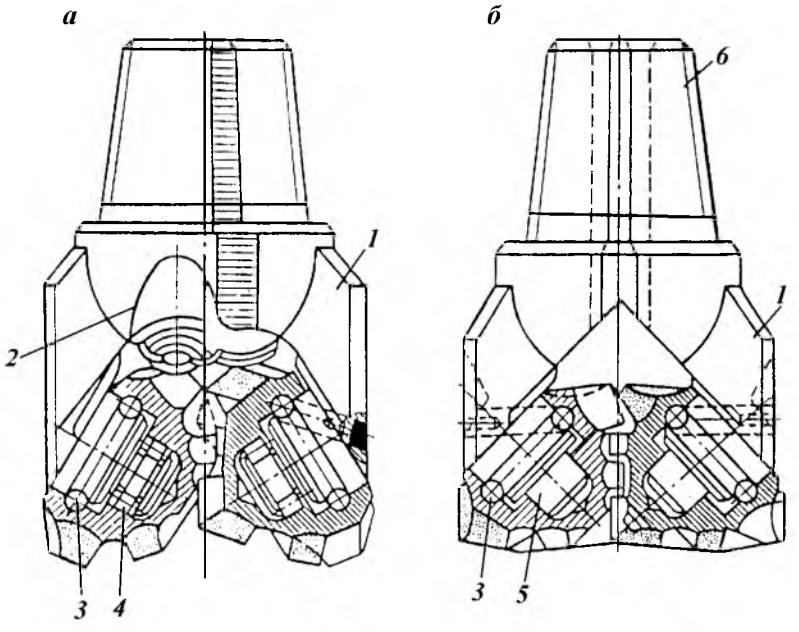


Рис. 3.5. Двухшарошечные долота:
а — В112МГ; *б* — 2В93С; *1* — секция герметизированной опоры долота; *2, 6* — боковые и центральное промывочные отверстия; *3, 4, 5* — подшипники шариковый, роликовый и скольжения соответственно

Фрезерованные зубья шарошек — крупные, заостренные, защищенные твердосплавной наплавкой. Такое вооружение обеспечивает наиболее высокую эффективность в очень мягких и вязких породах. Промывка — боковая. Промывочные каналы иногда оснащают металлокерамическими соплами, направляющими струи жидкости в зазоры между шарошками.

Долото В132МГ состоит из двух сварных секций. Оси цапф и шарошек наклонены под углом 57°30′ к оси долота. Опора шарошки выполнена по схеме ШШР. Один из шариковых подшипников (большой) — замковый. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены крупными фрезерованными зубьями. Рабочие поверхности зубьев армированы зернистой твердосплавной наплавкой (релит Т3), а угол заострения зубьев изменяется в диапазоне 48°36′—51°50′. Промывочное устройство — боковое, со струйными соплами.

Примерно такой же конструкцией характеризуется долото В151МГ, но у него смещение осей шарошек относительно оси долота составляет 5 мм, а заострение зубьев 45—49°.

К типу С относятся долота 2В93С и 2В112СМ, предназначенные для бурения скважин в средних породах, таких как известняки, аргиллиты, алевролиты, уплотненные глины, мергели. Долото 2В93С (рис. 3.5, *б*) состоит из двух сварных секций, плоскость прилегания которых расположена симметрично относительно шарошек.

Оси цапф шарошек наклонены под углом 47°30′ к оси долота. Шарошки — самоочищающиеся. Опора шарошки состоит из двух подшипников скольжения и одного шарикового (замкового) подшипника. Вооружение шарошек представлено выфрезерованными стальными зубьями, армированными релитом. Высота и шаг зубьев — средние, несколько меньше, чем у долот типа М. Промывка забоя — центральная, через одно отверстие круглого сечения.

Долото 2В112С по опоре шарошки аналогично долоту В112МГ, а по вооружению и промывочному устройству — долоту 2В93С. Однако у долота 2В112С угол наклона цапф к оси долота составляет 50°.

Двухшарошечные долота второго класса, т.е. со вставным твердосплавным (штыревым) вооружением, выпускают типа К. Они предназначены для бурения скважин в крепких и абразивных породах. Долота указанного типа выпускают диаметрами 59, 76, 93 и 112 мм под шифрами 2Ш59К, В76К, 4В93К и Ш112К соответственно. Долота В76К, 4В93К и Ш112К отличаются от долота 2Ш59К в основном размерами своих элементов.

Трехшарошечные долота. Современные отечественные долота указанной разновидности можно разделить на шесть серий: 1АН (рис. 3.6, *а*); 2АН или ГНУ (рис. 3.6, *б*); 1АВ (рис. 3.6, *в*); опытную 2АВ; 3АН (ГАУ); долота в конструктивном и качественном отношении, соответствующие отраслевой нормали ОН-26-02-128—69 и отличающиеся от остальных целыми (без десятых долей миллиметра) числовыми значениями номинального диаметра в их шифре, например, В97С, В118Т, Д394МГ (см. рис. 3.1, *б*) и др.

Долота каждой из перечисленных серий могут быть любого класса (т.е. со стальным фрезерованным, штыревым или комбинированным вооружением шарошек), любого типа и любой модификации. Различия проявляются в технологии их изготовления, а также в конструкции опоры и их элементов и частично в размерах долот.

Долота серии 1АН предназначаются преимущественно для низкооборотного (на что указывает литера Н в обозначении серии) способа бурения.

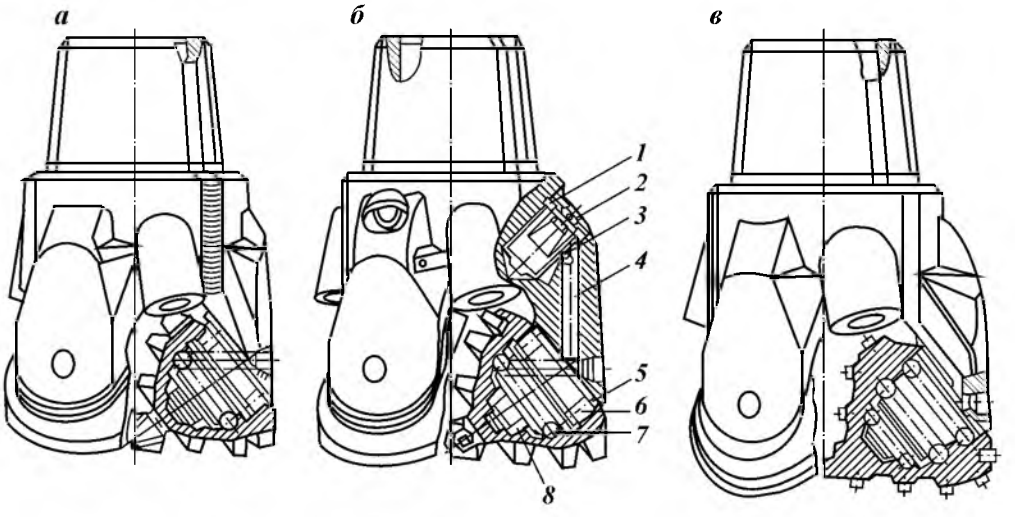


Рис. 3.6. Трехшарошечные долота

Их применяют при роторном бурении с винтовым или другим забойным двигателем, вращающим долото с относительно невысокой частотой вращения (до 350 об/мин). Долота данной серии характеризуются повышенной точностью изготовления (литера А в обозначении серии), удлиненной присоединительной резьбой, а также открытой, не защищенной от шлама негерметизированной опорой, выполненной по схеме РШС (точнее, большой роликоподшипник — замковый шарикоподшипник — узел скольжения, состоящий из радиального и торцового фрикционных подшипников, как показано на рис. 3.6, *а*). Первые долота серии 1АН были разработаны во ВНИИБТ.

Долота серии 2АН предназначены для низкооборотного (40—250 об/мин) способа бурения. Их опора, как и у долот серии 1АН, выполнена по схеме РШС. Отличие заключается в том, что эта опора изготовлена герметизированной и включает устройства для принудительной подачи смазки к трущимся элементам в процессе бурения. С этой целью в спинке лапы каждой секции долота высверливают карман *1* (см. рис. 3.6, *б*) служащий резервуаром-лубрикатором и перекрываемой крышкой *2* после заполнения его смазкой и установки в него эластичного компенсатора *3*. Под давлением бурового раствора, проникающего в компенсатор через боковое отверстие в крышке *2*, смазка проталкивается к смазочному каналу *4* к подшипникам *6—8*. Утечке смазки из полости шарошки препятствует сальниковое уплотнение *5*, которое перекрывает зазор между шарошкой и цапфой.

Главная особенность этих долот заключается в том, что их изготовляют с опорой, состоящей только из подшипников качения. Опора может быть выполнена по схеме ШШШ (см. рис. 3.6, *а*), по схеме РШР и ШШР (в основном в долотах диаметром до 190 мм); опора негерметизированная.

Отечественной промышленностью выпускаются трехшарошечные долота трех классов, 13 типов, нескольких десятков модификаций, 26 размеров, более 150 (включая опытные долота) моделей.

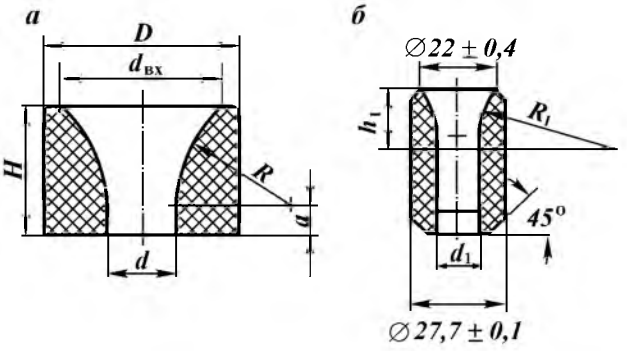


Рис. 3.7. Сопла («насадки») для шарошечных долот марок НД (*а*) и НКВ (*б*)

Наименьшее число типов, модификаций и моделей приходится на малые (диаметром 76—151 мм) и большие (диаметром 346—490 мм, особенно 445 и 490 мм) размеры.

В наиболее широком ассортименте (по числу серий, классов, типов, модификаций и моделей) изготовляют долота диаметром 190 (190,5) мм и особенно 214 (215,9) мм. Это объясняется наибольшим объемом проходки для указанных диаметров ствола скважины и многообразием свойств пород, встречающихся при бурении таких стволов.

Сопла выполняют двух модификаций: НД (рис. 3.7, *а*) или НКВ (рис. 3.7, *б*). Сопло НД выполняется укороченным с относительно крутым сужением внутреннего радиального профиля проходного канала, характеризующимся радиусом кривизны *R*. Значения этого и других параметров, обозначенных на рис. 3.7, *а* буквами, зависят от номера (размера) сопла (табл. 3.1).

Большинство долот с опорой качения в настоящее время выпускается в соответствии с ГОСТ 20692—75 серии 1АВ (см. рис. 3.6, *в*).

В этом случае они обозначаются литерой В, стоящей в конце шифра, например, долота III 215,9 КПВ.

К первому классу относятся пять типов со стальным выфрезерованным вооружением: М, МС, С, СТ и Т. Наименование типа совпадает с первой буквой в шифре после цифрового обозначения диаметра, характеризующей основное свойство пород.

Долота типа М предназначены для бурения скважин в мягких и вязких породах, характеризуемых низким сопротивлением сжатию и раздавливанию (пески, рыхлые глины, суглинки, супеси, мерзлые глинистые грунты, лед и т.п.).

Долота типа МС используют для бурения скважины в среднемягких неплотных породах, занимающих по своим механическим свойствам промежуточное положение между мягкими и средними породами, или для бурения скважин в мягких породах, чередующихся пропластками средних

Таблица 3.1

Переменные параметры (мм) сопла НКВ

Параметры на рис. 3.7, *б*	Номер сопла							
	1	2	3	4	5	6	7	8
d_1	16	15	14	13	12	11	10	9
R_1	52,5	45,58	40,3	36,28	30,12	30,59	28,53	26,99
h_1	15,31	15,71	16,01	16,28	16,38	16,51	16,72	16,78

пород (не очень плотные глины, мел, каменные соли, гипс, слабые известняки и др.).

Долота типа С предназначены для разбуривания пород средней крепости (аргиллиты, плотные глины, алевролиты, слабые мергели и др.).

Долота типа СТ применяют для бурения в породах, занимающих по свойствам промежуточное положение между средними и твердыми, а также для разбуривания средних пород, перемежающихся твердыми пропластками (плотные мергели, неплотные алевролиты с глинистым поровым цементом, песчаники, пористые, органогенные известняки, различные ангидриты, вязкие сланцы и др.).

Долота типа Т предназначены для бурения скважин в твердых, плотных и трещиноватых породах (плотные алевролиты, глинистые сланцы, доломиты, конгломераты твердых и иных формаций, различные песчаники и др.).

Ко второму классу относятся долота шести типов со вставным твердосплавным или штыревым вооружением: МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К и ОК.

Литера З в обозначении типов МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, а также МСЗ следующего класса указывает на то, что вооружение шарошек долот данных типов представлено твердосплавными зубьями с заостренной клиновидной головкой.

Долота типа МЗ спроектированы для бурения скважин в мягких абразивных породах (рыхлые и слабые песчаники, песчанистые глины), а также в различных по составу неплотных формациях, перемежающихся прослойками слабосцементированных песчаников и алевролитов.

Долота типа СЗ предназначены для бурения средних абразивных пород (песчаники средней плотности, плотные песчанистые породы, алевролиты абразивные и др.). Однако эти долота можно применять и при разбуривании обычных мягких, среднемягких, средних и перемежающихся пород.

Долота типа ТЗ предназначены для бурения среднетвердых и твердых абразивных пород (плотные песчаники, песчанистые доломиты, слабокварцованные известняки и алевролиты и др.). Эти долота можно применять и при разбуривании средних пород, перемежающихся более твердыми.

Долота типа ТКЗ спроектированы для бурения твердокрепких абразивных пород (плотные песчаники, доломиты, слабокварцованные известняки и доломиты, кремнистые сланцы и др.). Их можно применять и для разбуривания твердых пород, перемежающихся прослойками крепких.

Долота типа К предназначены для бурения скважин в крепких абразивных породах (граниты, диабазы, окварцованные доломиты, порфириты, пириты, очень крепкие песчаники и др.).

Долота типа ОК внешне мало отличаются от долот типа К. Они предназначены для бурения скважин в очень крепких и очень абразивных породах (кварциты, сливной кварц, джеспилиты, таконити, кремень, крепкие порфириты и др.). Эти долота применяют главным образом в горнорудной промышленности. Они оснащены самым мощным твердосплавным вооружением, оказывающим дробяще-скалывающее воздействие на породы забоя.

Долота типа МСЗ разработаны для бурения мягкосредних абразивных пород (слабосцементированные песчаники, песчанистые мергели, полуабразивные песчано-глинистые моренные отложения, нетвердые карбонатные породы, перемежающиеся с прослойками песчаников и алевролитов и

т.п.). Эти долота могут разбуривать также неабразивные мягкие, средние и среднемягкие формации (супеси, суглинки, мел, глины, аргиллиты, известняки и др.).

Долота типа ТК предназначены для бурения твердокрепких пород (конгломераты, очень плотные глины, твердые известняки, доломиты, глинистые сланцы и т.п.). Этими долотами также можно разбуривать средние, твердые и трещиноватые породы.

3.2. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

В отличие от шарошечных лопастные долота просты и по конструкции, и по технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и несцементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сот метров, а в некоторых случаях даже 1500—2000 м. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин перемежаемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Бурение лопастным долотом нередко сопряжено с опасностью значительного искривления ствола скважины, особенно если оно производится без применения центраторов, стабилизаторов и калибраторов. Это объясняется малой площадью контакта долота с забоем по сравнению с общей площадью поперечного сечения скважин, необходимостью передачи через него значительной осевой нагрузки, высокого крутящего момента, большой энергии, а также особенностями конструкции лопастного устройства.

Одна из наиболее простых конструкций лопастного долота показана на рис. 3.8. В состав лопастного долота входят корпус *1* и лопасти *2*. В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба *3* (в данном случае внутренняя муфтовая), а в нижней — просверливаются основные промывочные отверстия *4* без сопел для подачи бурового раствора на забой.

Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом *5* и чугуном *6*.

Более сложная конструкция лопастного долота показана на рис. 3.9, *а*, *б*. В состав этого долота, кроме корпуса *1* и лопастей *2* входят сопло *7*, уплотнительные кольца *3* для герметизации промывочного узла и зазора между соплом *7* и гнездом в корпусе долота, байонетная шайба *5* для удержания сопла, болт *8* со стопорной шайбой *9* для крепления байонетной шайбы, запрессованные почти вровень с поверхностью лопасти твердосплавные вставки (штыри) *4* и пластины *10*.

Присоединительная резьба *6* на верхней части корпуса *1* выполняется наружной, ниппельной на такой же конической присоединительной головке, как и у шарошечных долот.

Конструкции отечественных лопастных долот. Эти долота выпускаются следующих пяти разновидностей: 2Л — двухлопастные (см. рис. 3.8),

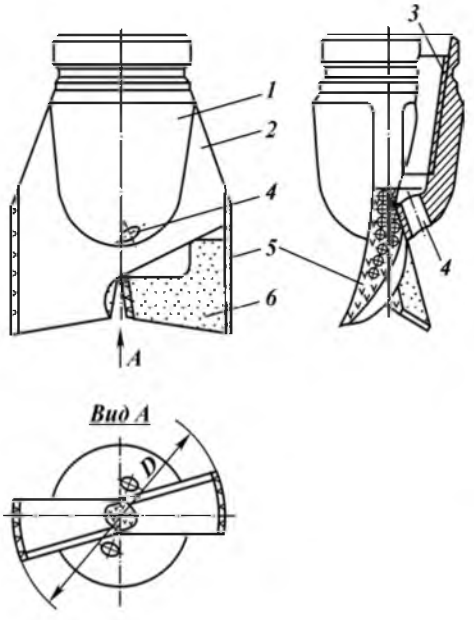


Рис. 3.8. Двухлопастное долото

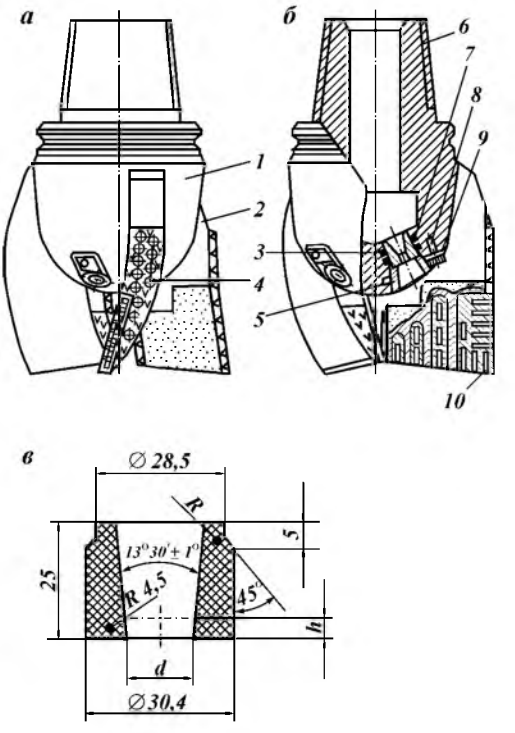


Рис. 3.9. Трехлопастное долото типа МС:
а, б — долото; *в* — сопло

3Л — трехлопастные (см. рис. 3.9, *а, б*), 3ИР — трехлопастные истирающе-режущие (рис. 3.10), 6ИР — шестилопастные истирающе-режущие (рис. 3.11), П — пикообразные однолопастные (рис. 3.12).

Лопастные долота делятся на типы в соответствии с их назначением.

Лопастные долота первых четырех указанных разновидностей принято относить к одному из четырех типов: М, МС, МСЗ или С. При этом долота разновидностей 2Л и 3Л разделяются на два типа: М — для бурения мягких пород (супеси, суглинки, несвязные грунты и т.п.); МС — для разбуривания среднемягких пород (мел, рыхлый мергель, глины, слабый известняк).

Долота разновидности 3ИР, согласно их назначению, относят к типу МСЗ (для бурения абразивных среднемягких пород — слабосцементированные песчаники, песчанистые глины, алевролиты), а разновидности 6ИР — к типу М (для бурения средних пород — аргиллиты, глинистые сланцы, гипсы).

Пикообразные долота изготовляют двух типов: Ц — для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн, Р (см. рис. 3.12) — для расширения ствола скважины.

В настоящее время выпускают лопастные долота диаметрами от 76 до 445 мм.

Рассмотрим номенклатуру лопастных долот каждой разновидности. Долота разновидности 2Л, т.е. двухлопастные (см. рис. 3.8), выпускаются двух типов — М и МС.

Долота типа М характеризуются армированием нижних режущих

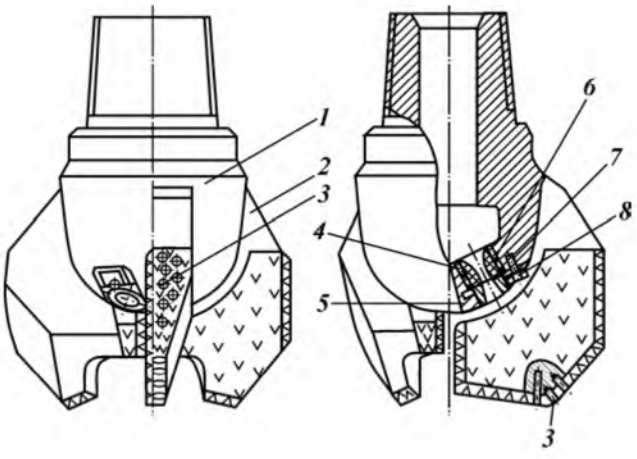


Рис. 3.10. Долото ЗИР:
1 — корпус; *2* — лопасти; *3* — твердосплавные штыри; *4* — сопло; *5, 8* — байонетная и стопорная шайбы; *6* — уплотнительное кольцо; *7* — болт

Рис. 3.11. Долото 6ИР

кромок лопастей релитом с последующим покрытием всей передней (по ходу вращения долота) поверхности (грани) каждой лопасти специальным чугуном. Боковая калибрующая поверхность лопасти армируется твердосплавными штырями с последующей наплавкой релитом. Внутренние поверхности лопастей в центральной части долота также наплавляют релитом.

Двухлопастные долота обоих типов изготовляют только одной модификации — цельнокованными и лишь с обычной (неструйной) промывкой, без сопел (с двумя цилиндрическими промывочными отверстиями). Оси промывочных отверстий отклоняются от продольной оси долота под углом 15° и 20° в долотах диаметрами соответственно 76—132 и 140—161 мм. В поперечном (горизонтальном) сечении их проекции наклонены к оси симметрии под углом 60°.

Указанные долота выпускают следующих моделей: 2Л76М, 2Л76МС, 2Л93М, 2Л93МС, 2Л97М, 2Л97МС, 2Л112М, 2Л112МС, 2Л118М, 2Л118МС, 2Л132М, 2Л132МС, 2Л140М, 2Л140МС, 2Л151М, 2Л151МС, 2Л161М и 2Л161МС.

В приведенных цифрах сочетание 2Л обозначает разновидность долота (двухпластовое), далее цифрами обозначен номинальный диаметр в миллиметрах (например, 76, 93 и т.д.) и в конце шифра буквами М или МС указан тип долота.

ОСТ 26-02-1282—75 предусматривает изготовление двухлопастных долот типов М и МС 14 малых размеров — диаметрами от 76 до 165,1 мм. Долота разновидности 3Л (трехлопастные) так же, как и двухлопастные выпускают двух типов — М и МС. Особенности долот каждого из этих типов такие же, как и у долот разновидности 2Л, т.е. режущие кромки лопастей у долота типа М армированы релитом, а у долота типа МС — твердосплавными пластинами.

Долота обоих типов изготовляют только сварной модификации, т.е. с приваренными к корпусу лопастями. По конструкции промывочного уст-

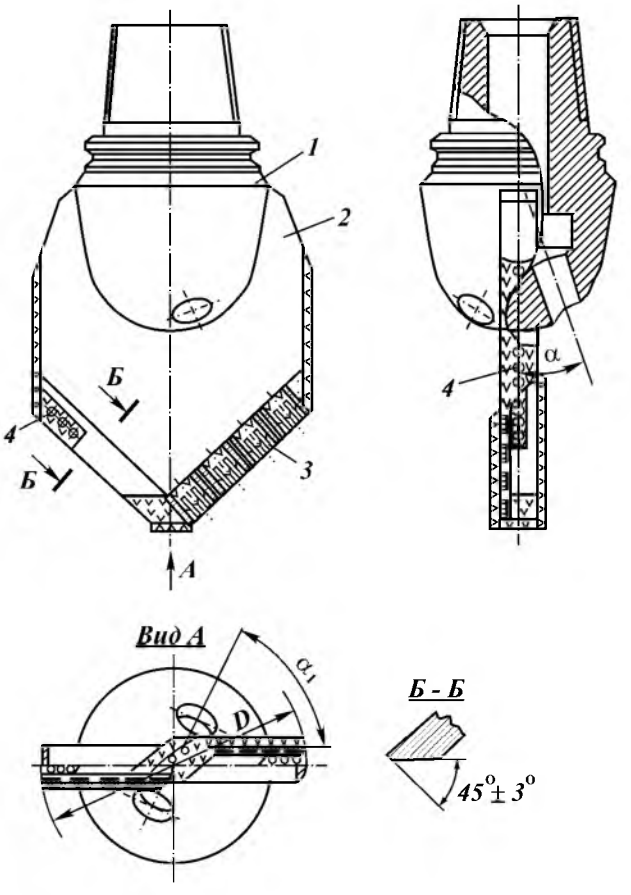


Рис. 3.12. Пикообразное долото типа Р:
1 — корпус; *2* — лопасть; *3* — пластины; *4* — твердосплавные штыри

ройства они могут быть выполнены с соплами (струйными или гидромониторными) либо без сопел.

Долота разновидности ЗИР (см. рис. 3.10) изготовляют только типа МСЗ — для мягких и среднемягких абразивных пород. Они имеют такое же количество лопастей, как долота ЗЛ, однако формы их выполнения и армирования существенно различаются.

Долота разновидности 6ИР (см. рис. 3.11) выпускают только типа С — для бурения средних пород. Эти долота в отличие от предыдущих оснащены, помимо трех основных, тремя укороченными боковыми лопастями, армированными твердосплавными штырями и релитом примерно таким же образом, как и основные лопасти. Главное назначение этих лопастей — усиление калибрующей способности долота, что обеспечивается большим количеством штырей на боковых поверхностях основных лопастей. При сопоставлении рис. 3.10 и 3.11 можно заметить, что форма выполнения основных лопастей у долота 6ИР несколько иная, чем у долота ЗИР. Так, сужение лопастей от периферии к оси долота и выполнение тыльной поверхности выражено более четко у долот 6ИР, чем у долот ЗИР.

Долота разновидности П, т.е. пикообразные или однолопастные, часто называют долотами специального назначения, так как в отличие от других они разбуривают не забой скважины, а главным образом цементные пробки и металлические детали низа обсадных труб (тип Ц) или стенки скважины при расширении ее ствола (типа Р).

Долота обоих типов выполняются с круглым корпусом *1* (см. рис. 3.12) и заостренной (под углом около 90°±1°45′) пикообразной лопастью *2*. Рабочая кромка лопасти скошена под углом 45° и армирована с набегающей стороны релитом и твердосплавными пластинами *3*. Сверху наносят защитное чугунное покрытие. Тыльную сторону рабочей кромки, согласно ТУ 26-02-675—75, также покрывают чугуном.

Долота типа Р отличаются от долот типа Ц армированием боковых калибрующих поверхностей лопасти твердосплавными штырями *4* и релитом (см. рис. 3.12). Эти поверхности являются рабочими, разрушающими и калибрующими стенки скважины при расширении ее ствола.

Долота типа Ц выпускают в соответствии с ТУ 26-02-675—75 следующих моделей: ПЦ97, ПЦ112, ПЦ118, ПЦ140, ПЦ151, ПЦ161, ПЦ190, ПЦ295,3 (ПЦ295), ПЦ320, ПЦ370 и ПЦ444,5 (ПЦ445).

Изготовляют следующие модели долота типа Р — ПР118, ПР132, ПР140, ПР151, ПР161, ПР190, ПР295,3 (ПР295), ПР320, ПР370 и ПР445,5 (ПР445).

3.3. ФРЕЗЕРНЫЕ ДОЛОТА

Фрезерные долота имеют более простую конструкцию, чем лопастные.

Долото состоит из удлиненного монолитного корпуса, составляющих с этим корпусом единое целое рабочих органов, армированных твердым сплавом, и простейшего промывочного устройства. Во многих современных конструкциях рабочие органы отсутствуют и роль породоразрушающих элементов выполняют не режущие кромки рабочих органов, а твердосплавные штыри, запрессованные в торец фрезерного долота. Промывочным устройством могут служить один или несколько каналов в корпусе долота.

Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлического и твердосплавного скрапа, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности — фрезеров.

В процессе выполнения основной функции бурового долота — бурения массива горных пород на забое скважины — наряду с высокой стойкостью и прочностью фрезерных долот по сравнению с шарошечными и некоторыми преимуществами (например, хорошая сопротивляемость, износ по диаметру при требуемом армировании боковой поверхности, большая устойчивость, прочность и др.) перед лопастными выявились существенные недостатки фрезерных долот (низкая механическая скорость проходки, низкая проходка на долото в твердых и крепких породах, непригодность для бурения глин и других вязких и пластичных пород).

3.4. ДОЛОТА ИСМ

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных главным образом тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, марку славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т.е. в соответствии с физико-механическими свойствами буровых пород.

В зависимости от размера и конструкции долота ИСМ выполняются цельнокованными с последующим фрезерованием лопастей либо с приваренными лопастями.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, — меньшими стоимостью и поршневанием, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие. Первые весьма похожи на лопастные, вторые — на фрезерные, а третьи — на алмазные.

Режущие долота ИСМ предназначены для бурения глубоких скважин в мягких и средних пластичных породах. Долото ИСМ (рис. 3.13) по внешнему виду и конструкции похоже на долото 6ИРГ (см. рис. 3.11), но отличается от него формой рабочей части лопастей, способом их закрепления на корпусе долота и расположением дополнительных лопастей. У долота ИСМ (первая модификация) основные лопасти *1*, *2* и *3* (см. рис. 3.13) сходятся вместе по общей оси долота и привариваются к составному корпусу *4* в специальных пазах. Дополнительные (стабилизирующие) лопасти *5* перед приваркой также заводят в специальные пазы, вырезанные на боковой поверхности корпуса асимметрично относительно основных лопастей.

Дополнительные лопасти выполняются укороченными, характеризуются трапециевидным профилем и армируются по рабочим боковым поверх-

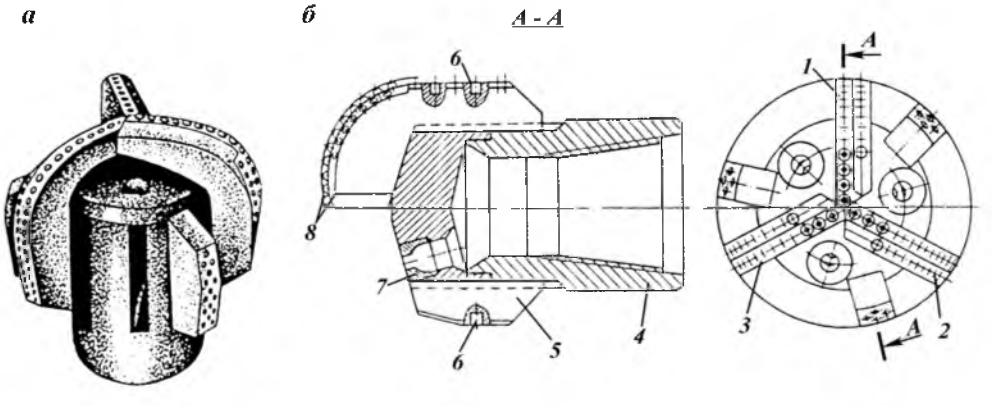


Рис. 3.13. Режущее долото ИСМ первой модификации:
а — без сопел; *б* — с соплами

ностям твердосплавными штырями *6* (с плоской рабочей головкой, не выступающей за поверхности лопасти), которые запрессовываются и по боковым поверхностям основных лопастей. Поэтому дополнительные лопасти не только обеспечивают стабилизацию и уравновешивание долота в стволе скважины, но и способствуют росту общей калибрующей поверхности долота по диаметру.

Вставки *8*, оснащенные славутичем, выполняют с цилиндрической боковой поверхностью и полусферической (для торца основной лопасти) и плоской (для калибрующей поверхности лопасти) рабочими головками. Сопла *7* изготовляют из твердого сплава.

Сопла и струйный промывочный узел в целом рассчитаны на истечение бурового раствора со скоростью 90—120 м/с.

Выполнение промывочного устройства (узла) долота второй модификации показано на рис. 3.14, *б*. Оно отличается одним широким центральным промывочным отверстием, разделенным лопастями на три сектора.

Струйная модификация по промывке отличается от первой соплами, которые вмонтированы и закреплены (с помощью пайки) в боковых каналах, просверленных в корпусе долота (см. рис. 3.13, *б*).

Долота первой и второй модификаций по промывке применяют главным образом при турбинном бурении, а третьей — при роторном способе бурения.

Долота с обычной («свободной») промывкой (преимущественно вторая модификация по промывке) выпускаются девяти размеров по диаметрам 188—392 мм, а долота третьей модификации — двух размеров по диаметрам 212 и 267 мм. Выпуск долот первой модификации (с центральным осевым широким отверстием) в последнее время ограничен.

Пример обозначения режущего долота: ИСМ 188-РГ-10, где ИСМ — вид долота, 188 — номинальный диаметр по калибрующей части в мм, Р — разновидность долота (режущее), Г — модификация (гидромониторная промывка), 10 — порядковый номер конструкции.

Торцовые долота ИСМ (рис. 3.15) предназначены для бурения и забуривания нового ствола, но могут быть использованы и при ликвидации аварий. Внешне они похожи на фрезерные долота. Торцовые долота ИСМ изготовляют с полым цилиндрическим корпусом *2*, верхняя часть которого

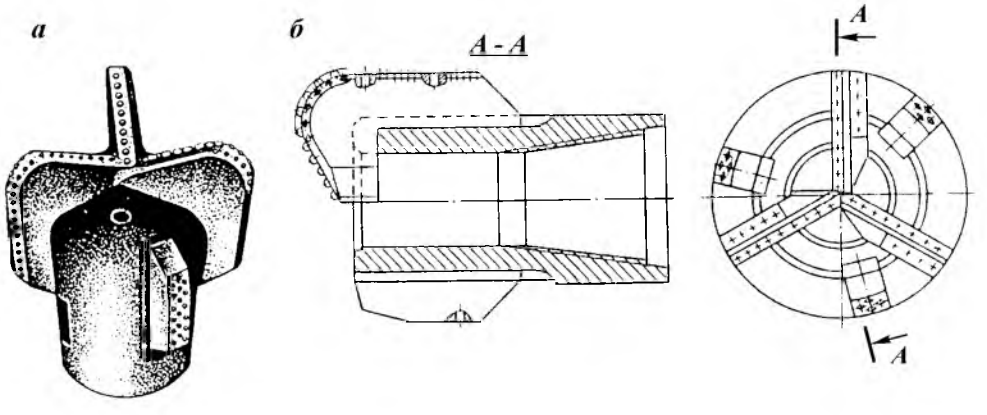


Рис. 3.14. Режущее долото ИСМ второй модификации с узкими (*а*) и широким (*б*) промывочными отверстиями

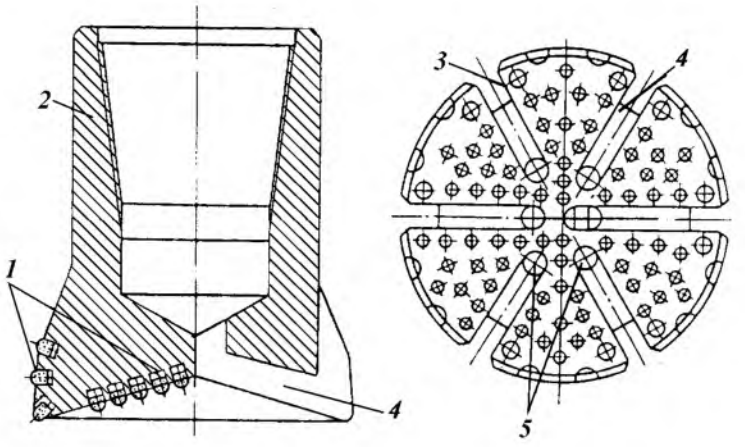


Рис. 3.15. Торцовое долото ИСМ

выполняется в виде муфтовой присоединительной головки, а нижняя (вогнутая) — с расширением снаружи и коническим (в виде воронки) внутренним вырезом, армированным вставками *1* из славутича. Этими же вставками защищается боковая поверхность нижнего конца долота.

В центральной части торца просверлены промывочные каналы *5*, выходящие в радиальные канавки *4*, разделяющие рабочую торцовую поверхность на сектора и соединяющиеся с боковыми пазами *3*. Такая система очистки обеспечивает хорошее охлаждение рабочей поверхности долота и удаление из-под нее шлама.

Корпус долот рассматриваемой разновидности изготовляют из того же материала, что и корпуса других долот ИСМ. Форма и технология закрепления вставок *1* также не отличаются от описанной выше.

Истирающие долота ИСМ производят на забое скважины микрорежущее действие. Они предназначены для бурения глубоких нефтяных, газовых и разведочных скважин в осадочных малоабразивных породах.

Для армирования торцовых поверхностей истирающих долот типа ИСМ применяют вставки из славутича, рабочая поверхность которых выполнена округлой. Толщина слоя славутича в этой вставке достигает 7—8 мм.

Число лопастей в истирающем долоте определяют в каждом конкретном долоте исходя из его диаметра, назначений и условий бурения. Долота ИСМ диаметром 105—188 мм изготовляют преимущественно пятилопастными, диаметром 212 мм — шестилопастными, а диаметрами 243—392 мм — семи- и девятилопастными.

Долота рассматриваемой разновидности выпускают трех типов: М (для бурения мягких пород), МС (для разбуривания среднемягких пород) и С (для средних пород). Долота разных типов различаются в основном содержанием славутича, формами и размером вставок, количеством и формой выполнения рабочих органов.

По форме выполнения рабочих органов истирающие долота ИСМ могут быть изготовлены одной из двух модификаций: радиальными (рис. 3.16, *а*) либо секторными (рис. 3.16, *б*).

Долота первой модификации применяют преимущественно при тур-

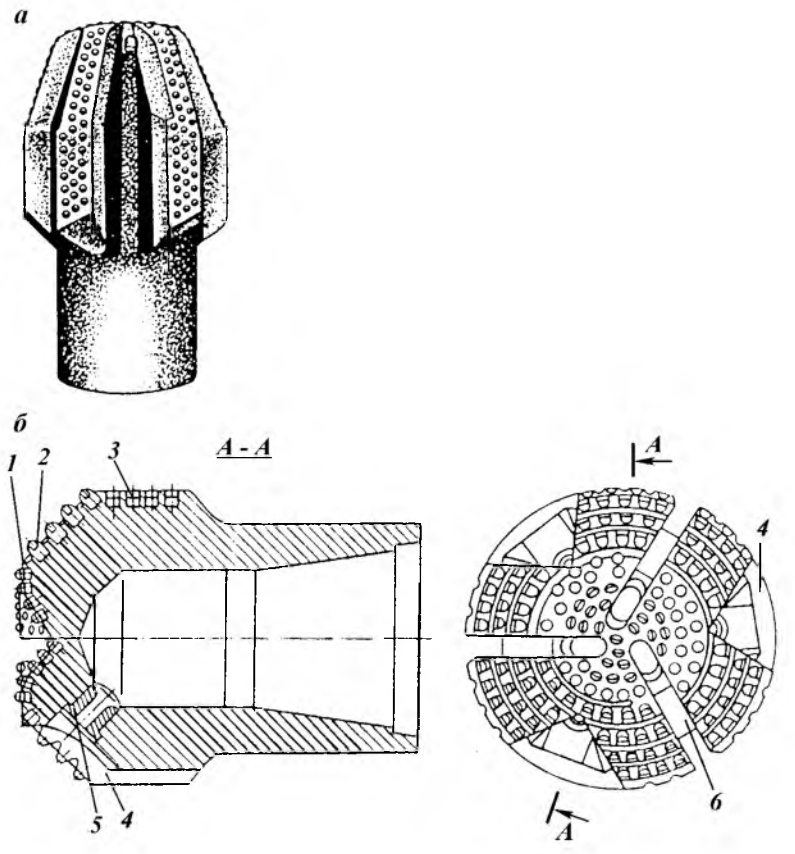


Рис. 3.16. Истирающие долота

бинном бурении скважин глубиной 3000 м и более. Они имеют выступающую удлиненную биконическую форму корпуса и его рабочей поверхности с пятью — десятью ребристыми продольными рабочими органами, выступающими в радиальном направлении. Эти органы разделены продольными пазами примерно такой же длины и ширины. Такая форма выполнения долота резко уменьшает эффект поршневания при спускоподъемных операциях и способствует повышению удельной нагрузки на забой и увеличению механической скорости проходки, что особенно важно при разбуривании глубокозалегающих пластов. Нижняя часть (внутренний и наружный конусы) рабочей поверхности армируется обычно вставками славутича с закругленной головкой.

Долота второй модификации (секторные) применяют как при турбинном, так и при роторном способе бурения. Они характеризуются укороченной конической формой рабочей части (головки), наличием гидромониторных насадок *5* и разделением режущей поверхности узкими промывочными пазами *6* (см. рис. 3.16, *б*) на рабочие органы в виде секторов. На боковой поверхности каждого рабочего органа предусмотрен широкий проем *4*.

Секторные долота имеют комбинированное вооружение. Их наружный ступенчатый конус оснащен вставками *2* с клиновидной рабочей го-

ловкой, а внутренний гладкий конус и закругленный промежуточный участок — вставки *1* с круглой рабочей головкой. Такое вооружение применяют в долотах, предназначенных для бурения пород перемежающейся твердости.

Боковая поверхность секторного долота в зависимости от степени абразивности разбуриваемых пород армируется твердосплавными штырями *3* (см. рис. 3.16, *б*) или вставками со славутичем, причем содержание славутича тем больше, чем выше степень абразивности пород.

3.5. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Основная особенность алмазных долот — наличие в них алмазных режущих элементов, т.е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемую карбонадо (бразильские технические алмазы) или черным алмазом, которая характеризуется меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно.

Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество определяют группой и категорией, а размер — числом камней на 1 кар (0,2 г). Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого другого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества промывки. При наличии металла или твердого сплава (даже в малом количестве), или крупных обломков крепких пород на забое происходит образование выбоин, выкрашивание или раскалывание алмазов и быстрое разрушение долота. При недостатке бурового раствора наблюдается перегревание и растрескивание (прижог) алмазов. Это значительно осложняет бурение алмазными долотами. Другая, еще более важная специфическая особенность алмазных долот — их дороговизна и дефицит из-за недостатка алмазов, обладающих высокими техническими свойствами (прочностью, вязкостью, достаточной твердостью, сопротивлением ударам и т.п.).

Природные и синтетические алмазы размещают в спекаемой матрице (обычно медно-твердосплавной), составляющей единое целое с нижней частью стального полого цилиндрического корпуса долота.

При бурении твердых, крепких и абразивных пород износ матрицы интенсивнее, поэтому во избежание излишнего обнажения алмазов матрица у долот для таких пород должна быть наиболее износостойкой. В породах мягких и средних матрица изнашивается мало, вследствие чего в долотах, предназначенных для бурения этих пород, используется не слишком износостойкий материал для матрицы.

По форме и направлению пазов, приемочных канавок, рабочих органов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазного долота: радиальное (рис. 3.17, *а*), ступенчатое (рис. 3.17, *б*) и спиральное (рис. 3.17, *в*). Некоторыми специалистами выделяются и другие, преимущественно комбинированные разновидности.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойное (рис. 3.17, *а*—*в*) и многослойное (рис. 3.17, *г*), т.е. с импрегнированными алмазами. Однослойные долота получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в графитовую пресс-форму,

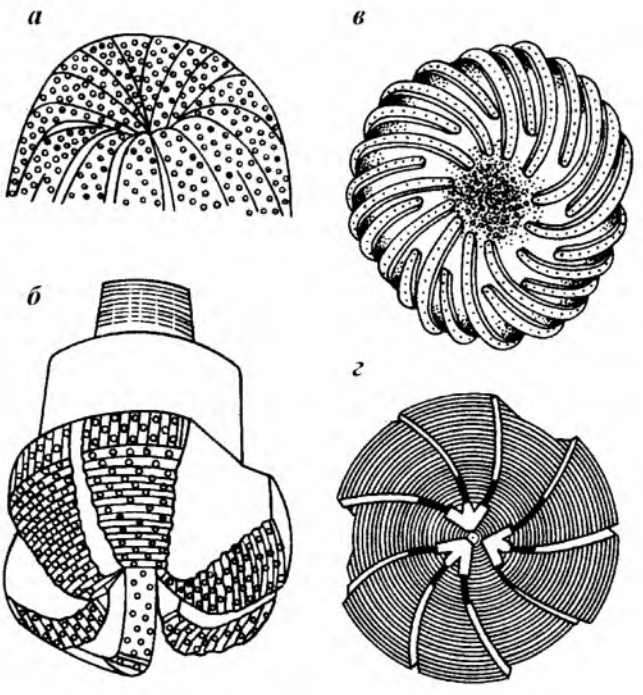


Рис. 3.17. Алмазные долота основных разновидностей:
а — однослойное радиальное биконическое долото М311; *б* — ступенчатое; *в* — спиральное ТВ573; *г* — импрегнированное ТВ54

что приводит к их распределению в определенном порядке на поверхности матрицы, а импрегнированные — при равномерном перемешивании алмазов (как правило, мелких и невысокого качества) с частицами карбида вольфрама и другими компонентами матрицы перед спеканием долота.

Размеры алмазных долот так же, как и долот ИСМ, по номинальному диаметру несколько (обычно на 2 мм) уменьшены относительно соответствующих значений нормального ряда долот других видов (лопастных, шарошечных и др.) во избежание преждевременного истирания калибрующих алмазов или заклинивания долота в суженных участках ствола скважины. По внешнему виду, конфигурации, принципу действия и некоторым особенностям конструкции многие алмазные долота близки к описанным выше долотам ИСМ, особенно к истирающим.

В целом алмазные долота характеризуются монолитной конструкцией. В России выпускают четыре разновидности алмазных долот: однослойные ступенчатые и радиальные, импрегнированные радиальные и ступенчатые. Долота всех разновидностей изготовляют обоих классов, т.е. с природными и синтетическими алмазами.

Долота первого класса, оснащенные природными алмазами, выпускают трех типов (М, С, СТ).

Долота типа М (для бурения мягких пород) выполняют с однослойной укладкой алмазов в твердосплавной матрице рабочей головки, имеющей тороидально-ступенчатую форму. Алмазы для армирования этого долота

относительно крупные, но низкого (XXXIV группы) качества. Такие долота выпускают пяти размеров и пяти моделей: ДК188М6, ДК212М6, ДК241М6, ДК267М6 и ДК292М6. Литера Д в шифрах указанных моделей обозначает долото (алмазное), К — описанную разновидность долота (со ступенчатым профилем), 188 — номинальный диаметр долота в мм, М — тип долота, 6 — порядковый номер модификации.

При маркировке алмазных долот впереди их шифра наносят условный индекс предприятия-изготовителя. Московскому комбинату твердых сплавов присвоена в качестве условного индекса буква М, а ВНИИБТ — Н. За шифром указывают также заводской номер и год изготовления данного долота.

Долота типа С (для бурения средних пород) изготовляют как однослойными (той же разновидности К), так и импрегнированными. Однослойные ступенчатые долота типа С выпускают трех размеров под шифрами ДК138С6, ДК149С6 и ДК188С6, т.е. диаметрами 138, 149, 188 мм. Они оснащаются техническими алмазами XVб группы второго класса.

Импрегнированные долота типа С характеризуются толстым (7—8 мм) рабочим слоем матрицы, перемешанной с овализированными алмазами XXXIV группы III категории качества. Эти долота имеют ступенчатую форму рабочей поверхности и выпускаются двух диаметров — 188 и 212 мм под шифрами ДИ188С6, ДИ212С6 и ДИ212С2.

Долота типа СТ предназначены для бурения среднетвердых пород. Они выполняются только однослойными с радиальным расположением рабочих органов и промывочных пазов. Эти долота изготовляют четырех диаметров — 140, 159, 188 и 212 мм. Выпускают две модели долот диаметром 140 мм (ДР 140СТ1): с алмазами XVб группы I категории (для наиболее тяжелых условий бурения) качества и алмазами той же группы, но II категории качества. Долота остальных размеров изготовляют только с алмазами XVб группы II категории качества и выпускают под шифрами ДР159СТ1, ДР188СТ1 и ДР212СТ1.

Долота второго класса изготовляют с искусственными алмазами марки СВИ-П, что означает синтетические, ВНИИТС (автор технологии) светлые (прозрачные), прочные. Эти алмазы несколько уступают природным по прочности, но вполне сравнимы с ними по прочности.

Долота с синтетическими алмазами выпускают четырех разновидностей: однослойные ступенчатые, однослойные радиальные (лопастные), импрегнированные ступенчатые и импрегнированные радиальные (лопастные), но только одного типа С.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготовляют с прямыми радиальными лопастными рабочими органами и выполняют со ступенчатой формой рабочей головки. Они выпускаются пяти размеров моделей ДКС138С, ДКС188С6, ДКС12С6, ДКС267С6. Литера С в середине шифра свидетельствует о том, что алмазы в долотах синтетические.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготовляют с прямыми радиальными лопастными рабочими органами, привариваемыми к корпусу долота в процессе изготовления последнего. Такие долота выпускают трех размеров и трех моделей ДЛС188С1, ДЛС212С1 и ДЛС267С1.

Импрегнированные ступенчатые долота по конструкции аналогичны однослойным долотам разновидности ДК и характеризуются закругленными тороидальными ступеньками, импрегнированными дробленными синтетическими алмазами по толщине матрицы на 7—8 мм. Эти долота вы-

пускают также трех размеров моделей ДКСИ188С6, ДКСИ212С6 и ДКСИ267С6.

Импрегнированные лопастные долота с синтетическими алмазами выпускают пока только одного размера — модель ДЛСМ212С3.

3.6. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Бурильные головки, помимо разбуривания забоя скважины и калибровки ее стенок, должны также формировать в центре забоя целиковый столбик породы — керн и предотвращать в процессе бурения любое повреждение керна как образца, служащего источником информации о свойствах буримой породы.

Как все шарошечные инструменты, бурильные головки эффективно разрушают горные породы широкого диапазона буримости, твердости и абразивности; в меньшей степени, чем лопастные, подвержены уменьшению диаметра и по сравнению с инструментом ИСМ и алмазным имеют невысокую стоимость.

На рис. 3.18, *а* показаны основные углы и элементы шарошечной бурильной головки. Она состоит из шарошек *1*, лап *2*, присоединительной резьбовой головки *3*, промывочного устройства *4* и узла опоры, включающего подшипники *5*—*7*.

Шарошки в бурильной головке могут быть коническими, одно-, двух- или трехконусными (рис. 3.18, *а*, *б*), в виде усеченного конуса (рис. 3.19, *а*),

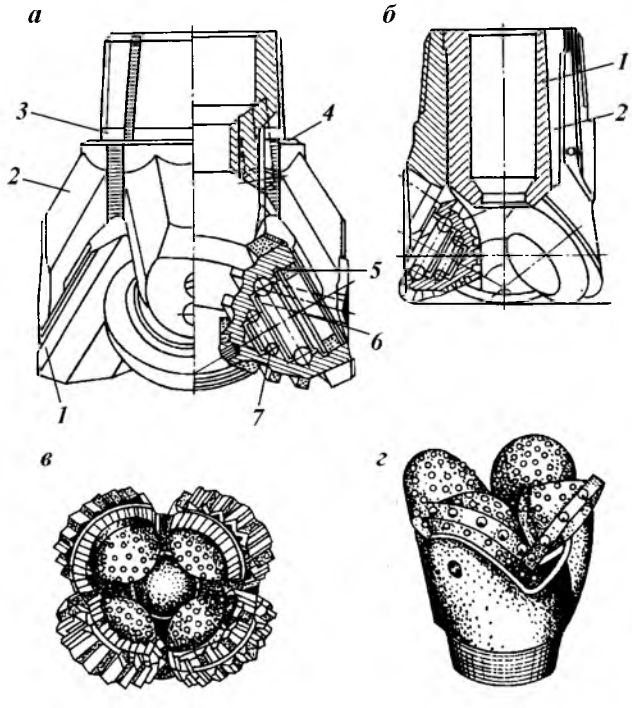


Рис. 3.18. Шарошечные бурильные головки:
а — 1ВК295 СТ; *б* — ДВК; *в* — 2ВК214/60СТ; *г* — 2ВК214/60ТКЗ

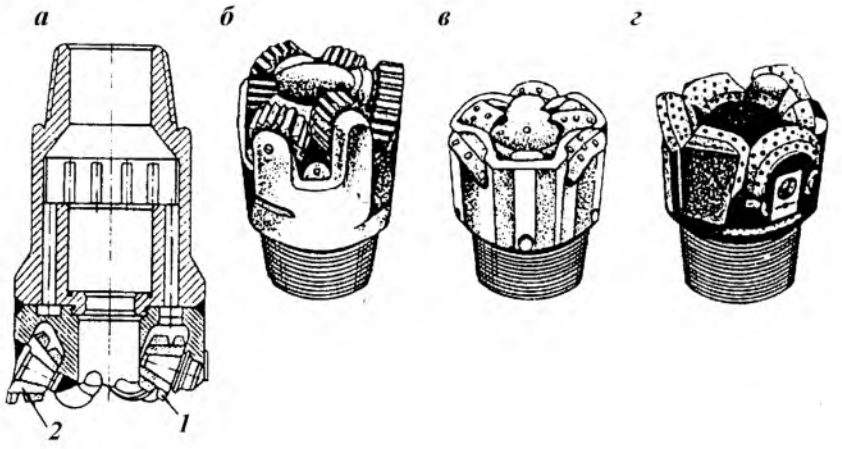


Рис. 3.19. Шестишарошечные бурильные головки:
а — румынская; *б* — 21ВК190/80СТ; *в* — 10НК190/80СТЗ; *г* — 20НК190/80К

цилиндрическими (рис. 3.20), сферическими (рис. 3.21, *а*) и чечевицеобразными (рис. 3.21, *б*). Бурильная головка может быть выполнена с одним рабочим органом — шарошкой (см. рис. 3.21, *а*), с тремя (см. рис. 3.21, *б*), четырьмя (см. рис. 3.18, *а*—*г*), шестью (рис. 3.19, *а*—*г*), восемью (см. рис. 3.20) шарошками и более.

Число и конструкция подшипников в опоре каждой шарошки могут быть различными в зависимости от формы и размеров шарошки и бурильной головки. Конические шарошки обычно монтируют на двух-трех подшипниках качения. Один-два подшипника в опоре шарошки иногда бывают фрикционными. В качестве замкового подшипника функционирует, как и в опорах шарошечных долот, почти исключительно шарикоподшипник. Шарошки могут быть установлены не только на цапфах лап (см. рис. 3.18, *а*, *б*), но и на осях.

В конструкциях, изображенных на рис. 3.18, *а*—*г*, 3.21, *а* и *б*, одна и та же шарошка, кроме разрушения кольцевого забоя, формирует керн и

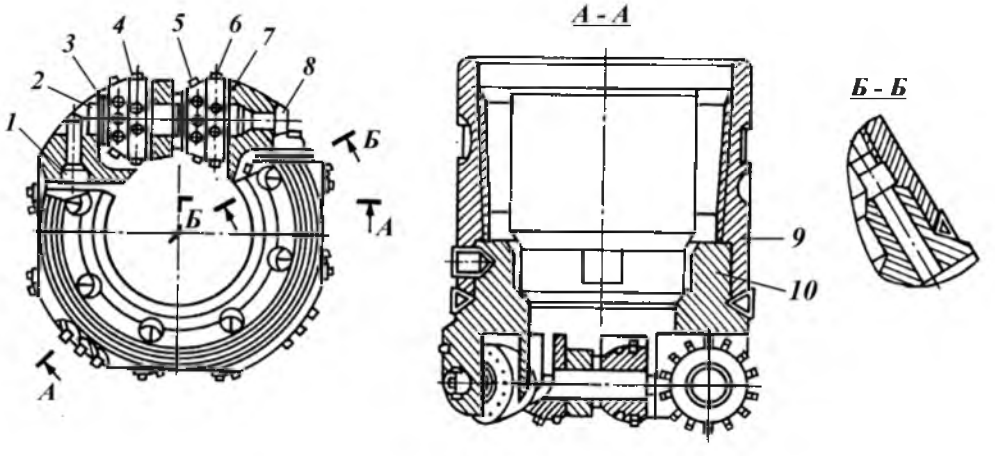


Рис. 3.20. Бурильная головка 17НК187,3/80С3

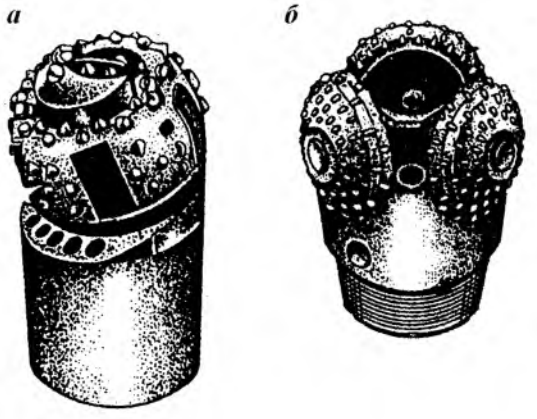


Рис. 3.21. Бурильные головки:
а — одношарошечная 6ВК190/80С3; *б* — трехшарошечная

стенку скважины. В конструкциях, показанных на рис. 3.19, *а—г*, одни шарошки (см. рис. 3.19, *а*) расположены ближе к оси долота, обуривают керн и разрушают прилегающую к нему центральную часть забоя, а другие (см. рис. 3.19, *б—г*) обращены к периферии, разбуривают наружную зону забоя и калибруют ствол скважины. Поэтому первые называют внутренними и кернообразующими шарошками, а вторые — наружными и скважинообразующими.

Вооружение шарошек может быть стальным (фрезерованным) с наплавкой твердым сплавом, вставным (штыревым) или комбинированным.

Лапы *2* (см. рис. 3.18, *а*) с шарошками *1* часто образуют отдельные секции бурильной головки, собираемые на штифтах и свариваемые вместе с образованием при этом присоединительной головки *3*. Но бывают бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом (см. рис. 3.19, *а—г*).

Промысловое устройство (промывочный узел) состоит обычно из нескольких каналов, просверленных в лапах или в корпусе бурильной головки, но может включать втулку или патрубки, соединяющиеся с внутренней полостью присоединительной головки (см. рис. 3.18, *б*). Выходные промывочные отверстия обычно располагают между шарошками на некотором расстоянии от керна во избежание его размыва. Важные параметры конструкции бурильной головки — высота кернoприема и его коэффициент. Высотой кернoприема принято называть расстояние от зоны образования керна до кернорвателя, а коэффициентом кернoприема — отношение к этому расстоянию диаметра керна.

Одношарошечные бурильные головки (см. рис. 3.21, *а*) разработаны в СевКавНИПИнефти только второго класса и одного типа — для отбора керна в карбонатных среднетвердых породах. Шарошка бурильной головки выполнена сферической с широкими продольными промывочными пазами и круглым отверстием, обращенным к кернoприемнику, выполненному в пустотелой цапфе. Наружная и торцовая поверхности шарошки оснащены вставными твердосплавными штырями формы Г23 с плосковыпуклой рабочей головкой.

Штыри (зубки), расположенные на наружной поверхности шарошек, обеспечивают разрушение породы в кольцевой зоне между керном и стенкой скважины и калибруют ствол скважины, а зубки, запрессованные на

торце шарошки (а также на торце цапфы в новых конструкциях), формируют столбик керна.

Высота керноприемника уменьшена до минимума, и коэффициент керноприемника очень высок. Разность между диаметрами скважины и керна невелика. Шарошка смонтирована на мощной опоре по схеме СШС. Промывочное устройство состоит из ряда наклонных каналов у бурильных головок большого размера и из широкого щелевого отверстия в бурильной головке малого размера. Все отверстия обращены в одну сторону забоя, к его периферии. Трехшарошечные бурильные головки (см. рис. 3.21, *б*) разработаны во ВНИИБТ. В настоящее время они выпускаются серии 6ВК только второго (с твердосплавным вооружением) класса и одного типа С3.

Бурильные головки С3 предназначены для бурения скважин кольцевым забоем в средних и среднетвердых породах малой и средней абразивности (известняки и др.).

Описанные бурильные головки изготовляют следующих моделей: 6ВК190/80С3, 6ВК214/80С3, 6НК187,3/80С3.

Четырехшарошечные бурильные головки выпускаются двух классов — первого с комбинированным вооружением и второго со штыревым вооружением. Бурильные головки с комбинированным вооружением шарошек изготовляют типа СТ для бурения мягких и средних пород, перемежающихся твердыми. Выпускают две серии этих бурильных головок: 1 (1ВК) и 2 (2ВК).

Бурильные головки серии 1ВК производят трех размеров моделей 1ВК190СТ, 1ВК269СТ и 1ВК285СТ (см. рис. 3.18, *а*).

Они выполняются секционными и могут применяться как в турбинном, так и в роторном бурении соответственно со съемными керноприемниками и без них.

Опора шарошки у всех бурильных головок 1ВК выполнена по схеме ролик — шарик (замковый) — шарик. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены по всем венцам относительно невысокими фрезерованными зубьями, наплавленными релитом. Вершины шарошек, участвующие в образовании керна, армированы твердосплавными вставками. Промывка забоя осуществляется через патрубки *4*. Диаметр керна у бурильных головок 1ВК190СТ составляет 33 мм, а у бурильных головок 1ВК269СТ и 1ВК295ВК — 47 мм.

Бурильные головки того же типа СТ, но более совершенной серии 2ВК выпускаются моделей 2ВК190/40СТ, 2ВК214/60СТ (см. рис. 3.18, *в*) и 2ВК269,9/60СТ, приспособленных для бурения со съемной грунтоноской при турбинном бурении и без нее при роторном способе бурения. Корпус этих бурильных головок также сварной секционный.

Бурильные головки второго класса (лишь с твердосплавным вооружением) выпускаются типа ТКЗ — для колонкового бурения в твердокрепких абразивных породах (плотные песчаники, доломиты, конгломераты, очень плотные глины и др.). Эти бурильные головки изготовляют серии 2ВК двух моделей: 2ВК190/40ТКЗ и 2ВК214/60ТКЗ (см. рис. 3.18, *г*). Твердосплавные зубки с клиновидной и полусферической рабочими головками чередуются по каждому венцу любой из шарошек. Опора шарошки и другие конструктивные особенности такие же, как и бурильных головок типа СТ той же серии 2ВК.

Пятишарошечные бурильные головки изготовляются серии 24НК, которая разработана также ВНИИБТ. Они относятся ко второму классу, к

типу ТКЗ. Выпускаются крупными опытно-промышленными партиями двух моделей: 24НК139,7/52ТКЗ и 24НК158,7/67ТКЗ.

Шестишарошечные бурильные головки выпускают со стальным и твердосплавным вооружением. Бурильные головки данной разновидности со стальным (фрезерованным) вооружением (т.е. первого класса) изготовляют одного типа СТ — для среднетвердых пород. В массовом производстве пока находятся бурильные головки только двух моделей: 21ВК190/80СТ (см. рис. 3.19, *б*) и 21ВК214/80СТ.

Восьмишарошечные бурильные головки выпускают одного типа — МСЗ. Они предназначены для низкооборотного бурения с отбором керна в среднемягких породах (известняк, доломиты, ангидриты, мергели, переслаивающиеся с аргиллитами, алевролитами и битуминозными песчаниками). Эти бурильные головки изготовляют серии 17 (см. рис. 3.20). Бурильная головка этой серии состоит из корпуса *10*, приваренной к нему муфты *9* (или ниппеля) и шарошек *4* и *7*, смонтированных в пазах корпуса *10* попарно на четырех осях *2*. Три оси выполнены с запорным хвостовиком *1*, удерживающим другую (перпендикулярную к хвостовику) ось от выпадения, а четвертая, собираемая последней, запирается винтом *8*. Наружная поверхность шарошки состоит из цилиндрической и конической частей. Цилиндрическая часть оснащена твердосплавными зубками *6* с клиновидной головкой, ориентированной своим лезвием под углом 45° к образующей цилиндра таким образом, что зубки на наружной *4* и внутренней *7* шарошках направлены в разные стороны. Коническая часть шарошки вооружена подрезными зубками *5*, служащими для калибровки керна (шарошки *7*) и скважины (шарошка *4*) и перекрывающими забой между основными зубками *6*. Шарошка *4* упирается своим торцом в шайбу *3*, прилегающую к корпусу бурильной головки. Описанная конструкция предусматривает возможность сборки и разборки бурильной головки в полевых условиях с целью замены изношенных деталей (осей, винтов, шайб) и шарошек в соответствии с разработанной инструкцией.

В процессе бурения данная бурильная головка оказывает на буримые породы преимущественно режущее действие. Она изготовлена двух моделей: 17НК187,3/80МСЗ (см. рис. 3.20) и 17ВК212,7/80МСЗ.

3.7. ЛОПАСТНЫЕ, ФРЕЗЕРНЫЕ И ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Лопастные бурильные головки (рис. 3.22, *а*) просты по конструкции и изготовлению, работают в режиме резания, без ударов и вибраций. Поэтому по сравнению с шарошечными бурильными головками они обеспечивают лучшую сохранность керна. Недостатки лопастных бурильных головок в общем те же, что и лопастных долот: относительно узкая область применения, возможное уменьшение диаметра скважины и др.

В состав бурильной головки входят пулевидный корпус *1*, составляющие с этим корпусом единое целое (обычно приварные) лопасти *2* и резцы *3*, а также промывочные сопла *4*. Рабочие поверхности лопастей *2* и режущие кромки резцов *3* обычно армируют износостойким твердым сплавом. Бурильные головки, предназначенные для колонкового бурения в слабых породах, армируют чаще всего зернистым литым (направляемым) сплавом,

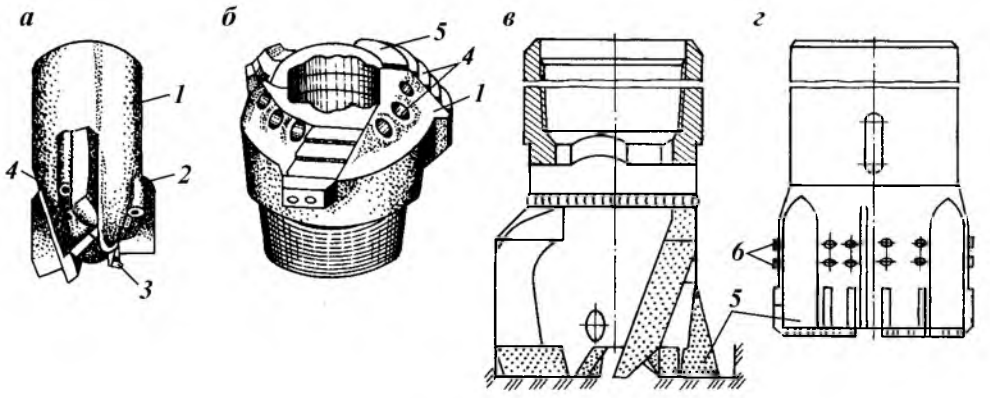


Рис. 3.22. Лопастные и фрезерные бурильные головки:
а — фирмы «Эй-Уан Бит энц Тул»; *б* — 11НК187/80МИ1; *в*, *г* — румынские; *1* — корпус долота; *2* — лопасти; *3* — резцы; *4* — промывочные сопла; *5* — твердосплавные режущие инструменты; *6* — боковые промывочные сопла

бурильные головки для мягких и среднемягких пород — вставными штырями из карбида вольфрама (рис. 3.22, *б*).

Бурильные головки, изображенные на рис. 3.22, *в*, *г*, напоминают по форме и действию фрезерное долото и могут быть названы фрезерными. Они эффективны при роторном бурении с отбором керна.

Твердосплавные бурильные головки (коронки) представляют собой обычно цилиндрические кольца с закрепленными в них твердосплавными режущими элементами в виде резцов, зубцов или пластинок. Они применяются при бурении мелких колонковых скважин в основном на твердые полезные ископаемые.

В России выпускаются лопастные бурильные головки только одной разновидности (см. рис. 3.22, *б*), которые можно отнести к фрезерным. Эти бурильные головки разработаны для роторного бурения в комплекте с колонковым снарядом с несъемным керноприемником. Они предназначены для отбора керна в мягких породах (красноцветные моренные отложения, суглинки, мягкие глины, мел, мягкие и слабые известняки, мергели и т.п.).

Для колонкового бурения скважин небольшого диаметра, преимущественно геологоразведочных, серийно выпускаются тонкостенные твердосплавные коронки.

3.8. АЛМАЗНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ И БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ ИСМ

Алмазные бурильные головки по конструктивным особенностям и характеру воздействия на породу и столбик керна наиболее подходят для колонкового бурения.

По технологии изготовления, расположению алмазов и промывочных канавок они имеют много общего с алмазными долотами, поэтому могут быть классифицированы на те же два класса — с природными и искусственными (синтетическими) алмазами и примерно на те же основные разновидности: радиальную (рис. 3.23, *а*), радиально-ступенчатую (рис. 3.23, *б*)

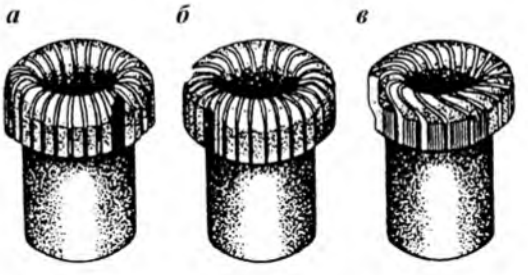


Рис. 3.23. Алмазные бурильные головки основных разновидностей:
а — С20; *б* — С23; *в* — С22

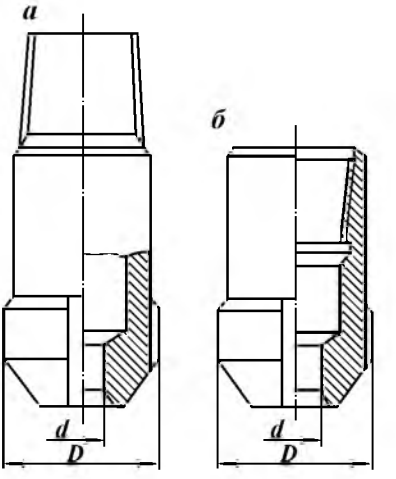


Рис. 3.24. Отечественные алмазные бурильные головки:
а — для колонковых снарядов со съемным керноприемником; *б* — для снарядов с несъемным керноприемником; *D* — номинальный наружный диаметр бурильной головки; *d* — диаметр кернообразующего отверстия

и спиральную (рис. 3.23, *в*). По назначению и свойствам разбуриваемых ими пород они распределяются на типы, по конструктивным особенностям — на модификации, по размерам — на модели, по технологии изготовления и форме выполнения — на серии.

Выпускаются алмазные бурильные головки, оснащенные как природными, так и синтетическими алмазами.

Изготовляют три разновидности бурильных головок первого класса (с природными алмазами): однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съемным керноприемником (грунтоноской) изготовляются с ниппельной наружной присоединительной резьбой (рис. 3.24, *а*), а бурильные головки для колонковых снарядов с несъемным керноприемником — с муфтовой внутренней резьбой (рис. 3.24, *б*).

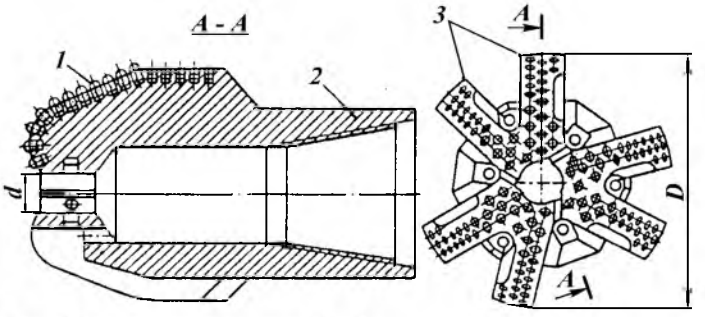


Рис. 3.25. Бурильная головка ИСМ

Бурильные головки ИСМ, вооруженные вставками со сверхтвердым материалом славутич, выпускаются в настоящее время одной и той же разновидности (рис. 3.25) и одного типа МС (для бурения с отбором керна в среднемягких породах).

Эти бурильные головки армируют вставками *1* со славутичем по наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов *3*, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом *2*, а также по внутренней центральной части, формирующей керн.

3.9. КЕРНОПРИЕМНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Керноприемным или колонковым инструментом (керноприемными устройствами) принято называть инструмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения и во время транспортирования по скважине вплоть до извлечения его на поверхность.

Во избежание получения искаженных или вовсе неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах нередко необходимо применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий вынос керна (%), но и ненарушенную структуру породы, защищают керн от промывочной жидкости, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: Р1, Р2 — для роторного бурения соответственно со съемным (извлекаемым по бурильным трубам) и с несъемным керноприемниками; Т1, Т2 — для турбинного бурения соответственно со съемным и несъемным керноприемниками.

Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов и предназначены для отбора керна из массива плотных пород; в трещиноватых, перемятых или перемежающихся по плотности и твердости породах; в сыпучих породах, легко разрушаемых и размываемых буровым раствором.

Керноприемные устройства первого типа выполняются в виде двойного колонкового снаряда с керноприемником (грунтоноской), изолированным от потока бурового раствора и вращающимся вместе с корпусом снаряда. К устройствам этого типа относится колонковый снаряд «Недра» (рис. 3.26, *а*).

Устройства второго типа изготовляют с невращающимся керноприемником, подвешенным на одном или нескольких подшипниках, и с надежными кернорвателями и кернодержателями. К устройствам этого типа относятся керноотборный снаряд СК164 (рис. 3.26, *б*), КК, К и др.

Устройство третьего типа должно обеспечивать полную герметизацию керна и перекрытие керноприемного отверстия в конце бурения. К таким устройствам относится снаряд с эластичным керноприемником.

Керноприемные устройства разновидности Р2 изготовляют всех трех типов, а остальные разновидности — одного-двух типов.

В СНГ изготовляют серийно керноприемные устройства разновидностей Р2, Т1 и Т2 (ГОСТ 21949—76 предусматривает выпуск устройств только Р1, Т1 и Т2). Разновидность Р2 выпускают двух типов.

Керноприемное устройство Р2 первого типа производится в единст-

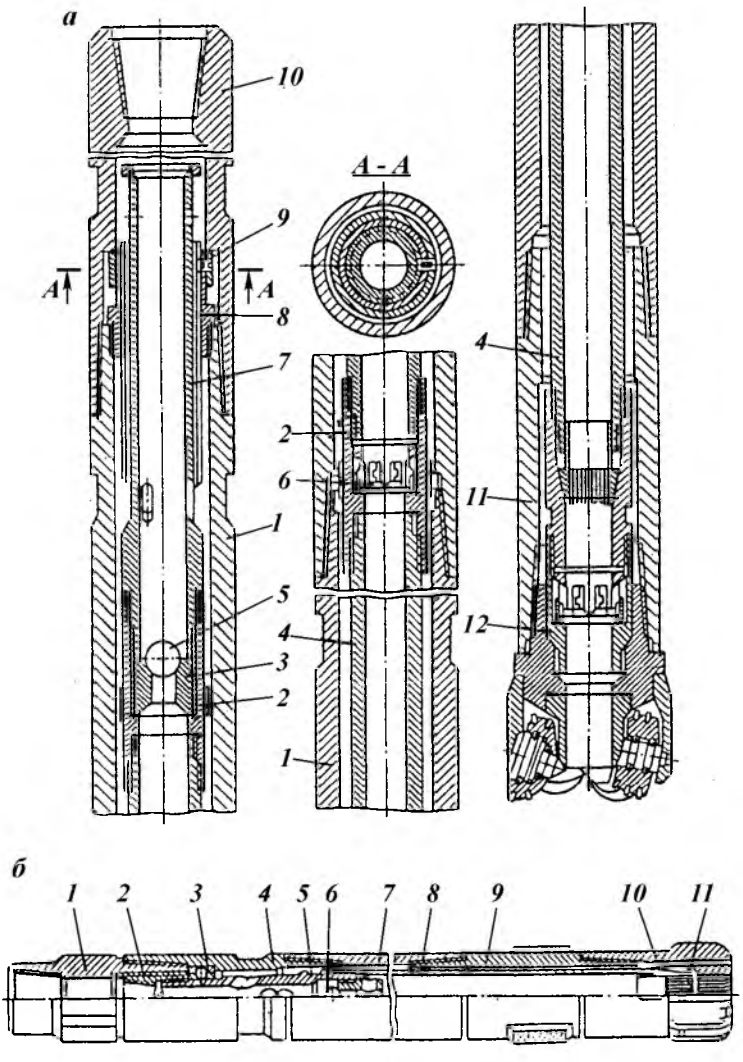


Рис. 3.26. Керноприемные устройства:
а — снаряд «Недра» КД11М-190/80; *б* — СК164/80

венной модификации — в виде снаряда «Недра» одной модели КД11М-190/80 — для отбора керна диаметром 80 мм.

Колонковый снаряд «Недра» (разработан во ВНИИБТ) состоит из двух, трех секций или более длиной по 5 м. В его состав входит корпус *1* (см. рис. 3.26, *а*), верхний *10* и нижний *11* переводники и грунтоноска *4*, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центратором *2*. В последней смонтирован кернодержатель *6*, а в нижней части грунтоноски — комплект кернорвателей *12*. Верхняя часть грунтоноски включает узел подвески с винтом *7*, гайкой *8* и фиксатором *9* и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла *3* и шара *5*. Снаряд

«Недра» благодаря теоретически неограниченному количеству секций позволяет отобрать керн большой длины, зависящий от стойкости бурильных головок. В комплект этого снаряда включают обычно бурильные головки серий 6ВК, 20НК, 21ВК, 25НК, 17ВК и др.

Керноприемные инструменты той же разновидности второго типа выполняются двух модификаций: СК и СКУ.

Инструмент СК (снаряд керноотборочный) изготовляется модели СК164/80 (Павловский машиностроительный завод им. Мясникова), т.е. с наружным диаметром корпуса 164 мм и диаметром керноприемного отверстия 80 мм. Этот снаряд состоит из верхнего *1* и нижнего *9* переводников (см. рис. 3.26, *б*), контрвтулки *2*, радиально-упорного шарикового подшипника *3*, головки *4*, полого шпинделя *5*, обратного клапана *6*, керноприемника *7* (грунтоноски), трубчатого корпуса *8*, башмака *10* и цангового кернорвателя *11*. При отборе керна в мягких породах цанговый керноръватель заменяется лепестковым. Шариковый подшипник *3* обеспечивает свободное вращение головки *4* и корпуса *8* относительно шпинделя *5* и навинченного на этот шпиндель почти не вращающегося в процессе бурения керноприемника *7*. Шарик обратного клапана *6* забрасывается в снаряд по бурильным трубам после промывки непосредственно перед бурением. Он закрывает полость керноприемника *7* от попадания в нее бурового раствора.

Снаряд СК выпускается двухсекционным длиной 17 500 мм. Он может быть изготовлен с одной или тремя секциями. Используется с алмазными бурильными головками диаметрами 188, 212, 241 или 267 мм. Этот снаряд должен постепенно заменяться унифицированным снарядом КД11М-190/80.

Инструмент модификации СКУ конструктивно представляет собой видоизмененный снаряд «Недра». Серийно выпускается керноприемный инструмент разновидности Т1 (КТД3 и КТД4С) четырех моделей: КТД3-240, КТД4С-240, КТД4С-195 и КТД4С-172.

Инструмент КТД3-240 выпускается односекционным и применяется с бурильными головками серии 1ВК наружным диаметром 269 или 295 мм для керна диаметром 48 мм; КТД4С-240 — трехсекционным (две секции и один колонковый шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметрами 269,9 и 295,3 мм для керна диаметром 60 мм.

Инструмент КТД4С-195 — четырехсекционный (три секции и один шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметром 190 или 187,3 мм под керн диаметром 40 мм.

Шифр КТД означает «колонковое турбинное долото», однако в действительности КТД3 и КТД4 представляют собой видоизмененный секционный (с полым валом) турбобур, т.е. этот инструмент относится к гидравлическим забойным двигателям.

Для бурения с несъемной грунтоноской во ВНИИБТ был разработан и изготовляется колонковый шпиндель (ШУК 172), присоединяемый к нижней секции турбобура. Он представляет собой отдельную часть турбобура.

При турбинном бурении формирование и сохранение керна крайне затруднены, его диаметр мал и его вынос (по отношению к величине проходки за рейс) уменьшается до 30—20 % и менее. Поэтому для отбора керна, особенно на один, два или три рейса, обычно временно переходят на роторный способ бурения.

3.10. РАСШИРИТЕЛИ

Расширители ствола буровых скважин, как и другой технологический инструмент, по принципу действия и особенностям работы во многом отличаются от бурильного инструмента.

Так, расширитель разрушает массив горных пород, уже ослабленный бурением расширяемой скважины. В этом массиве развиты зоны предразрушения, трещины, кливаж, вскрыты поверхности. В то же время расширение скважины обычно сопряжено с отсутствием экранирующего реактивного воздействия в центральной зоне забоя скважины, с затуханием нисходящих потоков бурового раствора, уменьшением опорных поверхностей расширяющего инструмента и ухудшением его прочностной характеристики.

В Российской Федерации расширители с успехом применяют как для последовательного расширения уже пробуренного ствола скважины, так и для бурения с одновременным расширением скважины.

Во многих случаях более выгодно бурить ствол диаметром 190,5—293,5 мм (вместо 445 мм) с расширением его до требуемого диаметра.

По виду, конструктивному и технологическому выполнению расширители весьма разнообразны.

Расширители можно классифицировать по виду, форме их рабочих органов (лопастные, шарошечные и др.), способу крепления рабочих органов (жесткозакрепленные, разборные и раздвижные), числу этих органов, типу их вооружения и другим отличительным особенностям. Для такой классификации можно применить схему, использованную авторами при систематизации буровых долот.

Применяют два вида расширителей: шарошечные и лопастные (преимущественно в мягких породах). В связи с увеличением числа глубоких и сверхглубоких скважин, усложнением конструкций скважин, увеличением их начального диаметра и диаметра кондуктора ассортимент расширителей, особенно шарошечных, неуклонно увеличивается. Известны также ступенчатые, двухъярусные и многоярусные расширители.

Для расширения ствола скважины под башмаком обсадной колонны и в других случаях используют раздвижные расширители. В СНГ организовано серийное производство трехшарошечных расширителей-калибраторов одного типа РШ, семи размеров, диаметрами 243—490 мм для нефтяных и газовых скважин.

3.11. КАЛИБРУЮЩЕ-ЦЕНТРИРУЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Калибрующе-центрирующий инструмент, в отличие из рассмотренных выше долот, бурильных головок и расширителей, в процессе своей работы совсем не разрушает горные породы либо разрушает их в небольшом объеме на небольшую глубину (по радиусу скважины) и на относительно небольших (по длине) участках ствола скважины. Это разрушение пород обычно приводит к выравниванию стенок скважины, частичному расширению и калиброванию отдельных участков ствола.

В последнее время предлагают разделить рассматриваемый инструмент на три группы: калибраторы, центраторы и стабилизаторы.

Калибратор — это инструмент, выполняющий как центрирующие, так

и калибрующие функции, т.е. предназначенный для расширения и калибрования участков ствола скважины по диаметру долота, а также для центрирования и улучшения условий работы долота и стабилизации направления оси скважины. Этот инструмент рекомендуется устанавливать непосредственно над долотом или между секциями УБТ.

Центратор — это инструмент, предназначенный для центрирования нижней части бурильной колонны. Он устанавливается на корпусе забойного двигателя либо в колонне бурильных труб. Во втором случае он называется колонным. Длина центратора должна равняться одному-двум диаметрам долота.

Стабилизатор служит для направления ствола скважины и центрирования бурильной колонны.

Диаметр всех указанных инструментов должен быть равен диаметру применяемого долота. Но в последнее время на корпусе забойного двигателя предлагается устанавливать центратор меньшего диаметра (на 2—14 мм меньше диаметра долота).

По конструкции инструменты трех названных групп, по существу, между собой не различаются. Гораздо более значительные различия отмечаются по видам, типам и модификациям одноименного инструмента. Функции калибраторов, центраторов и стабилизаторов в основном одни и те же.

Можно выделить следующие основные виды калибрующего инструмента: трубный, планочный или ребристый и плашечный, спиральный лопастной и роликовый. Раньше изготовляли также крыльчатые лопастные стабилизаторы с прямыми радиальными лопастными органами. По аналогии с ними иногда неправильно называют лопастным планочный калибрующе-центрирующий инструмент, у которого рабочие органы трудно назвать лопастями, так как они выступают над телом корпуса на небольшое расстояние и выполняются без заострения.

Калибрующе-центрирующий инструмент (преимущественно под названием калибратор) изготовляют двух видов: планочный и спиральный.

Планочные калибраторы армируют синтетическими алмазами, славутичем или твердым сплавом. В первом случае выпускают калибраторы одной серии (ИТС), одного типа (С), двух модификаций (С2 и С3), трех моделей: СТС188С3, СТС212С3 и СТС292С2. Их применяют вместе с алмазными долотами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 — выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 — выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами марки СВС-П, а средний участок — мелкими твердосплавными вставками с плоской рабочей головкой.

Выпускают две модели планочных калибраторов, оснащенных славутичем: ИСМ188К и ИСМ212К. Они применяются при бурении с долотами ИСМ.

Разработанные Азинмашем стабилизаторы, иначе названные расширителями-калибраторами РЗЛ, выпускаются двух моделей: 1-РЗЛ-269 (наружный диаметр 169 мм) и 1-РЗЛ-394 (диаметр 394 мм).

Спиральные (лопастные) калибраторы изготовляют двух типов (СТ и СТК), трех модификаций (5КС, 10КС и 11КС). Они применяются в основном с шарошечными долотами.

Калибраторы 5КС выпускают трех моделей: 5КС212, 7СТ; 5КС214СТ и 5КС215,9СТ.

Калибраторы 10КС имеют примерно такую же конструкцию, как и калибраторы 5КС, но их три спиральных рабочих органа армируют не твердосплавными вставками, а вставками со славутичем. Выпускают две модели калибраторов 10КС: 1ЛКС190,5СТК и 10КС215,9СТК, т.е. типа СТК диаметрами 190,5 и 215,9 мм. Все они характеризуются тем, что их рабочие органы составляют единое целое с корпусом калибратора.

Калибраторы модификации 11КС отличаются от калибраторов 10КС тем, что изготовляются со сменной муфтой. Выпускают одну модель этих калибраторов — 11КС295,3СТК.

Глава 4
ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

При углублении скважины порода может разрушаться долблением, сверлением или (и) истиранием (последний случай — разновидность предыдущего). Каждому из этих видов разрушения соответствуют основные методы бурения: ударное, вращательное, ударно-вращательное (практически неприменяемое) и дробовое (применяется редко) бурение.

Наибольшее применение получило вращательное бурение. При этом способе цилиндрический ствол формируется непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы в процессе бурения также непрерывно выносятся на поверхность циркулирующим буровым раствором (газом, газированной жидкостью). При вращательном бурении долото внедряется в породу в результате одновременного действия осевого усилия (нагрузки), направленного перпендикулярно к плоскости забоя, и окружного усилия от вращающего момента.

Различают: роторное бурение, — когда двигатель, приводящий во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб, находится на поверхности; турбинное бурение и бурение с использованием электробура, — когда двигатель расположен у забоя скважины, над долотом. Поток бурового раствора, кроме известных функций, выполняет функции источника энергии.

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проводки скважин и используются повсеместно. Особенно широко используется турбинный способ бурения в России.

4.1. ЗАБОЙНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ

В основе турбинного бурения лежит применение забойного турбинного гидравлического двигателя. Гидравлическим двигателем принято называть машину, которая преобразовывает энергию потока жидкости (бурового раствора) в механическую энергию ведомого звена — вала или штока.

По принципу действия различают гидравлические двигатели объемного (гидростатического) типа и гидродинамические двигатели.

Объемные двигатели работают под действием гидростатического напора в результате наполнения жидкостью рабочих камер и перемещения вытеснителей. Под вытеснителем понимается рабочий орган, непосредственно совершающий работу под действием на него давления жидкости. Конструктивно вытеснитель может быть выполнен в виде поршня, пластины, зуба шестерен или ротора. В объемных гидравлических двигателях ведомое звено может совершать как циклическое возвратно-поступательное или возвратно-поворотное, так и непрерывное движение.

Объемные двигатели характеризуются тремя основными признаками:

а) наличием рабочих камер, которые периодически сообщаются со входом или выходом машины, при этом жидкость наполняет каждую камеру или выталкивается из нее;

б) изменением давления в рабочей камере от начального до конечного постепенно из-за изменения объема камеры или скачкообразно вследствие сообщения камеры с выходом;

в) несущественной зависимостью усилий на рабочих органах двигателя от скорости движения жидкости в камерах.

Гидродинамические двигатели (турбины) функционируют при изменении момента количества движения жидкости в рабочих органах машины. В этом типе гидравлических двигателей ведомое звено совершает только вращательное движение.

Гидродинамические двигатели характеризуются также тремя особенностями:

а) рабочие органы двигателя выполнены в виде лопаточного аппарата, состоящего из статора и ротора, обтекаемого жидкостью;

б) в каналах двигателя циркулирует непрерывный поток жидкости;

в) взаимодействие между лопаточным аппаратом и жидкостью носит гидродинамический характер.

4.1.1. ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ. ТУРБОБУРЫ

В турбинном бурении наибольшая величина крутящего момента обусловлена только сопротивлением породы вращению долота (труб и механизмов между долотом и турбобуром в случае их установки). В роторном бурении максимальный крутящий момент труб определяется сопротивлением породы вращению долота, сопротивлением трению труб о стенки скважины и вращающейся жидкости и инерционным эффектом упругих крутильных колебаний. Максимальный крутящий момент в трубах, определяемый расчетом турбины (значением ее тормозного момента), не зависит от глубины скважины, числа оборотов долота, осевой нагрузки на долото и механических свойств проходимых горных пород. Практика применения турбобуров показывает, что стойкость труб примерно в 10 раз превышает стойкость труб в роторном бурении.

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном. Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX в: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был взят в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко (Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя.

В начале 1900-х годов был разработан и использован на практике для быстроударного бурения в твердых породах забойный гидравлический таран, создававший 500—600 ударов в минуту по забою. В 1923 г. М.А. Капелюшников разработал (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) турбинный аппарат для бурения скважин, названный турбобуром Капелюшникова. Он развивал мощность до 12 л.с. и представлял собой гидравлический двигатель, выполненный на базе одноступенчатой осевой турбины, вал которой через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото. Проблема реализации турбинного бурения была решена П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и

М.Т. Гусманом. Позднее, благодаря работам ВНИИБТ, турбинное бурение приобрело общее признание.

Успехи современного турбинного бурения главным образом зависят от возможности реализации оптимальных режимов отработки новых конструкций высокопроизводительных долот, созданных в последнее время[1].

Турбобур — машина быстроходная. Поэтому большое значение имеют работы, направленные на создание низкооборотных турбобуров, способных эффективно отрабатывать шарошечные долота с герметизированными маслонаполненными опорами типов ГНУ и ГАУ.

В области турбоалмазного бурения особую актуальность приобретает создание высокомоментных турбобуров для работы с новыми долотами с поликристаллическими алмазными режущими элементами типа Stratopax.

Современный турбобур должен обеспечивать:

1. Достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на 1 $см^2$ площади забоя.
2. Устойчивую работу при частотах вращения меньше 7 $с^{-1}$ для шарошечных и 7—10 $с^{-1}$ для алмазных долот.
3. Максимально возможный КПД.
4. Срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа.
5. Наработку на отказ не менее 300 ч.
6. Долговечность не менее 2000 ч.
7. Постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ.
8. Независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды.
9. Возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления.
10. Возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок.
11. Возможность осуществления промывки ствола скважины без вращения долота.
12. Возможность проведения замеров траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема бурильной колонны.
13. Стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения.
14. Гашение вибраций бурильного инструмента.
15. Экономию приведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время для одного и того же диаметра целесообразно иметь возможно меньшее количество типов турбобуров.

В начале 50-х гг. в связи с увеличением глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух — трех секций, собираемых в одну машину непосредственно на буровой. Секции свинчивали с помощью конической резьбы, а их валы соединяли сначала

[1] Здесь и далее: *Ю.Р. Иоанесян, В.В. Попко, С.Л. Симонянц.* Конструкции и характеристики современных турбобуров. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.

конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем, с целью упрощения эксплуатации турбобуров, осевую опору вынесли в отдельную секцию — шпиндель. Это усовершенствование позволило производить смену на буровой наиболее быстроизнашиваемого узла турбобура — его опоры.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметрами корпуса 172, 195 и 240 мм.

В конце 50-х гг. во ВНИИБТ были начаты интенсивные исследования по разработке опоры качения турбобура. Дело в том, что резинометаллическая пята, хорошо работающая при использовании в качестве бурового раствора воды или буровых (глинистых) растворов с относительно низким содержанием твердой фазы, а также при невысоких значениях перепада давления на долоте, в случае применения утяжеленных или сильно загрязненных буровых растворов существенно искажала выходную характеристику турбобура, что в свою очередь снижало эффективность турбинного способа бурения.

В начале 60-х гг. Р.А. Иоаннесяном, Д.Г. Малышевым и Ю.Р. Иоанесяном была создана упорно-радиальная шаровая опора турбобура типа 128 000, представляющая собой многоступенчатый шарикоподшипник двухстороннего действия.

Турбобуры с шаровой опорой серии А в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметрами корпуса 164, 195 и 240 мм.

Дальнейшее совершенствование конструкций турбобура связано с появлением новых высокопроизводительных шарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами. Для эффективной отработки этих долот требуются частоты вращения около 2,5... 5 $с^{-1}$ [2]. Это привело к созданию целого ряда новых направлений в конструировании турбобуров:

с системой гидродинамического торможения;

многосекционных;

с высокоциркулятивной турбиной и клапаном-регулятором расхода бурового раствора;

с системой демпфирования вибраций;

с разделенным потоком жидкости и полным валом;

с плавающей системой статора;

с тормозной приставкой гидромеханического типа;

с редукторной вставкой.

Появились также гидравлические забойные двигатели объемного типа — винтовые.

Среди конструкторов турбобуров еще нет единого мнения о наиболее эффективном и перспективном направлении развития техники турбинного способа бурения. С целью объективной оценки новых конструкций и выбора лучшей из них для широкого внедрения в серийное производство проводятся сравнительные испытания макетных образцов новых забойных двигателей.

Секционные унифицированные шпиндельные турбобуры

Секционные унифицированные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ1 предназначены для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами.

В настоящее время выпускаются турбобуры ЗТСШ1 с диаметрами корпуса 172, 195 и 240 мм.

Турбобуры состоят из трех турбинных и одной шпиндельной секции (рис. 4.1). В шпинделе установлена непроточная резинометаллическая осевая опора, которая выполняет также функцию уплотнения вала турбобура.

В каждой турбинной секции размещено около 100 ступеней турбины, по четыре радиальные опоры и по три ступени предохранительной осевой пяты. Последняя применяется для устранения опасности соприкосновения роторов и статоров турбины из-за износа шпиндельного подшипника в процессе работы.

В турбобурах ЗТСШ1 устанавливается цельнолитая металлическая турбина, а в турбобурах ЗТСШ1-ТЛ — составная турбина, проточная часть которой, лопаточный венец, изготовлена методом точного литья.

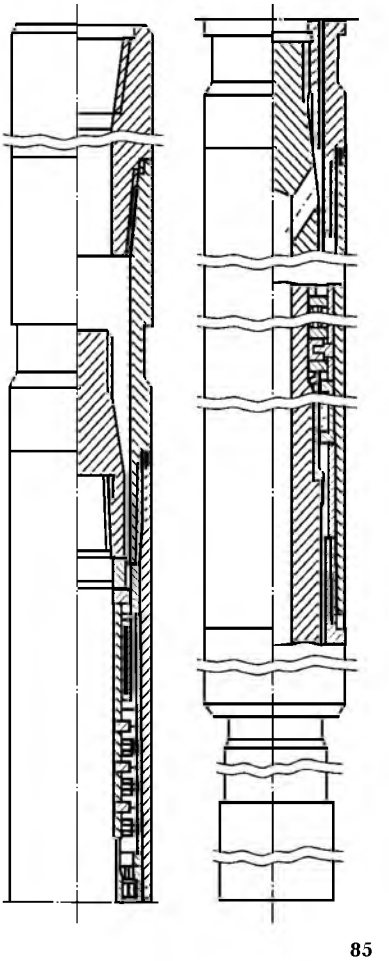


Рис. 4.1. Шпиндельный унифицированный турбобур типа ЗТСШ1

Таблица 4.1

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины, шт.	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
ЗТСШ1-240	30/16,5	315	32	2648	7,4	5,5	23,3	5975	240
ЗТСШ1-195	26/16,5	330	30	1481	6,6	3,9	25,7	4790	195
ЗТСШ1-195ТЛ	24/18	318	40	1746	5,9	2,9	25,7	4325	195
ЗТСША-195ТЛ	21/16,5	327	30	1961	12,1	6,5	25,9	4745	195
ЗТСШ1-172	28/16	336	25	1765	10,4	8,8	25,4	3530	172

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

В качестве запасного комплекта к турбобурам ЗТСШ1-195ТЛ поставляется и турбина типа 24/18-195ТПК, лопаточный венец которой выполнен из пластмассы.

Технические характеристики секционных унифицированных шпиндельных турбобуров ЗТСШ1 приведены в табл. 4.1.

Высокомоментные турбобуры с системой гидроторможения

Высокомоментные турбобуры типа АГТШ с системой гидродинамического торможения предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, но могут применяться и при алмазном бурении. Машиностроительные заводы Минхиммаша выпускают турбобуры АГТШ с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм.

Турбобуры состоят из трех секций и шпинделя (рис. 4.2). Две турбинные секции содержат многоступенчатую высокоциркулятивную турбину. В третьей устанавливаются ступени гидродинамического торможения (ГТ). Ступени ГТ состоят из статора и ротора, лопатки венцов которых имеют безударное обтекание жидкостью на тормозном режиме. При вращении такого ротора возникает крутящий момент, противоположный моменту, развиваемому турбиной турбобура. Величина тормозящего момента пропорциональна частоте вращения вала.

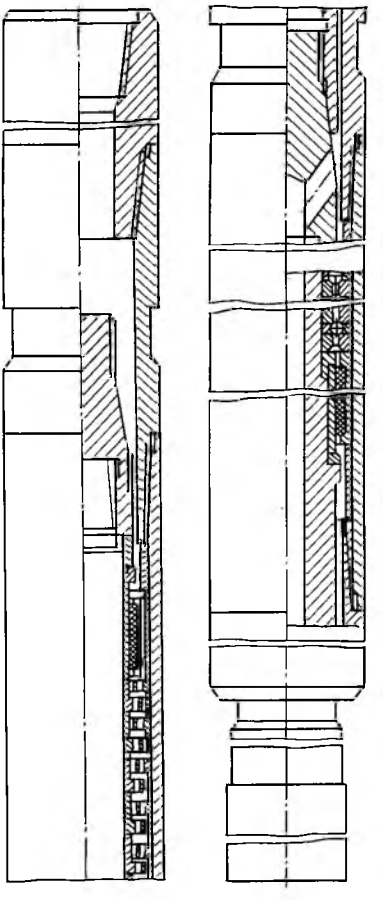
В шпинделе турбобура установлен упорно-радиальный шарикопод-

Таблица 4.2

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины, шт.	Число ступеней ГТ, шт.	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
А9ГТШ	А9К5Са	210	99	45	3060	4,9	5,5	23,3	6165	240
А7ГТШ	А7Н4С	228	114	30	1814	6,0	6,9	24,9	4425	195
А6ГТШ	А6К3С	240	75	20	779	6,0	4,5	24,5	2960	164

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

Рис. 4.2. Турбобур с системой гидроторможения типа А7ГТШ и А9ГТШ



шипник серии 128 000. В качестве уплотнения вала используются круглые резиновые кольца ПРУ.

Технические характеристики высокомоментных турбобуров типа АГТШ приведены в табл. 4.2.

Многосекционные турбобуры

Существующая технология турбинного бурения в большинстве случаев основана на применении серийных турбобуров АГТШ или ЗТСШ1 в том виде, в каком они поставляются машиностроительными заводами. Энергетические характеристики этих турбобуров, как правило, не удовлетворяют оптимальным параметрам отработки шарошечных долот и гидравлической программе бурения. Особенно это относится к применению новых шарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами (ГНУ и ГАУ), а также к использованию одного бурового насоса при бурении скважины.

С целью снижения частоты вращения долота и наращивания крутящего момента на валу турбобура применяют многосекционные (свыше трех секций) турбинные сборки. Серийные турбобуры, собранные из пяти —

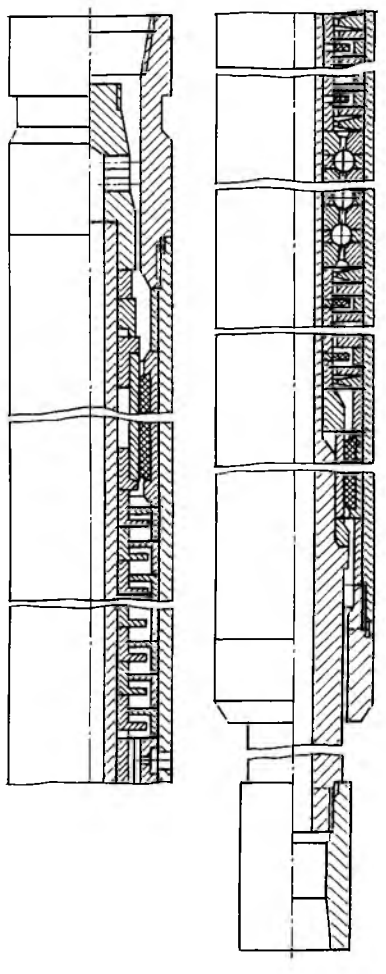


Рис. 4.3. Шпиндель с лабиринтным дисковым уплотнением

шести турбинных секций, позволяют эффективно отрабатывать высокопроизводительные долота при пониженных расходах бурового раствора, а также предоставляют технологам значительно более широкие возможности для выбора оптимальных параметров режима бурения.

В дальнейшем усовершенствованные многосекционные турбобуры испытывались при бурении глубоких скважин в РФ и за рубежом как с отечественными, так и с американскими долотами. Стойкость шарошечных долот производства США составляла 15—60 ч.

По своей конструктивной схеме многосекционный турбобур не отличается от серийного. Однако увеличение числа турбинных секций предъявляет более высокие требования к надежности работы шпинделя турбобура. Он должен быть не только надежнее, но и долговечнее, чем применяемые в настоящее время шпиндели серийных турбобуров. Этим требованиям отвечают шпиндели с лабиринтным дисковым уплотнением типа ШФД (рис. 4.3), которыми в скором времени будут оснащаться серийно выпускаемые турбобуры.

Многосекционный турбобур является дорогой машиной, поэтому его срок службы до списания должен быть увеличен не менее чем до 2000 ч. Результаты испытаний таких турбобуров со шпинделями типа ШФД показали, что их долговечность составляет 2000—4000 ч.

Энергетическая характеристика многосекционного турбобура может

Таблица 4.3

Тип сборки турбобура	Количество турбинных секций	Число ступеней турбины	Число ступеней ГТ	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Длина турбобура, м	Диаметр турбобура, мм
5А9ГТШ	5	315	210	32	2221	3,4	6,2	42	240
6А7ГТШ	6	348	348	26	1893	4,3	10,4	49	195
6ТСШ1-195ТЛ	6	636	—	30	1742	4,4	3,4	49	195
5А6Ш	5	630	—	18	1575	8,1	9,8	40	164

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

формироваться несколькими путями: использованием разных типов турбин, их сочетанием со ступенями ГТ, а также регулированием расхода бурового раствора через турбину.

В табл. 4.3 приведена техническая характеристика современных многосекционных турбобуров, собираемых из серийно выпускаемых машин типов АГТШ и ТСШ1.

Турбобур с независимой подвеской

Увеличение количества секций турбобура позволяет сформировать оптимальную энергетическую характеристику для бурения шарошечными долотами с герметизированными маслонаполненными опорами и алмазными породоразрушающими инструментами. Этот путь представляется наиболее простым и надежным, однако требует более квалифицированного подхода к сборке и регулировке турбинных секций. Для того чтобы упростить эти операции и сделать секции взаимозаменяемыми, разработали конструкцию турбобура с независимой подвеской.

Каждая турбинная секция с независимой подвеской имеет свой упорный шарикоподшипник. Корпусы секций соединяются между собой с помощью конической резьбы, а валы — квадратными полумуфтами и могут свободно перемещаться в осевом направлении. В результате такой компоновки секций износ упорного подшипника шпинделя не влияет на осевой зазор между статором и ротором турбины. Последний определяется только износом подшипников, установленных в турбинных секциях. Поскольку осевая нагрузка на эти подшипники действует только с одной стороны и практически не имеет динамическую составляющую, то этот износ легко прогнозируется. При сборке ротор турбины устанавливается в крайнее верхнее положение относительно статора, что позволяет увеличить время работы упорного подшипника секции. По данным промысловых испытаний наработка турбинной секции на отказ укладывается в диапазон 120—350 ч.

В тяжелых условиях работает упорный подшипник шпинделя. Действующая на него реакция забоя скважины переменна по величине и частотам возмущения. Динамические силы приводят к интенсивному износу этого подшипника. Однако допустимый осевой люфт в опоре может составлять примерно 16—20 мм, поэтому наработка на отказ может быть вполне соизмерима и даже выше, чем у шпинделя обычного типа, но только в тех случаях, когда износ опоры не сопровождается расколом отдельных ее элементов (обойма, шары).

Турбобур с независимой подвеской может быть собран с турбиной любого типа. В каждой секции можно установить по 80—90 ступеней.

В табл. 4.4 приводится характеристика трехсекционного турбобура А7ГТШМ.

Таблица 4.4

Число ступеней турбины	Число ступеней ГТ	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа
249	66	28	1800	5,2	7

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

Турбобур с плавающим статором

Турбобуры с плавающими статорами имеют те же преимущества, что и турбобуры с независимой подвеской секций. Однако в отличие от первых осевая опора шпинделя во вторых имеет повышенную гидравлическую нагрузку.

Конструкции турбобуров с плавающими статорами принципиально отличаются от известных.

Каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения в осевом направлении и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пяту для соответствующего статора, которые не имеют проставочных дистанционных колец.

Такое исполнение ступени турбины, с одной стороны, позволяет до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой — до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удается разместить число ступеней турбин в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров. Недостатком этой конструкции является свободный выход бурового раствора на внутреннюю поверхность корпуса турбинной секции.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми люфтами турбины и осевой опорой шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобур состоит из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник ШПО-172 (538920) и резинометаллическая пята ПУ-172.

Турбобуры с диаметром корпуса 172 мм с плавающим статором прошли промышленные испытания в Главтюменнефтегазгеологии. Средняя наработка турбобура на отказ (по шпинделю) составила 210 ч. Межремонтный период турбинных секций — более 500 ч.

В табл. 4.5 приведены технические характеристики турбобуров с плавающим статором с диаметром корпуса 195 мм (ЗТСШ1М1-195) и 172 мм (ТПС-172).

Таблица 4.5

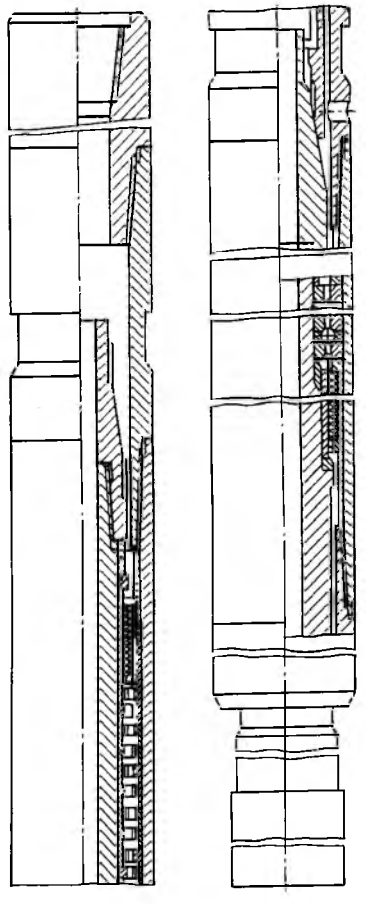
Тип турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа
ТПС-172	435	25	2100	7,5	6,57
ЗТСШ1М1-195	455	30	2875	6,85	5,97

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

Турбобур с полым валом

Во ВНИИБТ разработаны турбобуры с полым валом (рис. 4.4), предназначенные для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами в сложных горно-геологических условиях. Турбобур состоит из турбинных секций и шпинделя. В зависимости от условий эксплуатации возможно использование от трех до шести турбинных секций для обеспечения требуемой характеристики турбобура.

Рис. 4.4. Турбобур с полым валом



Как видно из рис. 4.4, турбинные секции состоят из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на четырех резинометаллических радиальных опорах. В пространстве между корпусом и полым валом установлено около 100 ступеней турбины. Концы полого вала оборудованы конусно-шлицевыми полумуфтами, внутри которых имеются уплотнительные элементы, предотвращающие утечку бурового раствора из полости вала к турбине. При сборке турбинных секций соблюдаются заданные размеры «вылета» и «утопания» полумуфт для обеспечения необходимого положения роторов относительно статоров.

Шпиндель турбобура состоит из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на резинометаллических радиальных опорах и упорно-радиальном шариковом подшипнике серии 128 000. При необходимости нижний конец корпуса шпинделя может быть оборудован стабилизатором, при этом на нижний конец вала устанавливается удлинитель, который центрируется внутри стабилизатора резинометаллической радиальной опорой.

При сборке турбинных секций предусмотрена возможность установки стабилизаторов между турбинными секциями или между турбинной секцией и шпинделем. Для этого на нижнем переводнике турбинной секции на резьбе закрепляется стабилизатор, а на нижнем конце вала — удлинитель соответствующей длины, так, чтобы не изменять ранее отрегулированные присоединительные размеры «утопания» и «вылетов» полумуфт.

Наличие полых валов турбинных секций и шпинделя позволяет осуществлять следующие операции:

поддерживать в насадках долота перепад давлений в 6—9 МПа без дополнительного нагружения буровых насосов;

проводить замеры пространственного положения ствола скважины в непосредственной близости от долота без подъема бурильной колонны на дневную поверхность;

на основании проведенных замеров корректировать осевую нагрузку на долото для управления процессом набора, сброса или стабилизации угла искривления ствола скважины;

прокачивать через полость валов, минуя турбину, разного рода наполнители;

спускать в аварийных случаях в полость вала приборы для определения места прихвата ПО-50 по ТУ 39-020—75 и торпеды, например, ТШ-35,

Таблица 4.6

Шифр турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости через турбину, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа	Диаметр долота, мм
ТПВ 240	552	30	2800	5,7	6,7	311; 295,3; 269,9
А7ПВ	588	22	1600	4,9	4,9	215,9; 212,2
ТПВ 178	552	17	1200	7,6	10	215,9; 212,2

Примечание. N_{max} – максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

ТШ-43, ТШ-50 по ТУ 25-04-2726–75, ТУ-25-04-2702–75 или ТДШ-25-1, ТДШ-50-2 по ТУ 39/5-137–73 и ТУ 39/5-138–73;

продавливать буровой раствор и выравнивать его свойства через полый вал с последующим сбросом гидромониторного узла; такая операция позволяет во много раз сократить время для проведения указанных работ.

В табл. 4.6 приведены технические характеристики турбобуров с полым валом.

Турбобур с редуктором-вставкой

Турбобуры с редуктором-вставкой типа РМ предназначены для эффективного использования шарошечных долот с маслонаполненными опорами при технологически необходимом расходе бурового раствора и уменьшенном по сравнению с другими гидравлическими двигателями перепаде давлений.

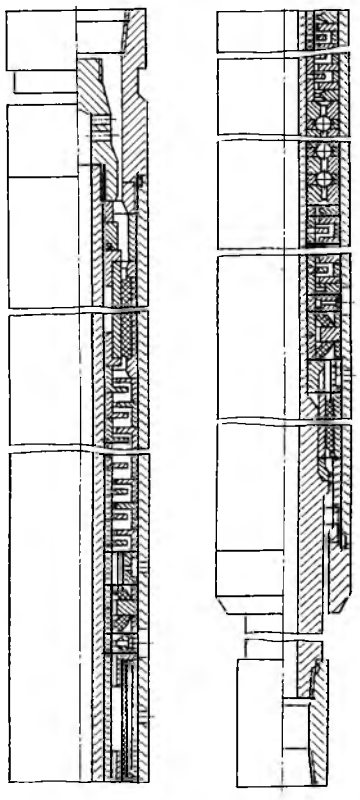


Рис. 4.5. Герметизированный маслонаполненный шпиндель

Маслонаполненный редуктор-вставка (рис. 4.5) применяется в сочетании с турбинными секциями и шпинделем серийно выпускаемых турбобуров.

Редуктор-вставка устанавливается между шпинделем и турбинными секциями, имеет планетарную передачу и систему маслозащиты передачи и опор.

Планетарная передача двухрядная, зубчатая, с косозубым зацеплением Новикова. Система маслозащиты имеет уплотнения торцового типа.

Выходной вал с помощью шлицевой муфты соединен с валом шпинделя, а входной вал с помощью полумуфты – с турбинными секциями.

Редуктор-вставка является автономным узлом, который может быть заменен непосредственно на буровой. Энергетиче-

Таблица 4.7

Тип турбинной секции	Количество турбинных секций	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м		Перепад давления, МПа
			предельный	при N_{max}	
ЗТСША-195ТЛ	1	24	4826	2413	2,7
ЗТСШ1-195	1	40	4806	2403	3,6
А7ТШ	1	30	3650	1825	3

Примечание. N_{max} — максимальная мощность турбобура. Плотность жидкости — 1000 кг/м^3.

ские характеристики турбобура с редуктором-вставкой и разными типами турбин приведены в табл. 4.7.

Турбины современных турбобуров

Турбина турбобура является преобразователем гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала.

Турбина современного турбобура является многоступенчатой, осевого типа и состоит из системы статоров и системы роторов. Как правило, система статоров связана с корпусом, а система роторов — с валом турбобура.

При постоянном значении расхода бурового раствора через турбину развиваемый ею крутящий момент определяется по формуле Эйлера

$$M = Q\rho r(C_{1u} - C_{2u})z, \tag{4.1}$$

где Q — расход жидкости; ρ — плотность жидкости; r — средний радиус турбины; C_{1u}, C_{2u} — проекции абсолютной скорости потока жидкости, протекающего соответственно через статор и ротор, на направление окружной скорости турбины; z — число ступеней турбины.

Эффективный перепад давления на турбине определяется по формуле

$$p_э = \rho u^2 z, \tag{4.2}$$

где u — окружная скорость турбины на среднем диаметре.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима ее работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большинства современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением

$$M = M_т\left(1 - \frac{n}{n_х}\right), \tag{4.3}$$

где $M_т$ — тормозной (предельный) крутящий момент; n — частота вращения ротора; $n_х$ — частота вращения ротора на холостом режиме (предельная).

Совокупность зависимостей крутящего момента, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия (КПД) от частоты вращения называется энергетической характеристикой турбины. Энергетическая характеристика приведена на рис. 4.6. Как видно из графиков, характеристика турбины турбобура — сериесная. Однако это не означает, что работа турбобура может осуществляться на всех режимах от холостого до тормозного. Известно, что при увеличении осевой нагрузки частота вращения вала турбобура вначале уменьшается, затем турбобур начинает неустойчиво работать, а потом резко останавливается — «срывается».

«Срыв» турбобура объясняется многими факторами, основными из ко-

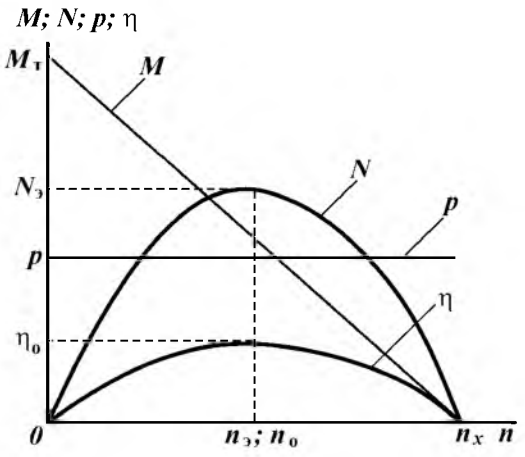


Рис. 4.6. Энергетическая характеристика турбины турбобура:
M — крутящий момент; $M_т$ — тормозной момент; N — мощность; $N_э$ — максимальная мощность; p — перепад давления; n — частота вращения; $n_э$, $n_х$, $n_о$ — частота вращения соответственно на экстремальном, холостом и оптимальном режимах; η — КПД; η_0 — максимальный КПД

торых являются нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в пяте турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения, низкочастотные колебания момента сопротивления из-за вибраций и неравномерностей подачи бурильного инструмента, перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости. Все эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся правее от режима максимальной мощности.

Эти режимы в большинстве случаев характеризуются также и максимальным значением механической скорости проходки. Поэтому условно режим максимальной мощности можно считать рабочим режимом турбобура.

Следует отметить, что, чем глубже забой скважины, чем больше искривлен ее ствол, чем более моментоемкое долото используется при бурении, чем выше вибрации бурильного инструмента и чем больше перемежаемость горных пород, тем ближе к холостому режиму должен приближаться рекомендуемый рабочий режим турбобура и тем ниже должна быть холостая частота его вращения.

Для расчета характеристики турбины могут использоваться преобразованные формулы, определяющие крутящий момент, и перепад давления на режиме максимальной мощности:

$$M = 2\pi\, Q\rho r^2 n\, z; \tag{4.4}$$

$$p = 4\pi^2 \rho r^2 \frac{rz}{\eta}, \tag{4.5}$$

где p — перепад давления на турбине; η — максимальный КПД.

При пересчете параметров характеристики турбины на другие значения расхода, плотности жидкости и числа ее ступеней следует пользоваться выражениями

$$\begin{aligned} &n \sim Q;\ \ M \sim Q^2;\ \ p \sim Q^2;\ \ N \sim Q^3;\ \ \eta_{\text{inv}}\, Q; \\ &n_{\text{inv}}\, \rho;\ \ M \sim \rho;\ \ p \sim \rho;\ \ N \sim \rho;\ \ \eta_{\text{inv}}\, \rho; \\ &\eta_{\text{inv}}\, z;\ \ M \sim z;\ \ p \sim z;\ \ N \sim z;\ \ \eta_{\text{inv}}\, z, \end{aligned} \tag{4.6}$$

где N — мощность турбины.

Таблица 4.8

Тип турбины	Диаметр турбобура, мм	Расход раствора, л/с	Тормозной момент, Н·м	Частота вращения холостого хода, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа		Максимальный КПД, %
					рабочий	максимальный	
30/16,5-240	240	40	24,58	17,3	0,0262	0,0262	63,8
А9К5Са	240	40	22,02	14,0	0,0252	0,0324	40,4
26/16,5-196	195	28	8,07	13,9	0,0113	0,0113	55,3
А7Н4С	195	28	12,59	18,5	0,0287	0,0363	40,5
24/18-195ТЛ	195	28	4,74	8,2	0,0048	0,0048	47,4
24/18-195ТПК	195	28	5,63	8,1	0,0057	0,0057	42,3
А7П3	195	28	16,77	18,3	0,0320	0,0363	38,2
А7П36К	195	28	17,69	19,8	0,0259	0,0296	52,8
21/16,5-195АТЛ	195	28	16,32	23,2	0,0263	0,0341	70,6
ТД-195АТЛ	195	28	16,92	29,2	0,0395	0,0433	65,6
Т195К	195	28	9,50	13,8	0,0139	0,0139	50,8
28/16-172	172	24	8,22	20,5	0,0239	0,0239	44,2
А6К3С	164	20	6,22	18,1	0,0194	0,0232	39,8

Примечание. Количество ступеней — 1. Плотность бурового раствора — 1000 кг/$м^3$ (техническая вода).

Турбины турбобуров изготавливают из малолегированной стали преимущественно цельнолитыми в земляные формы и составными, когда лопаточный венец выплавляется точным литьем по моделям. Выпускаются также лопаточные венцы, изготовленные из пластмассы. Стойкость пластмассовых венцов, как правило, намного ниже стойкости стальных.

Характеристики турбин определяются экспериментально при испытаниях на специальном турбинном стенде. В табл. 4.8 даны основные параметры стендовых энергетических характеристик серийных и некоторых опытных турбин турбобуров, выпускаемых промышленностью.

Проектирование характеристики турбобура

Для эффективного применения турбобура необходимо правильно спроектировать его энергетическую характеристику. При этом следует руководствоваться следующими общими положениями.

1. Надежный контроль за режимом работы турбобура в процессе бурения возможен при режиме, когда механическая скорость проходки максимальная. Как правило, этот режим совпадает с экстремальным режимом работы турбобура или располагается в непосредственной близости в правой зоне кривой мощности. Таким образом, все расчеты характеристики турбобура имеет смысл вести для экстремального режима работы или режимов, близких к нему.

2. Следует помнить, что при недоиспользовании крутящего момента турбобура долота отрабатываются на излишне высоких частотах вращения. Это приводит к недобору проходки за рейс долота, и поэтому запас крутящего момента не должен быть излишне большим.

3. При турбинном бурении гидравлическая мощность, которую можно сработать в гидромониторных насадках долота, всегда намного меньше той, которую можно использовать при роторном способе бурения. Поэтому турбинное бурение предпочтительнее применять в разрезах, сложенных достаточно крепкими породами.

При бурении в мягких и пластичных породах необходимо в первую очередь думать об очистке вооружения долота, что обеспечивается пра-

вильным и несимметричным расположением промывочных каналов долота. Вполне удовлетворительная очистка вооружения шарошек достигается при сработке в долоте перепада давления в 5 МПа.

4. При турбинном бурении целесообразно использовать осевые нагрузки на долото, составляющие 60—80 % тех, которые имеются при роторном способе бурения аналогичных разрезов.

5. Использование одной и той же энергетической характеристики турбобура в разных по буримости разрезах, например, в кварцитах и мягких глинистых сланцах, заведомо ставит турбинный способ бурения в невыгодные условия. Поэтому тип сборки турбобура в каждом конкретном случае должен соответствовать физико-механическим свойствам проходимых пород, гидравлической программе бурения и возможностям применяемого бурового оборудования. Формирование необходимой характеристики осуществляется за счет использования рационального соотношения турбин и решеток ГТ.

Проектирование характеристики турбобура следует начинать с определения так называемого «удельного» крутящего момента на долоте m, выражающего функциональную связь между осевой нагрузкой на долото и крутящим моментом, необходимым для вращения долота:

$$m = M/G, \tag{4.7}$$

где m — удельный момент, м; M — крутящий момент, Н·м; G — осевая нагрузка на долото, Н.

Удельные моменты для различных районов бурения и типоразмеров долот определены в результате испытаний турбобуров и электробуров и приводятся во многих источниках.

После определения m находят потребный крутящий момент турбобура на экстремальном режиме

$$M = mG. \tag{4.8}$$

При этом нагрузку на долото G выбирают, исходя из типоразмера долота, физико-механических свойств разбуриваемых пород и других факторов.

Зная значение M, можно определить тормозной момент турбобура:

$$M_т = 2M. \tag{4.9}$$

Расход бурового раствора определяют, исходя из возможностей насосной группы буровой установки и имеющегося бурильного инструмента. На рис. 4.7 показаны совмещенные характеристики бурового насоса (*1*) и гидравлического тракта «манифольд — бурильная колонна с долотом — скважина» (*2*) без учета турбобура. Гидравлическая характеристика насоса строится по паспортным данным, а для манифольда, бурильной колонны, долота и кольцевого пространства скважины определяется расчетным путем или экспериментально.

Точка пересечения кривых *1* и *2* определяет предельные возможности данного бурового насоса. Расход бурового раствора Q_{max}, соответствующий этой точке, является предельным (не оптимальным) при бурении данной скважины роторным способом. Для создания необходимой эффективной характеристики турбобура рекомендуется использовать значения расхода Q, составляющие 60—80 % Q_{max}. Выбранное значение Q в большинстве случаев не должно превышать 0,07 л/с на 1 см^2 площади забоя скважины.

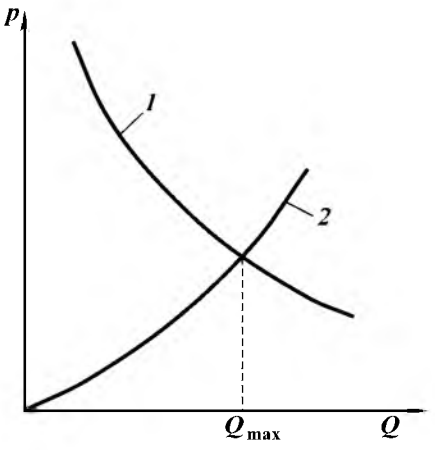


Рис. 4.7. Совмещенные гидравлические характеристики бурового насоса (*1*) и гидравлического тракта «манифольд – бурильная колонна с долотом – скважина» (*2*)

Если в распоряжении проектировщика не имеется специальных типов турбин, то они выбираются из серийных, выпускаемых машиностроительными заводами. Пересчет параметров характеристики турбобура со стендовых данных производится по формулам (4.6).

При практических расчетах допускается не учитывать потери крутящего момента турбобура в шпинделе и в радиальных опорах секций, так как серийный турбобур обычно работает в зоне, близкой к разгрузке осевой опоры, где эти потери не очень значительны.

Потери давления в проточных каналах турбобура (без учета турбины) при расходе воды, равном 20 л/с, для турбобуров диаметром 164 и 172 мм составляют 0,7 МПа; для турбобуров диаметром 195 мм – 0,4 МПа и для турбобуров диаметром 240 мм – 0,2 МПа.

Работа турбобура считается устойчивой до тех пор, пока обеспечивается как минимум двойной запас тормозного момента по сравнению с рабочим, хотя этот вопрос изучен в недостаточной степени. Регулирование рабочей частоты вращения осуществляется изложенными выше способами. Расчеты ведутся по формулам (4.1) – (4.7).

Конечная цель расчетов заключается в определении числа ступеней турбины и ступеней ГТ (если это необходимо), обеспечивающих необходимые значения крутящего момента и частоты вращения при заданных расходах и плотности бурового раствора. Разумеется, это число должно округляться для того, чтобы соответствовать целому количеству турбинных секций.

Расчет характеристики турбобура целесообразно вести для нескольких вариантов использования имеющихся турбин и ступеней ГТ. Затем выбирается тот вариант, который обеспечивает заданные параметры характеристики при меньшем перепаде давления на турбобуре, или тот, который дает возможность обходиться меньшим числом турбинных секций.

4.1.2. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

История создания винтовых забойных двигателей

Начиная с 40-х годов в б. СССР основным техническим средством для бурения нефтяных и газовых скважин являлся многоступенчатый турбобур.

Широкое распространение турбинного способа бурения обеспечило ускоренное разбуривание нефтегазоносных площадей Урало-Поволжья и Западной Сибири и, тем самым, позволило получать высокие темпы роста добычи нефти и газа.

Однако с увеличением средних глубин скважин и по мере совершенствования породоразрушающего инструмента и технологии роторного способа бурения в отечественной нефтяной промышленности с каждым годом росла тенденция отставания проходки за рейс долота — показателя, определяющего технико-экономические показатели бурения.

Несмотря на определенные усовершенствования техники и технологии турбинного бурения показатели работы долот на протяжении ряда лет улучшались весьма незначительно. Хотя в 70-е годы началось разбуривание месторождений Западной Сибири, отличающихся благоприятными условиями бурения (мягкие породы, относительно неглубокие скважины), средняя проходка за рейс по эксплуатационному бурению существенно отставала от аналогичного показателя в нефтяной промышленности США (в 3—4 раза). Так, в 1981—1982 гг. средняя проходка за долбление в США составила 350 м, в то время как в б. СССР этот показатель не превышал 90 м.

Серьезное отставание в проходке за долбление было связано с тем, что в те годы отечественная практика бурения базировалась на высокоскоростном режиме бурения с применением многоступенчатых безредукторных турбобуров, характеристики которых не позволяли получать частоты вращения менее 400—500 об/мин с обеспечением необходимых крутящих моментов и приемлемого уровня давления насосов, и как следствие эффективно использовать революционные усовершенствования шарошечных долот (с прецизионными маслонаполненными опорами и твердосплавным вооружением). В связи с этим перед специалистами и организаторами бурения в нашей стране встал вопрос о создании техники для низкооборотного бурения.

Перед советской нефтяной промышленностью встала дилемма: либо переходить к роторному бурению, либо создать низкооборотный забойный двигатель.

К этому времени в б. СССР имелись определенные успехи роторного бурения глубоких скважин в ряде районов (Северный Кавказ, Западная Украина и др.). Однако технически, экономически и психологически нефтяная промышленность не была готова к развитию роторного бурения. За многие годы государственной поддержки турбинного бурения существенно отстала от мирового уровня техника роторного бурения: не имелось бурильных труб и буровых установок высокого технического уровня.

Переход на роторный способ бурения в основных регионах страны снизил бы темпы развития отрасли, так как промышленность не располагала необходимыми средствами для строительства новых заводов и эксплуатационных баз или закупки за рубежом новых технологий.

Таким образом определился доминирующий способ бурения на базе низкооборотных забойных двигателей.

Решение проблемы создания забойного гидравлического двигателя с характеристиками, отвечающими требованиям новых конструкций долот, было найдено в переходе от динамических машин, каким являются турбобуры, к объемным.

Первым работоспособным, нашедшим промышленное применение,

оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано[1], относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин.

Работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей (ВЗД) начались в США и б. СССР в середине 60-х годов.

Американские специалисты фирмы «Smith Tool» разработали ВЗД (на западе их называют PDM — positive displacement motors) для наклонно направленного бурения как альтернативу турбобурам, а в нашей стране, родине турбинного бурения — они служат техническим средством для привода низкооборотных долот.

Многолетние поисковые научно-исследовательские работы во ВНИИБТ по совершенствованию забойных гидравлических двигателей привели в 1966 г. к появлению предложенного М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Деркачем, Ю.В. Захаровым и В.Н. Меньшениным нового типа ВЗД, рабочие органы которого впервые в мировой практике выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма, исполняющего функцию планетарного редуктора.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д.Ф. Балденко, Ю.В. Вадецким, М.Т. Гусманом, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым, С.С. Никомаровым и другими исследователями были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми двигателями.

В результате многолетнего опыта бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (турбобуров и ВЗД) сложился комплекс технических требований к современному забойному двигателю.

1. Характеристики двигателя должны обеспечивать:

высокий уровень крутящего момента (3 кН·м и более для долот диаметром 215—243 мм);

частоту вращения выходного вала в диапазоне 100—200 об/мин для шарошечных долот и 500—800 об/мин для алмазных долот;

высокий КПД двигателя для эффективного использования гидравлической мощности насосов;

пропорциональную зависимость между расходом бурового раствора и частотой вращения, а также между крутящим моментом и перепадом давления с целью эффективного управления режимом бурения.

2. Рабочие элементы и другие узлы двигателя должны быть износо- и термостойкими, что позволяет использовать буровой раствор любой плотности и вязкости, в том числе с содержанием тампонирующих материалов.

3. Конструктивная компоновка двигателя и проектные запасы прочности его узлов должны обеспечить:

стойкость двигателя, достаточную для стабильной работы с современными шарошечными и алмазными долотами;

возможность искривления корпуса двигателя при наклонно направленном бурении;

возможность установки на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

4. Диаметральные и осевые размеры двигателя должны обеспечивать:

---

[1] *R. Moineau* (1887—1948) — французский инженер, изобретатель одновинтовых гидравлических и пневматических машин.

проведение буровых работ долотами различного диаметра, включая малогабаритные;

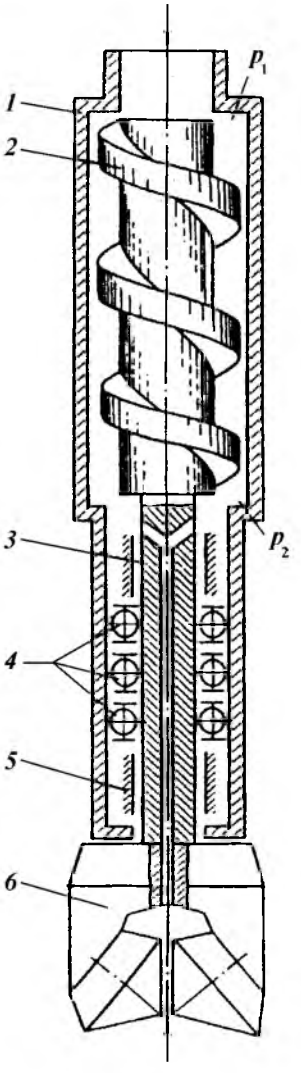
эффективную проводку наклонно направленных и горизонтальных скважин;

использование стандартного ловильного инструмента.

Анализ конструкций и характеристик забойных гидравлических двигателей различного типа показывает, что ни один из них не отвечает в полной мере всем перечисленным требованиям; в большей степени указанным требованиям соответствуют ВЗД с многозаходными рабочими элементами.

Принцип действия ВЗД

Винтовые двигатели относятся к объемным роторным гидравлическим машинам.



Согласно общей теории винтовых роторных гидравлических машин элементами рабочих органов (РО) являются:

1) статор двигателя с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;

2) ротор-винт, носящий название ведущего, через который крутящий момент передается исполнительному механизму;

3) замыкатели-винты, носящие название ведомых, назначение которых уплотнять двигатель, т.е. препятствовать перетеканию жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

В одновинтовых гидромашинах используются механизмы, в которых замыкатель образуется лишь двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии, — статором и ротором.

Упрощенная схема двигателя показана на рис. 4.8.

При циркуляции жидкости через РО в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО взаимно замыкаясь, разобщают область высокого давления и область низкого давления. Следовательно, по принципу действия винтовые двигатели аналогичны поршневым, у которых имеется винтообразный поршень, непрерывно перемещающийся в цилиндре вдоль оси двигателя.

Для создания в РО двигателя полостей, теоретически разобщенных от областей высокого и

Рис. 4.8. Упрощенная схема двигателя:
1 — корпус, *2* — ротор; *3* — вал; *4*, *5* — осевой и радиальный подшипники; *6* — долото

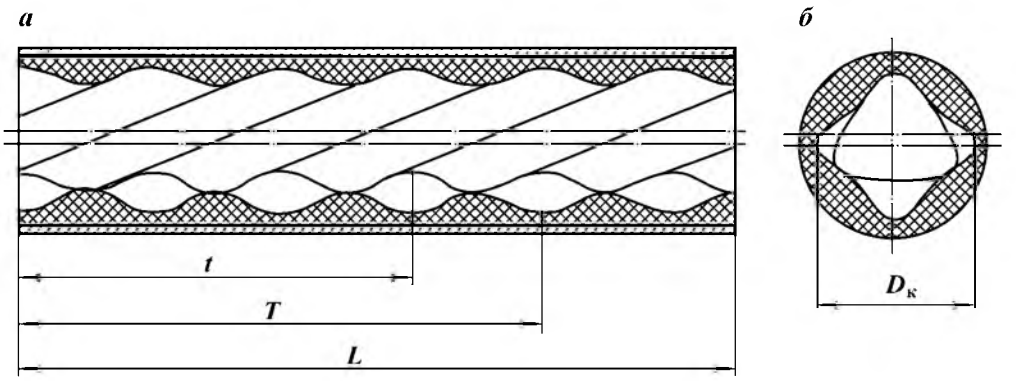


Рис. 4.9. Рабочие органы ВГМ:
а – продольный разрез; *б* – поперечный разрез

низкого давлений (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий (рис. 4.9):

1) число зубьев Z_1 наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев Z_2 внутреннего элемента (ротора): $Z_1 = Z_2 + 1$;

2) отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора) T и внутреннего элемента (ротора) t должно быть пропорционально отношению числа зубьев: $T/t = Z_1/Z_2$;

3) длина РО L должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента: $L \geq T$;

4) профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимоогибаемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

Кинематические отношения ВГМ

Отличительным параметром ВГМ, во многом определяющим его выходные характеристики, является число зубьев РО, называемое кинематическим отношением i:

$$i = Z_2 - Z_1.$$

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения РО равна числу заходов внутреннего элемента Z_2 и определяет рабочий объем ВГМ

$$V = Z_2 S T,$$

где S – площадь живого сечения РО.

Кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 4.10), полученными во ВНИИБТ в 1972 г. и в дальнейшем повсеместно используемыми при обосновании выбора РО ВЗД.

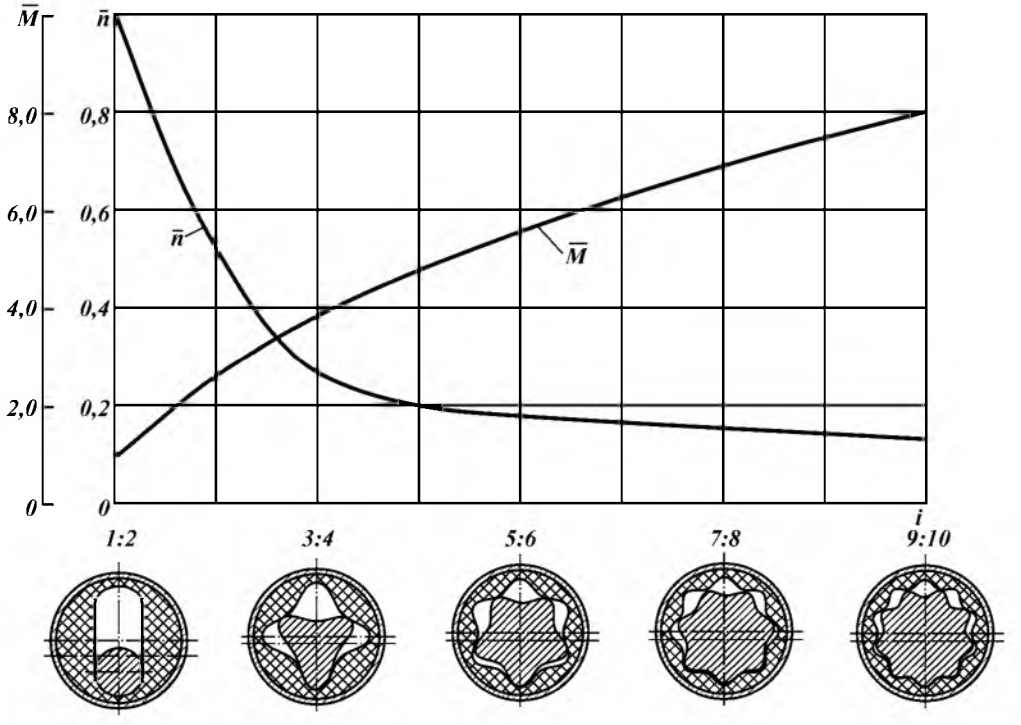


Рис. 4.10. Зависимость момента и частоты вращения ВЗД от кинематического отношения *i* рабочих элементов (*D*, *Q*, *P* – const)

Отечественные ВЗД имеют многозаходные РО. Зарубежные компании производят двигатели как с однозаходным ротором, так и с многозаходными РО.

Двигатели универсального применения

Отечественные двигатели этой модификации охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7 – 295,3 мм (табл. 4.9). Они создавались на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров и в них использовались апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др.

Таблица 4.9

Винтовые забойные двигатели для бурения и капитального ремонта скважин (второе поколение двигателей – 80-е годы)

Марка двигателя	Диаметр, мм	Длина, мм	Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа
Д1-54	54	1890	222	2	1,0 – 2,5	70 – 110	3,0 – 7,5	4,5 – 5,5
Д1-88	88	3225	390	2	4,5 – 7,0	800 – 950	2,7 – 5,0	5,8 – 7,0
Д1-27	127	5800	650	2	15 – 20	2200 – 3000	3,3 – 4,3	5,5 – 8,5
Д3-172	172	6880	850	2	25 – 35	3100 – 3700	1,3 – 1,8	3,9 – 4,9
Д2-195	195	6550	850	2	25 – 35	3100 – 3700	1,3 – 1,8	3,9 – 4,9
Д1-240	240	7570	880	3	30 – 50	10 000 – 14 000	1,2 – 2,2	6,0 – 8,0

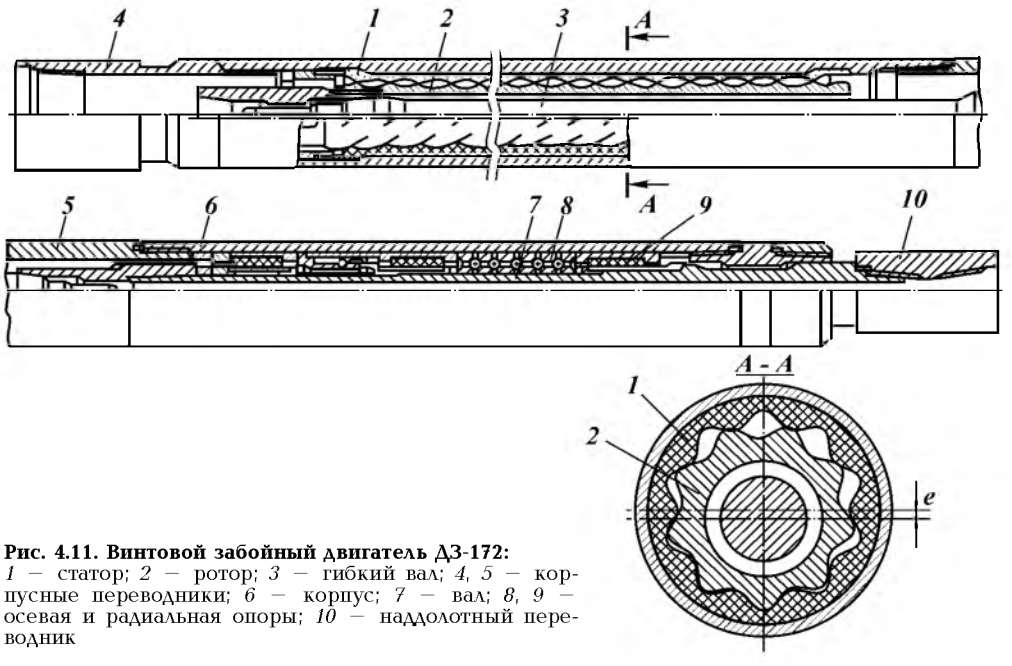


Рис. 4.11. Винтовой забойный двигатель ДЗ-172:
1 — статор; *2* — ротор; *3* — гибкий вал; *4, 5* — корпусные переводники; *6* — корпус; *7* — вал; *8, 9* — осевая и радиальная опоры; *10* — наддолотный переводник

В то же время специфические узлы и детали двигателей (рабочие органы, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов и разрабатывались по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований.

Выпускаемые в России и за рубежом ВЗД выполняются по единой схеме и имеют неподвижный статор и планетарно-вращающийся ротор.

На рис. 4.11 показано устройство двигателя модели ДЗ-172 в продольном и поперечном разрезах. Это типичная конструкция двигателя. Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной.

Конусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы — с помощью конусных, конусношлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя — переливной клапан, как правило, размещается в автономном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами бурильной колонны.

Силовая секция включает в себя статор *1*, ротор *2*, соединение ротора и выходного вала *3* и корпусные переводники *4* и *5*.

Шпиндельная секция состоит из корпуса *6*, вала *7* с осевыми *8* и радиальными *9* опорами, наддолотного переводника *10*.

Двигатели для наклонно направленного и горизонтального бурения

Эта серия представлена двигателями с наружным диаметром от 60 до 172 мм и предназначена для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин.

Обладая рядом конструктивных особенностей и рациональным критерием эффективности M/n, двигатели этой серии, в отличие от турбобуров, эффективно используются в различных технологиях наклонно направлен-

Таблица 4.10

Винтовые забойные двигатели для бурения горизонтальных скважин, дополнительных стволов и капитального ремонта (новая серия – разработки 90-х годов)

Марка двигателя	Диаметр, мм	Длина, мм		Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа
		общая	нижнего плеча						
Д-48	48	1850		200	3	0,5 – 1,5	60 – 80	4,1 – 6,7	4,0 – 5,0
ДГ-60	60	2550	1350	225	3	1 – 2	70 – 100	3,0 – 6,0	4,5 – 5,5
Д-95	95	2855		630	2	6 – 10	600 – 900	2,0 – 3,3	4,5 – 6,0
Д-295	95	3580		630	3	6 – 10	900 – 1200	2,0 – 3,3	6,0 – 9,0
Д-595	95	3580		945	2	6 – 10	900 – 1400	1,3 – 2,2	4,5 – 6,0
ДГ-95	95	2680	530	630	2	6 – 10	600 – 900	2,0 – 3,3	4,5 – 6,0
Д-108	108	2930		640	2	6 – 12	800 – 1300	1,3 – 2,5	3,5 – 5,5
Д2-108	108	3690		640	3	6 – 12	1200 – 1800	1,3 – 2,5	5,0 – 7,5
Д5-108	108	3690		880	2	6 – 12	1300 – 1900	0,8 – 1,6	3,5 – 5,5
ДГ-108	108	2600	620	640	2	6 – 12	800 – 1300	1,3 – 2,5	3,5 – 5,5
ДК-108-1	108	5000		975	1,5	3 – 6	2000 – 2700	0,3 – 0,65	5,5 – 7,5
ДК-108-II	108	3000		640	2	6 – 12	800 – 1300	1,3 – 2,5	3,5 – 5,5
ДК-108-III	108	3000		625	2	6 – 12	500 – 800	1,9 – 3,8	3,0 – 5,0
ДГ-155	155	4330	1600	680	3	24 – 30	3500 – 4000	2,2 – 2,7	6,5 – 7,5

ного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне.

При использовании ВЗД в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1—2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

В 90-х годах НИОКР ВНИИБТ создана новая серия забойных двигателей типа ДГ диаметром 60—172 мм (табл. 4.10) для проводки новых горизонтальных скважин и бурения дополнительных стволов. При проектировании этой серии двигателей использовался двадцатипятилетний опыт конструирования ВЗД общего назначения и в то же время учитывались требования технологии горизонтального бурения.

Основные особенности двигателей серии ДГ:

уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секций, при этом силовая секция, как правило, двухшаговая, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс РО;

уменьшенный наружный диаметр (108 против 120 мм; 155 против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД, обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

многообразие механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный переводник, регулируемый переводник, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы), что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса.

Технические характеристики двигателей серии ДГ представлены в табл. 4.10.

Двигатели для ремонта скважин

Двигатели, применяемые для ремонта нефтяных и газовых скважин, выпускаются под шифром Д с наружным диаметром 108 мм и менее (см. табл. 4.10). Диапазон наружных диаметров, конструкция двигателей, а также их характеристики позволяют использовать эти машины для всевозможных буровых работ при ремонте скважин.

ВЗД используются при разбуривании цементных мостов, песчаных и гидратных пробок, фрезеровании труб, кабелей электропогружных насосов и прочих предметов. Эти двигатели могут производить бурение как внутри насосно-компрессорных труб, так и внутри эксплуатационных.

При проведении капитального ремонта внутри колонны можно использовать также двигатель Д1-127.

По своей конструкции ВЗД для ремонта скважин принципиально не отличаются от двигателей общего назначения.

По заказу РАО «Газпром» ВНИИБТ разработан многофункциональный двигатель ДК-108, особенностью которого является широкий диапазон его

энергетических параметров, обеспечивающийся наличием в его комплекте трех модификаций рабочих органов с различными рабочими объемами, что позволяет использовать эти машины для самых разнообразных видов ремонтно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин.

Турбовинтовые двигатели

В последние годы отечественный парк забойных гидравлических двигателей пополнился новым представителем — турбовинтовым двигателем (ТВД).

Впервые схема турбовинтового агрегата была предложена в 1970 г. авторским коллективом ВНИИБТ в составе М.Г. Гусмана, Д.Ф. Болденко, А.М. Кочнева и С.С. Никомарова.

Турбовинтовые двигатели ТВД органично сочетают высокую стойкость, свойственную турбобурам, и оптимальную энергетическую характеристику (высокий уровень отношения M/n при незначительном падении частоты вращения при погрузке двигателя), типичную для ВЗД.

Турбовинтовой двигатель можно отнести к редукторным турбобурам; в нем винтовая пара выполняет функции не только редуктора, но и стабилизирующего элемента при перегрузках долота. Несмотря на большую металлоемкость и сложность конструкции, турбовинтовые двигатели в ряде случаев успешно конкурируют с ВЗД. Это объясняется прежде всего их существенно большим ресурсом, что особенно привлекательно при использовании современных высокопроизводительных долот.

Двигательные секции ТВД конструктивно могут выполняться в двух вариантах:

винтовая пара монтируется над турбинной секцией;

винтовая пара монтируется между турбинной и шпиндельной секциями.

В первом варианте упрощается конструкция двигателя — проектируется лишь один узел соединения планетарного ротора. Кроме того, упрощены силы, возникающие в винтовой паре, практически не воспринимаются долотом.

Второй вариант менее предпочтителен, так как требует двух узлов соединения ротора.

Элементы конструкций двигателей и их компоновок

Рабочие элементы. Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей их рабочие органы имеют общие особенности.

РО выполняются по одной кинематической схеме: неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно движущийся ротор.

Направление винтовой поверхности РО — левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб ВЗД и резьб бурильных труб.

В зависимости от заданных характеристик двигателя РО выполняются как с однозаходным, так и многозаходным роторами.

Роторы изготавливаются из нержавеющей или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладка статора — из эластомера (преиму-

щественно резины), обладающего сопротивляемостью абразивному изнашиванию и работоспособностью в среде бурового раствора.

В отечественных двигателях первого поколения (Д1-172, Д2-172, Д2-172 м), выпускаемых в 70-х годах, РО имели незначительную длину, не превышающую 1—1,5 шага винтовой поверхности статора. В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 80-х годов длина РО составляет 2—3 шага статора. Наиболее перспективна монолитная конструкции РО, обеспечивающая простоту и малодетальность машин.

Рабочие органы ВЗД комплектуются с натягом. Величина натяга зависит от диаметральных и осевых размеров РО, свойств промывочной жидкости и материала обкладки статора и существенно влияет на характеристики и долговечность двигателя.

Шпиндель. Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускаются в шпиндельном исполнении.

Под термином «шпиндель» подразумевается автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками.

В большинстве случаев шпиндель может быть отсоединен без демонтажа силовой секции, при необходимости и на буровой.

Шпиндели отечественных ВЗД выполняются немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонаполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом к конструированию забойных двигателей, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель является одним из главных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в РО, а также радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения (гибкого вала).

В ряде случаев, при использовании породоразрушающих инструментов с насадками (гидромониторное бурение), шпиндель должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

Наиболее распространенная конструкция шпинделя включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части — с шарниром.

Для восприятия осевых нагрузок используются как радиально-упорные, так и упорные подшипники. Подшипники выполняются многорядными и сохраняют свою работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5—7 мм.

В отечественных двигателях используются радиально-упорные подшипники качения:

с коническими дорожками качения (серия 128700), используемые в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм;

с тороидными дорожками качения (серия 296000), используемые в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм;

с тороидными дорожками качения и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900), используются в некоторых модификациях двигателей диаметром 172 мм;

с комбинированными дорожками качения, используемые в двигателях Д-48, Д1-54, ДГ-95, ДГ-108. Для увеличения нагрузочной способности при

одновременном упрощении конструкции тороидные дорожки для шаров этих опор располагают непосредственно на валу.

Детали подшипников качения выполняются из специальной подшипниковой стали 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189—81) с пределом твердости $\sigma_т$ = 1100 МПа и ударной вязкостью α = 800 кДж/м^2. Твердость колец, контактирующих с шарами — 45—47 ед. HRC, а самих шаров — 58—62 ед. HRC.

В некоторых моделях ВЗД используются непроточные многорядные подшипники скольжения (подпятник-диск). Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации ВЗД.

Многолетние стендовые и промысловые испытания подтвердили преимущества упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения — повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

В подпятниках используется резина марки ИРП-1226, а рабочие поверхности контактирующих с ними дисков выполняются из цементируемой стали, закаленной до твердости 45—48 ед. HRC.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения «резина — металл». Неподвижный элемент выполняется в виде резинометаллической детали, рабочая эластичная поверхность которой имеет профильные канавки. Ответственная деталь — металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняются в виде пары трения «металл — металл». Однако из-за повышенных радиальных нагрузок, присущих ВЗД этого класса (вследствие действия отклоняющей силы на долоте), данный узел является одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

Соединение ротора ВЗД и вала шпинделя. Это один из основных узлов двигателя, определяющий долговечность и надежность гидромашины в целом.

Механизм, соединяющий планетарно движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой силы, этот узел должен воспринимать сложную систему сил в РО, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора.

В отличие от известных в технике соединений, передающих вращение между двумя несоосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в ВЗД является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение, причем за один оборот выходного вала ротор Z_1 поворачивается вокруг своей оси, соответственно совершая Z_1 циклов переменных напряжений.

Эти обстоятельства предопределяют повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных ВЗД.

Своеобразные условия работы соединения и невозможность переноса напрямую из других отраслей техники готового технического решения предопределили многообразие компоновок этого узла. Принципиально могут быть использованы четыре типа соединений на базе:

деформации одного или нескольких элементов конструкции;

обеспечения свободы перемещения ротора за счет введения элементов с относительно большим люфтом;

шарнирных соединений;

гибкого вала (торсиона).

Первый и второй тип соединения из-за существенных удельных нагрузок в ВЗД не нашли применения.

Шарнирные соединения ВЗД. Они прошли эволюцию от пальцевых шарниров (аналогичных автомобильным) до специальных конструкций, наиболее приспособленных для передачи динамических осевой нагрузки и крутящего момента.

В первом поколении отечественных ВЗД применялись двухшарнирные соединения зубчатого типа с центральным шаром. Оно использовалось для передачи крутящих моментов до 700 кгс·м (68600 Н·м) при частоте вращения до 200 об/мин. Эксцентриситет соединения доходил до 5 мм.

Шарнирные соединения ВЗД работают, как правило, в среде абразивных жидкостей. Поэтому надежная герметизация шарниров является одним из основных направлений повышения их работоспособности. Проблема герметизации осложняется тем, что полости, которые требуется изолировать, вращаются вокруг смещенных осей в условиях вибрации и значительного гидростатического давления. Поэтому герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации — в целом простым и надежным.

Сначала в шарнирах использовались простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сильфонного и манжетного типов (рис. 4.12).

Гибкие валы. Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию ВЗД в целом был сделан в середине 70-х годов, когда ВНИИБТ выполнил комплекс научно-исследовательских работ и впервые в практике проектирования ВЗД предложил конструкцию гибкого вала, защищенную патентами СССР и других стран.

К началу 90-х годов в большинстве типоразмеров ВЗД, выпускаемых в России, для соединения ротора и выходного вала применяются гибкие валы. В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещается в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал ВЗД представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами. На концах выполняются присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал выполняется полым со сквозным цилиндрическим каналом для подвода рабочей жидкости высокого давления непосредственно к долоту. Для повышения циклической прочности в месте перехода от заделки к рабочей части вала имеется конус с углом 5—15° или галтель с отношением радиуса галтели к диаметру вала в пределах от 0,1 до 0,2. Типичные конструкции гибких валов приведены на рис. 4.13.

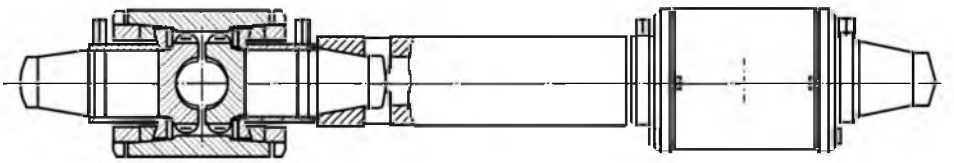


Рис. 4.12. Уплотнение сильфонного и манжетного типов

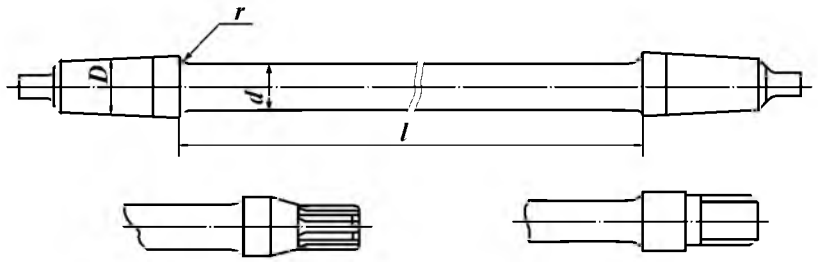


Рис. 4.13. Конструкция гибких валов

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримом с ресурсом корпусных деталей двигателя, а также возможностью реализации различных компоновок двигателей.

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах перекоса секций более 1°30′. В связи с этим в последних конструкциях двигатели типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

Характеристики ВЗД

Характеристики ВЗД необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкций ВЗД и технологии бурения с их использованием.

В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится непременным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД.

Современные программы бурения ведущих зарубежных фирм предусматривают стендовые испытания каждого гидродвигателя с целью получения их фактических характеристик. Несмотря на дополнительные затраты, это позволяет наиболее эффективно использовать ВЗД, в частности, косвенно по давлению на стояке контролировать нагрузку на долото, что в конечном итоге приводит к улучшению технико-экономических показателей процесса бурения.

В России стендовые испытания также стали проводить заводы-изготовители двигателей.

В общем случае различают *статические* и *динамические* характеристики ВЗД. Статические характеристики отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обусловливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относятся и пусковые характеристики гидродвигателя.

Статические характеристики ВЗД. Статические характеристики ВЗД можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендо-

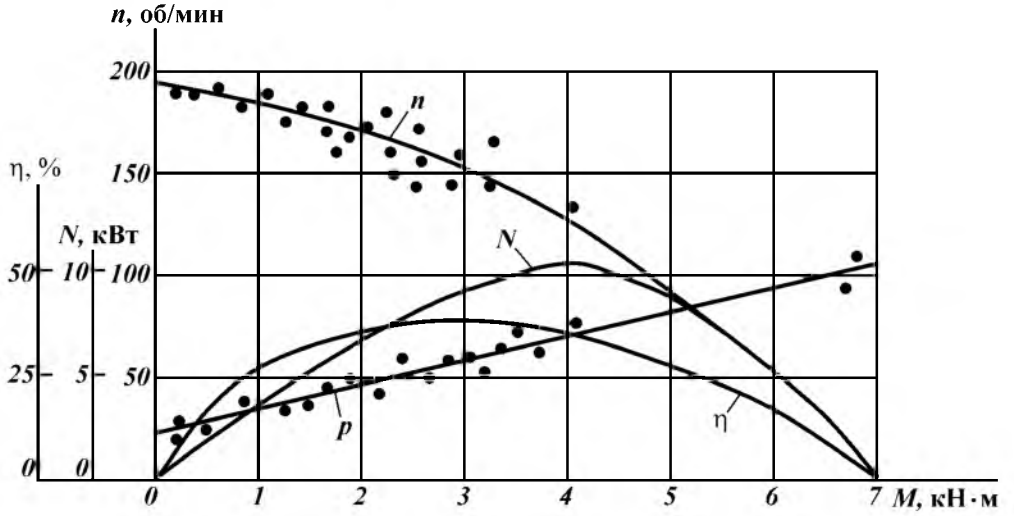


Рис. 4.14. Типичная стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

вые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в результате испытаний гидродвигателя. Нагрузочные характеристики (как функции от осевой нагрузки) чаще всего рассчитывают по стендовым для конкретных условий бурения.

Типичные стендовые характеристики винтового двигателя представлены на рис. 4.14. По мере роста момента M перепад давления p увеличивается практически линейно, а частота вращения n снижается вначале незначительно, а при приближении к тормозному режиму — резко. Кривые мощности N и общего КПД η имеют экстремальный характер.

Различают четыре основных режима: холостой ($M = 0$); оптимальный (максимального КПД); экстремальный (максимальной мощности) и тормозной ($n = 0$).

Рабочий режим ВЗД принимается соответствующим экстремальному (паспортные данные двигателя приводятся для данного режима) или режиму максимально допустимого перепада давлений (ограниченного объемным КПД или контактными напряжениями в паре). Некоторые фирмы в своих каталогах приводят конкретные значения допускаемого p.

Оптимальный режим смещен влево по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента. Как правило, экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективного разрушения горных пород, расположен рядом с границей зоны устойчивой работы ВЗД, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к торможению двигателя.

Влияние различных факторов на характеристики ВЗД

ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧИХ ОРГАНОВ

Кинематическое отношение i. При заданных расходах жидкости и контурном диаметре кинематическое отношение оказывает определяющее влияние на характеристики ВЗД. Из рис. 4.10 видно, что многозаходные

ВЗД обладают повышенным крутящим моментом при низкой частоте вращения, т.е. обладают высоким значением критерия эффективности M/n, определяющего показатели процесса бурения. Хотя по своему КПД многозаходные ВЗД немного уступают двигателям с однозаходным ротором, в целом КПД гидродвигателей с различными значениями i остается на одном уровне.

Контурный диаметр $D_к$. При заданном кинематическом отношении увеличение контурного диаметра РО приводит к возрастанию рабочего объема ВЗД и соответственному изменению его характеристик. Вместе с тем, возможность варьирования $D_к$ на стадии проектирования ограничена, поскольку исходным параметром является диаметр скважины.

Шаги РО (T, t). При заданных $D_к$ и Q характеристики ВЗД можно изменять путем изменения шагов винтовых поверхностей статора T и ротора t. С увеличением шагов возрастает рабочий объем V и критерий эффективности M/n гидродвигателя. При выборе шагов РО необходимо учитывать, что увеличение T приводит к увеличению длины РО и общей длины гидродвигателя (это усложняет технологию изготовления РО и снижает эффективность использования ВЗД в наклонно направленном и горизонтальном бурении); снижение T может привести к выходу из оптимального диапазона изменения коэффициента формы поверхности и ухудшению пусковых свойств двигателя (возможность незапуска).

Число шагов РО k. Влияние числа шагов (длины) РО на характеристики в первую очередь связано с изменением числа камер, отделяющих вход и выход гидромашины.

Результаты исследований (рис. 4.15) показали, что с уменьшением длины ротора существенно снижаются такие показатели экстремального режима, как крутящий момент, мощность и перепад давления, а также тормозной момент.

Данные эксперименты подтверждают целесообразность применения многошаговых конструкций РО с целью повышения крутящего момента и мощности ВЗД. Опыт эксплуатации двигателей показывает, что применение многошаговых пар также обеспечивает существенное увеличение их стойкости.

Натяг в паре σ. Натяг в РО влияет на объемные и механические потери ВЗД. С увеличением σ объемные потери снижаются, а механические возрастают.

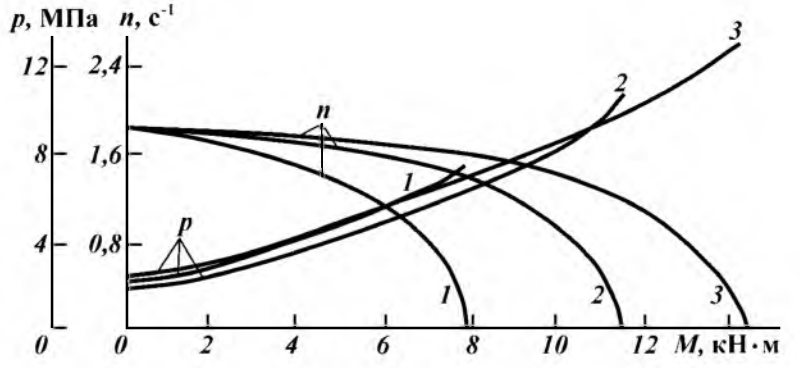


Рис. 4.15. Влияние числа шагов рабочих элементов на характеристику ВЗД:
1, 2, 3 — рабочие элементы делают соответственно два, четыре и шесть шагов

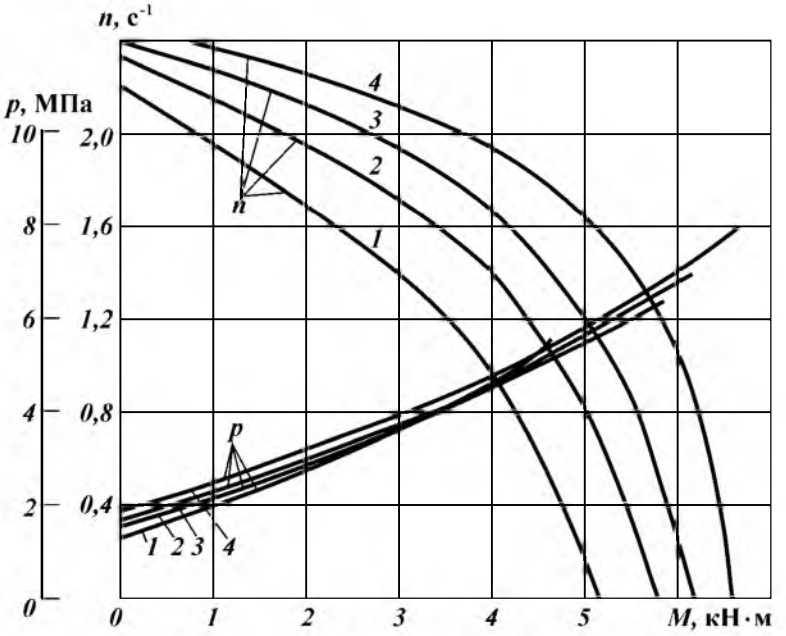


Рис. 4.16. Влияние натяга в рабочих элементах на характеристику ВЗД:
1 — зазор 0,15 мм; *2, 3, 4* — натяг соответственно 0; 0,15 и 0,3 мм

Исследования влияния натяга в паре на характеристики ВЗД, например при испытаниях двигателя Д1-195 в интервале от зазора 0,9 мм до натяга 0,6 мм, продемонстрировали, что с уменьшением натяга характеристика $p - M$ становится более «мягкой» (рис. 4.16): снижается тормозной момент и перепад давлений, крутящий момент в экстремальном режиме. Вследствие возрастания утечек при уменьшении натяга (увеличении зазора) снижается частота вращения и перепад давления в холостом режиме. При уменьшении σ частота вращения в номинальном режиме (для двигателя Д1-195 номинальный крутящий момент принят равным 4 кН·м) существенно снижается (в 2—3 раза при зазоре 0,6 мм по сравнению с натягом 0,3—0,6 мм). Перепад давления в номинальном режиме мало зависит от натяга. При уменьшении натяга снижаются амплитуда поперечных колебаний корпуса двигателя и динамические нагрузки в РО и опорах шпинделя.

По мере износа РО, что равносильно снижению натяга или появлению зазора в паре, рекомендуется в процессе бурения увеличивать расход жидкости.

Влияние расхода жидкости

Расход жидкости Q — один из параметров режима бурения. Чаще всего возможный диапазон изменения Q определяют исходя из технологии бурения скважины и задают конструктору ВЗД вместе с другими исходными данными.

Стендовые испытания ВЗД различных типоразмеров показывают, что с увеличением расхода (рис. 4.17) повышаются как тормозной момент и перепад давления, так и мощность, крутящий момент, частота вращения и

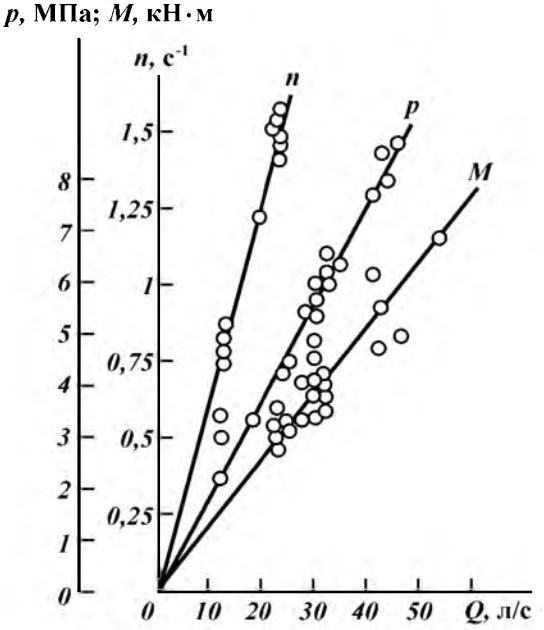


Рис. 4.17. Влияние расхода бурового раствора на характеристику ВЗД (рабочий режим)

перепад давления в экстремальном режиме. КПД гидродвигателя при увеличении Q в допустимом диапазоне изменяется незначительно.

Нижний предел расхода жидкости ограничивается нагрузочной способностью или устойчивостью работы двигателя. Верхний предел допустимого расхода жидкости ограничивается тремя факторами:

высокими инерционными нагрузками при увеличении частоты вращения;

КПД двигателя: при заданном натяге с определенного расхода жидкости происходит снижение объемного η. Это объясняется тем, что с увеличением частоты вращения и перепада давления на длине линии контакта образуется односторонний зазор, приводящий к разгерметизации РО и росту утечек. Кроме того, с увеличением расхода растут и гидравлические потери в двигателе;

износом РО вследствие повышенных контактных напряжений и скоростей скольжения в рабочей паре, а также скорости жидкости в каналах РО.

В случае, если ограничения по расходу не удовлетворяют требованиям гидравлической программы бурения, используется способ разделения потока жидкости через полый ротор двигателя с помощью регулятора расхода.

Глава 5

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

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

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

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

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

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

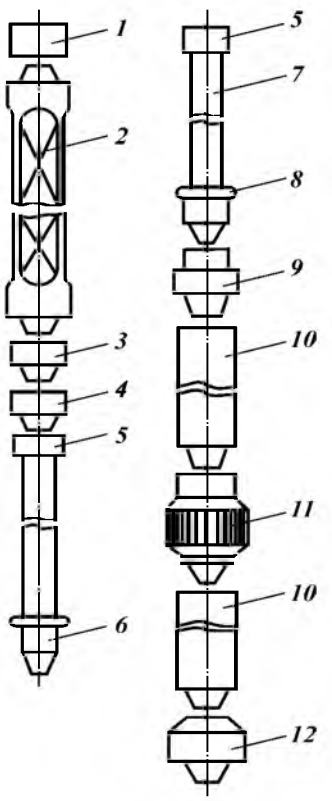


Рис. 5.1. Конструкция бурильной колонны:
1 — верхний переводник ведущей трубы; *2* — ведущая труба; *3* — нижний переводник ведущей трубы; *4* — предохранительный переводник ведущей трубы; *5* — муфта замка; *6* — ниппель замка; *7* — бурильные трубы; *8* — протектор; *9* — переводник на УБТ; *10* —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

Нижняя часть бурильной колонны составлена из УБТ *10*, которые соединены друг с другом при помощи замковых резьб, нарезанных в виде ниппеля с одной стороны и в виде муфты — с другой. Посредством переводника нижний конец УБТ соединяется либо непосредственно с долотом, либо с погружным двигателем.

5.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

На верхнем конце бурильной колонны находится ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне состоящей из бурильных труб, замков и утяжеленных бурильных труб. На нижний конец бурильной колонны навернуто долото или другой инструмент. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения.

Ведущая труба предотвращает возможность реверсивного вращения бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя (турбобура, винтобура, электробура).

В практике бурения применяются ведущие трубы сборной конструкции, состоящие из трубы, верхнего и нижнего переводников, а также цельной (неразъемной).

Ведущие трубы сборной конструкции изготовляются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник ПШН для присоединения к бурильной колонне.

Ведущие трубы сборной конструкции изготовляются по ТУ 14-3-126—73 размерами 112×112, 140×140, 155×155 мм и по ТУ 14-3-755—78 размерами 65×65 и 80×80 мм.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. 5.1 и на рис. 5.2. На концах ведущей трубы нарезается трубная коническая резьба (профиль по ГОСТ 631—75) — правая на нижнем и левая — на верхнем.

На нижний конец трубы навинчивается (горячим способом на прессовой посадке) переводник ПШН (рис. 5.3, *а*), а на верхний — переводник ПШВ (рис. 5.3, *б*).

Для защиты от износа замковой резьбы переводника ПШН между замком бурильной трубы и переводником ведущей трубы устанавливается переводник ПП.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготовляются из стали групп прочности Д и К, переводники — из стали марки 40ХН (ГОСТ 4543—71).

Трубная резьба на концах ведущей трубы не стандартизирована, за исключением профиля. На теле трубы допускаются дефекты глубиной не более 18 % толщины стенки на расстоянии более 500 мм от концов, и не более 12,5 % на остальной части трубы. Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631—75. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг (расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбега резьбы трубы) должен быть $9 \pm 3{,}175$ мм. На цилиндрической поверхности каждой трубы у левой резьбы или на грани должна быть нанесена маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска, клеймо ОТК завода-

Таблица 5.1

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата a, мм	Диаметр канала d, мм	Диаметр проточки под элеватор D_1, мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2, мм	Длина резьбы G (включая сбег), мм	Длина трубы L, м, не менее		Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286–75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
						рабочей части $L_р$	общая	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1 м трубы без переводников	переводника	
													верхнего	нижнего
По ТУ 14-3-126–73														
112	112^{+5}_{-1}	74 ± 4	114	110 ± 0,5	95	–	13–2,5	–	–	–	–	65,6	–	–
140	140 ± 2	85 ± 5	141	135 ± 0,5	105	–	14+2,5	–	–	–	–	106,6	–	–
155	155^{+2}_{-3}	100 ± 5	168	150 ± 0,5	120	–	14+2,5	–	–	–	–	124,3	–	–
По ТУ 14-3-755–78														
65	65	32	73	63	65	9,3	10,0+2,5	З-76Л	З-76	95	95	27	10	9
85	85	40	89	75	75	9,3	10,0+2,5	З-88Л	З-88	108	108	38	12	12

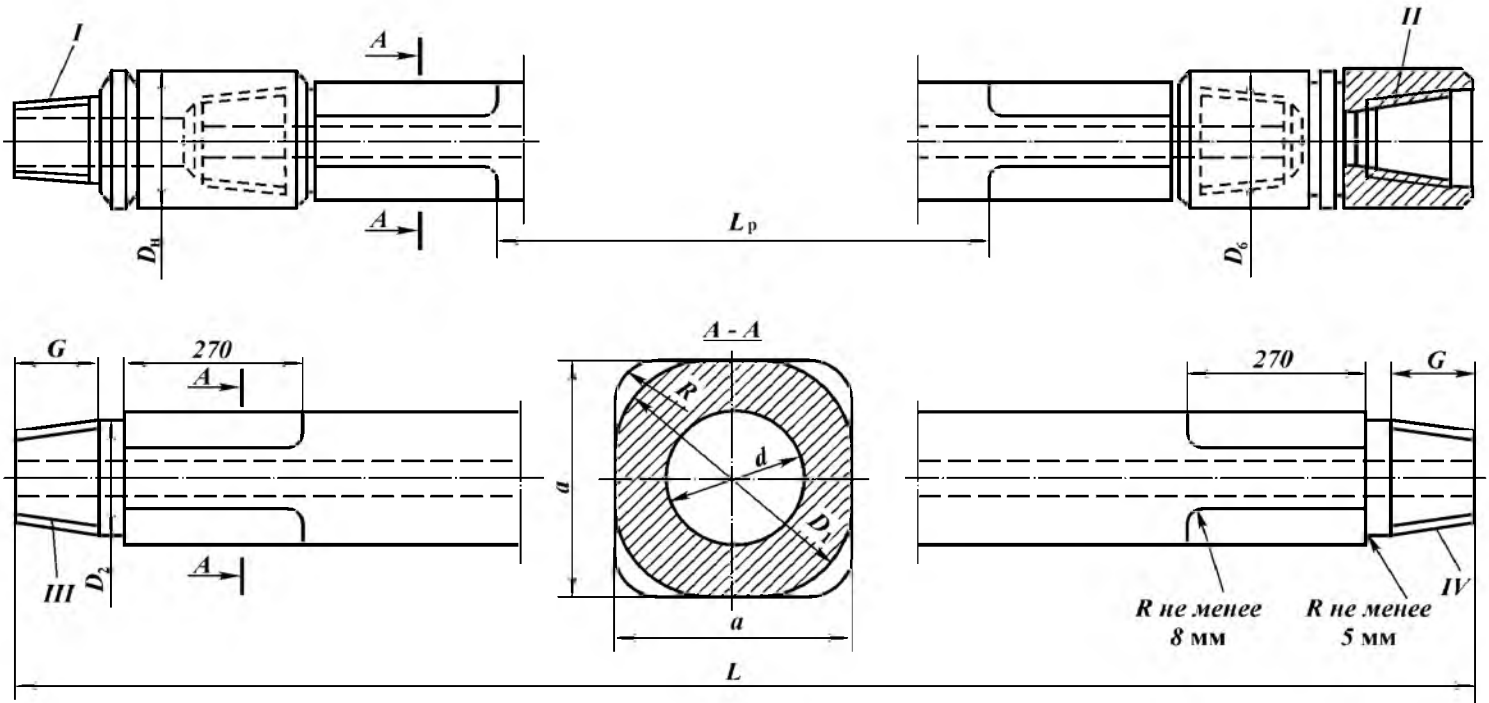


Рис. 5.2. Ведущая труба сборной конструкции:
I — резьба замковая (правая) по ГОСТ 5286—75; *II* — то же, левая; *III* — резьба 8 ниток × 25,4 мм (правая) по ТУ 14-3-126—73; *IV* — то же, левая

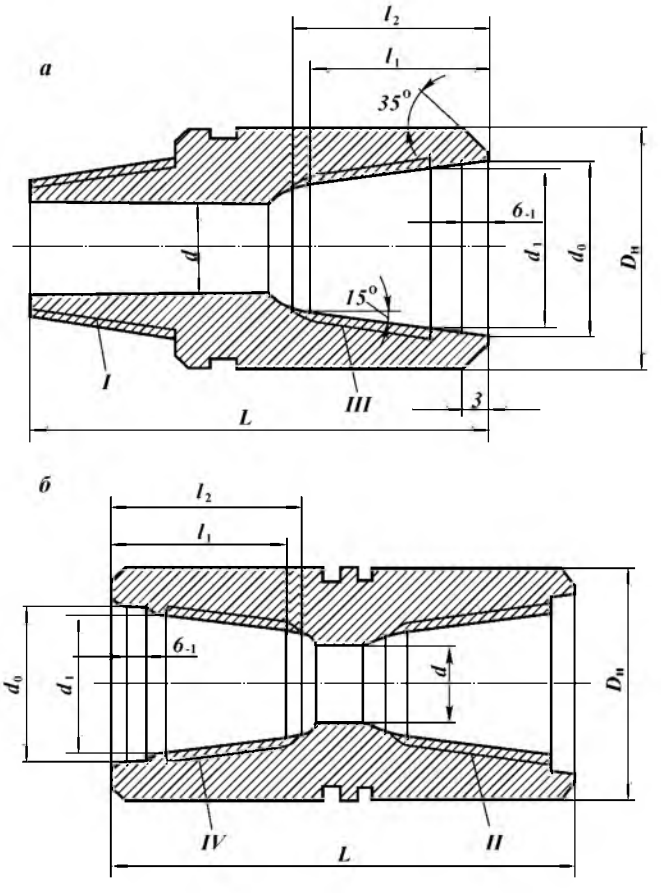


Рис. 5.3. Переводники ведущей трубы:
а — нижний; *б* — верхний; *I* — резьба замковая; *II* — то же, левая; *III* — резьба по ТУ 14-3-126–73; *IV* — то же, левая; $D_н$ — наружный диаметр переводника; *L* — длина переводника; *d* — диаметр проходного отверстия; d_0 — диаметр цилиндрической выточки; d_1 — внутренний диаметр резьбы в плоскости торца; l_1 — расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем; l_2 — длина конуса под резьбу

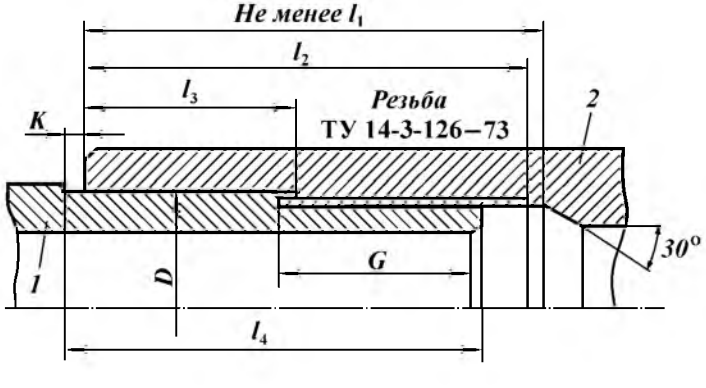


Рис. 5.4. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:
1 — труба квадратного сечения; *2* — переводник

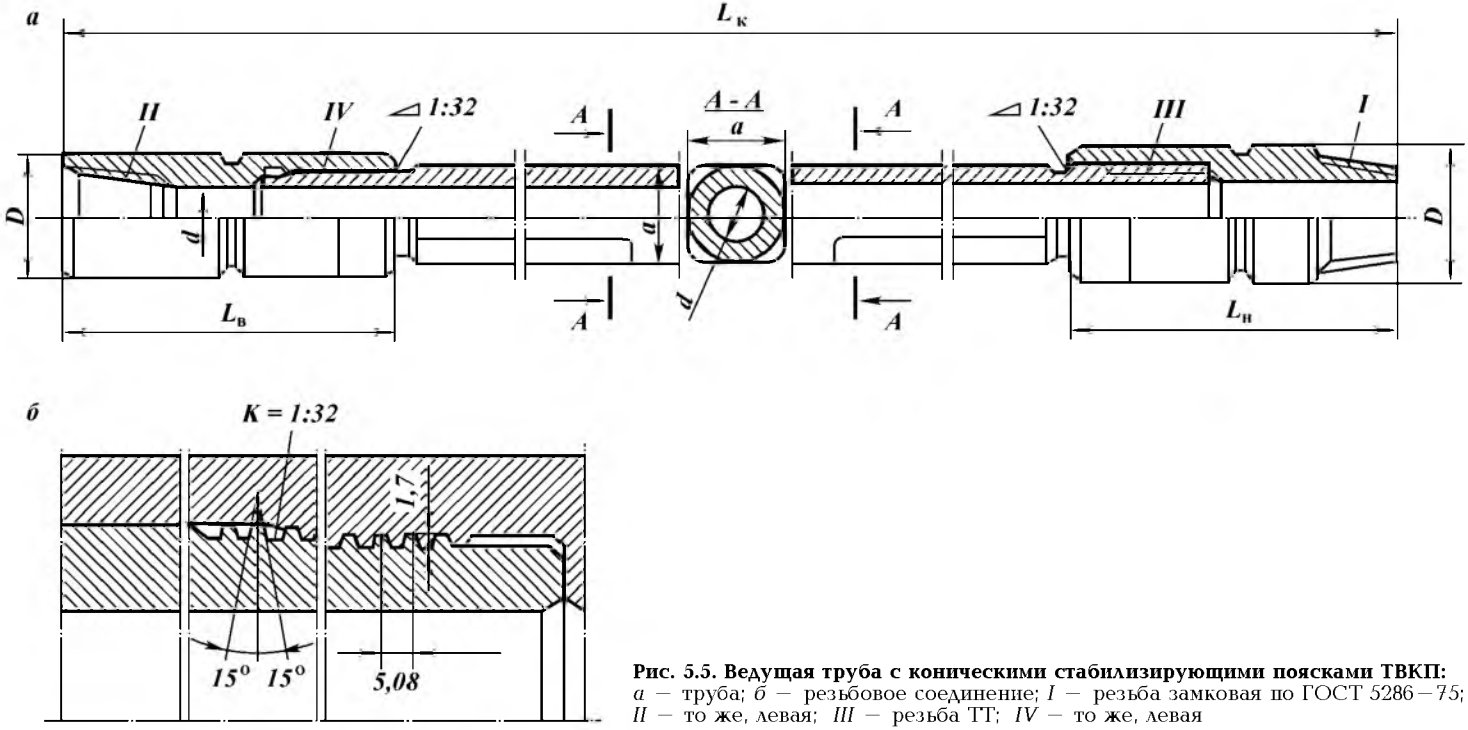


Рис. 5.5. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясками ТВКП:
а — труба; *б* — резьбовое соединение; *I* — резьба замковая по ГОСТ 5286—75; *II* — то же, левая; *III* — резьба ТТ; *IV* — то же, левая

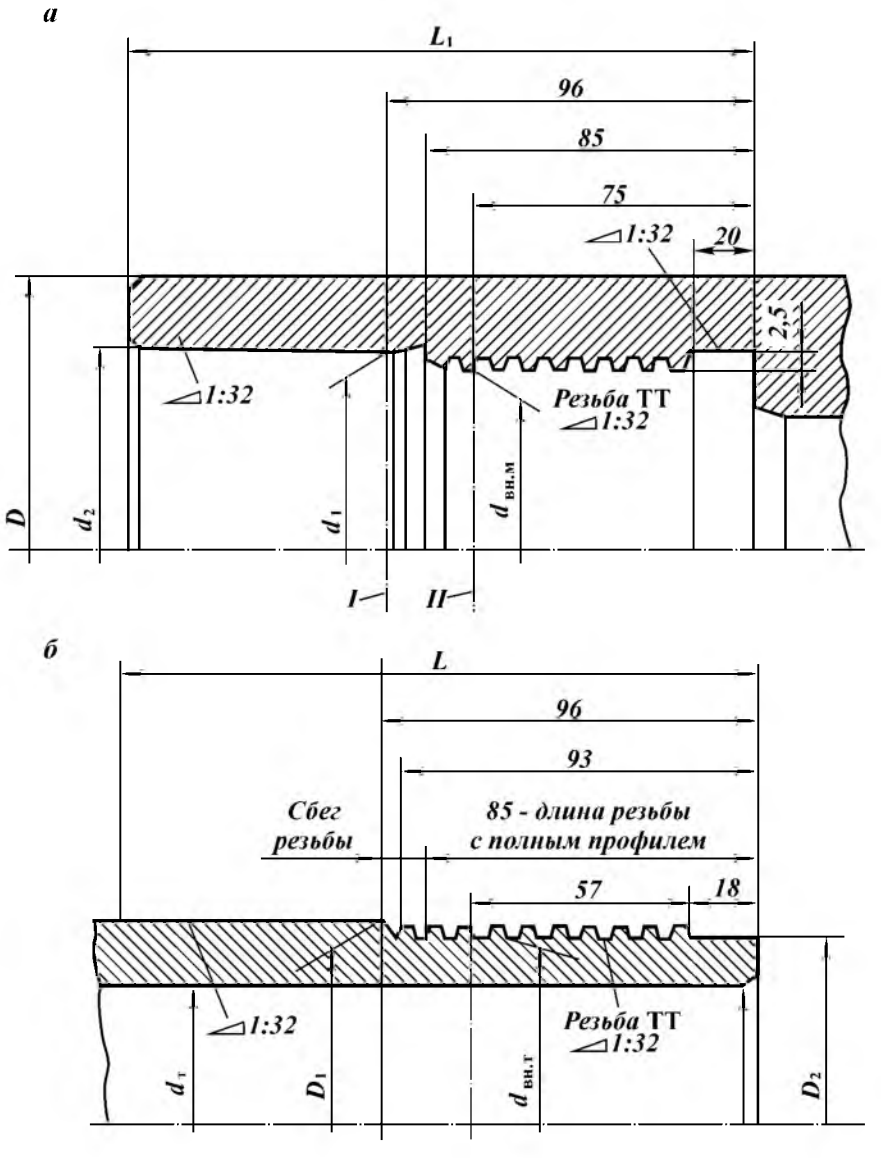


Рис. 5.6. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:
а — переводник; *б* — труба; *I* — расчетная плоскость конических поверхностей; *II* — основная плоскость

изготовителя. На буровую трубы поступают с навинченными предохранительными кольцами.

Трубы ТВБ (рис. 5.4) имеют цилиндрический блокирующий поясок, который усиливает и герметизирует коническую резьбу. Его протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения 112, 140, 155 мм. Переводники на трубу навинчивают в горячем состоянии после их нагрева до 400—430 °С.

Трубы ТВКП (рис. 5.5) отличаются коническими стабилизирующими

поясками и переводниками. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются трапецеидальной резьбой профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631—75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1 : 32. Поясок протачивают по стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения за резьбой профиля ТТ. Трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276—86. Переводники изготавливают из стали марки 40ХН или 40ХН2МА. Верхний переводник снабжен левой резьбой для предотвращения его самопроизвольного отвинчивания от ствола вертлюга. Размеры соединений приведены на рис. 5.6. Сборка переводников с трубой по резьбе профиля ТТ должна производиться горячим способом с нагревом переводников до температуры 380—450 °С. После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей. Резьбы профиля ТТ ведущей бурильной трубы контролируются резьбовыми и гладкими калибрами. В верхнем ТВВК и нижнем ТВНК переводниках контролируется внутренняя резьба профиля ТТ и коническая расточка, а также внутренняя и наружная замковые резьбы.

Промышленностью осваиваются ведущие бурильные трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений в соответствии со стандартом СЭВ 11384—78, аналогичные стандарту АНИ-7.

5.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживаются внутрь или наружу (ГОСТ 631—75). На конец трубы (типов 1, 2, по ГОСТ 631—75) навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка. С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы (типов 3, 4, по ГОСТ 631—75) с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно ТБВК, ТБНК.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 5.7 и табл. 5.2, типа 2 — рис. 5.8 и табл. 5.3, типа 3 — рис. 5.9, *а* и табл. 5.4, типа 4 — рис. 5.9, *б* (см. табл. 5.4).

Трубы типов 1, 2 изготовляются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 — с правой резьбой и по соглашению потребителя с изготовителем — с левой.

Трубы всех типов изготовляются длиной: 6,8 и 11,5 м при условном диаметре труб 60—102 мм; 11,5 м — при условном диаметре труб 114—168 мм.

В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % — длиной 6 м. С согласия потребителя допускается изготовление труб диаметром 114 мм, длиной 6 и 8 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты — расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела

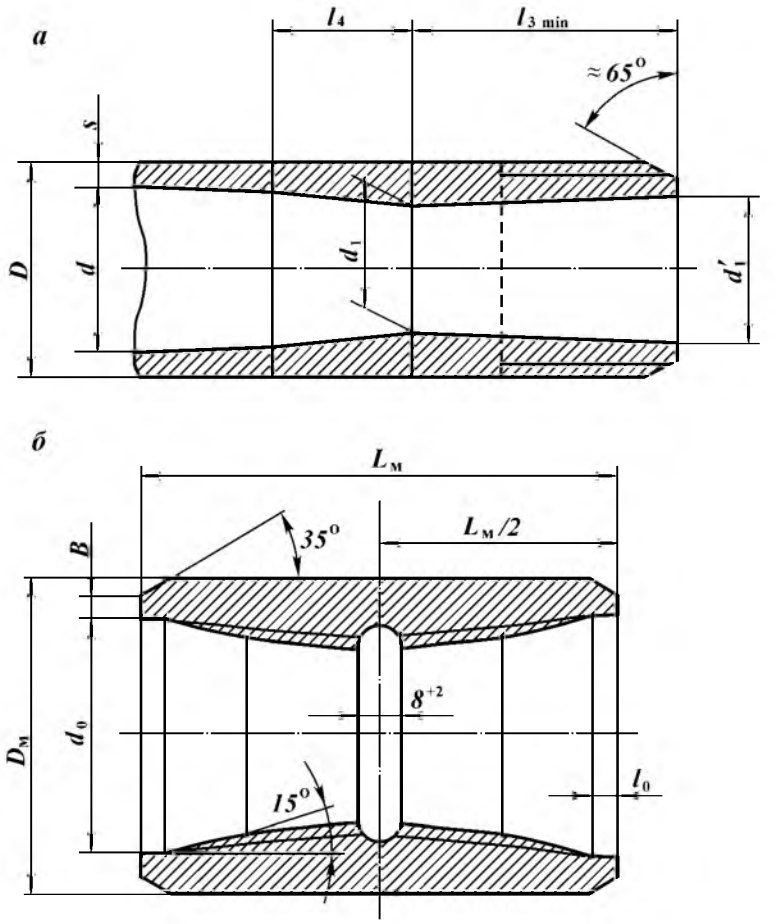


Рис. 5.7. Трубы типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним:
а — труба; *б* — муфта

прогиба) на середине длины трубы не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна конца трубы — частное от деления стрелы прогиба на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы. Длина высадки в расчет не принимается.

Примеры условных обозначений бурильных труб и муфт к ним.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба ВП-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта В-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 1, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба Н-114×-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта Н-114-Д ГОСТ 631-75 — муфта к трубе типа 2, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Таблица 5.2

Размеры (в мм) труб с высаженными внутрь концами и муфты к ним

Условный диаметр трубы	Труба							Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка				Наружный диаметр $D_м$	Длина $L_м$	Расточка		Ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				Длина до переходной части $l_{3\ min}$, не менее	Длина переходной части l_4	Диаметр прохода				Диаметр d_0	Глубина l_0				
						d_1	d_1'								
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	80	140	63,5	3	5	9,15	1,2	~2,7
		9	42,3			24	32						11,3	1,4	
73	73,0	7	59,0	100	40	45	54	95	166	72,6	3	6	11,4	1,6	~4,2
		9	55,0			34	43						14,2	2,4	
		11	51,0			28	37						16,8	2,2	
89	89,0	7	75,0	100	40	60	69	108	166	92	3	6	14,2	2,4	~4,4
		9	71,0			49	58						17,8	3,4	
		11	67,0			45	54						21,2	3,2	
102	101,6	7	87,6	115	55	74	83	127	184	104,8	3	7	16,4	3,0	~7,0
		8	85,6			70	79						18,5	3,4	
		9	83,6			66	75						20,4	3,8	
		10	81,6			62	71						22,4	4,0	
114	114,3	7	100,3	130	55	82	91	140	204	117,5	3	7	18,5	4,6	~9,0
		8	98,3			78	87						20,9	5,8	
		9	96,3			74	83						23,3	6,0	
		10	94,3			70	79						25,7	6,6	
		11	92,3			68	77						28,0	6,4	
127	127,0	7	113,0	130	55	95	104	152	204	130,2	3	7	20,7	5,8	~10,0
		8	111,0			91	100						23,5	6,4	
		9	109,0			87	96						26,2	7,0	
		10	107,0			83	92						28,9	7,6	
140	139,7	8	123,7	130	55	105	114	171	215	144,5	3	8	26,0	7,0	~14,0
		9	121,7			101	110						29,0	7,6	
		10	119,7			100	106						32,0	8,2	
		11	117,7			91	100						35,0	9,6	
169	168,3	9	150,3	130	55	128	137	197	229	171,5	3	8	35,3	9,8	~16,7
		10	145,3			124	133						39,0	10,8	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см^3. 2. Размер l_1 (длина переходной части) является справочным. 3. Размер d_1' может быть равен d_1. 4. По соглашению изготовителя с потребителем допускается изготовление труб с меньшими толщинами стенок. 5. Наружный диаметр конца трубы с условным диаметром 140 мм на длине не менее $l_{3\ min}$ должен быть не менее 141,3 мм.

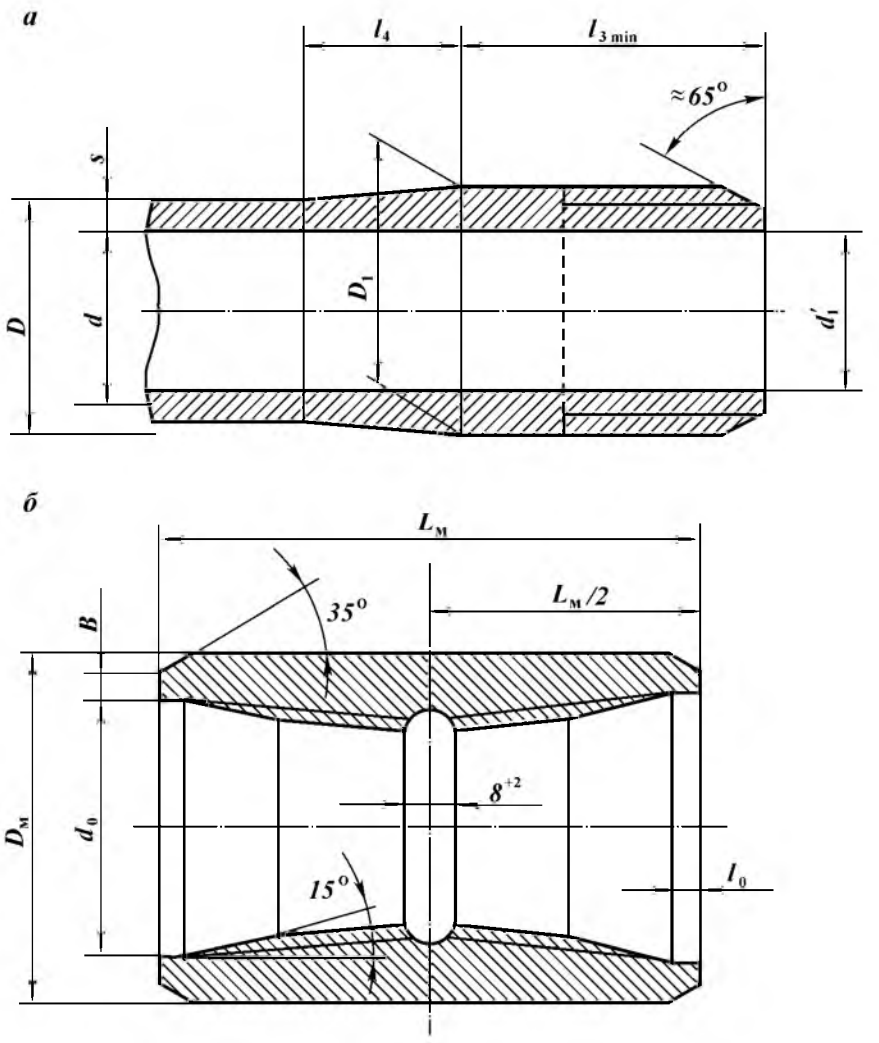


Рис. 5.8. Трубы типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним:
а — труба; *б* — муфта

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 3, далее то же.

Труба НК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 4, далее то же.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов «труба» или «муфта» ставится буква Л.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы не должны иметь резких уступов. На внутренней поверхности переходной части высаженных наружу концов бурильных труб типа 4 всех диаметров допускается одно пологое кольцевое незаполнение шириной не более 40 мм, причем наименьшая толщина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки данного типоразмера труб.

Таблица 5.3

Размеры (в мм) труб с высаженными концами и муфты к ним

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр $D_м$	Длина $L_м$	Расточка		Ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				Наружный диаметр D_1	Длина до переходной части $l_{3\,min}$, не менее	Длина переходной части l_4			Диаметр d_0	Глубина l_0				
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15	1,5	~2,7
		9	42,3									11,3		
73	73,0	7	59,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4	2,5	~4,7
		9	55,0									14,2		
		11	51,0									16,8		
89	89,0	7	75,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2	3,5	~5,2
		9	71,0									17,8		
		11	67,0									21,2		
102	101,6	8	85,6	144,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5	4,5	~9,0
		9	83,6									20,4		
		10	81,6									22,4		
114	114,3	8	98,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9	5,0	~11,0
		9	96,3									23,3		
		10	94,3									25,7		
		11	92,3									28,0		
140	139,7	8	123,7	154,00	145	65	185	215	157,2	3	7	26,0	7,0	~15,0
		9	121,7									29,0		
		10	119,7									32,0		
		11	117,7									35,0		

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см^3. 2. На внутренней полости участка высадки ($l_{3\,min}$ + l_4) допускается технологическая конусность до 6 мм, т.е. размер d_1 может быть больше размера d на 6 мм.

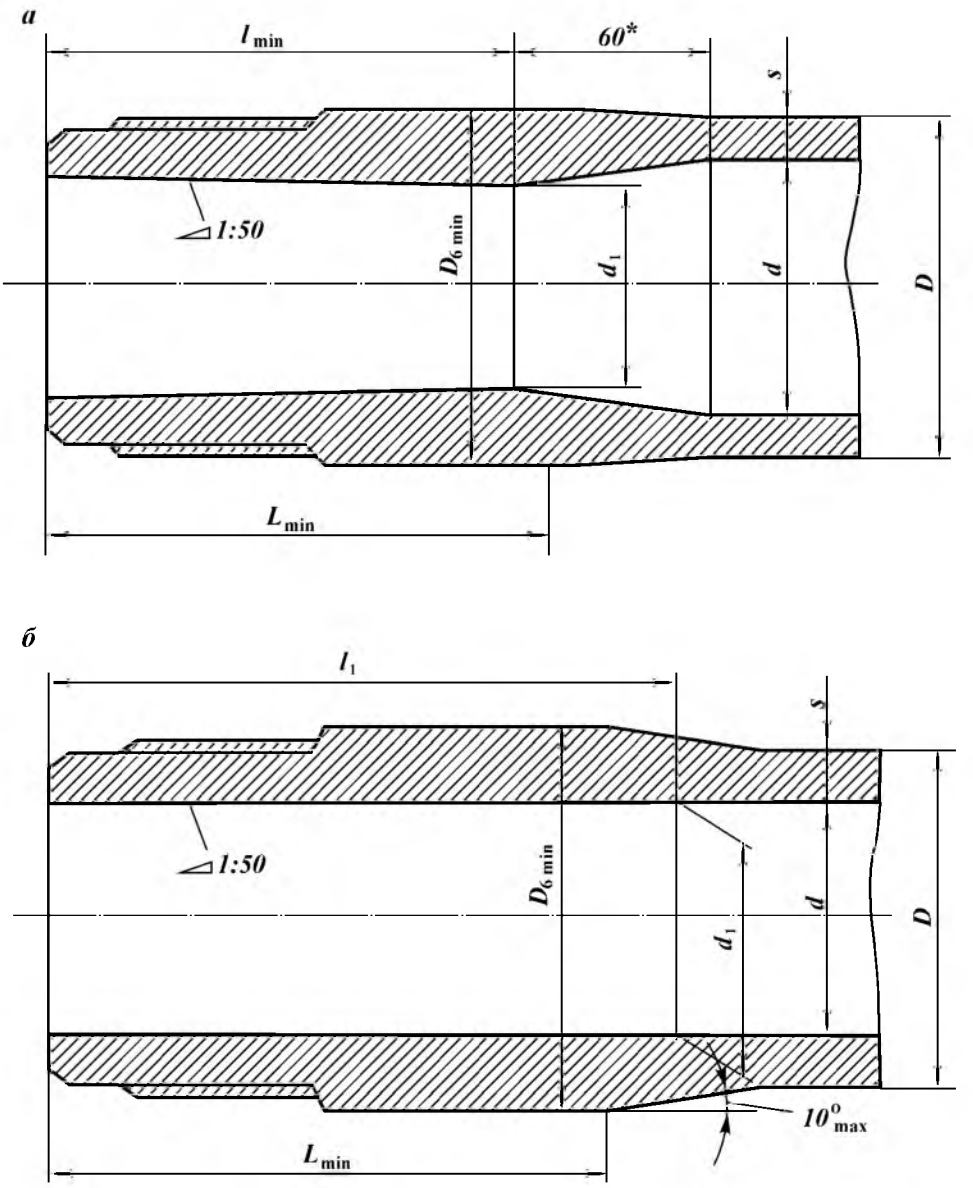


Рис. 5.9. Трубы с коническим стабилизирующим пояском:
а — конец трубы типа 3 с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; *б* — конец трубы типа 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом глубиной до 2—3 мм, шириной до 20 мм и протяженностью по окружности до 25—50 мм (меньшие размеры для труб диаметром 60—120 мм, большие — для труб диаметром 114—140 мм).

Таблица 5.4

Размеры (в мм) труб с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка					Масса, кг	
				Диаметр прохода d_1 (предельное отклонение ±1,5)	Наружный диаметр $D_{6\,min}$	Длина механической обработки L_{min}	Длина до переходной части l_{min}	Длина высадки l_1	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов
С высаженными внутрь концами										
89	89,0	9	71,0	57				—	17,8	3,9
		11	67,0	54	89,9	150	145		21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	—	20,4	5,1
		10	81,6	66					22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78					23,3	7,3
		10	94,3	76	115,2	160	155	—	25,7	7,1
		11	92,3	74					28,0	6,9
127	127,0	9	109,0	92	130,2	160	155	—	26,2	7,8
		10	107,0	90					28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	—	29,0	11,0
		10	119,7	100					32,0	10,2
		11	117,7	100					35,0	9,2
С высаженными наружу концами										
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	—	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0					16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	—	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0					21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	—	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6					22,4	
114	114,3	9	96,3	93,3					23,3	
		10	94,3	91,3	130,2	160	—	165	25,7	7,9
		11	92,3	89,3					28,0	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см^3. 2. Размер $D_{6\,min}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min}.

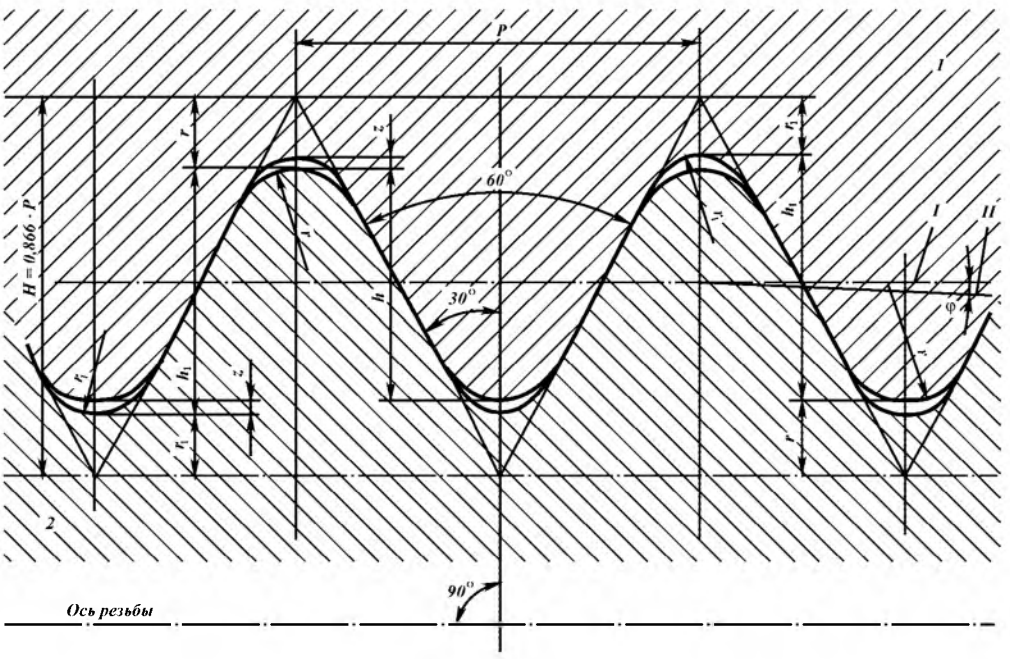


Рис. 5.10. Профиль резьбы бурильных труб типов 1, 2 и муфт к ним с треугольной резьбой: *1* — муфта; *2* — труба; *I* — линия, параллельная оси резьбы; *II* — линия среднего диаметра резьбы

Профиль резьбы труб типов 1, 2 и муфт к ним (рис. 5.10) имеет следующие размеры:

Шаг резьбы P, мм	3,175
Глубина резьбы h_1, мм	$1{,}810^{+0{,}05}_{-0{,}10}$
Рабочая высота профиля h, мм	1,734
Радиусы закругления, мм:	
r	0,508
r_1	0,432
Зазор z, мм	0,076
Угол уклона φ	1°47′24″
Конусность 2 tg φ	1:16

Примечания: 1. Шаг резьбы должен измеряться параллельно оси резьбы трубы и муфты. 2. Размеры r и r_1 приведены в качестве справочных для проектирования резьбонарезного инструмента.

Соответствующие размеры резьбовых соединений бурильных труб типов 1, 2 приведены на рис. 5.11.

Профиль трапецеидальной резьбы труб типов 3, 4 и их резьбовые соединения приведены соответственно на рис. 5.12 и 5.13.

К высаженному концу труб ВК, НК предъявляются следующие требования.

Торец трубы должен быть перпендикулярен к оси резьбы. Неперпендикулярность не более 0,06, неплоскостность — не более 0,1 мм. Оси резьбы и конического стабилизирующего пояска должны совпадать. Допустимое отклонение от соосности не более 0,04 мм. Разностенность в плоскости торца трубы должна быть не более: 4 мм для труб диаметром 73 мм; 4,5 мм

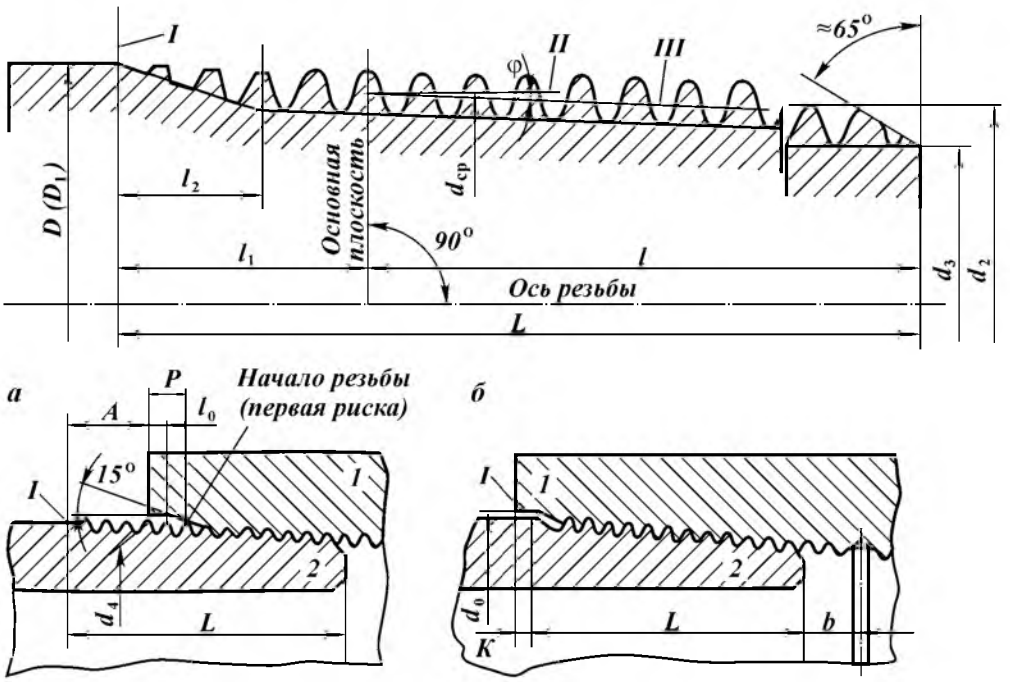


Рис. 5.11. Резьбовое соединение бурильных труб типов 1, 2:
а — соединение, свинченное вручную; *б* — соединение, свинченное на станке; *I* — конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); *II* — линия, параллельная оси резьбы трубы; *III* — линия среднего диаметра резьбы. Размер D_1 приведен для труб типа 2

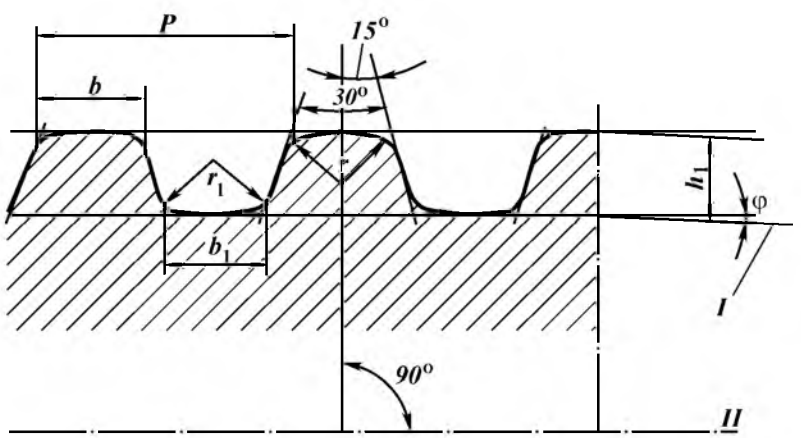


Рис. 5.12. Профиль трапецеидальной резьбы труб типов 3, 4:
I — линия, параллельная оси резьбы трубы; *II* — ось резьбы трубы

для труб диаметром 89, 102 мм; 5 мм для остальных диаметров труб 114, 127, 140 мм. Поверхности конического стабилизирующего пояска и торца трубы должны быть гладкими, без заусенцев, рванин и других дефектов. На наружной поверхности высаженной части трубы, подвергающейся

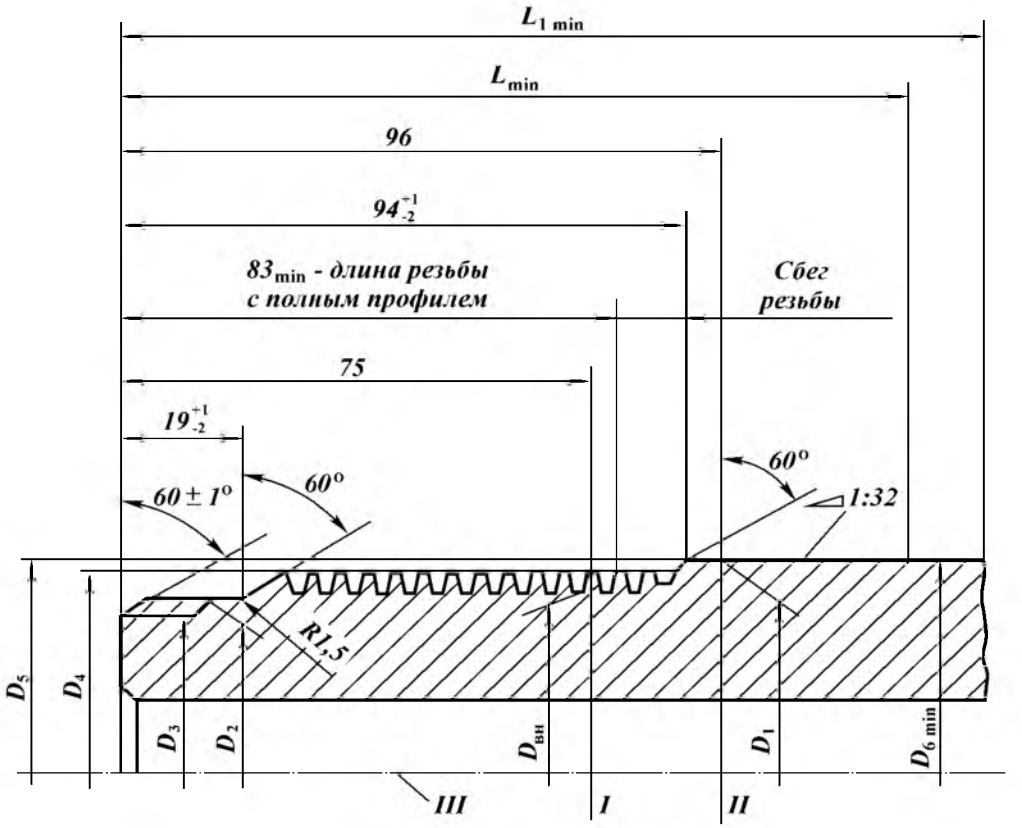


Рис. 5.13. Резьбовое соединение бурильных труб типов 3, 4:
I — основная плоскость; *II* — расчетная плоскость конического стабилизирующего пояска; *III* — ось резьбы

механической обработке, допускается выполнять переход с конического стабилизирующего пояска на цилиндрическую поверхность под углом не более 15° к оси трубы. Место перехода механически обработанной поверхности трубы к необработанной поверхности наружного диаметра высадки допускается выполнять под углом не более 15° к оси трубы. Наружный диаметр высадки должен допускать прохождение гладкого калибра-кольца диаметром на 2,5 мм меньше диаметра высадки.

Трубы и муфты в зависимости от групп прочности изготовляются из углеродистых (сталь марки 45) и легированных сталей марок 38ХНМ, 36Г2С, 35Г2СВ и др.

Трубы групп прочности К, Е изготовляются из легированных сталей путем нормализации с отпуском или из углеродистых сталей (закалка, отпуск) группы прочности Л, а трубы групп прочности выше Л (М, Р) — из легированных сталей (закалка — отпуск).

Трубы и муфты должны изготовляться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 5.5.

Муфты для труб типов 1, 2 диаметром 114 мм и менее должны изготовляться из сталей группы прочности с более высокими механическими

Таблица 5.5

Механические свойства материала труб и муфт

Показатель	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980
Относительное удлинение δ, %, не менее	16 12	12 10	12 10	12 10	12 10	12 10	12 10
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость KCV, Дж/м^2, не менее	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	29,4	29,4

Примечания: 1. Трубы групп прочности Р и Т изготовляются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. При переводе плавок из группы прочности К в Д в маркировке и сопроводительном документе должны быть указаны обе группы.

свойствами. По соглашению изготовителей и потребителя допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

Трубы диаметром выше 114 мм и муфты к ним изготовляются одной группы прочности.

На каждой бурильной трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца наносится маркировка клеймами: номер трубы, группа прочности, толщина стенки, наименование или товарный знак завода-изготовителя, месяц и год выпуска.

Клеймо должно быть обведено светлой краской. На каждой муфте должен быть выбит товарный знак завода-изготовителя. Все клейма на трубе и муфте наносятся вдоль образующей. Рядом с клеймами на каждой трубе вдоль образующей наносится маркировка устойчивой светлой краской.

5.3. ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ

Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб типов 1—4. Замок состоит из двух деталей — ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для бурильных труб изготовляются по ГОСТ 5286—75 пяти типов (табл. 5.6). Замки изготовляются: правые с правой замковой резьбой и

Таблица 5.6

Типы бурильных замков

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

Таблица 5.7

Основные размеры (в мм) замков

Типоразмер замка	Диаметр труб по ГОСТ 631—75		Замковая резьба	*D*	*L*	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	—	З-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	З-76	95	431	16
ЗН-108	89,0		З-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	З-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	З-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	З-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	З-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	З-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	З-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	З-100	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	З-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	З-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	—	З-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	З-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	З-86	108	431	20
ЗУ-120	—	89,0	З-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	З-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	З-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	З-161	185	553	53
ЗУК-108	—	73*	З-86	108	431	17
ЗШК-1113	89*	—	З-101	118	454	22
ЗШК-133	102*	—	З-108	133	506	32
ЗШК-178	140*	—	З-147	178	573	61
ЗУК-120	—	89*	З-102	120	468	20
ЗУК-146	114*	102*	З-122	146	506	36
ЗУК-155	127*	114*	З-133	155	536	38

Примечания: 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется. 2. Обозначение замковой резьбы состоит из буквы З и целого значения большего диаметра основания конуса ниппеля. 3. Звездочкой помены ТБВК, двумя звездочками — ТБНК.

резьбой для соединения замка с трубой и левые с левой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указанным в табл. 5.7.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм соответственно с правой и левой резьбой: ЗН-108 ГОСТ 5286—75 и ЗН-108Л ГОСТ 5286—75.

Технические требования к замкам

Замки изготовляются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа 882
Предел текучести $\sigma_т$, МПа 735
Относительное удлинение δ, % 10
Относительное сужение ψ, % 45
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2 686
Твердость по Бринеллю НВ ..... 285—341

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов. Маркировка на этих поверхностях не допускается. Отклонения от перпендикулярности упорных торцов ниппеля и муфты к оси замковой резьбы не должны быть более 0,10 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих поверхностей — не более 0,07 мм.

Отклонения от перпендикулярности торцов к оси резьбы профиля ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов — 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба профиля ТТ и трубная резьба треугольного профиля должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, прочность и герметичность резьбы.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,06 мм в плоскости торца и 1,75 мм на длине 1 м. Несоосность осей конической выточки замковой резьбы и цилиндрической выточки трубной треугольной резьбы не должна быть более 0,6 мм. Несоосность осей резьбы профиля ТТ и конической расточки концов замков ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

На ниппелях и муфтах протачивается поясок для маркировки, а на левых замках — второй опознавательный поясок. Правые и левые ниппели и муфты замков ЗУ-120, ЗУ-155, ЗУК-120 и ЗУК-155 должны иметь опознавательную лунку. Замок ЗУК-155 заменен на ЗУК-162 (по ТУ 26-02-1026—86).

На ниппеле и муфте каждого замка на поясках для маркировки должна быть нанесена маркировка: товарный знак завода-изготовителя, типоразмер замка, дата выпуска (месяц, год), ГОСТ 5286—75.

Резьба замков, поверхности конических расточек и упорные уступы (торцы) для предохранения от коррозии покрываются смазкой по ГОСТ 9.014—78. Резьба и упорные торцы при транспортировке должны быть предохранены от повреждений.

Каждая партия замков, а также ниппелей и муфт сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие ГОСТ 5286—75.

Для повышения износостойкости и прочности применяются высокопрочные замки ЗШК-178В с пределом текучести 980 МПа, с резьбой повышенной износостойкости МК148×7,257×1:6 — ЗШК-178М (ТУ 26-02-989—84).

5.4. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ

Трубы бурильные с приваренными замками выпускаются по ТУ 14-3-1293—84 и по ТУ 14-3-1187—83. Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293—84: ПК114х8,56; ПК127х9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ 14-3-1293—84 должны соответствовать указанным на рис. 5.14 и в табл. 5.8.

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки. На поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин.

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 5.9.

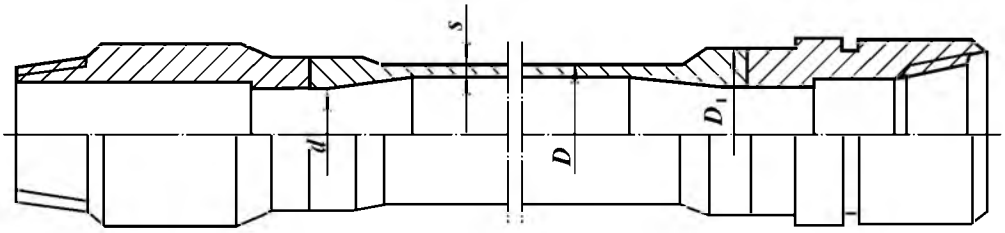


Рис. 5.14. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1293–84

Размеры труб по ТУ 14-3-1187–83 приведены на рис. 5.15 и в табл. 5.10.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженной части труб и места перехода от высаженной части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок; переход от высаженной части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженной части труб (до приварки замков) на длине 40 мм от торца незаполнение металлом не допускается; на длине более 40 мм допускается одно пологое незаполнение металлом шириной не более 40 мм.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекос осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Зону сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке.

Таблица 5.8

Размеры (в мм) труб с приваренными замками

Условный наружный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Наружный диаметр высадки D_1	Внутренний диаметр высадки d	Теоретическая масса, кг	
					1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы за счет высадки обоих концов
73	73,0	9,19	81,0	50,8	14,48	2,8
89	88,9	9,35	98,4	65,1	18,34	4,63
102	101,6	8,38	106,4	68,3	19,26	4,0
114	114,3	8,56	119,1	76,2	22,31	3,95
114	114,3	10,92	119,1	69,8	27,84	7,99
127	127,0	9,19	130,2	88,9	26,71	7,63
127	127,0	12,70	130,2	76,2	35,79	6,99

Таблица 5.9

Механические свойства металла труб

Группа прочности	Временные сопротивления разрыву, МПа	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Ударная вязкость, кДж/м^3, не менее	Относительное сужение после разрыва, %, не менее
Д	655	379	16	690	50
Е	689	516	14	690	50
Л	723	655	14	690	50
М	792	723	12	690	45
Р	999	930	12	690	45

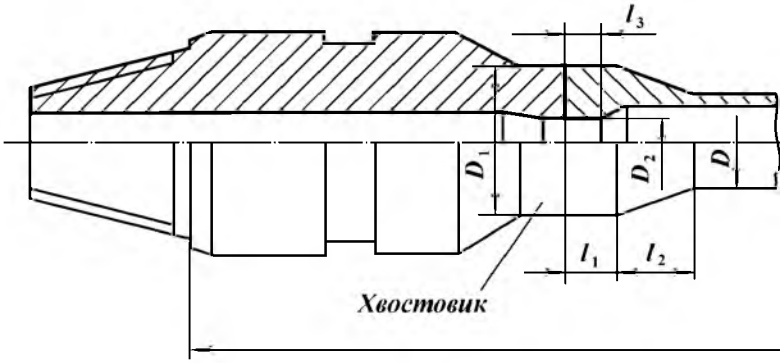


Рис. 5.15. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1187–83

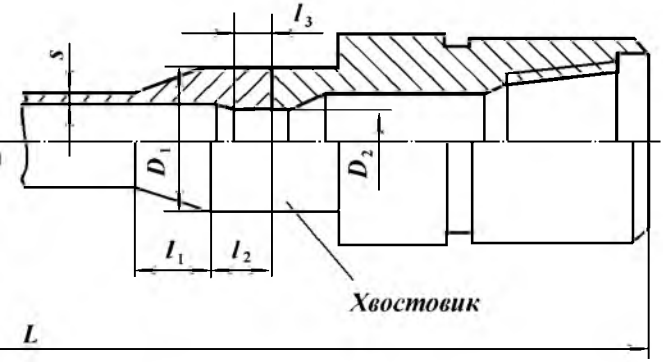

l_3
s
D_1
D_2
l_1
l_2
Хвостовик
L

Таблица 5.10

Размеры (в мм) труб с комбинированной высадкой

Условный наружный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки s	Высаженная часть трубы				
			наружный диаметр D_1	внутренний диаметр D_2	длина цилиндрической части l_1	длина переходной части l_2	длина цилиндрической части l_3
114	114,3	9	123	92	30	25	30
127	127	9	135	104	30	25	30
Предельное отклонение	±1,0 %	−12,5 %	±1	±1	—	—	—

Продолжение табл. 5.10

Условный наружный диаметр	Длина готовой трубы после приварки замков L	Расчетная масса, кг		
		1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы вследствие высадки концов	комплекта замков
114	12 700	23,3	6,8	51,5
127	12 700	26,2	7,0	62,5
Предельное отклонение	−900	—	—	—

Примечания: 1. Допускается увеличение наружного диаметра гладкой части трубы до 1 мм за высаженной частью на длине 125 мм. 2. Допускается поставка труб длиной 8700 мм и более в количестве не более 20 % от заказа.

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа, проверке механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание приведены в ГОСТ 631—75.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения и твердость в зонах сварного шва и термического влияния должны быть проверены на одной трубе из партии.

Результатом испытания считается среднеарифметическое значений, полученных при испытании трех образцов от каждого конца. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования.

Замки (ниппели и муфты) для приварки к трубам по ТУ 14-3-1293—84 изготовляются по ТУ 39-10-082—84, а к трубам по ТУ 14-3-1187—83 согласно ТУ 26-02-964—83.

Для труб групп прочности Д и Е допускается изготовление замков из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75. Замки к трубам по ТУ 14-3-1187—83 выпускаются по ТУ 26-02-964—83.

Замки изготовляют из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75.

На наружной цилиндрической поверхности ниппеля и муфт допускаются местные черновины от окалины, на внутренней поверхности черновины допускаются местные увеличения диаметра до 3 мм и не более 1 мм на участке резьбы. Разностенность ниппеля в плоскости торца малого основания конуса замковой резьбы не должна превышать 1,5 мм для замков ЗП-114 и 2,0 мм для замков ЗП-127 мм.

Перекос осей замковой резьбы и наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должен быть больше 1,75 мм на длине 1 мм.

Несоосность наружной и внутренней поверхностей хвостовика муфты

или ниппеля относительно наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должна превышать 0,4 мм в плоскости торца.

На торцах хвостовиков окалина не допускается. Средний ресурс до списания 500 циклов свинчивания — развинчивания. Каждая партия замков поставляется комплектно, резьба замковая покрывается антикоррозионной смазкой (например, К-17, по ГОСТ 10877—76).

Партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям технических условий. Замковые детали подвергаются проверке механических свойств — на растяжение и ударную вязкость. Испытание на растяжение производится по ГОСТ 10006—80, а испытание на ударную вязкость по ГОСТ 9454—78.

Эксплуатация замков должна вестись согласно инструкции по эксплуатации. В процессе эксплуатации допускается до трех ремонтов замковой резьбы.

5.5. ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) применяются в структурном, разведочном и эксплуатационном бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Выпускаются ЛБТ сборной конструкции (рис. 5.16, *а*) гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. ЛТБ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением изготовляются в соответствии с ГОСТ 23786—79; ГОСТ 23786—79.

ТБ — с внутренними утолщениями (рис. 5.16, *б*);

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 5.17).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 5.11.

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 5.12, а труб с протекторным утолщением — в табл. 5.13.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и замков. Номинальная длина труб без протекторного утолщения: диаметром 54 мм — 4,5 м, 64 мм — 5,3 м, от 64 до 110 мм — 9,0 м и свыше 110 мм — 12,0 м. ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм, −200 мм. Допускается 5 % труб в партии с предельным отклонением по длине +300 мм, −350 мм.

ЛБТ изготовляются из алюминиевого сплава Д16 (табл. 5.14) с химическим составом по ГОСТ 4784—74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т) (см. табл. 5.14). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать следующим требованиям:

Наружный диаметр, мм	54—120	>120
Временное сопротивление, $\delta_в$, МПа, не менее	392	421
Предел текучести $\delta_т$, МПа, не менее	255	274
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	12	10

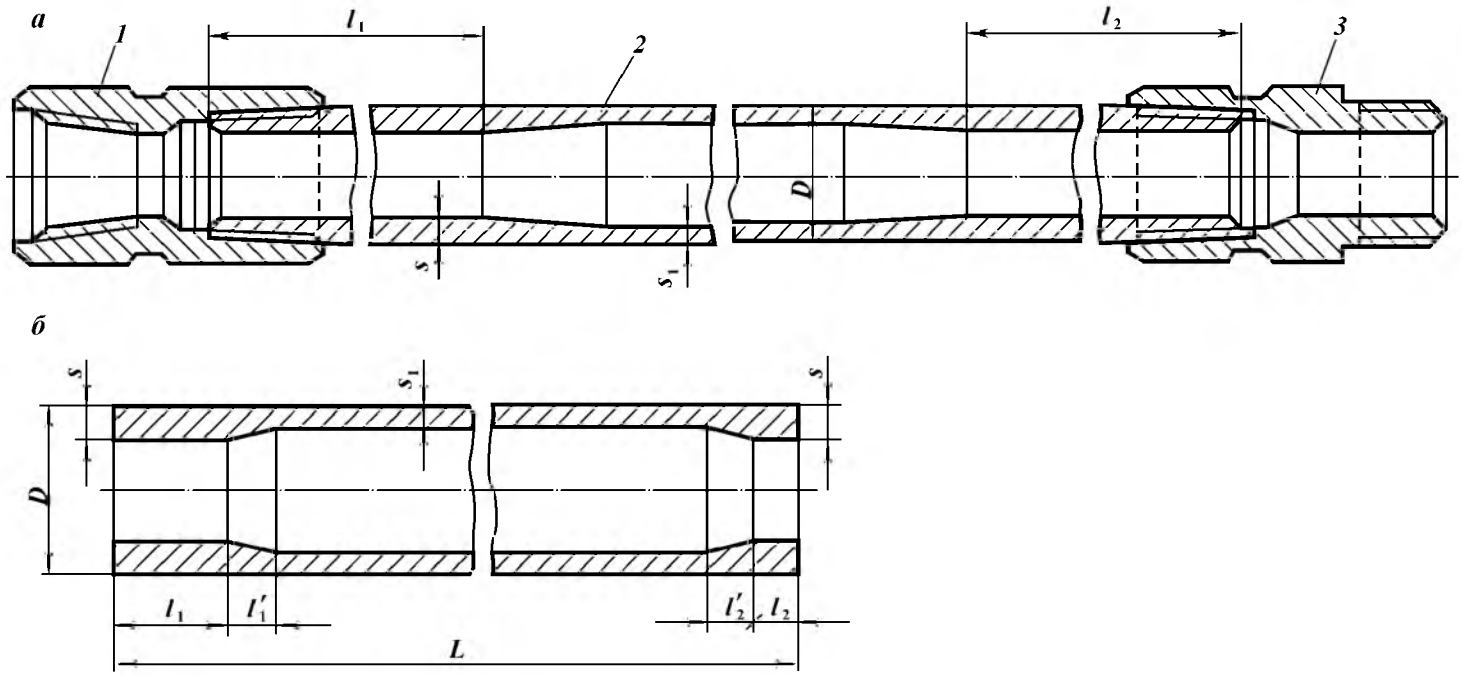


Рис. 5.16. Труба легкосплавная:
а — сборной конструкции; *б* — труба с внутренними утолщениями; *1* — муфта; *2* — труба; *3* — ниппель

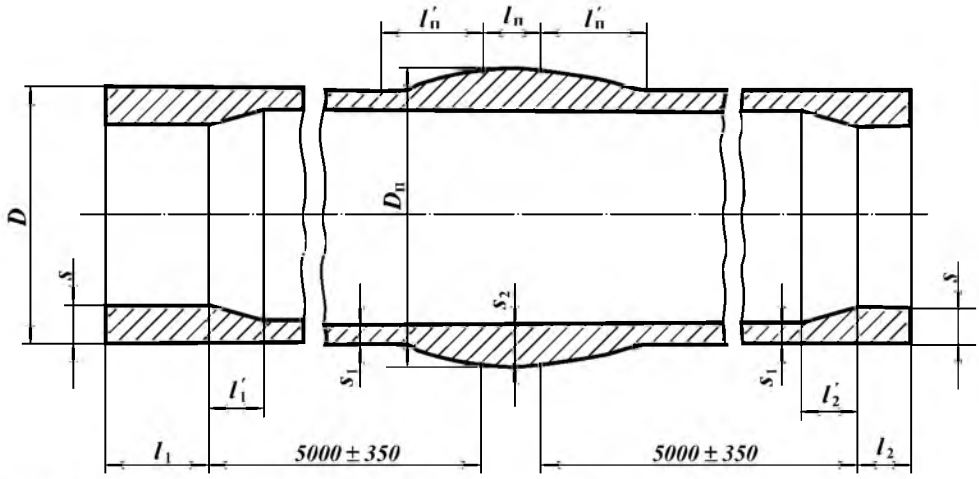


Рис. 5 17. Труба с внутренними и наружными протекторными утолщениями

Кривизна на средней трети длины трубы не должна превышать 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, исключая протекторное утолщение и места переходов от основного сечения трубы к утолщениям, — 1,3 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются плены, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения. В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пережим не должен выводить наружный диаметр за предельные отклонения: +1,0 мм и −2,0 мм для труб диаметрами 54 и 64 мм; +2,5 и −5,0 мм для труб остальных диаметров.

Допускаются отслоения глубиной: от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней — не более 3,0 мм.

Таблица 5.11

Размеры (в мм) труб без резьбы с внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр D		Толщина стенки концевого утолщения		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0{,}1s_1$	Длина концевого утолщения	
номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение		l^{+200}_{1-50}	l^{+100}_{2-50}
54	±0,6	13	+1,3	7,5	150	150
64 73	+1,5 −0,5		+1,5 −1,0	8,0	200	200
90		16	+2,0 −1,0	9,0		
103	+1,5 −1,0	15			250	250
108		25	+2,5 −1,5		1000	

Таблица 5.12

Размеры (в мм) труб с навинченными замками и внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Толщина стенки утолщения s		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0{,}1s_1$	Длина концевого утолщения	
	номинальная	предельное отклонение		l_{1-50}^{+100}	l_{2-50}^{+100}
114	15	+2,0 −1,0	10 9	1300	250
129	17	+2,5 −1,5	11	1300	250
147	15	+2,0 −1,0	9		
	17 20	+2,5 −1,5	11 13		
	22 24	+2,8 −1,7	15 17		

Таблица 5.13

Размеры (в мм) труб с протекторным утолщением

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Диаметр протекторного утолщения $D_{п-2,8}^{+3,0}$	Толщина стенки			Длина утолщения		Длина протекторного утолщения $l_{п}^{\pm 5,0}$
		концевого утолщения $s_{-1,0}^{+2,5}$	основного сечения $s_1 + 0{,}1s_1$	протекторного утолщения $s_{-0,2}^{+0,15}$	l_{1-50}^{+200}	l_{2-50}^{+100}	
129 147 170 170	150 172 197 197	17	11 13	21,5 23,5 24,5 26,5	1300	250	300

Длина переходных зон от концевого утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы — не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Несоосность протекторного утолщения с осью трубы предусматривается не более 7 мм.

Технические требования к замкам ЛБТ должны соответствовать ГОСТ 5286—75, а требования к трубной резьбе треугольного профиля — ГОСТ 631—75 (для труб 147 мм используется резьба труб 146 мм, по ГОСТ 632—80).

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т), нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм — труба Д16Т147×11 ГОСТ 23786—79. То же с протекторным утолщением — труба ПД16Т147×11 ГОСТ 23786—79.

С целью улучшения механических свойств труб используется сплав 01953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур — АК4Т1. Работа с трубами из сплава Д16Т1 при температуре выше 150 °С не рекомендуется.

По типу конструкции труб ВК типа 3 (ГОСТ 631—75) разработаны конструкции труб ЛБТВК — 103, 114, 129, 140, 147 мм. В соединении использована трубная трапецеидальная резьба профиля ТТ (ГОСТ 631—75), соответствующая диаметрам стальных бурильных труб с коническими ста-

Таблица 5.14

Характеристика труб из сплава Д16Т

Параметр	Наружный диаметр труб, мм											
	64	73	90	114	129		147					170
	Толщина стенки тела трубы *s*, мм											
	8	9	9	10	9	11	9	11	13	15	17	11
Площадь сечения, $см^2$:												
тела трубы	14,1	18,1	22,5	32,6	33,9	40,8	39,0	47,0	54,7	62,1	69,5	54,9
канала в теле трубы	18,1	23,7	42,7	69,4	96,6	90,0	130,6	122,7	114,9	107,4	100,2	171,9
Растягивающая нагрузка, кН:												
допустимая	390	500	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	1510
предельная	460	600	750	153	159	1920	1390	1680	1950	2170	2430	1980
Внутреннее давление, МПа:												
допустимое	55	54,2	43	38,7	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	28,5
предельное	71,4	70,5	60	51,5	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	38,5
Внешнее допустимое давление, МПа	57,5	47	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	17,5
Крутящий момент, Н·м:												
допустимый	4840	7100	12 500	21 500	26 180	30 500	34 900	40 900	46 350	51 340	55 800	56 400
предельный	5750	8450	14 900	25 500	31 100	36 250	41 500	48 650	55 150	61 000	66 350	67 100

Примечание. Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.

Таблица 5.15

Характеристика беззамковых труб

Диаметр труб, мм	Масса 1 м труб, кг	Растягивающая нагрузка, кН		Давление внутреннее, МПа		Крутящий момент, кН·м	
		допустимая	предельная	допустимое	предельное	допустимый	предельный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,4	25	30
127	11,4	1150	1400	35	52,0	20	25
108	13,1	830	1000	40	59,5	10	13
90	6,7	600	700	52	77,0	5	6

билизирующими поясками; для труб ЛБТВК-147 применена резьба ТТ138×5,08×1:32. Предел выносливости труб с резьбой треугольного профиля 29 — 32 Н/мм^2, для труб ЛБТВК-147 — 53 Н/мм^2. Высокопрочные замки ЗЛК-178В ($\sigma_т$ = 980 МПа) и замки ЗЛК-178 изготовляют по ТУ 26-02-1001—85.

Кроме труб с навинченными замками изготовляют также трубы беззамковой конструкции, концы которых имеют значительное наружное утолщение, на которых нарезается замковая резьба. Прочность этих труб выше прочности труб сборной конструкции (табл. 5.15).

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением определенного крутящего момента. На резьбу бурильных труб наносят соответствующую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями и вручную навинчивают замковые детали, подобранные по натягам (сумма натягов резьбы замка и трубы должна составлять 22—25 мм). Наибольший крутящий момент на шпинделе стенда — 25 кН·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревают до 380—400 °С; навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности трубы водой.

5.6. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготовляются по ТУ 51-774—77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8—1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147, ТУ 51-774—77 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой З-147). Длина труб 6,0 м.

Утяжеленные бурильные трубы УБТС-2 (рис. 5.18 и табл. 5.16) изготовляют диаметрами 178, 203 и 229 мм.

Соединения ниппельного и муфтового концов труб выполняются с правой замковой резьбой, по ГОСТ 5286—75, а для диаметров 254, 273 и 299 мм — с резьбой З-201, по ГОСТ 20692—75.

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются зарезьбовые разгружающие канавки ЗРК. Применяются обкатка роликами и другие упрочняющие методы обработки.

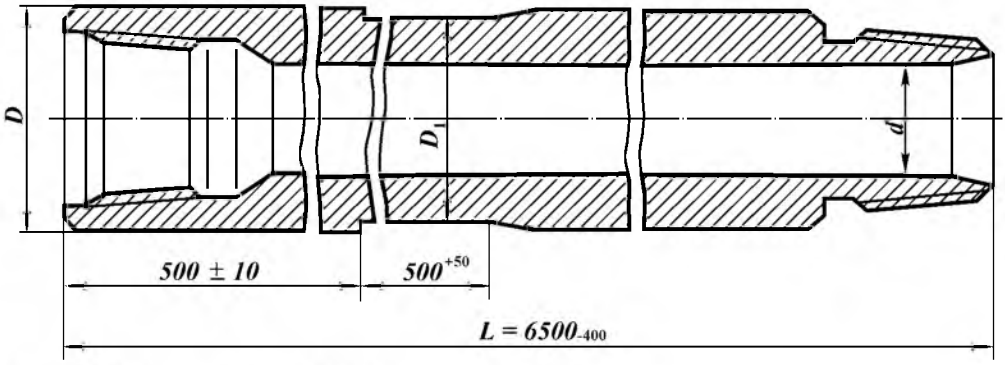


Рис. 5.18. Утяжеленная труба УБТС-2

Биение наружной поверхности трубы относительно теоретической оси канала в середине трубы не должно превышать: 6,0 мм для труб диаметром 120 и 133 мм; 4,0 мм — 146 и 178 мм; 2,0 мм для труб остальных диаметров.

При проверке биения на меньшем расстоянии от торцов труб допустимое биение пропорционально уменьшается.

Допускается холодная правка труб (без подогрева) диаметром 120, 133 и 146 мм до нарезания резьбы.

Разностенность тела трубы не должна превышать: 5,0 мм для труб диаметром 120, 133 и 146 мм; 3,5 мм для труб остальных диаметров.

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

Утяжеленные бурильные трубы должны изготовляться из стали марки 38ХН3МФА, по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Передел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	735
Относительное удлинение σ_5, %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2, не менее	588
Твердость НВ	285—341

Допускается изготовление труб из других легированных сталей, например 40ХН2МА, с механическими свойствами после термообработки:

Передел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	637
Относительное удлинение σ_5, %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2, не менее	490
Твердость, НВ, не менее	255

Таблица 5.16

Размеры (в мм) сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр D±1	Резьба	Внутренний диаметр d±1,5	Диаметр проточки под элеватор D_1	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	З-101	64	102	63,5
УБТС2-133	133	З-108	64	115	84,0
УБТС2-146	146	З-121	68	136	103,0
УБТС2-178	178	З-147	80	168	156,0
УБТС2-203	203	З-161	80	190	214,6
УБТС2-229	229	З-171	90	195	273,4
УБТС2-254	254	З-201	100	220	336,1
УБТС2-273	273	З-201	100	220	397,9
УБТС2-299	299	З-201	100	245	489,5

Обнаруженные дефектные места на наружной поверхности могут быть вырублены, при этом глубина вырубки не должна превышать 5 % номинальной толщины стенки, а протяженность вырубленных мест — 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. Количество вырубленных мест должно быть не более двух в разных сечениях, вырубка должна быть тщательно зачищена и иметь пологие края.

На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

С целью предохранения от коррозии наружные поверхности каждой трубы должны быть окрашены.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них какие бы то ни было знаки маркировки.

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть фосфатирована.

На каждой трубе на расстоянии 0,4 мм от ее ниппельного конца должна быть нанесена маркировка: товарный знак или наименование предприятия-изготовителя, условное обозначение трубы, порядковый номер трубы, марка стали, порядковый номер плавки, длина трубы, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

При транспортировании наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

При навинчивании пробок и колец резьба и упорные поверхности должны быть смазаны антикоррозионной смазкой.

Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие их качества требованиям технических условий, в котором указываются: дата выпуска, номера плавок, порядковые номера труб (от — до для каждой плавки), наружный и внутренний диаметры, обозначения резьбы, длина труб, содержание серы и фосфора для труб каждой плавки, результаты механических испытаний металла труб.

Трубы должны храниться на стеллажах уложенными в один ряд, причем расстояние от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м, с тем чтобы уберечь их от влаги и грязи.

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные)

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) диаметром 146, 178, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385—79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметром 73, 89, 108 мм — ТУ 14-3-839—79. Утяжеленные бурильные трубы изготовляются гладкими по всей длине: 146×74×8000, 178×90×12 000, 203×100×12 000, 219×112×8000 и 245×135×7000 мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6 м и диаметром 203 мм, длиной 8 м до 30 % объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8 м — до 10 %.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 5.17.

Допуск по толщине стенки для труб диаметром 146, 178, 203 мм — ми-

Таблица 5.17

Диаметр трубы, мм	Резьба	Отклонение по длине, м	Отклонение по кривизне, мм на 1 м длины	Минимальная толщина стенки по резьбе ниппеля, мм	Масса 1 м труб, кг	Примечание
146±4	З-121	±1	2	4	97,6	–
178±3	З-147	±1	2	7	145,4	–
203^{+3}_{-2}	З-171	±1	2	7	193,0	–
219^{+3}_{-2}	Без резьбы	По ГОСТ 8732–78	3	–	225,1	Рекомендуется резьба З-171
245±3	То же	По ГОСТ 8732–78	3	–	267,4	Рекомендуется резьба З-201

Таблица 5.18

Механические свойства материала труб

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кДж/м^2
Д	637	373	16	40	392
К	686	441	12	40	392

нус 12,5 %. Разностенность труб диаметром 219, 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

На поверхности труб не должно быть дефектов в виде плен, трещин, закатов, расслоений. Допускаются дефекты, обусловленные условиями производства, глубина залегания которых не должна превышать 12,5 % толщины стенки. На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается запиловка дефектных мест.

Утяжеленные бурильные трубы изготовляются групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать данным, приведенным в табл. 5.18.

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в несложных геологических условиях.

Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

В некоторых случаях при бурении скважин с целью повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, облегчения процесса ремонта применяют утяжеленные бурильные трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками (рис. 5.19). Замок УБТСЗ изготовляется высокопрочным с механическими свойствами по ГОСТ 5286–75, из стали марок 40ХН, 40ХН2МА. Изношенный замок может быть легко заменен непосредственно на буровой с использованием установки, размещенной на автомобиле (трубы с замком собирают горячим способом).

ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметром 146, 178, 203 и 229 мм. Трубы соединяются с замком при помощи трапецеидальной резьбы профиля ТТ. Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояска принято 1,1–1,5, а диаметра охватывающей детали (замка) к охватываемой детали (трубе) – 1,2.

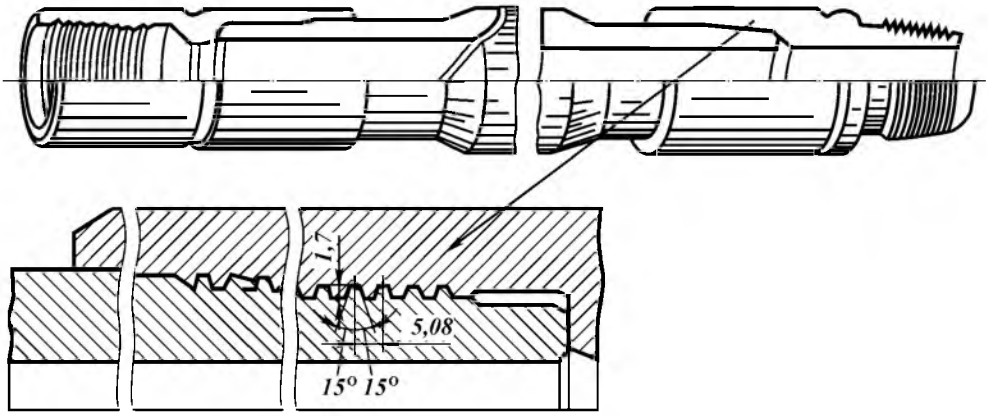


Рис. 5.19. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

Таблица 5.19

Тип резьбы	Конусность 2 tg φ	Элементы профиля замковой резьбы						
		Высота теоретическая остроугольного профиля H	Высота профиля h_1	Рабочая высота профиля h	Высота среза вершин l	Ширина среза вершин b	Радиус закругления вершин r	Зазор по вершинам z
МК	1:4	0,8615	0,5001	0,4278	0,2169	0,2507	0,1445	0,0724
	1:6	0,8640	0,5016	0,4290	0,2173	0,2514	0,1449	0,0725
	1:8	0,8649	0,5021	0,4294	0,2177	0,2517	0,1451	0,0726
СК-90	1:4	0,4922	0,3431	0,2990	0,0966	0,1933	0,1266	0,0442
	1:6	0,4965	0,3461	0,3016	0,0975	0,1950	0,1277	0,0446
	1:8	0,4980	0,3472	0,3025	0,0978	0,1956	0,1281	0,0447

Примечание. Приведенные значения необходимо умножить на шаг резьбы P (при расчете истинных значений профиля).

Для повышения износостойкости и прочности резьбовых соединений и экономии легированных сталей применяют УБТ с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть выполнена дуговым методом под слоем флюса или контактной электросваркой. Резьбовые концы длиной 500—1500 мм изготовляют из легированной стали с механическими свойствами, по ГОСТ 5286—75, т.е. З-102 вместо З-101 и З-122 вместо З-121. Использование такого профиля повышает на 20—30 % износостойкость и прочность резьбовых соединений.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применять профили резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом 7 и 8 мм, основные размеры которых приведены в табл. 5.19. Так, износостойкость резьбы МК-90 с крупным шагом 8 мм повышается на 60—65 %, а предел выносливости — на 25 %.

Резьбу СК-90 с углом профиля 90° рекомендуется применять в нижней части колонны при роторном способе бурения.

5.7. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т.д. Для бурильных колонн изготовляют переводники следующих типов: П — переходные, М — муфтовые, Н — ниппельные.

Переводники каждого типа и исполнения изготовляют с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286—75 для бурильных замков.

Переводники для бурильных колонн изготовляются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360—82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения (табл. 5.20, 5.21), (рис. 5.20).

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а переводников с резьбами левого направления нарезки — буква Л.

Пример условного обозначения переводника типа М с резьбами З-147/171: М-147/171 ГОСТ 7360—82Е. То же, типа П: П-147/171 ГОСТ 7360—82Е. То же, с резьбами левого направления нарезки: П-147/171—Л ГОСТ 7360—82Е.

Таблица 5.20

Переводники переходные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	*L*	*D*	верхняя	нижняя
П-76/88	З-76	З-88	395	113	ЗН-95	УБТ-108
П-86/66	З-86	З-66	356	108	ЗШ-108	Ловильный инструмент
П-86/73	З-86	З-73	356	108		ЗУ-86
П-86/76	З-86	З-76	369	108	УБТ-108	Турбобур-104
П-86/88	З-86	З-88	395	113	ЗШ-108	Ловильный инструмент
П-88/88	З-88	З-88	395	113	ЗН-108	УБТ-108
П-88/101	З-88	З-101	420	118	УБТ-108	Турбобур-127
П-88/121	З-88	З-121	500	146	ЗН-113	УБТ-146
П-101/88	З-101	З-88	420	118	ЗШ-118	Ловильный инструмент
П-101/117	З-101	З-117	500	140		
П-101/121	З-101	З-121	497	146		УБТ-146
П-102/88	З-102	З-88	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/101	З-102	З-101	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/121	З-102	З-121	496	146		УБТ-146
П-108/88	З-108	З-88	451	133	ЗШ-133	Ловильный инструмент
П-108/101	З-108	З-101	459	133		ЗШ-118
П-108/102	З-108	З-102	465	133		Ловильный инструмент
П-108/121	З-108	З-121	490	146		УБТ-146
П-117/121	З-117	З-121	457	146	Турбобур-127; -195	Долото-190; -215
П-117/147	З-117	З-147	523	178	ЗН-140	УБТ-178

Продолжение табл. 5.20

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	*L*	*D*	верхняя	нижняя
П-121/86	З-121	З-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-108, ЗУ-108
П-121/101	З-121	З-101	490	146		ЗШ-118
П-121/102	З-121	З-102	496	146		ЗУ-120
П-121/108	З-121	З-108	502	146		ЗШ-133
П-121/121	З-121	З-121	457	146	Ведущая	ЗШ-146
П-121/122	З-121	З-122	469	146	бурильная	ЗУ-146
П-121/133	З-121	З-133	484	155	труба	ЗУ-155
П-121/147	З-121	З-147	524	178	УБТ-146	УБТ-178
П-121/161	З-121	З-161	537	203		УБТ-203
П-122/101	З-122	З-101	490	146	ЗУ-146	ЗШ-118
П-122/102	З-122	З-102	496	146		ЗУ-120
П-122/117	З-122	З-117	463	146		Ловильный инструмент
П-122/121	З-122	З-121	457	146		УБТ-146
П-122/133	З-122	З-133	484	155		Ловильный инструмент
П-122/147	З-122	З-147	524	178		УБТ-178
П-133/108	З-133	З-108	506	155	ЗУ-155	ЗШ-133
П-133/117	З-133	З-117	497	155		Ловильный инструмент
П-133/121	З-133	З-121	482	155		ЗШ-146
П-133/140	З-133	З-140	510	172		Ловильный инструмент
П-133/147	З-133	З-147	520	178		УБТ-178
П-147/121	З-147	З-121	516	178	ЗШ-178	ЗШ-146
П-147/133	З-147	З-133	524	178		ЗУ-155
П-147/140	З-147	З-140	510	178		Ловильный инструмент
П-147/147	З-147	З-147	517	178	Ведущая бурильная труба	ЗШ-178
П-147/152	З-147	З-152	517	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент
П-147/161	З-147	З-161	517	185	ЗШ-178	УБТ-203
П-147/171	З-147	З-171	521	203	УБТ-178	УБТ-229
П-152/121	З-152	З-121	526	197	Турбобур-172; -195	Долото-245
П-161/147	З-161	З-147	517	185	УБТ-203	Турбобур-215
П-161/171	З-161	З-171	538	229	УБТ-203	УБТ-229
П-171/147	З-171	З-147	538	203	ЗШ-203	ЗШ-178
П-171/171	З-171	З-171	517	203	УБТ-229	Электробур-290
П-171/177	З-171	З-177	523	229		Долото-445
П-171/201	З-171	З-201	518	254		УБТ-254

Примечание. Цифры, стоящие после названия элементов бурильной колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают значение их наружного диаметра в мм.

Переводники изготовляются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 или из других никельсодержащих марок сталей со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа, не менее	882
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	735
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	10
Относительное сужение φ, %, не менее	45
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	685
Твердость НВ	285—341

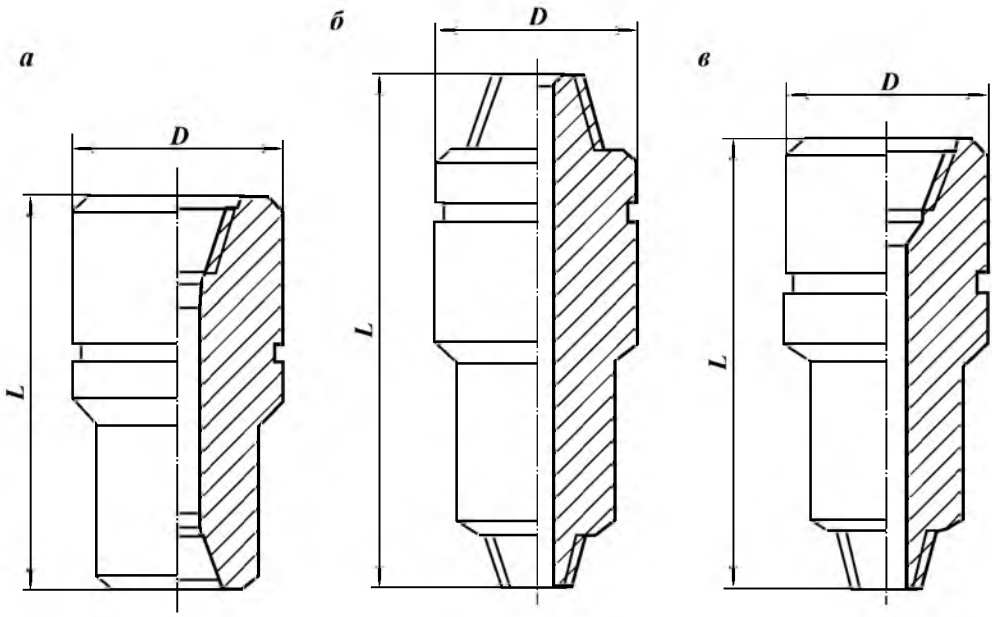


Рис. 5.20. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации:
а — муфтовый; *б* — ниппельный; *в* — переходный

Таблица 5.21

Переводники муфтовые и ниппельные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Верхний конец	Нижний конец	*L*	*D*	верхняя	нижняя
М-86/88	З-86	З-88	325	113	УБТ-108	Долото-132—187
М-108/88	З-108	З-88	366	133	УБТ-133	
М-121/88	З-121	З-88	398	146	УБТ-146	
М-121/117	З-121	З-117	356	146	УБТ-146	Долото-190
М-147/152	З-147	З-152	391	197	УБТ-178	Долото-245—295
М-171/152	З-171	З-152	400	229	УБТ-229	Долото-245—295
Н-147/152	З-147	З-152	550	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент
Н-147/171	З-147	З-171	707	203		
Н-171/201	З-171	З-201	671	254	Турбобур-290	Долото-490

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника протачивается поясок для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояском протачивается опознавательный поясок шириной 5 и глубиной 1 мм.

Технические требования к переводникам для бурильных труб, а также требования к ним в части правил приемки, методов испытаний, маркировки, упаковки, транспортирования и хранения идентичны соответствующим требованиям по ГОСТ 5286—75.

5.8. РЕЗИНОВЫЕ КОЛЬЦА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Для предохранения бурильных и обсадных колонн от истирания при бурении скважин используют резиновые кольца. Они работают в среде буровых промывочных растворов с добавками нефти при температуре до 150 °С.

Конструктивно резиновые кольца для бурильных труб могут быть выполнены разъемными или неразъемными. Отечественная промышленность выпускает резиновые кольца неразъемной конструкции по ГОСТ 6365—74.

Форма и размеры колец, предусмотренных указанным стандартом, даны в табл. 5.22 и на рис. 5.21.

Пример условного обозначения кольца типа А: кольцо А ГОСТ 6365—74.

По физико-механическим показателям резина для изготовления колец должна соответствовать следующим нормам:

Предел прочности при разрыве, МПа, не менее	17
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	450
Относительное остаточное удлинение после разрыва, %, не более	27
Сопротивление раздиру, Н/см, не менее	490
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5 °С в объемной смеси из 95 % бензина и 5 % бензола, %, не более	15
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5 °С в нефтяной жидкости марки СЖР-1, %, не более	3
Коэффициент старения при 150 °С после 24 ч пребывания в нефтяной жидкости СЖР-1, не менее:	
по прочности	0,8
по относительному удлинению	0,5
Твердость по прибору ТМ-2, усл. ед.	55—65
Истираемость, $см^3/(кВт·ч)$, не более	200

Разработанные различными научно-исследовательскими организациями более совершенные разъемные конструкции колец пока еще не нашли в практике широкого применения.

Для надевания неразъемных резиновых колец на бурильные трубы применяют специальные пневмомашины. Кольцо непосредственно перед надеванием на трубу подогревают в горячей воде при температуре 80—90 °С в течение 10—15 мин.

Для предотвращения перемещения колец по трубе используют клей или другие полимеризующиеся составы. Применение смазок, облегчающих надевание колец, не допускается.

Таблица 5.22

Размеры (в мм) резиновых колец

Тип кольца	D	d	L	l_1	l_2	D_1	d_1	Размер бурильной трубы, для которой предназначается кольцо	Наружный диаметр кольца, надетого на трубу
				(справочные)					
А	90	50	155	135	149	85	56	73	115
Б	115	75	150	130	144	103	81	89	128
В	142	90	195	165	185	125	100	114	162
$В_1$	150	95	195	165	185	132	105	114, 127	170
Г	165	100	200	170	190	147	110	140	200
Д	190	120	210	180	200	173	130	168	225

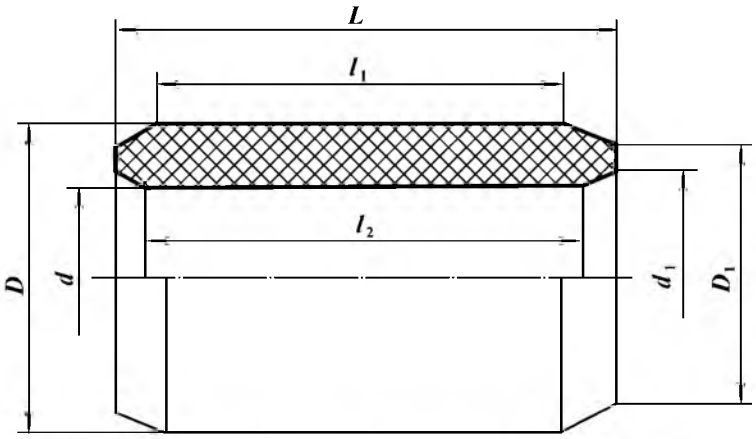


Рис. 5.21. Протекторное резиновое кольцо для бурильных труб

Для предохранения колец от повреждения при работе обсадная колонна не должна иметь технических повреждений. Центрование буровой вышки и ротора относительно устья скважины при спускоподъемных операциях должно обеспечивать прохождение через ротор колец и замков бурильных труб без посадок и ударов.

5.9. ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Обратные клапаны для бурильных колонн предназначены для предотвращения газонефтеводопроявления пластов через бурильные трубы в процессе бурения. При бурении скважины клапаны, установленные в колонне бурильных труб под нижним переводником ведущей трубы, работают в среде бурового промывочного раствора.

Серийное производство обратных клапанов для бурильных колонн осуществляется ПО «Азернефтемашремонт» по ОСТ 39-096—79, в соответствии с которым предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих: тип 1 — клапаны тарельчатые — КОБ Т (рис. 5.22, *а*), тип 2 — клапаны конусные с резиновыми уплотнениями — КОБ (рис. 5.22, *б*), (табл. 5.23).

Клапаны могут изготовляться с правыми или левыми замковыми резьбами.

Условное обозначение клапана: КОБ — клапан обратный бурильный; Т — тарельчатый тип; двух- или трехзначное число — наружный диаметр клапана; двух- или трехзначное число с буквой З — условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—75, а в случае левой резьбы к обозначению замковой резьбы добавляется буква Л.

Примеры условного обозначения клапанов в технической документации или при заказе: клапана с наружным диаметром 108 мм тарельчатого типа — КОБ Т108-3—88 ОСТ 39-096—79; клапана с наружным диаметром 178 мм конусного типа с резиновым уплотнением — КОБ 178-3-147 ОСТ 39-096—79.

Рабочее давление, выдерживаемое при запирании, для клапанов та-

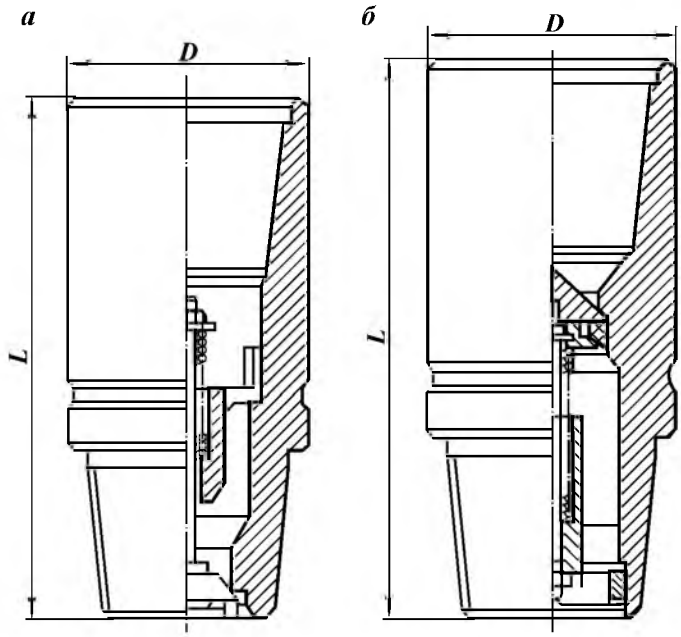


Рис. 5.22. Клапан обратный для бурильных труб

Таблица 5.23

Размеры клапанов (мм)

Типоразмер клапана	Условный диаметр труб (ГОСТ 631—75)		Замковая резьба (ГОСТ 5286—75)	Габариты		Масса, кг
	С высаженными внутрь концами	С высаженными наружу концами		*D*	*L*	
КОБ Т80-3-66	60	—	З-66	80	240	8
КОБ Т95-3-76	73	—	З-76	95	260	9
КОБ Т108-3-88	89	73	З-88	108	270	12
КОБ Т120-3-120	—	89	З-102	120	290	25
КОБ Т133-3-108	102	—	З-108	133	310	32
КОБ 146-3-121	114	102	З-121	146	350	40
КОБ 155-3-133	127	114	З-133	155	375	43
КОБ 178-3-147	140	—	З-147	178	410	45
КОБ 185-3-161	—	140	З-161	185	430	55
КОБ 203-3-171	168	—	З-171	203	450	65

рельчатого типа диаметрами 80—133 мм — 15 МПа, а для конусных клапанов с резиновыми уплотнениями диаметрами 146—203 мм — 35 МПа. Максимальная температура рабочей среды при эксплуатации клапанов — не более 100 °С.

Корпус клапана изготовляют из хромоникелевой стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для бурильных колонн.

5.10. ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

К числу опорно-центрирующих элементов относят: центраторы, стабилизаторы и промежуточные опоры.

Центраторы выполняются как с прямыми, так и со спиральными ребрами, обычно с наружным диаметром, равным диаметру долота.

Центраторы предназначены для управления искривлением скважины. В зависимости от интенсивности искривления в компоновке УБТ располагают от одного до трех центраторов. Как правило, для предотвращения искривления скважины их устанавливают на длине УБТ до 25 м.

Основные технические требования к центраторам и стабилизаторам предусмотрены ОСТ 39-078—79.

Значительная длина УБТ приводит к искривлению труб в результате потери их устойчивости, что ухудшает передачу нагрузки на долото, приводит к неравномерному вращению колонны и породоразрушающего инструмента и др. Кроме того, значительная длина УБТ создает большую площадь контакта труб со скважиной, что способствует прихвату колонны под действием дифференциального давления.

С целью улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины применяют промежуточные опоры. Форма и размеры опор должны обеспечить ограничение поперечной деформации УБТ, вынос выбуренной породы, наименьший контакт со скважиной.

На рис. 5.23 изображена промежуточная опора квадратного сечения (ОП) конструкции АзНИПИнефти. Опоры для долот диаметром 139,7—212,7 мм изготовляют по ТУ 39-01-388—78 из стального проката; для долот диаметром 244,5—269,9 мм — по ТУ 39-146—75 из стального литья. Ребра опор армируются штырями из твердого сплава. Диаметр описанной окружности промежуточных опор примерно равен 0,95 $D_{дол}$.

Ниже приводятся наибольшие поперечные размеры промежуточных опор и соответствующие диаметры долот.

Диаметр долота, мм	139,7	149,2—151	165,1	187,3—190,5	212,7—215,9
	244,5	269,9			
Наибольший размер опоры c, мм	133	143	153	181	203
	230	255			

Промежуточные опоры устанавливаются на сжатом участке УБТ, если нагрузка на долото выше критической.

Расстояние между опорами может быть увеличено на 10 %; при бурении забойными двигателями расстояние принимается согласно табл. 5.24 для $n = 50$ об/мин.

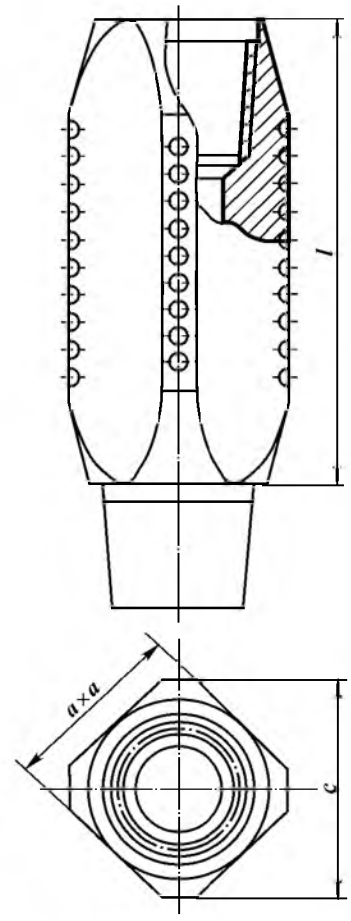
Количество опор

$$m = \frac{10^3 Q - g Q_к}{a g q_0} - 1,$$

но при этом их должно быть не менее двух.

Здесь Q — нагрузка на долото, кН; $Q_к$ — масса наддолотной части комплекта УБТ в КНБК, кг; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; q_0 — масса 1 м УБТ, кг.

Рис. 5.23. Опора промежуточная квадратная (ОП)



Бурение с применением промежуточных опор (ОП) должно проводиться непосредственно после разбуривания башмака предыдущей промежуточной колонны. Если интенсивность искривления скважины малая, то бурить можно без наддолотной компоновки с центраторами, используя для этого только промежуточные опоры.

Опоры квадратного сечения изготовляются ПО «Азернефтемашремонт».

Для борьбы с желобными выработками, ограничения площади контакта со скважиной и уменьшения искривления ствола применяется упругий стабилизатор (СУ) конструкции АзНИПИнефти. Стабилизатор (рис. 5.24) состоит из каркасной втулки *2*, армированной резиной и свободно вращающейся на коротком полом вале *1*, на обоих концах которого нарезана замковая резьба для присоединения к бурильной колонне. Поверхность втулки имеет желобчатую форму.

Наружный диаметр профильной втулки для работы с долотами диаметрами 215,9; 244,5; 269,9 мм соответственно равен 212, 241, 266 мм. Особенность упругого стабилизатора — вращение вала стабилизатора вместе с колонной при практически невращающейся втулке.

Устанавливается стабилизатор как в компоновке УБТ, так и на бурильной колонне. Выпускается упругий стабилизатор по ТУ 39-066—74 ПО «Азернефтемашремонт».

При бурении с долотами больших диаметров 295,3—393,7 мм для повышения устойчивости УБТ и ограничения поперечной деформации колонны используются промежуточные опоры (ОВ), состоящие из вала и вращающейся профильной втулки, изготовленной из алюминиевого сплава. Отношение диаметра втулки к диаметру скважины ≈0,97. При вращении бурильной колонны втулка получает ограниченное вращение, в основном

Таблица 5.24

Расстояние между промежуточными опорами *a*, м

Диаметр УБТ, мм	Частота вращения колонны, об/мин			
	50	90	120	150
108—114	20	16	13,5	12
121	22	16,5	14	13
133	23,5	17,5	15	13,5
146	25	18,5	16	14,5
169	31	21,5	18,5	17
178	33	23,5	21	19

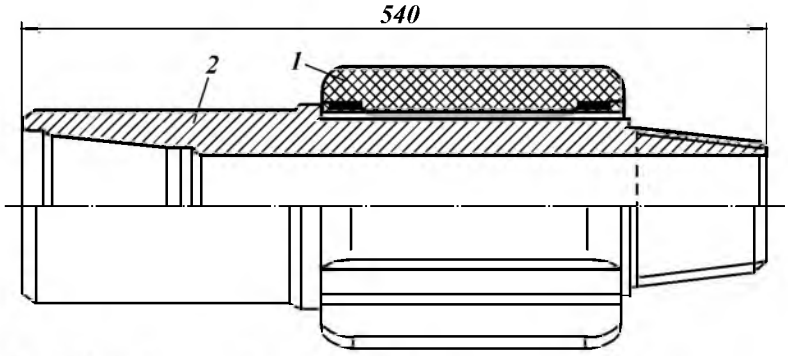


Рис. 5.24. Стабилизатор упругий (СУ)

выполняя функцию опоры, поступательно перемещающейся вдоль скважины. Изношенные втулки заменяются на новые.

Установка вращающихся опор способствует также предупреждению образования желобных выработок.

В компоновке УБТ рекомендуется устанавливать две вращающиеся опоры ОВ с расстоянием между ними 20 — 28 м, при этом первая опора должна находиться от долота (или от конца наддолотной компоновки для борьбы с искривлением) на расстоянии 20 — 25 м.

5.11. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Расчет утяжеленных бурильных труб

Диаметр УБТ определяют из условия обеспечения наибольшей жесткости труб при изгибе с учетом конструкции скважин и условий бурения. Длину УБТ определяют в зависимости от нагрузки на долото.

В табл. 5.25 приводятся рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ согласно РД 39-2-411 — 80.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть больше жесткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение. В табл. 5.26 приводятся соотношения диаметров обсадных труб и наименьших диаметров УБТ, удовлетворяющих указанному условию.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть $\geq 0{,}7$. Если это отношение $< 0{,}7$, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильных трубам. При этом диаметр правой ступени должен соответствовать табл. 5.26, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть $\geq 0{,}8$.

Длину комплекта УБТ l_0, состоящего из труб одного диаметра, определяют по формуле

$$l_0 = (1{,}2 \div 1{,}25)\frac{Q}{gq_0}, \qquad (5.1)$$

где Q — нагрузка на долото, Н; q_0 — масса 1 м УБТ в растворе, кг/м.

Таблица 5.25

Соотношения диаметров долот и УБТ

Диаметр, мм			
долота	УБТ	долота	УВТ
139,7 – 146	114	269,9	229
	108		203
149,2 – 161	121 – 139	295,3	245
	114 – 121		219
165,1 – 171,4	133 – 146	320	245
	121 – 133		229
187,3 – 200	159	349,2	254
	146		229
212,7 – 228,6	178	≥ 374,6	273
	159		254
244,5 – 250,8	203		
	178		

Примечания: 1. В верхней строке приведено значение диаметра УБТ для нормальных условий бурения, в нижней – для осложненных. 2. В осложненных условиях при бурении долотами диаметром свыше 250,8 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств. 3. При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра двигателя.

Таблица 5.26

Диаметры обсадных труб и УБТ

Диаметр, мм			
обсадной трубы	УБТ	обсадной трубы	УВТ
114	108	245	203
127	121	273	203
140 – 146	146	299	229
168	159	324 – 339	229
178 – 194	178	351	229
219	178	377	254

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров, $q_1 l_1 + q_2 l_2 + \ldots + l_n q_n = (1{,}2 \div 1{,}25)\frac{Q}{g}$. Если $Q > p_{кр}$, то на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

Наиболее опасны для УБТ знакопеременные изгибающие напряжения. Выразив радиус кривизны скважины $R = 573/\alpha_0$, где α_0 – интенсивность искривления на 10 м, получим условие прочности для УБТ:

$$\frac{EI\alpha_0}{573} \le \frac{M_{пред}}{1{,}5}, \qquad (5.2)$$

где EI – жесткость УБТ; $M_{пред}$ – предельный изгибающий момент.

Испытания по определению $M_{пред}$ проведены по ВНИИБТ.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках или с большой частотой вращения.

Расчет бурильных труб при бурении забойными двигателями

В процессе расчета определяют либо напряжения в трубах, либо длины секций по допустимым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допустимая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$l_1 = \frac{Q_{\text{р}}^{(1)} - 1{,}15g(Q_{\text{т}} + G)(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1{,}15q_1 g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)};$$

$$Q_{\text{р}}^{(1)} = \sigma_{\text{т}}F_1 / n = Q_1 n,$$

где $Q_{\text{р}}^{(1)}$ — допустимая растягивающая нагрузка на трубы, Н; $(Q_{\text{т}} + G)$ — масса УБТ и забойного двигателя, кг; $\gamma_{\text{ж}}/\gamma$ — отношение плотностей бурового раствора и стали; $p_{\text{п}}$ — перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; q_1 — масса 1 м труб секции, кг/м; Q_1 — предельная нагрузка на трубу, Н; F_1 — площадь поперечного сечения тела трубы, м^2; $\sigma_{\text{т}}$ — предел текучести материала трубы; n — коэффициент запаса прочности.

Общая длина колонны $l = l_0 + l_1$ (l_0 — длина УБТ и забойного двигателя).

Для одноразмерной многосекционной колонны, составленной из труб разных толщин и групп прочности, длина первой (нижней) секции (в м)

$$l_1 = \frac{Q_{\text{р}}^{(1)} - 1{,}15g(Q_{\text{т}} + G)(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1{,}15q_1 g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}. \qquad (5.3)$$

Длина второй секции (в м)

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р}}^{(2)} - Q_{\text{р}}^{(1)}}{1{,}15q_2 g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}. \qquad (5.4)$$

Длина n-й секции (в м)

$$l_n = \frac{Q_{\text{р}}^{(n)} - Q_{\text{р}}^{(n-1)}}{1{,}15q_n g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}, \qquad (5.5)$$

где q_1, q_2, ..., q_n — масса 1 м труб каждой секции, кг/м; $Q_{\text{р}}^1$, $Q_{\text{р}}^2$, ..., $Q_{\text{р}}^n$ — допустимые растягивающие нагрузки для труб каждой секции, Н/м.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени двухразмерной колонны определяют по формулам (5.3) — (5.5).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$l_{m+1} = \frac{Q_{\text{р}}^{(m+1)} - Q_{\text{р}}^{m} - p_{\text{п}}F'_{\text{п}}}{1{,}15q_{m+1} g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}; \qquad (5.6)$$

$$l_{m+2} = \frac{Q_{\text{р}}^{(m+2)} - Q_{\text{р}}^{(m+1)}}{1{,}15q_{m+2} g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)} \text{ и т.д.,} \qquad (5.7)$$

где m — число секций нижней ступени; $Q_{\text{р}}^{m}$ — допустимая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н; $Q_{\text{р}}^{m+1}$, $Q_{\text{р}}^{m+2}$ — допустимые нагрузки для труб первой и второй секций II ступени, Н; $F'_{\text{п}}$ — разность площадей проходных сечений труб нижних секций II и I ступеней колонны, м^2; q_{m+1}, q_{m+2} — масса 1 м труб первой и второй секций II ступени, кг/м.

Расчет бурильных труб при бурении роторным способом

Расчет производят на статическую прочность и выносливость.

Для вертикальных скважин на выносливость рассчитывают нижние секции колонны, расположенные над УБТ на длине 200 м.

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие нормальных и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Подобранные трубы нижней секции рассчитывают на наружное давление (не менее 25 МПа). Длины (в м) одноразмерной многосекционной колонны — из условия статической прочности:

$$l_1 = \frac{Q_{\text{р}}^{(1)} - 1{,}15Q_{\text{т}}(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1{,}15q_1 g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}; \qquad (5.8)$$

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р}}^{(2)} - Q_{\text{р}}^{(1)}}{1{,}15q_2 g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)} \text{ и т.д.}, \qquad (5.9)$$

$$Q_{\text{р}}^{(1)} = Q_1 / 1{,}04n; \quad Q_{\text{р}}^{(2)} = Q_2 / 1{,}04n \text{ и т.д.},$$

где Q_1, Q_2 — предельные нагрузки для труб, Н.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (5.8), (5.9), длины секций II ступени — по формулам (5.6), (5.7), причем:

$$Q_{\text{р}}^{(m)} = Q_m / 1{,}04n, \quad Q_{\text{р}}^{(m+1)} = Q_{m+1} / 1{,}04n; \quad Q_{\text{р}}^{(m+2)} = Q_{m+2} / 1{,}04n.$$

5.12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Сборка и комплектование бурильных труб

Бурильные трубы сборной конструкции и их соединительные элементы (замки и соединительные муфты), признанные годными после внешнего осмотра, инструментального обмера основных размеров и контрольной проверки качества нарезки резьб гладкими и резьбовыми калибрами, подлежат свинчиванию с замками.

Сборка труб с высаженными внутрь и наружу концами типов 1 и 2 по ГОСТ 631—75 производится в горячем состоянии в соответствии с действующей Инструкцией, а труб с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (типы 3 и 4 по ГОСТ 631—75) — по специальной Инструкции ВНИИБТ — РД 39-2-286—79.

Для лучшего сопряжения соединяемых деталей (типы 1 и 2 по ГОСТ 631—75) необходимо производить селективный подбор замковых деталей (или соединительных муфт) к трубам по фактическим натягам резьб.

На конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах плюсового допуска (2,4—4,8 мм), подбирают для навинчивания замковую деталь с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового допуска (8—5,6 мм), и, наоборот, на конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового до-

пуска (2,4 — 0 мм), навинчивают замковую деталь с повышенным натягом в пределах 8 — 10,4 мм. На конец трубы с резьбой, имеющей номинальный натяг 2,4 мм, навинчивают замковую деталь с номинальным натягом резьбы. Следовательно, суммарные натяги при сборке труб типов 1 и 2 (ГОСТ 631 — 75) с замками (ГОСТ 5286 — 75) должны составлять 10,4 мм.

Труба и замок должны иметь однозначные отклонения со стороны большего диаметра конусов резьбы или, наоборот, только со стороны меньшего диаметра конусов.

Концы подобранных деталей (трубы и замка) должны быть замаркированы одним и тем же знаком.

Прочность и плотность соединения достигаются навинчиванием вручную на трубу предварительно нагретой замковой детали. Благодаря тепловому расширению нагретая деталь замка может быть навинчена вручную и доведена до заранее установленных отметок. При сжатии трубы охлажденным замком создается возможность без больших усилий при креплении создать напряженное состояние в сопрягаемых деталях. В этом случае заедания резьбы не происходит. Крепление замков в горячем состоянии — наиболее совершенный метод сборки — широко применяется в нефтепромысловой практике.

Контроль за процессом свинчивания допускается производить по метке, нанесенной на трубу с помощью керна. На определенном расстоянии от торца подготовляемого конца трубы в сторону ее тела набивают метку, служащую в дальнейшем ориентиром для осевого перемещения нагретой детали замка.

Замковые детали рекомендуется нагревать с помощью специальных установок индукционного нагрева замков. Температуру в процессе нагрева замков контролируют путем непосредственного измерения соответствующим прибором — термоэлектрическим пирометром, отсчета времени нагрева при постоянном режиме работы печи.

Для повышения герметичности резьбу труб перед навинчиванием нагретых замковых деталей смазывают.

Перед свинчиванием извлеченной из печи нагретой детали замка резьбу ниппеля или муфты очищают от окалины. Для этого замковую деталь устанавливают вертикально трубным концом вниз, а затем постукивают молотком по наружной поверхности.

Нагретую деталь замка навинчивают на трубу по возможности быстро, усилием одного оператора, до полной остановки ее. При навинчивании допускается легкое постукивание молотком по замку. Соединение считается правильно закрепленным, если торец детали замка совпадает с предварительно поставленной меткой-ориентиром или перекрывает ее. В тех случаях, когда торец детали замка не дойдет до метки, соединение бракуется. Дополнительное докрепление резьбового соединения после охлаждения детали замка не допускается.

Для обеспечения высокого качества крепления резьбового соединения рекомендуется процесс нагрева и навинчивания замков на трубы производить в закрытом помещении.

При проведении работ по горячему креплению замков необходимо обеспечить условия техники безопасности, промышленной санитарии и электробезопасности.

При качественной сборке бурильных труб с замками проверка герметичности опрессовкой не обязательна.

Все бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, подготовляют к эксплуатации и на основании заказа-заявки буровых предприятий, согласованной с производственным объединением, собирают в комплекты, которые в последующем в значительной степени упростят их учет и отработку.

В комплект включаются бурильные или утяжеленные бурильные трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Запрещается разобщать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта, или трубами с более высокими механическими показателями. Новые бурильные трубы можно вводить в комплект на протяжении только данного календарного года.

Состав комплекта по количеству бурильных труб и длине не ограничивается, а устанавливается буровым предприятием, как правило, исходя из проектных глубин скважин, прочностных характеристик труб и удобства их учета.

Каждому комплекту бурильных труб присваивается свой порядковый номер, а всем трубам, вошедшим в комплект — свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. Трубы комплекта маркируют стальными клеймами с высотой цифр и букв не более 20 мм с закругленными контурами. Глубина маркировки на теле трубы не должна превышать 1 мм.

Маркировку наносят на ниппельном конце труб: сборной конструкции — на высаженной части на расстоянии 20—25 мм от ниппеля; труб с приваренными замками — на хвостовике ниппеля на расстоянии 20—25 мм от конической части; утяжеленных труб — на теле на расстоянии 300—500 мм от упорного уступа; ведущих — на цилиндрической поверхности.

Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки труб, последнюю цифру года ввода трубы в эксплуатацию и порядковый номер трубы в комплекте.

Пример маркировки бурильной трубы: 20Е10 2 41. Здесь 20 — порядковый номер комплекта; Е — группа прочности; 10 — толщина стенки; 2 — последняя цифра года ввода в эксплуатацию и 41 — порядковый номер трубы в комплекте.

Составление комплекта оформляется специальным актом, к которому прилагается опись труб комплекта. На каждый комплект в двух экземплярах составляется отдельный паспорт-журнал. Один экземпляр паспорт-журнала хранится в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него передается буровому мастеру, эксплуатирующему данный комплект труб. Получение буровым мастером документации на комплект подтверждается распиской по специальной форме.

Подготовленные и оформленные комплекты бурильных труб передаются буровым или нефтегазодобывающим предприятиям в соответствии с действующим руководящим документом.

Передача комплекта труб предприятиям и приемка их обратно в ремонт оформляются соответствующими актами.

Формы упомянутых выше «Заказ-заявки», «Акта на составление комплекта», «Описи труб комплекта», «Паспорт-журнала», «Выписки из паспорт-журнала», «Расписки в получении паспорт-журнала» и «Актов на передачу комплекта» приведены в руководящем документе РД 39-1-456—80.

Все бурильные трубы и замки к ним, утяжеленные бурильные трубы и ведущие трубы, прошедшие контрольную проверку и признанные годными для эксплуатации, включают в действующий парк бурильных труб трубного подразделения — трубной базы нефтепредприятия. Парк бурильных труб состоит из труб для выполнения основных работ (оборотных) и из труб ремонтного резерва для выполнения вспомогательных работ (необоротных). К трубам для выполнения основных работ относятся бурильные, утяжеленные и ведущие трубы. В состав ремонтного резерва включаются трубы промывочные, для разбуривания цементных пробок, ловильные, а также трубы для спуска обсадных колонн секциями и потайных колонн.

Для обеспечения нормальных условий проводки скважины до ввода ее в бурение для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую группу все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие успешную безаварийную ее проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ для каждой скважины закрепляют за ней на все время от начала бурения и до сдачи скважины в эксплуатацию. Набор бурильных труб для данной скважины полностью доставляется на буровую до начала ввода ее в работу или трубы из этого набора подаются комплектами для бурения каждого последующего интервала. Наборы ремонтного резерва подаются на буровые по мере надобности.

Для определения состава индивидуального набора, расчета количественного и качественного состава парка бурильных труб для основных и вспомогательных работ, а также для расчета потребности в бурильных трубах на замену изношенных и для пополнения парка труб пользуются руководящим документом РД 39-2-448—80.

Учет работы, начисление износа и списание бурильных труб

Комплектование бурильных, утяжеленных бурильных и ведущих труб по типоразмерам с оформлением на них отдельных паспорт-журналов и эксплуатация их при проводке определенных конкретных скважин позволяют вести точный учет работы, а также подытожить после списания всех труб величину полной отработки каждого комплекта.

В процессе эксплуатации комплекта бурильных труб буровым мастером в паспорт-журнале регулярно отмечаются подробные сведения о работе комплекта труб.

Сведения об авариях с комплектом труб (в соответствии с актами об авариях) вносятся в специальную форму совместно представителями бурового предприятия и трубного подразделения. Отметки о видах профилактических работ и ремонтах комплекта труб в трубном подразделении также вносит в специальные формы представитель трубного подразделения.

Для своевременного и качественного обеспечения буровых предприятий трубами необходимых типоразмеров, а также с целью планирования работы трубного подразделения в последнем ведется учет: получения, наличия и расхода бурильных труб и замков; движения комплектов бурильных труб; видов и объемов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами.

С целью ежемесячного бухгалтерского учета затрат от проката бурильных труб по статье «Расходы по эксплуатации инструмента при про-

водке скважин» начисляется условный износ в рублях на бурильные, утяжеленные бурильные, ведущие трубы и замки в зависимости от объема проходки в метрах.

Сумма условного износа, подлежащего начислению на все трубы данного комплекта, рассчитывается с учетом коэффициента увеличения износа труб по мере роста глубин скважин, определенного для каждого интервала глубины через 500 м, и прочих факторов проводки скважины. Значения этого коэффициента, нормы и расценки условного износа приведены в Прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР) и в Справочнике укрупненных сметных норм (ЭСН).

При достижении суммы начисленного на комплект условного износа в рублях 70 % первоначальной стоимости труб и 90 % стоимости замков, навинченных на трубы или приваренных к ним, начисление условного износа прекращается, а комплект труб продолжает эксплуатироваться без начисления износа до полной отбраковки труб.

Бурильные трубы списывают на фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений.

В зависимости от фактического износа в процессе эксплуатации и изменения геометрических размеров трубы переводятся во II и III классы.

В табл. 5.27 приводятся степень износа и значения дефектов, при достижении которых трубы переводят в следующий класс. На основании данных (см. табл. 5.27) составлены прочностные характеристики труб II и III классов.

Степень износа замковой резьбы определяется либо по уменьшению расстояния между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты, либо по уменьшению числа оборотов, необходимого для полного свинчивания бурильного замка.

Для резьбы с шагом 6,35 мм (4н×1″) и конусностью 1/6 предельным является расстояние между уступом и торцом замковых деталей, равное 25 мм, для резьбы с шагом 5,08 (5н×1″) и конусностью 1/4 — 14,5 мм.

Таблица 5.27

Классификация бурильных труб

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
Равномерный износ трубы по наружной поверхности:		
толщина стенки после износа, %, не менее	80	65
Эксцентричный износ по наружной поверхности:		
толщина стенки после износа, %, не менее	65	55
Вмятины, % наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % наружного диаметра, не более	3	5
Шейка, % наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение:		
уменьшение наружного диаметра, %, не более	3	5
Остаточное расширение:		
увеличение наружного диаметра, %, не более	3	5
Продольные надрезы, зарубки:		
оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	65
Поперечные надрезы:		
оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80
длина надреза, % длины окружности трубы, не более	10	10
Точечная коррозия, эрозия:		
толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % номинальной, не менее	80	65

Таблица 5.28

Износ бурильных замков

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
ЗН-80	77,6	75	78,8	77,0
ЗН-95	92,0	89	93,5	92,0
ЗН-108	104,7	102	106,4	105,0
ЗН-140	135,8	133	137,9	136,5
ЗН-172	166,8	164	169,4	168,0
ЗН-197	191,0	188	194,0	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	104,7	100	106,4	104,0
ЗШ-118, ЗШК-118, ЗУК-120	114,5	109	111,3	113,5
ЗШ-133, ЗУК-133	129,0	125	131,0	129,0
ЗШ-146, ЗУК-146	141,6	136	143,8	141,0
ЗШ-178, ЗУК-178	172,6	167	175,3	172,5
ЗШ-203	197,0	191	200,0	197
ЗУ-155, ЗУК-155	150,3	148	152,6	151,5
ЗУ-185	179,4	177	182,2	181,0

Предельные значения износа бурильных замков по наружной поверхности даны в табл. 5.28. Первый класс соответствует номинальному диаметру замка, второй и третий определяются значением износа. При значениях диаметра менее указанных для III класса замки отбраковываются.

Списание бурильных труб оформляется соответствующим актом, составленным сотрудниками бурового предприятия с участием представителя трубного подразделения и утвержденным руководством бурового предприятия.

Дефектоскопия бурильных труб

При бурении нефтяных и газовых скважин могут происходить поломки элементов бурильной колонны. Наиболее слабое место в бурильной колонне — резьбовые и сварные соединения бурильных труб с замками, по которым чаще всего происходят поломки. Установлено, что разрушения труб носят усталостный характер, являясь следствием возникновения и развития трещин на этих участках при воздействии на бурильную колонну знакопеременных нагрузок.

Для выявления дефектов в теле труб и их соединениях широко внедряются методы дефектоскопического контроля, позволяющие обнаруживать и определять местоположение таких дефектов, как закалочные трещины, раковины, закаты, плены, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым можно отнести и усталостные трещины.

Методы дефектоскопии позволяют проверять новые трубы на трубопрокатных заводах, при профилактическом контроле бывших в эксплуатации бурильных труб на проверочном участке трубно-инструментальных баз, а также непосредственно над устьем скважины при подъеме или спуске бурильной колонны.

Глава 6

РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

Метаморфические горные породы образуются в результате изменения внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.).

Классификация пород по А.В. Пустовалову приведена в табл. 6.1, а классификация горных пород по размерам обломков — в табл. 6.2.

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

Кристаллическими бывают магматические и осадочные породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доло-

Таблица 6.1

Классификация пород по структурным признакам

Структура	Размеры кристаллов, мм	Характеристика
Крупнокристаллическая	>1,0	Кристаллы различаются невооруженным глазом
Среднекристаллическая	0,1 – 1,0	Кристаллы видны в лупу
Скрытокристаллическая	0,01 – 0,10	Кристаллы различимы под микроскопом
Пелитоморфная	0,01	Кристаллы и форма различимы только под микроскопом

Таблица 6.2

Классификация горных пород по размерам обломков

Размеры обломков, мм	Характер пород и сложение частиц обломков				
	Рыхлые		Сцементированные		Основные структуры
	Угловатые	Окатанные	Угловатые	Окатанные	
>1000	Глыбы	Крупные валуны	–	–	–
100 – 1000	Мелкие глыбы	Валуны	–	–	–
10 – 100	Щебень	Галечник	Брекчия	Конгломерат	Грубообломочные (псефиты)
2 – 10	Дресна	Гравий	–	–	–
0,1 – 2	–	Песок	–	Песчаник	Песчаные (псаммиты)
0,01 – 0,1	–	Алеврит	–	Алевролит	Мелкоземлистые (алевриты)
<0,01	–	Пелит (глина)	–	Аргиллит	Глинистые (пелиты)

миты и органогенные породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов.

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

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

Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными.

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

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

В механике горные породы по характеру связей между частицами подразделяются на три основные группы: скальные (прочные), силы взаимодействия между частицами которых, главным образом, электрические;

нескальные (глинистые породы, грунты) с взаимодействием коллоидальных частей, адсорбирующихся на поверхности обломков; сыпучие (раздельнозернистые).

У прочих пород минеральные частицы связаны цементирующими веществами: кремнистыми (кварцевыми, халцедоновыми), железистыми, известковистыми, глинистыми, мергелистыми, гипсовыми и др. Наиболее прочными являются породы с кремнистой и железистой цементацией (например, кварциты и кремнистые песчаники), наименее прочные — с глинистой и гипсовой.

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

6.2. МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука: так как они

имеют дисперсное строение, их связь между напряжением и деформацией носит сложный характер.

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

$$E = 2G(1 + \mu);$$
$$E = 3k(1 - \mu). \qquad (6.1)$$

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

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

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

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

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

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

Ниже приведены модули упругости при сжатии некоторых минералов:

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

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

Ниже представлены значения $E_{сж.п}$ для горных пород:

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

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

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

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

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

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

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

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

Коэффициент Пуассона μ для горных пород — величина, изменяющаяся в диапазоне 0,10—0,45. Ниже приведены значения μ для горных пород:

Порода	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы
μ	0,38—0,45	0,25—0,35	0,10—0,20

Порода	Известняки	Песчаники	Каменная соль	Гранит
μ	0,28—0,33	0,30—0,35	0,44	0,26—0,2

Коэффициент Пуассона уменьшается с увеличением деформирующей нагрузки: для известняка изменение нагрузки в пределах 10—250—500 Н приводит к уменьшению μ до 0,28.

Изучение зависимости μ от направления приложения нагрузки (параллельное и перпендикулярное к напластованию) показывает, что $\mu_{\parallel} > \mu_{\perp}$.

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

Изучение процессов разрушения горных пород и исследование устойчивости горной выработки часто требуют знания их сжимаемости β.

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

Горные породы принято делить на *хрупкие* и *пластичные* при обычных условиях. Изменение условий испытания перемещает границу между хрупкостью в ту или иную сторону. По В.С. Федорову, хрупкость, а значит, и

пластичность, следует рассматривать как состояние тела, а отнюдь не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и к веществу, связывающему зерна; температура и время действия сил и их значение. При определенных сочетаниях этих факторов горные породы могут вести себя как хрупкие или как пластичные тела. Л.А. Шрейнер с сотрудниками на основании экспериментов при вдавливании штампа в образцы горных пород классифицировал их на упругохрупкие, упругопластичные и не дающие общего хрупкого разрушения. При этом были построены и характерные кривые деформации.

При построении и анализе диаграммы (рис. 6.1) деформации в координатах $P - \xi$ (соответственно нагрузка в ньютонах и деформация в микрометрах) тангенсы углов наклона прямых AB (α) и BC (α_1) характеризуют упрочаемость породы при пластическом деформировании: точка A пересечения линий OA (в упругой области) и AB (в пластической области) дает значение нагрузки P_0, по которой можно судить о пределе текучести.

Л.А. Шрейнер с сотрудниками под мерой пластичности понимают некоторый коэффициент $k_п$, получаемый как отношение общей работы, затраченной до разрушения (площадь $OABCД$), к работе упругих деформаций (площадь OPE). Точка C соответствует значению нагрузки P, при которой наступает общее разрушение образца горной породы под штампом.

Для упругохрупких пород $k_п$ принимается равным единице. Породы осадочной толщины к этой категории практически не относятся. Для этих пород $k_п$ удовлетворяется неравенством $1 < k_п < 6$. К ним относятся известняки, доломиты, песчаники и другие породы.

Л.А. Шрейнер исследовал породы, для которых $k_п > 6$, отнес их к классу пород, «не дающих общего хрупкого разрушения». К этому классу относятся глинистые сланцы. Глины характеризует $k_п$, равный практически бесконечности.

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

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

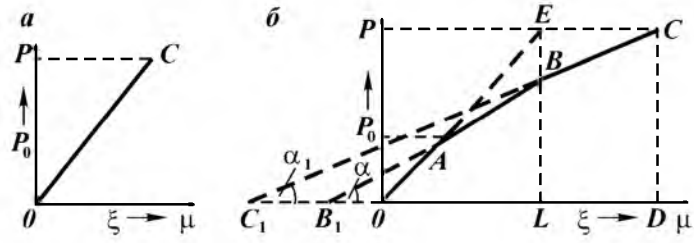


Рис. 6.1. Диаграмма деформации при вдавливании штампа, построенная в координатах P и ξ: *а* — в упругохрупкую породу; *б* — в упругопластичную породу

Понятие о твердости менее определенно, и применительно к внедрению долота, условно состоящего из своеобразных клиньев («штампов»), может быть сформулировано как сопротивляемость горной породы внедрению в него штампа. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела. Между показателями прочности и твердости существует корреляционная связь. Прочность горных пород зависит от ряда факторов, главные из которых — минералогический состав, размер и форма зерен кристаллов породы, структура, текстура, тип цемента, количественное соотношение между цементом и материалом породы, пористость и слоистость, уплотненность, перемятость водонасыщенность и некоторые другие. Значительно влияют на прочность вид деформации, масштабный фактор, скорость приложения нагрузки и др. Рассмотрим некоторые из этих факторов.

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

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

или через предел прочности на разрыв $R_р$:

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

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

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

Интенсивность сцепления часто определяется из условия разрушения на сдвиг, что обусловлено силами сцепления и силами трения. В общем случае сдвиг происходит не по плоскости, а по некоторой зоне толщиной, превышающей размер частиц породы. Силу внутреннего трения f принято оценивать коэффициентом или углом внутреннего трения: $\operatorname{tg} \varphi = f$; $\varphi = 2\gamma_0 - 90°$, где γ_0 — определяемый экспериментальным путем угол некоторой площадки c в образце породы к горизонту, на которой при приложении нагрузки устанавливается равновесие сил (рис. 6.2).

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

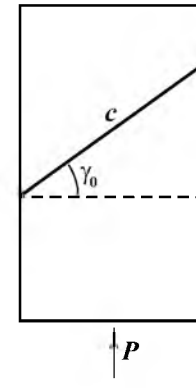


Рис. 6.2. Схема разрушения образца породы под действием сжимающих усилий

конгломератов находятся на поверхностях контакта обломочного и цементирующего материалов.

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

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

Прочность пород с низкой пористостью (0,5—2,0 %) при сжатии существенно зависит от формы и характера взаимного расположения зерен. Так, у сланцев она изменяется от 69,2 до 247,3 МПа.

Еще больше эти факторы влияют на известняки. Породы, в составе которых в значительном количестве содержатся минералы табличного или пластичного габитуса, характеризуются изменчивостью прочности в различных направлениях.

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

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

Существенно влияет на прочность горных пород вид деформации. При прочих равных условиях пределы прочности при растяжении $R_р$, скалывании $R_с$, изгибе $R_и$ и одноосном сжатии $R_{сж}$ располагаются в следующем порядке: $R_р < R_с < R_и < R_{сж}$.

Соотношения этих величин для разных пород ориентировочно выражаются следующими значениями:

$$\frac{R_р}{R_{сж}} = \frac{1}{20} \div \frac{1}{35}; \quad \frac{R_с}{R_{сж}} = \frac{1}{6} \div \frac{1}{13}; \quad \frac{R_и}{R_{сж}} = 0{,}10 \div 0{,}32.$$

При испытании образцов горных пород четко выявляется закономерность: при увеличении линейных размеров кубиков от 2 до 10 см наблюдается резкое увеличение предела прочности на сжатие. У образцов размером от 10 до 20 см $R_{сж}$ возрастает, но менее выражено, приближаясь к некоторому значению. Прочность зерен закономерно уменьшается с увеличением размера зерен. В.С. Федоров построил характерную кривую, дающую наглядное представление о влиянии линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и образцов горных пород (кубиков) при одноосном сжатии (рис. 6.3).

Результаты испытаний горных пород на одноосное сжатие существенно зависят от скорости приложения разрушающих усилий. Так, при изменении скорости нарастания напряжения от 1,9 до 4,0 МПа/с прочность испытуемых пород возрастала от 154,4 до 174,5 МПа. По В.С. Федорову, при «мгновенном» действии разрушающих сил прочность известняков, песча-

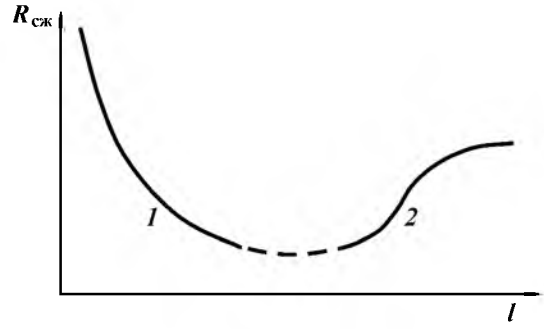


Рис. 6.3. Влияние линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и горных пород при одноосном сжатии:
1 — зона зерен минералов; *2* — зона крупных образцов (кубики)

ников, глинистых сланцев увеличивается на 10—15 % по сравнению с замедленным приложением сил. Аналогичная закономерность прослеживается и в случае испытания других горных пород. Скоростной эффект больше влияет на пластичные породы, меньше — на хрупкие.

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

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

Другой возможный метод определения твердости горных пород — динамический метод Шора. Л.А. Шрейнер установил зависимость между твердостью минералов шкалы Мооса, измеряемой прибором Кнупа, $P_{Кн}$ и коэффициентом отскока k на приборе Шора: $P_{Кн} = 18(1{,}054)^{100}k^2$.

В последние годы получил распространение метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А. Шрейнером и его сотрудниками. Сущность метода заключается в том, что в плоскую, хорошо отшлифованную поверхность испытуемого тела вдавливают пуансон (штамп), имеющий плоское основание и известный диаметр; при этом измеряют нагрузки, деформации до разрушения, параметры зоны разрушения, а также вычисляют показатели механических свойств.

Деформацию измеряют с помощью индикатора с точностью отсчетов от 0,001 до 0,002 мм в зависимости от условий испытания. Нагрузка на пуансон прилагается ступенями, ее повышают через малые интервалы, внутри каждого из которых деформация должна пройти до конца.

Затем строят график зависимости деформаций от напряжений — кривую деформации при вдавливании штампа (см. рис. 6.1).

Несколько условно кривую деформации делят на участок *OA* — область упругой деформации и участок *AB* — область пластической деформации с последующим хрупким разрушением. При испытании хрупких пород участок *AB* будет отсутствовать. Пластические породы не имеют хрупкого разрушения. В этом случае за меру твердости принимается предел текучести, чему соответствует точка P_0 на ординате *P*.

Нагрузка P_0, отнесенная к площади штампа, представляет собой предел текучести (Па): $P_т = P_0/S$.

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

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей работы, затрачиваемой для хрупкого разрушения (площадь $OABCD$), к работе упругих сил (площадь OEL).

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

В табл. 6.3 приводятся механические свойства некоторых горных пород.

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

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

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

Подавляющее большинство горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, относятся к восьми категориям.

По пластичности горные породы Л.А. Шрейнер разделил на шесть категорий. К первой относятся упругохрупкие; ко второй, третьей, четвертой и пятой — упругопластичные и к шестой — не дающие хрупкого разруше-

Таблица 6.3

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

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

ния и упругопластичные породы с коэффициентом пластичности $k_п > 6$, так как они по своему поведению при разрушении близки к породам, не дающим хрупкого разрушения.

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

Методика Л.А. Шрейнера весьма трудоемкая, поэтому используется только при научных исследованиях, — из-за сложности оборудования и требований высокой квалификации операторов и специалистов в производственных условиях она пока не применяется.

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

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

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

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

Твердость имеет наименьшие значения при внедрении заостренных наконечников (конусы, клинья) и наибольшие — при плоских торцах при прочих равных условиях. При мгновенном приложении нагрузки твердость горной породы выше, чем при медленном вдавливании, причем эффект в данном случае больший, чем при определении $R_{сж}$.

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

При оценке рабочего инструмента для разрушения горных пород существенную роль играет характер разрушения пород различного класса. Для упругохрупких и упругопластичных пород зоны разрушения гораздо больше зоны контакта породы и штампа; для пород, не дающих хрупкого

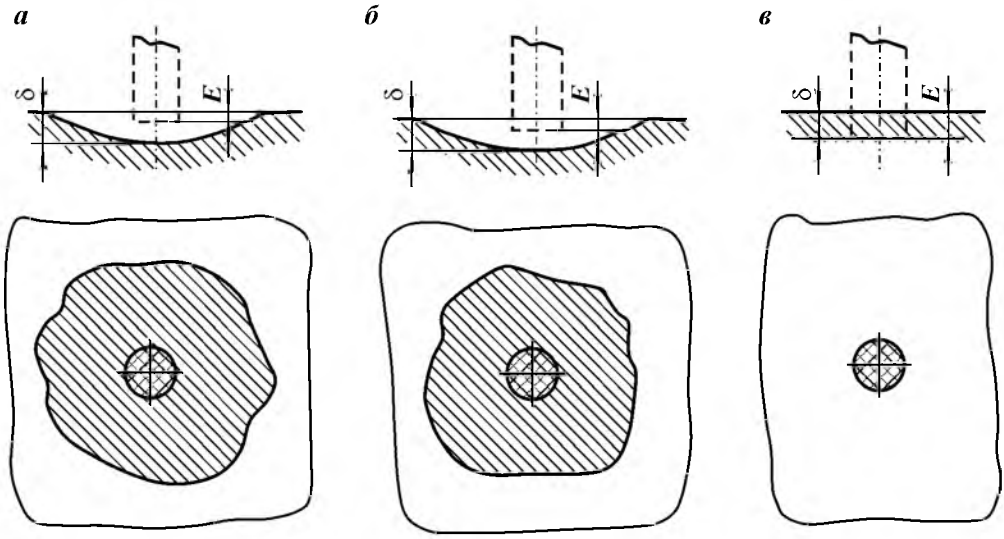


Рис. 6.4. Схемы разрушения пород при вдавливании штампа:
а, б — для пород упругохрупких и упругопластичных; *в* — для пород, не дающих общего хрупкого разрушения

разрушения, размеры разрушения и контакта одинаковы (рис. 6.4). Углубление в последнем случае больше.

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

Для оценки сопротивляемости горных пород разрушению при бурении пользуются также понятием критического напряжения $\sigma_{кр}$. По В.С. Федорову, критическое напряжение — это отношение нагрузки на долото $P_д$, при которой начинается активное объемное разрушение породы, к первоначальной площади контакта. Величина $\sigma_{кр}$ характеризует сопротивление породы проникновению в нее рабочих элементов долота и определяется из данных бурения.

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

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

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

Главная причина абразивного износа твердых тел — неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта. В случае не очень больших давлений на соприкасающихся по-

верхностях площадь истинного контакта составляет лишь $2 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 10^{-4}$ части полной площади поверхности, т.е. весьма малую ее часть. Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагружений. Число мест контакта значительно, но величина площади их соприкосновения мала. В точках контакта поверхность подвергается одновременному действию усилий, направленных вдоль и нормально к поверхности. Тогда процесс абразивного износа определяется большим числом отдельных царапаний и сколов, вызывающих непрерывное соскабливание с рабочих поверхностей разрушающего инструмента стружек и соскобов.

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

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

Тогда для одного и того же изнашивающегося материала при прочих равных условиях при соприкосновении с разными породами (в пределах определенного класса) можно записать: $V_1/V_2 = \mu_1 P/\mu_2 P_2$, где μ_1, P_1 — коэффициент внешнего трения и твердость одной породы; μ_2, P_2 — то же, второй породы.

Следовательно, для бурения мерой относительной абразивной способности горной породы может служить произведение коэффициента внешнего трения и твердости. Тогда факторами, определяющими абразивную способность горных пород, являются факторы, влияющие на ее твердость, и кинетический коэффициент внешнего трения. На последний существенное влияние оказывают твердость горных пород, размер и форма зерен, слагающих породу, нормальное давление, скорость скольжения, среда, в которой находятся трущиеся поверхности, температура и некоторые другие факторы.

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

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

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

Для расчетов при бурении в реальных породах μ_v следует определять при нормальных давлениях на трущихся поверхностях. Установлено, что при росте скорости скольжения коэффициент трения изменяется, имея максимум; при увеличении нормального давления максимум μ_v смещается в сторону меньших скоростей. При сухой чистой поверхности горных пород коэффициент трения имеет наивысшие значения для данной пары. Смо-

ченная водой порода для той же пары имеет более низкие значения, которые еще более снижаются при покрытии поверхности горной породы буровым раствором.

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

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

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

Давление, обусловленное сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы, называется боковым давлением $p_б$ и зависит от горного давления $p_г$:

$$p_б = \frac{\mu}{1-\mu} p_г,$$

где μ — коэффициент Пуассона.

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

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

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

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

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

С повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности пород увеличиваются, при этом темп «упрочения» пород под штампом возрастает. При определенном давлении коэффициент пластичности k для каждой породы скачком изменяется до $k = \infty$. Чем выше коэффициент пластичности породы, тем заметнее влияние давления на рост последнего. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности снижается.

В.В. Булатовым установлена зависимость механических свойств гор-

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

С увеличением давления предел текучести пород при температуре 150 °С возрастает. Темп роста предела текучести превышает увеличение давления. Предел текучести и твердость пород при постоянном давлении (30 МПа) уменьшаются с ростом температуры. При постоянной температуре с ростом давления условный коэффициент пластичности горных пород увеличивается: наиболее интенсивный рост его прослеживается до давления 20—25 МПа. При постоянном давлении с ростом температуры коэффициент пластичности понижается, особенно интенсивно при увеличении температуры до 100 °С.

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

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

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

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

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

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

Прочностные и пластические свойства горных пород при вдавливании

штампа в условиях всестороннего давления проявляются эффективнее, если скорость фильтрации жидкости через верхний торец образца мала по сравнению со скоростью вдавливания штампа. И наоборот, если фильтрация жидкости опережает внедрение штампа, происходит частичное (или полное) уравновешивание гидростатического давления. При полном уравновешивании гидростатического давления на поверхности образца и на глубине внедрения штампа эффект упрочнения полностью снимается; порода деформируется как в атмосферных условиях.

В низкопроницаемых горных породах наиболее активная фильтрация жидкости через поры (в отличие от закона Дарси) начинается только по достижении некоторого всестороннего давления, зависящего от проницаемости пород (при высокопроницаемых — от вязкости бурового раствора). Такое увеличение давления способствует упрочнению пород. С превышением этого значения давление в порах уравновешивается, и эффект всестороннего давления снимается (В.Ф. Целовальников и др.).

6.4. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении — на отрыв. Разрушение горных пород — процесс сложный, и разрушения на скалывание и отрыв сопровождают друг друга.

Процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Разрушение обычно проходит по контактным поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, напряженным состоянием и т.д.

При бурении скважин разрушение горных пород долотами различного типа может быть поверхностным и объемным. Первый вид разрушения обычно неэффективен — он сводится к дроблению, истиранию, выламыванию из массива и проталкиванию в направлении движения инструмента частиц породы. Не вдаваясь в более подробное рассмотрение процесса, связанного с возникновением своеобразного клина из выломанных и передвигаемых частиц, создающих распор и способствующих разрушению породы, а также механизма их истирания, остановимся на объемном разрушении горных пород.

Очевидно, разбуривание породы долотом с известным приближением можно рассматривать как процесс вдавливания в породу наконечника (штампа) с плоским и криволинейным основаниями.

Переход от меньшей степени нагрузки на штамп к большей изменяет скорость деформации. При этом различаются три фазы напряженного состояния породы под штампом: уплотнение (затухание деформации), предельное равновесие (разрывы и сдвиги) и разрушение.

В первой фазе скорость деформации уменьшается до нуля; в скальных породах при этом деформации являются упругими; в глинистых пластичных породах первая фаза — это фаза уплотнения. При разрушении горных пород первая фаза характеризуется поверхностным разрушением.

Во второй фазе скорость деформации не затухает, и при некоторой нагрузке деформация ползучести становится постоянной. Внешним проявлением второй фазы деформации, по В.С. Федорову, являются появление скалывания по контуру давления в хрупких породах (появление клинообразного углубления) или пластические деформации у пластических пород. При всестороннем сжатии (под штампом сферической формы) порода характеризуется физико-механической неоднородностью. Любой дефект — вероятный очаг концентрации перенапряжений, вызывающий рост трещин.

При увеличении напряжения и росте сети трещин в породе возникают поверхности следующих друг за другом сдвигов, характеризующих деформации. Происходит объемное разрушение породы, причем в реальных горных породах, характеризующихся наличием дефектов, процесс разрушения идет и при нагрузках более низких, чем критические, но медленно. Длительность второй фазы определяется нагрузкой и условиями, в которых происходит процесс разрушения (температура, активность и т.д.).

Третья фаза, по В.С. Федорову, — это фаза прогрессивного роста деформаций, фаза объемного разрушения. Для скальных пород она длится доли секунды.

Три фазы разрушения составляют полный цикл разрушения горной породы. Ярко выраженный скачкообразный характер наблюдается у хрупких прочных пород. У хрупких, но менее прочных пород цикличность повторяется, но скачкообразный характер не столь ярко выражен. Малопрочным породам свойствен еще более плавный характер разрушения. При разрушении пластических глин скачкообразности вообще не наблюдается.

При ударном воздействии горные породы могут разрушаться при напряжениях меньше критических, соответствующих пределу прочности. При некотором значении силы порода разрушается после первого удара. Уменьшение силы требует увеличения числа ударов по одной и той же точке. Ниже некоторого значения силы разрушения породы не произойдет при любом числе ударов.

Разрушение породы при циклических напряжениях обусловливается ее усталостью. Число циклов нагружения при напряжениях, близких к пределу усталости, необходимое для разрушения таких пород, как мрамор, известняк, доломит, кварцит, составляет 50 — 110. Отношение предела усталости к прочности для этих пород в зависимости от пластичности колеблется в пределах от 1/21 до 1/29.

Установлено, что в процессе вдавливания наконечников разрушение породы наступает при их погружении на 0,10 — 0,25 мм, а продолжительность цикла разрушения породы составляет около 0,002 с. Таким образом, скальные породы разрушаются без внедрения в них зубцов шарошек. При большей продолжительности контакта зубцов с породой происходит их погружение, но не в материнскую породу, а в продукты ее разрушения. Меньшей, но продолжительно действующей силой можно достигнуть большего разрушительного эффекта, чем большей силой, но действующей мгновенно. Следовательно, в реальных условиях при бурении с увеличением частоты вращения долота необходимо увеличивать осевую нагрузку. На эффект разрушения горных пород частота вращения долота оказывает двоякое влияние: эффективность разрушения возрастает, но вместе с тем снижается продолжительность контакта зубцов шарошки с породой, что снижает эффективность разрушения.

При поверхностном разрушении механическая скорость проходки увеличивается пропорционально росту частоты вращения.

Порода разрушается и при действии на нее струи жидкости, которая истекает из отверстий долота, причем следует выполнять следующие условия: поток жидкости должен оказывать на забой давление p_i, скорость перемещения струи v относительно плоскости забоя не должна превышать некоторой величины, конкретное значение которой зависит от p_i и прочности породы $R_{сж}$.

Между этими величинами установлена эмпирическая зависимость $p_i > k_0 R_{сж}$, что справедливо при $v = 0{,}5$ м/с (здесь k_0 — опытный коэффициент, равный 0,25—0,35).

Для конкретных условий бурения максимальная механическая скорость проходки будет только при определенном сочетании частоты вращения, осевой нагрузки на долото и расхода жидкости. Этот расход — оптимальный. Рекомендуется подбирать соответствующее сочетание параметров гидромониторной струи, обеспечивающее окончательный отрыв и увлечение частиц, преодоление угнетающего их перепада давления, образующегося при непрерывном процессе фильтрации жидкости в зону разрушения.

Выбор оптимальных процессов, связанных с бурением скважины, пока невозможен из-за различных технико-технологических трудностей и незнания упругих, пластических, прочностных и абразивных свойств горных пород. Тем не менее, пользуясь обобщенными показателями, характеризующими свойства горных пород, можно добиться существенных результатов. Один из таких показателей — буримость горных пород.

Под буримостью понимают углубление скважины за 1 ч собственно бурения — так называемую механическую скорость проходки $v_м$ (м/ч). Эта скорость с течением времени вследствие износа долота экспоненциально уменьшается.

При правильно подобранных режимах бурения, когда обеспечивается объемное разрушение горных пород, механическая скорость изменяется обратно пропорционально твердости. Она зависит также от других свойств (упругости, пластичности и др.).

Если породы определенной группы разбуривают долотами одной и той же модели, одного размера, при постоянных режимах бурения, то по темпу снижения механической скорости проходки можно судить об относительной абразивной способности пород.

6.5. ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ И ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ

Основные показатели свойств бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации, содержание и состав твердой фазы) зависят, прежде всего, от компонентного состава. Нет ни одного материала для буровых растворов, который бы сугубо избирательно воздействовал на показатели свойств приготовленной системы. С увеличением содержания твердой фазы возрастает плотность, но уменьшается показатель фильтрации. Обработка растворов полимерами с целью уменьшения показателя фильтрации сопровождается повышением вязкости системы. Разжижение бурового раствора, как правило, увеличивает показатели его фильтрации.

Таким образом, основные показатели технологических свойств бурового раствора взаимосвязаны. Однако путем комбинации реагентов удается избирательно регулировать любой показатель при фиксировании остальных. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть степень влияния каждого показателя на эффективность работы долот и скорость бурения скважин. Но при вскрытии продуктивного пласта остается не решенной проблема ненарушения его проницаемости.

Качественные зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности, количества твердой фазы, вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Однако эти зависимости не равнозначны. Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывают плотность и наличие твердой фазы бурового раствора. Воздействие вязкости всегда заметно, но менее существенно. Что касается показателя фильтрации, то его влияние установлено, однако скорее обусловлено изменением вязкости: с увеличением показателя фильтрации уменьшается вязкость бурового раствора.

Путем обработки промысловых данных методами математической статистики удалось установить, что с увеличением плотности ρ бурового раствора механическая скорость проходки гиперболически понижается. Особенно это заметно в интервале $\rho = 1{,}0 \div 1{,}5$ г/см^3.

Убедительные данные получены при бурении скважин на Кубани, где уточнены требуемые значения гидростатических давлений в скважинах ряда площадей, в результате чего появилась возможность понизить плотность бурового раствора.

На примере площадей Днепровско-Донецкой впадины В.П. Мациевский показал влияние плотности бурового раствора на механическую скорость проходки. С увеличением плотности бурового раствора от 1,2 до 1,4 механическая скорость проходки уменьшалась почти вдвое.

Плотность бурового раствора, г/см^3	1,20	1,24	1,28	1,32	1,35	1,40
Механическая скорость проходки, м/ч.....	7,4	6,6	6,0	5,0	4,5	4,2

Данные бурения скважин показывают отрицательное влияние твердой фазы на показатели работы долот. По мере увеличения общего содержания твердой фазы скорость $v_м$ и проходка на долото, как правило, уменьшаются.

Влияние твердой фазы на показатели работы долот зависит от способа бурения. Результаты бурения на севере Тюменской области (М.В. Холик и др., 1980) показали, что наиболее вредно на работу долот влияет твердая фаза при турбинном бурении.

Влияние на механическую скорость проходки содержания твердой фазы в растворе исследовано П. Муром. Снижение содержания твердой фазы от 36 до 4 % способствует росту механической скорости проходки. При этом уменьшение количества твердой фазы в области высоких ее концентраций, например, от 24 до 20 % приводит к увеличению $v_м$ всего на 3 %, а уменьшение в области более низких концентраций, например, от 12 до 8 % обеспечивает прирост $v_м$ на 9 %. Эта тенденция усиливается по мере дальнейшего снижения содержания твердой фазы в растворе.

Природа воздействия твердой фазы бурового раствора на эффективность разрушения горных пород выражается кроме повышения плотности

бурового раствора в ухудшении условий зарождения и распространения трещин, формирующих лунку выкола.

Более детальный анализ показывает, что разные материалы, составляющие твердую фазу буровых растворов, по-разному влияют на показатели бурения скважин.

Материал	Барит	Буровой шлам	Глина
Снижение механической скорости проходки, %, при увеличении содержания твердой фазы на 1 %	2,6	4,8	6,7

Примечание. Общее содержание твердой фазы 4—12 % (по объему).

При эквивалентном объемном содержании частиц бурового шлама и барита снижение скорости в первом случае в 2 раза больше, чем во втором. Если учесть, что барит повышает плотность бурового раствора в 2 раза эффективней, чем шлам, то становится очевидным, что при необходимости увеличения плотности бурового раствора следует использовать более тяжелые материалы (например, барит), а не выбуренную породу, стремясь всегда к минимизации объемного содержания его твердой фазы.

Особенно неблагоприятно влияет на работу долота глинистая составляющая бурового раствора: на каждый процент увеличения глинистых частиц в растворе потеря в механической скорости проходки составляет 6—7 %, т.е. более чем в 2,5 раза больше, чем при увеличении на 1 % концентрации барита. Отсюда можно сделать вывод, что в буровом растворе необходимо иметь минимальную концентрацию глинистых частиц и тщательно контролировать и регулировать ее.

Влияние вязкости бурового раствора на механическую скорость проходки менее существенно, чем влияние плотности, однако оно часто заметнее и однозначнее.

С увеличением условной вязкости бурового раствора в среднем от 4—20 до 8—120 с (по СПВ-5) механическая скорость проходки уменьшается на 20—40 %. Особенно заметно это в области повышенных плотностей (1,3—1,4 г/см^3) бурового раствора (А.Н. Яров, А.Н. Мельничук).

Особенно тесная корреляция в стендовых условиях наблюдается между механической скоростью проходки и вязкостью фильтрата бурового раствора. При изменении его вязкости от $2 \cdot 10^{-3}$ до $8 \cdot 10^{-3}$ Па·с механическая скорость проходки линейно уменьшается как для шарошечных, так и для алмазных долот в 1,5—2 раза.

Итак, теоретические, лабораторные и промысловые данные подтверждают, что показатель вязкости бурового раствора (или его фильтрата) влияет на эффективность разрушения долотом пород на забое: с увеличением этого показателя условия разрушения пород ухудшаются.

Статистические данные о бурении скважин в Днепровско-Донецкой впадине показывают, что механическая скорость проходки надежно коррелируется с показателем фильтрации используемого бурового раствора. Увеличение механической скорости проходки отмечается в связи с ростом показателя фильтрации во всем диапазоне изменения плотности. Особенно это заметно при повышенной плотности бурового раствора, когда при изменении показателя фильтрации от 5 до 30 см^3 за 30 мин механическая скорость проходки увеличивается в среднем на 20—50 %.

Природа воздействия фильтрации буровых растворов на механическую скорость проходки выражается в изменении гидродинамических процессов в разрушаемом на забое слое породы.

Для достижения высоких $v_м$ необходимо, чтобы начальная фильтрация буровых растворов в момент разрушения породы на забое была высокой, так как это способствует быстрейшему выравниванию перепада давления. Однако при вскрытии продуктивных объектов к выбору показателя фильтрации растворов необходимо подходить избирательно и осторожно, так как качество вскрытия пласта — основной показатель успеха бурения.

Зарубежный и отечественный опыт убеждает, что от степени совершенства технологии промывки скважин в значительной мере зависят механическая скорость проходки и проходка на долото — основные технические показатели бурения скважин. Правильно выбранные тип бурового раствора, показатели его технологических свойств, режим циркуляции и распределение гидродинамических давлений в циркуляционных каналах позволяют довести эти технические показатели до максимума, а вероятность возникновения осложнений свести к минимуму.

В современной технологии промывки скважин еще много неиспользованных возможностей.

Переход в зарубежной практике бурения скважин на применение буровых растворов с содержанием твердой фазы на 3—4 % (вместо 10—12 %) позволил увеличить проходку на долото до 40 %, механическую скорость проходки — до 30 %. Снижение концентрации глинистых частиц на 1 % позволило получить приращение механической скорости проходки в среднем на 6—7 %.

Из практики бурения скважин известно, что буровой раствор на углеводородной основе обходится очень дорого. К тому же он создает определенные неудобства для обслуживающего персонала и часто пожароопасен. Однако с помощью таких растворов можно достичь тех результатов, которых невозможно достичь растворами на водной основе, например, при вскрытии продуктивных горизонтов.

Растворы на углеводородной основе могут обеспечить высокие показатели работы долот. Такие растворы более устойчивы к высоким температурам, позволяют избежать осложнений при бурении солевых отложений и пород, склонных к набуханию в водных средах.

Положительна роль раствора при наличии сероводорода и двуокиси углерода, так как дисперсионная среда раствора неэлектропроводна. Умело регулируя водосодержание в них, можно на длительный период избежать осыпей и обвалов в неустойчивых глинистых разрезах.

В 1967 г. C.P. Lawhon сообщил результаты экспериментов по определению влияния воды в дизельном топливе на скорость проходки в известняках проницаемостью $(0{,}35-1{,}3)\cdot10^{-13}$ м^2 и в песчаниках проницаемостью до $5\cdot10^{-13}$ м^2 при бурении шарошечным долотом малого диаметра ($d \approx$ $\approx$ 32 мм). Он установил, что скорость проходки с чистым дизельным топливом составляла 98 % скорости проходки при бурении на воде; для бурового раствора она составляла 86 %; при увеличении содержания воды от 5 до 40 % относительная скорость проходки несколько увеличилась (на 7 %).

На основе своих опытов C.P. Lawhon сделал следующие выводы:

1. Маловязкий раствор на нефтяной основе, в частности дизельное топливо, позволяет получить такую же скорость проходки, как и с использованием технической воды.

2. Растворы на углеводородной основе с высокой концентрацией воды позволяют обеспечить примерно такую же скорость проходки, как и высококачественные буровые растворы на водной основе с оптимальной добав-

кой смазывающих веществ (нефть, гудроны и др.). Позже эти выводы были подтверждены.

Положительный опыт применения в качестве бурового раствора гидрофобной эмульсии, стабилизатором для которой служит многотоннажный продукт нефтехимической промышленности — окисленный петролатум, описан А.Г. Розенгафтом. Путем введения в эту эмульсию гидроокиси кальция достигается хорошая агрегативная устойчивость, позволяющая увеличить ее «глиноемкость» до 20 % по весу. Такая эмульсия включает в себя 45 % дизельного топлива или нефти, 50 % воды, 5 % окисленного петролатума, 3—5 % гидроокиси кальция. В зависимости от минералогического состава хемогенных пород вода может насыщаться хлористыми солями натрия, магния или кальция.

В Мамонтовском УБР объединения «Зипсиббурнефть» разработан и внедрен маловязкий нефтеэмульсионный буровой раствор, который получают, добавляя в буровой раствор на водной основе нефть совместно с эмульгатором неионогенного типа и переводя его в устойчивую эмульсию.

Применение такого раствора при бурении скважин позволило улучшить показатели работы долот: проходка на долото увеличилась в среднем на 15 %, а механическая скорость проходки — на 7 %.

Применение нефтеэмульсионных растворов позволяет сохранить устойчивым ствол скважины в глинистых отложениях, что не ухудшает показатели долота, а способствует улучшению выноса керна и сохранению естественной проницаемости нефтеносных горизонтов.

Преимущества растворов на углеводородной основе (РУО) по сравнению с растворами на водной основе объясняются следующим:

1. Фильтрат РУО представлен углеводородами, благодаря ему исключается набухание глинистых минералов, сохраняется естественная устойчивость глинистых резервов и естественная проницаемость гранулярных коллекторов, в цементирующем веществе которых присутствует глина.

2. РУО не только предотвращает диспергирование шлама, особенно при бурении в глинах, но и агрегирует мелкие частицы в более крупные. В результате этого не только улучшается степень очистки забоя и ствола скважины от обломков породы, но и резко повышается эффективность очистки промывочной жидкости от шлама.

3. РУО обладает хорошей смазывающей способностью, в результате чего не только уменьшается вероятность затяжек-посадок, прихватов бурильной колонны, степень ее скручивания при вращении ротором, но самопроизвольно увеличивается нагрузка на долото в связи с уменьшением силы трения труб о стенки скважины при одинаковых значениях осевых нагрузок, определяемых на поверхности по индикатору веса. Это способствует увеличению скорости проходки.

4. Вязкость РУО уменьшается при повышенных температурах, что может стать положительным фактором при бурении глубоких высокотемпературных скважин, так как вызывает раннюю турбулизацию потока под долотом.

Однако, несмотря на все эти преимущества, буровые растворы на углеводородной основе следует рассматривать как предназначенные главным образом для вскрытия нефтегазоносных горизонтов и бурения в разрезах, осложненных неустойчивыми глинистыми породами, хемогенными отложениями и массивом многолетнемерзлых пород. Более широкому их применению будут и впредь препятствовать высокая стоимость, неудобство в

обслуживании, взрыво- и пожароопасность, расход важных материалов, трудность хранения и утилизации после окончания бурения скважины, а также другие проблемы, связанные с качеством крепления скважин и разобщения пластов, глубинными геофизическими исследованиями и охраной окружающей среды.

6.6. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА ПРОМЫВКИ НА СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ

Одна из главных функций циркулирующего бурового раствора — очистка забоя и ствола скважины от обломков породы. От эффективности выполнения этой функции в значительной мере зависит скорость проходки скважины. Однако в ряде случаев гораздо больше на скорость бурения влияет другой фактор циркуляции — гидромониторный эффект размыва забоя: с увеличением скорости истечения бурового раствора из насадок долота скорость бурения увеличивается.

Скорость и режим циркуляции бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, значение дифференциального давления на забое, качество очистки забоя и ствола от разрушенной породы, степень размыва скважины, энергетические затраты на циркуляцию, т.е. то, что прямо влияет на скорость бурения скважин.

С повышением производительности промывки будет интенсифицироваться размыв породы на забое, улучшаться удаление шлама с забоя, при этом скорость бурения должна увеличиваться. Однако возникают и отрицательные моменты: повышается дифференциальное давление на забое за счет увеличения потерь напора в кольцевом пространстве и давления падающей на забой струи бурового раствора, интенсифицируется процесс размыва стенок ствола скважины восходящим потоком, растут энергетические затраты на циркуляцию, могут возникнуть поглощения бурового раствора.

Таким образом, при выборе гидравлической программы промывки скважины для каждого конкретного случая должно быть принято компромиссное решение, позволяющее достичь высоких скоростей бурения при минимальных затратах на процесс бурения. При этом скорость и направление истечения бурового раствора из насадок долота, режим циркуляции под долотом в кольцевом пространстве скважины, дифференциальное гидродинамическое давление на забое — основные показатели промывки, влияющие на эффективность процесса бурения.

Все показатели промывки определяются прежде всего значением подачи буровых насосов и настолько тесно взаимосвязаны, что зачастую их роли трудно разделить.

Производительность циркуляции бурового раствора — комплексный показатель промывки скважин. С ростом этого значения улучшается очистка забоя, а следовательно, повышается эффективность работы долота. В то же время увеличиваются потери давления в кольцевом пространстве и растет гидродинамическое давление на забое, создаются неблагоприятные условия для отхода сколотой долотом частицы от забоя, КПД долота снижается, вследствие чего уменьшаются механическая скорость проходки и проходка на долото.

В.С. Федоровым установлено, что существует определенный предел

технологически необходимого расхода промывочной жидкости, дальнейшее увеличение которого нерационально. Этот предел диктуется, в первую очередь, необходимостью обеспечения эффективной очистки забоя от шлама. Его находят опытным путем.

При изучении влияния плотности бурового раствора на показатели работы долота установлено, что в разных условиях бурения оно количественно разное и зависит также от глубины скважины, типа пород, порового давления и т.д. Лучше всего проходка на долото и механическая скорость проходки коррелируются с дифференциальным статическим давлением (с разностью между гидростатическим и внутрипоровым давлениями). Чем меньше эта разность, тем эффективней порода разрушается долотом. Очевидно, дифференциальное давление на забое является комплексным параметром, который значительно влияет на характер взаимодействия долота с породой на забое.

С увеличением производительности циркуляции бурового раствора растут гидравлические потери в кольцевом пространстве скважины и в связи с этим повышается гидродинамическое давление на забой. Особенно это заметно при переходе от ламинарного режима течения к турбулентному. Потери давления в кольцевом пространстве скважины могут при этом измениться на единицы и даже десятки атмосфер. Эти значения иногда малы по сравнению с гидростатическим давлением столба бурового раствора, однако и они могут оказать решающее влияние, особенно тогда, когда гидростатическое и пластовое (внутрипоровое) давления близки по значению, что характерно для современной технологии бурения скважин.

Таким образом, отрицательным последствием интенсификации промывки скважины может стать увеличение дифференциального давления на забое скважины и, как следствие, ухудшение условий разрушения породы на забое скважины.

Один из основных факторов, влияющих на эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины, — качество очистки забоя от обломков породы циркулирующим буровым раствором (под качеством очистки забоя будем понимать скорость смыва и количество смываемых частиц шлама. Как правило, бурение (особенно турбинное) осуществляется в условиях несовершенной очистки забоя скважины. Из-за зашламленности забоя зубья породоразрушающего инструмента не имеют непосредственного контакта с поверхностью разрушаемой породы; осевая нагрузка со стороны долота воспринимается не только забоем, но и шламовой подушкой. Эффективность внедрения зуба долота в забой скважины существенно ухудшается, скорость проходки уменьшается.

Выполненные в Уфимском нефтяном институте исследования показали, что даже тонкий слой шлама на поверхности мрамора на 30—40 % снижает передаваемое на мрамор усилие со стороны вдавливаемого пуансона (зуба).

Лабораторными исследованиями, выполненными фирмой «Эссо Продакшн» с помощью микродолот, установлено, что механическая скорость проходки наилучшим образом коррелируется с функцией числа Рейнольдса. Последующие промысловые исследования, выполненные фирмой «Империэл Ойл» в Канаде, подтвердили характер этой зависимости.

Считается, что причиной тесной корреляции между механической скоростью проходки и числом Рейнольдса потока бурового раствора под долотом служит то, что число Рейнольдса является показателем толщины

пограничного слоя бурового раствора у забоя. А сам пограничный слой затрудняет смыв обломков породы с забоя.

При Re = 100÷1000 характерна ситуация, когда обломки породы удаляются вихрями, которые образуют движущиеся зубья долота. При этом пограничный слой настолько велик, что при неподвижном долоте обломки породы с забоя потоком бурового раствора не смываются. В этом случае механическая скорость проходки не зависит от числа Рейнольдса.

По мере увеличения числа Рейнольдса от 10^3 до 10^5 вихревые потоки начинают достигать забоя. В результате уменьшения толщины пограничного слоя качество очистки забоя от обломков породы улучшается, и, как следствие, увеличивается механическая скорость проходки. В этом диапазоне чисел Рейнольдса темп увеличения механической скорости проходки наибольший.

При Re = 10^5÷10^6 интенсивность роста механической скорости проходки по-прежнему заметно снижается.

Наконец, при Re > 10^6 достигается совершенная очистка забоя, и механическая скорость проходки снова не зависит от числа Рейнольдса. Обломки породы с забоя удаляются сразу же после их образования и не попадают повторно под зубья долота. Поэтому дальнейшее увеличение числа Рейнольдса не способствует заметному увеличению механической скорости проходки за счет улучшения качества очистки забоя. Однако это не исключает дальнейшего повышения эффективности работы долота путем увеличения осевой нагрузки и частоты его вращения, скорости истечения бурового раствора из насадок долота и т.д.

Для практического применения результатов описанных исследований и экспериментов предлагается использовать понятие индекса механической скорости проходки (ИМС), который связывают с числом Рейнольдса следующими эмпирическими зависимостями: при Re < 1900 ИМС = 0,04; при 1900 ≤ Re ≤ $5\cdot10^4$ ИМС = 0,001 $Re^{0,45}$; при $5\cdot10^4$ ≤ Re ≤ $5\cdot10^5$ ИМС = = 0,01 $Re^{0,27}$; при Re > $5\cdot10^5$ ИМС = 0,32.

Индекс механической скорости проходки отражает лишь влияние свойств бурового раствора и режима циркуляции в поддолотной зоне на качество очистки забоя от выбуренной породы, но он не учитывает эффект размыва забоя гидромониторной струей. Для перехода через этот показатель ИМС к абсолютному значению механической скорости проходки необходимо знать для данных конкретных условий значение механической скорости и соответствующее ему значение ИМС:

$$v_{мх} = \frac{v_{мА}}{(ИМС)_А}(ИМС)_х,$$

где $v_{мх}$ и $v_{мА}$ — соответственно искомая и известная механическая скорость проходки; $(ИМС)_х$, $(ИМС)_А$ — индексы механической скорости проходки соответственно для $v_{мх}$ и $v_{мА}$.

Расчеты показывают, что при прочих равных условиях ИМС выше при меньшем числе насадок на долоте. Это подтверждено результатами промысловых экспериментов: закупоривали в период долбления одну-две насадки долота, и при этом механическая скорость проходки никогда не уменьшалась, а часто, наоборот, увеличивалась.

Таким образом, режим течения бурового раствора под долотом может существенно повлиять на показатели работы долота, так как служит определяющим фактором в степени очистки забоя от шлама.

Из отечественной и зарубежной практики бурения скважин известно, что по мере увеличения скорости истечения бурового раствора из отверстий долота разрушение забоя долотом интенсифицируется. Это обусловлено, с одной стороны, увеличением количества подаваемой к забою промывочной жидкости, а с другой — увеличением кинетической энергии струи, бомбардирующей поверхности забоя. Механическая скорость проходки тесно коррелируется с гидравлической мощностью, срабатываемой на долоте, и со скоростью струи бурового раствора в насадках долота: с увеличением этих параметров механическая скорость проходки увеличивается.

Промыслово-экспериментальные работы (ВНИИБТ) при бурении роторным способом позволили установить, что с увеличением скорости истечения струи из насадок гидромониторных долот от 56 до 111—127 м/с при практически неизменной производительности циркуляции бурового раствора достигалось увеличение механической скорости проходки почти в 2 раза. Установлено, что с увеличением перепада давления на насадках долота от 2,0 до 10,5 МПа при производительности циркуляции 20—26 л/с механическая скорость проходки возрастала в 2—3 раза. Причем наиболее интенсивный рост механической скорости проходки отмечался в диапазоне перепадов давлений на насадках 3,0—8,0 МПа. При перепаде на насадках более 9,0 МПа зависимость механической скорости проходки от скорости истечения бурового раствора из насадок долота заметно ослабевала.

На основании выполненных работ в Ставрополье сделаны практически важные выводы о роли скорости истечения струи из насадок гидромониторных долот в процессе разрушения пород на забое: при увеличении скорости истечения от 40—70 до 100—110 м/с при бурении в мягких породах можно повысить механическую скорость проходки на 50—100 % и рейсовую скорость бурения — на 10—60 %; в породах средней твердости в этом случае можно достичь увеличения механической скорости проходки на 30—80 %.

На эффективность размыва породы гидромониторной струей значительно влияет гидростатическое давление: с увеличением его эффективность размыва забоя струей снижается. Но если с технологической точки зрения положительная роль высокоскоростной струи в разрушении породы долотом очевидна, то целесообразность применения гидромониторных долот при бурении в разных геологических условиях определяется прежде всего прочностными характеристиками разбуриваемых пород.

Экспериментальным путем установлено (Б.В. Байдюк, Р.В. Винярский), что при действии гидромониторной струи на забой скважины могут наблюдаться три частных эффекта, в совокупности определяющие роль струи в разрушении забоя.

Первый — эффект смыва с забоя сколотых частиц породы (шламовой подушки). Как было указано выше, он определяется не столько силой удара струи о забой, сколько режимом течения промывочной жидкости в поддолотной зоне. Второй заключается в выемке недоразрушенной породы и в разрушении перемычек между лунками, образовавшимися под зубьями долота. Третий заключается в непосредственном разрушении струей материнской породы.

Согласно исследованиям Н.А. Колесникова, А.К. Рахимова и других выявляется четвертый эффект воздействия гидромониторной струи. С увеличением скорости взаимодействия струи с забоем проницаемых горных

пород возрастает интенсивность смыва глинистой корки, что обусловливает рост давления на глубине разрушения и снижает напряжения в скелете породы. В итоге облегчаются условия и эффективность разрушения горных пород.

Частные гидромониторные эффекты зависят от соответствующего сочетания твердости и проницаемости породы. При этом суммарный гидромониторный эффект для одной и той же породы не является монотонной зависимостью от удельного давления струи на забой, а представляет собой сменяющие друг друга участки усиления и ослабления эффекта, а значения удельных давлений, соответствующие этим участкам, зависят от твердости и сплошности породы.

Итак, совершенствование гидравлической программы промывки скважин — важный резерв повышения скоростей бурения, особенно в мягких и средних породах, при использовании гидромониторных долот.

После установления влияния различных показателей технологического процесса промывки на скорости бурения скважин появляется возможность сформулировать основные требования к буровым растворам, которые вытекают из необходимости обеспечения в процессе бурения минимального дифференциального давления на забое, минимальной толщины фильтрационно-шламовой подушки на забое, совершенной очистки забоя от обломков разрушенной долотом породы, максимальной силы удара о забой струи бурового раствора, вытекающего из насадок долота.

С позиций достижения наилучших показателей работы долот и повышения скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

1) жидкая основа буровых растворов должна быть маловязкой и иметь низкое значение поверхностного натяжения на границе с горными породами;

2) в твердой фазе бурового раствора концентрация глинистых частиц должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальным;

3) буровые растворы должны быть недиспергирующими под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах. Они должны иметь стабильные показатели технологических свойств;

4) буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирования и набухания;

5) буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

6) желательно, чтобы буровые растворы в своем составе имели не менее 10 % смазывающих добавок, а также содержали газообразную фазу.

Естественно, эти общие требования не являются догмой, а их выполнение во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать именно тот раствор, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической вооруженности буровой установки, оперативности снабжения

ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т.д.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору необходимо, но недостаточно для выбора бурового раствора с целью обеспечить сохранность проницаемости продуктивного горизонта. Критерии выбора несколько иные. Безусловно, только реализация наиболее полного комплекса предложенных мероприятий позволит достичь заметного повышения эффективности бурения скважин. Использование лишь некоторых мероприятий вряд ли позволит достичь стабильного технологического и экономического эффекта.

6.7. РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ

Углубление (механическое бурение) — это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определенной скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определенного качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

Об эффективности бурения обычно судят по скорости проходки скважины и стоимости метра проходки. Для оценки отдельных видов работы, связанных с проходкой скважины, введены понятия о механической, рейсовой, технической, коммерческой и полной скоростях бурения. Ниже дается взаимная связь между этими скоростями.

Примем следующие обозначения:

$v_{ср}$ — средняя механическая скорость бурения, м/ч;

$v_р$ — рейсовая скорость бурения, м/ч;

$v_т$ — техническая скорость бурения, м/ч или м/станко-месяц;

$v_к$ — коммерческая скорость бурения, м/станко-месяц;

$v_п$ — полная скорость бурения, м/станко-месяц;

$T_б$ — продолжительность бурения скважины, включая расширку и проработку $t_п$, ч;

$T_{сп}$ — продолжительность спускоподъемных работ, связанных со сменой долот, включая и время на наращивание инструмента, ч;

$T_{осн}$ — продолжительность всех производительных работ, кроме предусмотренных $T_б$ и $T_{сп}$, ч;

$T_п$ — продолжительность непроизводительного времени (остановки, ликвидация аварий и т.д.), ч;

$T_в$ — продолжительность строительства вышки и монтажных работ, ч;

L — глубина скважины, м.

Тогда

$$v_{ср} = L/T_б; \tag{6.2}$$

$$v_р = v_{ср}/(1 + T_{сп}/T_б); \tag{6.3}$$

$$v_т = \frac{v_{ср}}{1+(T_{сп}+T_{осн})/T_б}; \tag{6.4}$$

$$v_к = \frac{v_{ср}}{c[1+(T_{сп}+T_{осн}+T_в)/T_б]}, \tag{6.5}$$

$$v_{\text{п}} = \frac{v_{\text{ср}}}{c[1+(T_{\text{сп}}+T_{\text{осн}}+T_{\text{п}}+T_{\text{в}}/T_{\text{б}})]}, \tag{6.6}$$

где c — переводный коэффициент времени (с часов на месяцы).

Указанные соотношения можно представить и несколько иначе, а именно:

$$v_{\text{р}} = \frac{L}{(T_{\text{б}}+T_{\text{сп}})}; \tag{6.7}$$

$$v_{\text{т}} = \frac{v_{\text{р}}}{c[1+T_{\text{осн}}/(T_{\text{б}}+T_{\text{сп}})]}; \tag{6.8}$$

$$v_{\text{к}} = \frac{v_{\text{т}}}{c[1+T_{\text{н}}/(T_{\text{б}}+T_{\text{сп}}+T_{\text{осн}})]}; \tag{6.9}$$

$$v_{\text{п}} = \frac{v_{\text{к}}}{c[1+T_{\text{в}}/(T_{\text{б}}+T_{\text{сп}}+T_{\text{осн}}+T_{\text{н}})]}. \tag{6.10}$$

Из приведенных формул видно, что $v_{\text{р}}$, $v_{\text{т}}$ и $v_{\text{к}}$ зависят от $v_{\text{ср}}$, кроме того, из перечисленных скоростей каждая последующая зависит от предыдущей.

С ростом $v_{\text{к}}$ соответственно увеличивается $v_{\text{р}}$ и $v_{\text{к}}$, что согласуется с выводами, вытекающими из формул (6.2) — (6.5).

Многочисленными исследованиями установлено, что $v_{\text{ср}}$, $v_{\text{р}}$, $v_{\text{т}}$ и $v_{\text{к}}$ уменьшаются с увеличением глубины L скважины, а стоимость метра проходки при всех способах бурения является возрастающей функцией глубины скважины.

С ростом $v_{\text{к}}$, как правило, резко уменьшается удельный расход электроэнергии в бурении, уменьшается расход материалов, используемых при бурении. Представляет несомненный интерес выявление факторов, влияющих на скорость бурения; установление влияния каждого из факторов в отдельности и в совокупности; установление природы падения скорости бурения в связи с углублением скважины; изыскание путей для уменьшения темпа снижения скорости бурения в связи с ростом глубины скважины.

На темп углубления скважины решающее влияние оказывают три группы факторов (по В.С. Федорову):

1. Группа природных факторов (механические свойства пород, условия их залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства, и др.).

2. Технико-технологические факторы (способ разрушения породы, конструктивные особенности и долговечность разрушающих инструментов, метод удаления с забоя скважины выбуренной породы, совершенство и мощность бурового оборудования и т.д.).

3. Деловая квалификация работников буровой бригады. Значительно влияют на скорость бурения организация работ в смене, сработанность рабочих в смене, их деловая квалификация.

Влияние различных факторов на процесс бурения

Буровые долота выбирают в зависимости от физико-механических свойств горных пород, глубины их залегания и способа бурения. Применяют шарошечные, лопастные, фрезерные, дробящие, алмазные долота и долота ИСМ различных типов и размеров для сплошного бурения и бурения кольцевым забоем. Для мягких пород рекомендуются долота режуще-скалывающего типа. Для разрушения абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород предназначены долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, вращающихся вокруг своей оси и оси долота. Одновременно с дробящим действием зубья или штыри шарошек при проскальзывании по забою скалывают породу.

Для разбуривания пород, перемежающихся по твердости и абразивности, используют долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу твердосплавными штырями, расположенными в торцевой части долота или в кромках его лопастей. Алмазные долота рекомендуется применять для разбуривания пород твердых и средней твердости. Наибольший удельный вес в отечественной и зарубежной практике бурения имеют трехшарошечные долота различных типов и размеров.

Для увеличения скорости бурения большое значение приобретает углубление и расширение теоретических и экспериментальных исследований механики разрушения горных пород и режима бурения скважин, так как частичная модернизация шарошечных долот и технологии бурения уже не обеспечивает существенного роста основных технико-экономических показателей буровых работ.

Режим бурения. По В.С. Федорову, под режимом бурения понимают определенное сочетание факторов, влияющих на показатели бурения. Эти факторы называются параметрами режима бурения.

К числу важнейших параметров относятся: осевая нагрузка на долото $P_д$; частота вращения долота (или ротора) n; количество (расход) циркулирующего бурового раствора; качество циркулирующего бурового раствора, подаваемого на забой (фильтрация Ф, статическое напряжение сдвига θ, вязкость η, плотность ρ).

Соотношения между параметрами режима подбирают таким образом, чтобы получить наиболее высокие количественные показатели при требуемых качественных и возможно более низкую себестоимость 1 м проходки.

Обобщенным количественным показателем механического бурения, зависящим от параметров режима бурения, является рейсовая скорость проходки $v_р$.

Сочетание параметров режима бурения, при котором получают наиболее высокую рейсовую скорость проходки $v_р$ и требуемые качественные показатели бурения, при данной технической вооруженности буровой называется оптимальным режимом бурения.

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специальных задач — обеспечить качественные показатели. Количественные показатели бурения в этом случае второстепенные. Такие режимы бурения называются специальными. К ним относятся режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, используемые при изменении

направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин) и при отборе кернов. Однако качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом имеет сложный характер. По количественным показателям углубления нельзя судить о влиянии того или иного параметра на эффект разрушения горных пород: их действие всегда комплексное.

Наиболее эффективное углубление скважины возможно только в том случае, если забой полностью очищается от шлама; в противном случае выбуренная порода оказывает дополнительное сопротивление работе долота, вследствие чего механическая скорость проходки и проходка на долото ниже расчетных величин. Опыт показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин в значительной мере зависят от режима промывки и технологических свойств (качества) бурового раствора. Функции буровых растворов многочисленные, однако одними из главных являются те, которые определяют высокие скорости проходки. Если рассматривать только скорость проходки и не принимать во внимание поведение ствола скважины (обвалы, осыпи, поглощения раствора и т.д.), то для достижения максимальных показателей работы долот предпочтительней использовать в качестве промывочного агента маловязкие легкие системы. По степени ухудшения работы породоразрушающего инструмента используемые в мировой практике буровые растворы располагаются в следующем порядке: тяжелый (высокоплотный) высоковязкий буровой глинистый раствор, легкий маловязкий буровой глинистый раствор, эмульсия, буровой раствор на нефтяной основе, вода, вода с ПАВ, аэрированная жидкость, воздух (газ).

Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, — компонентный состав, плотность, вязкость, показатель фильтрации и другие параметры бурового раствора. Убедительные данные по увеличению скорости бурения при снижении плотности бурового раствора получены на скважинах ряда площадей Краснодарского края. Установлено, что по значимости наиболее существенными факторами, влияющими на показатели работы долот, являются в первую очередь плотность, затем вязкость и, наконец, фильтрация.

С ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе механическая скорость проходки и проходка на долото уменьшаются.

Совершенствование технологии промывки скважин должно идти в первую очередь по пути снижения плотности бурового раствора и содержания в нем твердой фазы, что существенно упрощает регулирование вязкости, фильтрации и других параметров раствора.

Влияние плотности бурового раствора на процесс бурения и формирования ствола многогранно. Ее увеличение приводит к улучшению очистки забоя и ствола скважины от шлама вследствие действия архимедовой силы, к росту динамической фильтрации на забое за счет повышения положительного дифференциального давления у забоя и к стабилизации стенок ствола в результате сближения гидростатического давления в скважине и горного давления массива пород. Все это способствует росту технико-экономических показателей бурения.

Но с увеличением плотности раствора возрастает давление на забой скважины, что приводит к дополнительному уплотнению породы и ухудшению условий отрыва частицы от забоя потоком раствора. На разрушение

образующейся на забое толстой глинистой корки затрачивается энергия, при этом усиливается поглощение раствора вскрытым разрезом и продуктивными пластами. Мировой опыт бурения скважин свидетельствует о том, что положительное влияние повышения плотности раствора неизмеримо меньше, чем отрицательное, поэтому, если позволяют геологические условия, следует бурить с использованием раствора меньшей плотности, даже если при этом необходимо усложнять технологический процесс промывки и применять более сложное оборудование. Скорость проходки при этом неизменно возрастает.

Роль фильтрации по сравнению с плотностью и содержанием твердой фазы незначительна. Среднестатистические данные показывают, что в водоглинистых системах с увеличением содержания нефти до 10 % скорость проходки растет. Дальнейшее повышение ее концентрации приводит к обратному эффекту. Эти качественные зависимости показывают лишь тенденцию изменения параметров бурения при изменении основных технологических свойств бурового раствора.

Роль фильтрации раствора в процессе углубления скважины также неоднозначна. С увеличением фильтрации на забое облегчаются условия скалывания и отрыва частицы долотом в результате действия расклинивающих сил проникающего фильтрата и выравнивания давления вокруг скалываемой частицы; но при увеличении фильтрации уменьшается устойчивость ствола, на забое и на стенке образуются толстые глинистые корки. Разумеется, величина фильтрации определяется конкретными условиями. Но вполне очевидно, что фильтрация на некоторое время (принято 30 мин) должна быть минимальной для повышения устойчивости стенки скважины, а мгновенная фильтрация (5—10 с) должна быть максимальной (приближающейся по величине к фильтрации за 30 мин) для улучшения условий бурения.

Вязкость раствора влияет на скорость проходки однозначно. Роль вязкости бурового раствора наиболее заметна, особенно в диапазоне 15—35 с (по прибору ПВ-5). При бурении стремятся снижать вязкость раствора. Это связано с желанием получать на долоте максимальную гидравлическую мощность при высокой скорости истечения раствора из насадок долота. При правильно выбранном режиме промывки скважины вязкость в процессе транспортирования шлама играет подчиненную роль.

Таким образом, при оптимальном соотношении показателей буровых растворов скорость проходки может быть существенно повышена.

Технологические параметры промывки, скорость и режим течения бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, дифференциальное давление на забое, смыв разрушенной породы с забоя, транспортирование шлама от забоя к устью скважины и т.д. Очевидно, что с увеличением расхода бурового раствора повышается интенсивность разрушения забоя, а скорость проходки возрастает. Но при этом возникают и отрицательные эффекты: дифференциальное давление на забой повышается, увеличивается скорость размыва стенки скважины и т.д. Механическую скорость проходки определяют следующие основные показатели промывки: гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота и дифференциальное давление на забое скважины.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и про-

ходку на долото в мягких породах в 2—3 раза. В твердых сланцах гидромониторный эффект при скоростях истечения струи 50—80 м/с позволяет увеличить скорость проходки и проходку на долото в 1,5 раза.

При больших глубинах энергетические затраты на промывку скважины более ощутимы, чем выигрыш от гидромониторного эффекта долот.

Дифференциальное давление на забой — комплексный фактор, интегрирующий плотность и вязкость бурового раствора, режим циркуляции, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д. Независимо от первопричины его увеличение всегда сопровождается ухудшением показателей работы долот. Установлено, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки увеличивается с уменьшением дифференциального давления на забой.

Обобщив результаты практических наблюдений в России, СНГ, США, Канаде, Иране и других странах, получили качественную зависимость механической скорости проходки от дифференциального давления на забое скважины.

На темп углубления существенно влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. Механическая скорость проходки резко снижается при увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см^3, когда роль выбуренной породы существенна по сравнению с таким утяжелителем, как барит. Концентрация твердой фазы в этом диапазоне плотностей достигает 15—25 %.

Анализ зарубежных материалов показал, что при бурении скважин в Южной Луизиане (США) уменьшение дифференциального давления с 7 МПа до 0 привело к росту механической скорости проходки на 70 %. Установлено, что влияние перепада давления на механическую скорость проходки более заметно проявляется при росте осевой нагрузки на долото. Чувствительность механической скорости проходки к дифференциальному перепаду давления на забое возрастает с увеличением осевой нагрузки на долото. При отрицательном дифференциальном перепаде, т.е. когда пластовое давление превышает давление циркулирующего на забое скважины бурового раствора, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто в возрастающем темпе.

Механическая скорость проходки при соответствующих осевой нагрузке и частоте вращения долота растет пропорционально гидравлической мощности, срабатываемой на долоте, и скорости истечения раствора из насадок долота. Чем большая часть давления затрачивается на долоте, чем выше скорость струи, лучше очистка забоя и больше гидромониторный эффект.

Частота вращения долота оказывает различное влияние на показатели бурения. Так, при бурении шарошечными долотами увеличение n ведет к соответствующему (пропорциональному) росту числа поражений забоя зубцами шарошек, скорости удара зубцов о породу, динамической составляющей (ударной) нагрузки на долото. Все это повышает эффект разрушения породы долотом, вызывает рост механической скорости проходки. Вместе с тем эти факторы резко сокращают долговечность долота.

При увеличении n уменьшается продолжительность τ контакта зубцов шарошек с породой (n и τ — обратно пропорциональные величины). Это снижает эффект разрушения породы, а следовательно, и механическую скорость проходки. При бурении в результате действия перечисленных

факторов, обусловливаемых изменением n, получается очень сложная зависимость между n и $v_м$.

В.С. Федоров, В.Ф. Дудин и Ф.Д. Зенков, рассматривая погружение рабочих элементов долота в породу как движение твердого тела в сопротивляющейся среде, установили, что углубление долота за один оборот в зависимости от частоты вращения можно выразить в следующем виде:

$$\delta = A(1 - e^{-B/n}). \qquad (6.11)$$

Механическую скорость проходки можно выразить формулой

$$v_м = A(1 - e^{-B/n})n, \qquad (6.12)$$

где $A = 55 \cdot 10^{-1} P_д$; $B = 0{,}09$ ($P_д$ — удельная нагрузка на долото, Н/м).

Графическое изображение зависимости $v_м = f(n)$ свидетельствует о наличии критического значения n, при котором $v_м = v_{м\,max}$. Для мрамора $n_{кр} = 100$ об/мин. С увеличением твердости и хрупкости породы $n_{кр}$ возрастает.

Значение $n_{пм}$ выше при больших нагрузках на долото.

Далее критическую частоту вращения долота будем обозначать следующим образом: для механической скорости проходки — $n_{v_м}$, рейсовой скорости — $n_{v_р}$ и проходки на долото — h.

Формула (6.12) соответствует бурению с объемным разрушением породы.

При бурении турбобуром в мягких глинистых породах частоты вращения должны быть понижены. В хрупких и пластично-хрупких породах скорость $v_м$ проходки — возрастающая функция даже при увеличении $n >$ > 800 об/мин.

Уменьшение углубления за один оборот $\delta_п$ с ростом n обусловливается тем, что с увеличением n уменьшается продолжительность τ контакта зубцов шарошки с породой.

Связь между n и τ выражается (в с) в виде

$$\tau = \frac{60 d_ш / D}{nz}, \qquad (6.13)$$

где $d_ш/D$ — отношение диаметров шарошки и долота; n — число зубцов на наибольшем венце шарошки.

Из соотношения (6.13) следует, что τ зависит не только от n, но и от диаметров долота и шарошек.

Очевидно, при прочих равных условиях, чем больше z (меньше шаг), тем меньше $n_{v_м}$, и наоборот, чем меньше $d_ш/D$, тем выше $n_{v_м}$. Следовательно, $n_{v_м}$ зависит и от размеров долота.

Описанная зависимость $v_м = f(n)$ (6.12) относится к случаям объемного разрушения породы. Если бурят при сравнительно малых осевых нагрузках на долото, то при взаимодействии долота с породой наблюдается разрушение последней истиранием (поверхностное разрушение). В этом случае $\delta_п = \delta_о = \text{const}$, а следовательно, $v_м = n\delta_о$.

А.А. Минин и А.А. Погарский проводили исследования по разбуриванию разных пород на специальном стенде при частоте вращения долота до 4500 об/мин. Максимальная механическая скорость проходки при этом не превышала 48 м/ч. Следовательно, среднее углубление долота за один оборот составляло не более 0,2 мм. При таком темпе углубления долота происходило разрушение породы истиранием.

Опыты показали, что при разбуривании цементного камня, известняка и мрамора с увеличением n трехшарошечных долот от 500 до 4500 об/мин механическая скорость проходки увеличивается пропорционально росту n. При бурении в граните прямолинейная зависимость сохраняется при изменении n от 500 до 2500 об/мин. С увеличением n выше 2000—2500 об/мин механическая скорость проходки возрастает несколько медленнее роста n. Следовательно, для тех пределов, в которых на практике изменяется n, зависимость (6.12) хорошо подтверждается опытами.

В процессе бурения механическая скорость проходки уменьшается при условии, что процесс ведется при p = const и n = const. В этом случае снижение механической скорости проходки обусловливается только износом зубцов.

Относительное уменьшение механической скорости проходки происходит пропорционально времени и обратно пропорционально коэффициенту износа, т.е.

$$dv_м/v_м = -dt_{в.б}/\theta'_t.$$

Интегрируя это уравнение, получаем

$$v_м = v_{м_0} e^{-t_б/\theta_t}. \tag{6.14}$$

Проходка на долото за время $t_б$ выражается формулой

$$hp_0 = \int_0^{t_б} v_м dt = v_{м_0}\theta_t(1 - e^{-t_б/\theta_t}), \tag{6.15}$$

где θ_t — коэффициент износа, представляющий собой логарифмический декремент убывания механической скорости проходки, равный времени, в течение которого $v_м$ уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма).

Опытные данные А.А. Минина и А.А. Погарского показали, что $1/\theta_t$ изменяется приблизительно пропорционально изменению нагрузки на долото; с изменением частоты вращения величина $1/\theta_t$ увеличивается быстрее, чем растет n, особенно при больших его значениях.

Данные свидетельствуют о том, что и для проходки на долото существует критическое значение для n, и притом оно будет меньше, чем для механической скорости проходки.

Рейсовая скорость проходки

$$v_р = \frac{v_{м_0}\theta_t(1-e^{-t_б/\theta_t})}{t_б}, \tag{6.16}$$

где $t_б$ — время бурения; $t_п$ — время, необходимое на проработку и расширение ствола скважины; $t_{сп}$ — время на спуск и подъем бурильной колонны и смену долота.

Для $v_р$ также существует критическое значение n; численно оно меньше соответствующего значения для $v_м$ и больше, чем для h.

Итак, $n_{v_м} > n_{v_р} > n_h$.

Осевая нагрузка на долото. При прочих равных условиях в зависимости от $P_д$ может происходить разрушение породы либо поверхностное, либо объемное.

Объемное разрушение может наблюдаться после однократного воздействия на нее зубцов шарошек или после многих воздействий. Первые наиболее полные исследования и обобщения провел В.С. Федоров.

Влияние осевой нагрузки $P_А$ на показатели бурения очень велико. Опытами установлено, что зависимость $v_м = f(P_А)$ весьма сложная.

Это обусловливается рядом обстоятельств, однако главнейшие из них — циклический характер разрушения породы, наличие шлама, покрывающего неровную поверхность забоя скважины, ограниченная высота рабочих элементов долот.

Наличие шлама ведет не только к снижению механической скорости проходки, но и к тому, что $v_м$ как функция $P_А$ достигает максимума при меньших значениях $P_А$.

Итак, чем больше шлама на забое, тем раньше наступает максимум $v_м$ как функции $P_А$ и тем меньше величина этого максимума.

При высокой частоте вращения долота максимум для $v_м = f(P_А)$ наступает при больших $P_А$, чем при более низком значении n. Отрицательное влияние шлама на $v_м$ при более высоком значении n больше, чем при более низком.

Осевая нагрузка, при которой $v_м$ достигает максимума, называется критической $P_{кр}$. Иногда с ростом осевой нагрузки на долото механическая скорость проходки не увеличивалась, а значительно снижалась. Все это относится к тем случаям, когда к моменту увеличения $P_А$ бурили при $P_А \geq P_{кр}$.

Долговечность шарошечных долот изменяется обратно пропорционально $P_А$ в некоторой степени $Y \approx 0{,}40 \div 0{,}45$. Вероятно, показатель степени зависит от погружения зубцов шарошки. Когда зубцы не погружены в породу, $P_А$ больше влияет на разрушение долота, чем при погружении зубцов в породу.

С увеличением $P_А$ растут $v_м$ и h. Следовательно, сокращается время собственно на бурение скважины и спускоподъемные операции (в результате уменьшения числа этих операций, числа смен долота). С ростом $P_А$ увеличивается и рейсовая скорость проходки $v_р$.

При увеличении n механическая скорость возрастает, но проходка на долото уменьшается. Следовательно, в этом случае общая продолжительность спускоподъемных операций растет.

Для проходки на долото и рейсовой скорости проходки $v_р$ также имеются критические значения осевой нагрузки $P_А$, которые обозначим соответственно $P_{Аv_р}$ и $P_{Аh}$. Между этими критическими значениями существуют соотношения

$$P_{Аv_м} > P_{Аv_р}, \quad P_{Аv_м} > P_{Аh} \quad \text{и} \quad P_{Аv_р} \geq P_{Аh}.$$

Соотношения между параметрами режима бурения, обусловливаемые особенностями разрушения пород при бурении (***по В.С. Федорову***). Экспериментально доказано, что как для частоты вращения долота, так и для осевой нагрузки $P_А$ на него при использовании долот существуют критические значения, превышение которых ведет к снижению показателей бурения.

С ростом n критическое значение $P_{Аv_м}$ также несколько увеличивается. На величину $P_{Аv_м}$ особенно большое влияние оказывает степень очистки забоя. С повышением Q величина $P_{Аv_м}$ возрастает. С увеличением плотности промывочной жидкости $\rho_п$ сопротивляемость горных пород возраста-

ет, вследствие чего осевую нагрузку на долото $P_А$ необходимо увеличивать. С ростом n обязательно повышается $P_А$.

Если осевая нагрузка на долото выше той, при которой возможно только поверхностное разрушение породы, но не выше критической величины, частота вращения долота также не превышает критического значения, а количество промывочной жидкости достаточно для удовлетворительной очистки забоя от выбуренной породы, то, как показывают опытные данные, между средними механическими скоростями проходки $v_{м1}$ и $v_{м2}$, с одной стороны, и соответствующими им значениями $P_{А1}$, n_1 и $P_{А2}$, n_2, с другой, существуют соотношения

$$\frac{v_{м1}}{v_{м2}} = \frac{n_1^x P_{А1}^y}{n_2^x P_{А2}^y}, \tag{6.17}$$

где x, y — показатели степени.

Между продолжительностью эффективной работы долота на забое t_1 и t_2 и теми же значениями $P_{А1}$, n_1 и $P_{А2}$, n_2 установлены соотношения

$$\frac{t_1}{t_2} = \frac{n_2^{x_1} P_{А2}^{y_1}}{n_1^{x_1} P_{А1}^{y_1}}. \tag{6.18}$$

Зависимость (6.17) дает вполне удовлетворительные результаты, когда n не превышает в глинистых породах 300—350 об/мин, в песках и рыхлых песчаниках 450—500 об/мин, в крепких скальных породах 750—800 об/мин. При бурении в крепких скальных породах при $n \geq 840$ об/мин механическая скорость проходки продолжает увеличиваться с ростом n, но при этом $x \approx 0{,}45$.

Выражение (6.18) в основном проверено до $n = 500$ об/мин. В этом диапазоне $x_1 \approx 0{,}5 \div 0{,}8$, а $x = 0{,}7$.

Значение показателей степени при $P_А$ колеблется в пределах от 1,1 до 1,5; чаще $y = 1{,}1$, а $y_1 = 0{,}40 \div 0{,}45$.

Если диапазон изменения n и $P_А$ сравнительно невелик, то можно пользоваться формулой

$$\frac{v_{м1}}{v_{м2}} = \frac{n_1 P_{А1}}{n_2 P_{А2}}. \tag{6.19}$$

В зарубежной нефтегазовой промышленности нет единых твердо установленных и обоснованных параметров режима бурения, которые рекомендовались бы для разбуривания пород с различными механическими свойствами. Для каждого района имеются параметры режима бурения, которые считаются наилучшими.

Большинство фирм, как тех, которые ведут бурение на промыслах, так и тех, которые выпускают долота, рекомендуют бурить при высоких нагрузках из расчета $1-3m$ на 1″ диаметра долота, при больших количествах бурового раствора, обеспечивающих скорость восходящего потока в кольцевом пространстве 0,7—1,2 м/с, при относительно малых скоростях вращения ротора (долота) — в пределах от 150 до 200 об/мин (но не выше 300 об/мин).

С увеличением размера долота осевую нагрузку увеличивают примерно пропорционально диаметру долота. При бурении в крепких породах применяют более высокие нагрузки на долото, чем в мягких породах.

Рациональная отработка долот (по В.С. Федорову)

Долота рационально отрабатывают в том случае, если бурят при оптимальном сочетании параметров режима бурения и равномерной подаче, т.е. бурят при минимальных значениях $(P_{\text{д max}} - P_{\text{д min}})/P_{\text{д ср}}$ и $(n_{\max} - n_{\min})/n_{\text{ср}}$; продолжительность работы долот выбирают из расчета получения максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хоть одно из этих условий не соблюдают, то нельзя считать, что долота отрабатывают рационально.

Опытами установлено, что если увеличивается какой-нибудь параметр режима бурения, а другие остаются постоянными или изменяются, не обеспечивая оптимального сочетания между параметрами, то темп углубления скважины чаще всего снижается. А если и происходит некоторое увеличение показателей бурения, то сравнительно небольшое. При таких условиях отработка долот не может быть рациональной.

Параметры режима бурения n, $P_{\text{д}}$ и Q по-разному влияют на механическую скорость проходки и износостойкость долота, следовательно, оптимальное соотношение между ними отвечает наиболее высокой рейсовой скорости проходки, т.е. наивыгоднейшие значения n, $P_{\text{д}}$ и Q определяются из системы уравнений

$$\partial v_{\text{р}}/\partial n = 0; \quad \partial v_{\text{р}}/\partial P_{\text{д}} = 0; \quad \partial v_{\text{р}}/\partial Q = 0, \tag{6.20}$$

если при этом будут выполнены соответствующие требования ко вторым производным.

В турбинном бурении часто рациональное соотношение между $P_{\text{д}}$, n и Q не соответствует оптимальному режиму работы турбобура. Нередко наиболее высокие показатели эффективности отработки долот получают при работе турбобура в области тормозных режимов.

Было установлено, что если в процессе бурения контролировать только осевую нагрузку, то частота вращения долота колеблется до 300 об/мин. Такие колебания n объясняются рядом причин, но главнейшая из них — неравномерность подачи долота (бурильной колонны).

Так как в турбинном бурении $Q = \text{const}$, частота вращения долота $n = \varphi(P_{\text{д}})$, естественно, что при всяком изменении $P_{\text{д}}$ обязательно будет изменяться и n, причем абсолютная величина колебания будет зависеть от коэффициента K (сброса на 0,01 мН нагрузки).

Опыты показали, что во всех случаях, когда долото подается неравномерно, происходят колебания n, в результате эффективность работы долота снижается на 15—25 % и более.

Ориентируясь на рациональную отработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны, чтобы колебания n не превосходили 50—80 об/мин.

Чтобы достичь равномерной подачи, следует применять регуляторы подачи долота. Но из-за неровностей на забое скважин и некоторого скольжения шарошек сопротивления, встречаемые долотом, постоянно изменяются, а при этом изменяется и n. Турбинное бурение всегда ведется с некоторым колебанием n, если даже при бурении $P_{\text{д}} = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменить долото.

Многолетний производственный опыт показывает, что у шарошечных долот наиболее изнашиваются два узла: опоры и рабочая поверхность.

Применяемые долота делят на две группы: у одних $T_f \ll T_z$, у других $T_f \geq T_z$, где T_f и T_z — износостойкость соответственно опор и рабочей поверхности долот. Очевидно, в зависимости от соотношения между T_f и T_z метод определения продолжительности эффективной работы долота на забое должен быть различный.

Если $T_f \ll T_z$, то в процессе бурения еще задолго до наступления износа рабочей поверхности при высокой механической скорости проходки начинается расстройство опор долота: нарушается плавное качение роликов в большом подшипнике, наблюдается заклинивание роликов, прекращается качение шарошек, создаются значительные сопротивления вращению долота.

В роторном бурении периодами (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, требуемая на бурение.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота приемистость турбобура к осевой нагрузке уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке $P_{\text{д}}$, меньшей (иногда значительно) первоначальной $P_{\text{д нач}}$. Если бурят при параметрах режима бурения, соответствующих области тормозных режимов работы турбобура, то указанное явление проявляется в более резкой форме.

Если начинают нарушаться плавность качения опорных элементов долота, заклиниваться шарошки, то может произойти авария с долотом. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для его смены.

Если для разбуривания нефтяного или газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании статистических материалов для них можно установить время T, в течение которого наступает расстройство опор; это будет рациональное время эффективной работы долота на забое $T_{\text{р}}$. После того как долото проработало на забое в течение времени $T_{\text{р}} = T$, его необходимо поднять, если даже при этом сохраняется еще сравнительно высокая механическая скорость проходки.

Итак, если $T_f \ll T_z$, то $T_{\text{р}} = T_f$.

Если рабочая поверхность изнашивается быстрее опор ($T_z < T_f$ или $T_z \approx \approx T_f$), то время эффективной работы долота на забое следует определять из условия износа ее рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно $T_{\text{р}}$ определять из условия максимума рейсовой скорости проходки $v_{\text{р}}$.

Для определения $v_{\text{р}}$ можно применять приближенное выражение

$$v_{\text{р}} = \frac{hP_{\text{д}}}{t_{\text{б}} + t_{\text{п}} + t_{\text{сп}}}. \tag{6.21}$$

Исследуя функцию на максимум, получаем при $dv_{\text{р}}/dt_{\text{б}} = 0$

$$\frac{dhP_{\text{д}}}{dt_{\text{б}}} = \frac{hP_{\text{д}}}{T_{\text{р}} + t_{\text{п}} + t_{\text{сп}}}.$$

Так как $dhP_{\text{д}}/dt_{\text{б}} = v_{\text{м}}$, то

$$v_{\text{м}} = v_{\text{р}}. \tag{6.22}$$

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует держать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости проходки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое $T_{\text{р}}$.

В этом случае при определении времени подъема долота можно руководствоваться механической скоростью проходки. Долото нужно поднимать после того, как механическая скорость проходки, уменьшаясь с течением времени, достигнет значения

$$v_{м} = k_0 v_{м\,ср},$$

где $v_{м\,ср}$ — средняя механическая скорость проходки, м/ч; k_0 — коэффициент, определяемый опытным путем.

Значение k_0 зависит от соотношения между t_0 и $t_{сп} + t_{п}$ и удовлетворяет условию $0 < k_0 < 1$.

После сработки долота (или по иным причинам) колонну бурильных труб приподнимают на несколько метров и промывают до тех пор, пока плотности бурового раствора, закачиваемого в скважину и из нее выходящего, не сравняются. В это время подготовляют для спуска в скважину новое долото и проверяют состояние оборудования и спускоподъемного инструмента. Затем поднимают инструмент из скважины.

Глава 7

ПРОМЫВКА СКВАЖИН И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

При бурении скважин важнейшее значение имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит эффективность буровых работ.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, а в некоторых случаях и ликвидация скважин, нарушение режима эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, связанные со значительным ущербом народному хозяйству, могут быть обусловлены низким качеством буровых растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими.

С увеличением глубины скважин повышаются температуры и давления, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом. Этот процесс протекает в среде бурового раствора и других специальных жидкостей.

Название «буровой промывочный раствор», или «буровой раствор», не отражает физико-химической сущности этих систем, и использование его в дальнейшем связано лишь с традициями в нефтяной и газовой промышленности. По составу эти системы должны быть отнесены к сложным полиминеральным дисперсиям, стабилизированным поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Различают физические и химические свойства бурового раствора. В свою очередь, физические свойства делятся на термодинамические, коллоидно-реологические, фильтрационные, теплофизические и электрические (рис. 7.1). Термины, характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 7.1.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены на рис. 7.2 и в табл. 7.2.

Основная технологическая операция промывки скважины — прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 7.3) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем.

Рис. 7.1. Классификация основных свойств бурового раствора

Таблица 7.1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Размерность	Определение
Плотность	кг/м^3 (г/см^3)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	с	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па·с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательной напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора

Продолжение табл. 7.1

Термин	Размерность	Определение
Эффективная вязкость	Па·с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры
Показатель фильтрации	$см^3$	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	–	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	–	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	–	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	–	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	–	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	–	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус

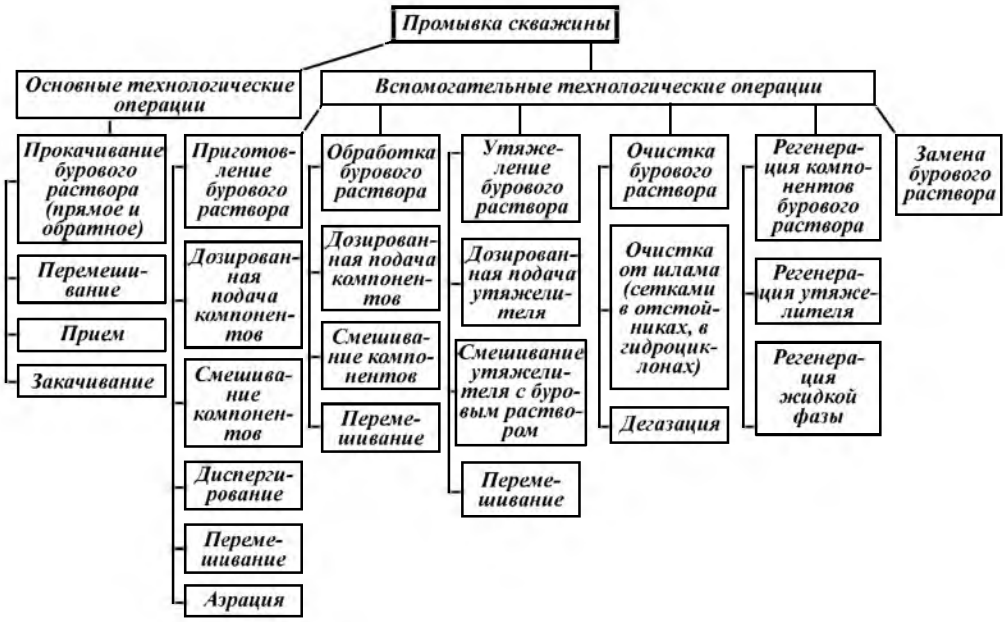


Рис. 7.2. Классификационная схема промывки скважин

Рис. 7.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

Продолжение табл. 7.1

Термин	Размерность	Определение
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м·°С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	—	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 7.2

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос — ствол скважины — буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора

Продолжение табл. 7.2

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении шлама из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

7.1. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений, приведенных в табл. 7.3.

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых — выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Одной из функций промывки считают разрушение забоя скважины. Это требование не является обязательным, так как основную роль в раз-

Таблица 7.3

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать овалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

рушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающими элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором ведутся работы по применению высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в интервалах неустойчивого разреза потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Основной функцией промывки скважин является очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются осколки породы с забоя потоком бурового раствора, тем эффектнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя — обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают подачу раствора к забою через насадки долота. Этот метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет кавернозность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличению затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Обязательное требование к процессу промывки скважин — выполнение функций транспортирования шлама на дневную поверхность. Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем интенсивней осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощениям бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям. Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность, повышая скорость циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции необходимо ограничить сверху, чтобы избежать размыва ствола, боль-

ших потерь напора, значительного повышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, — плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодавление на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Осыпи — такой вид осложнений, которые обычно развиваются медленно и не всегда заметно препятствуют процессу бурения. В связи с этим в некоторых случаях экономически целесообразно отказаться от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При росте реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом увеличиваются энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т.д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность. Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, рас-

твор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорость циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважин.

7.2. РЕАГЕНТЫ И ДОБАВКИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

Для обеспечения необходимых свойств буровые растворы обрабатывают химическими реагентами. Различают первоначальную обработку бурового раствора, когда его готовят к началу бурения, и дополнительную обработку для поддержания или изменения свойств раствора в процессе проводки ствола скважины.

Обогащение бурового раствора твердой фазой происходит в основном при разбуривании глинистых пород, легко диспергирующихся и переходящих в раствор. Такое перенасыщение мелкодисперсными частицами приводит к росту вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Минерализация бурового раствора возникает как за счет проявлений пластовых вод, так и вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Она может вызвать изменение как структурно-механических, так и фильтрационных показателей.

В связи с ростом глубин бурения забойные температуры и давления достигли больших величин и в значительной степени стали влиять на качество буровых систем.

Высокие температуры и давления приводят к повышению водоотдачи и снижению вязкости раствора. Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) при этом, как правило, повышается. Однако иногда с ростом температур СНС может и снижаться.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение — стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

Под стабилизацией бурового раствора понимается приведение его в устойчивое состояние. Сущность процесса стабилизации — предотвращение укрупнения (агрегирования) твердой фазы за счет гидрофильности частиц, адсорбционной защитной пленки и соответствующего заряда оболочек.

Образование гидратных оболочек и увеличение их размеров при об-

работке бурового раствора химическими реагентами приводит к уменьшению содержания свободной воды и соответственно к увеличению количества связанной воды.

Адсорбционные защитные пленки на поверхности частиц являются структурно-механическим барьером, препятствующим их агрегированию. Как правило, они отличаются высокой гидрофильностью.

Процесс стабилизации обычно сопровождается пептизацией раствора, т.е. разъединением агрегатов частичек твердой фазы на более мелкие, что повышает плотность и прочность фильтрационной корки. Стабилизация и пептизация бурового раствора обеспечивают снижение водоотдачи.

Повышение количества связанной воды, увеличение числа дисперсных частиц в твердой фазе несколько повышают вязкость и СНС.

Регулирование структурно-механических свойств промывочных жидкостей может быть направлено как на повышение их вязкости и предельного статического напряжения сдвига, так и на уменьшение этих показателей.

При обработке химическими реагентами для стабилизации буровых растворов избыточное количество реагентов может быть причиной чрезмерного увеличения толщины гидратных оболочек, что вследствие резкого уменьшения сил взаимного притяжения приводит к падению прочности структуры и ее нарушению, т.е. к коагуляции.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, по характеру действия и назначению можно разделить на две группы: электролиты и защитные высокомолекулярные вещества. Кроме того, для регулирования свойств буровых растворов используются добавки, которые делятся на поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе с газом и нефтью; пеногасители; утяжелители и смазочные добавки.

Электролиты

Действие электролитов на буровые растворы связано с состоянием ионных оболочек, окружающих частицы твердой фазы. Толщина этих оболочек и их заряд зависят от концентрации ионов в жидкой фазе и от свойств этих ионов.

Эффект обработки электролитами определяется концентрацией добавляемых в раствор ионов и их свойствами — в первую очередь, валентностью. Наибольшее значение имеют катионы, хотя свойства анионов также сказываются на показателях буровых растворов.

Рассмотрим на примере кальцинированной соды влияние концентрации электролита на свойства глинистой суспензии. При увеличении концентрации Na_2CO_3 до 3—5 кг/м^3 предельное статическое напряжение сдвига и вязкость убывают до некоторого минимума. Это объясняется увеличением сил отталкивания, затрудняющих слипание частиц и способствующих дальнейшему их распаду на более мелкие частицы. Уменьшение размера частиц и увеличение толщины гидрационного слоя обеспечивают повышение плотности фильтрационной корки, значительное снижение водоотдачи и улучшение стабильности бурового раствора. Область, в которой повышение концентрации реагента приводит к уменьшению вязкости, предельного статического напряжения сдвига и водоотдачи, называют областью стабилизации.

При дальнейшем добавлении электролита заряд и гидратация частиц начинают уменьшаться, в результате чего возрастают возможности слипания частиц друг с другом. Вначале слипание происходит преимущественно по граням и углам частиц. При этом усиливаются тиксотропные свойства бурового раствора, повышаются вязкость и предельное статическое напряжение сдвига. Этот интервал изменения концентрации электролита называется областью структурообразования.

Наконец, при больших концентрациях электролита заряд ионного облака приближается к нулю, так как свободные отрицательные заряды поверхностей частиц глины полностью насыщаются катионами из раствора; соответственно уменьшается гидратация частиц. При этом частицы глины слипаются друг с другом в любых положениях и образуют крупные агрегаты, оседающие в растворе. Эта область высоких концентраций электролита называется областью коагуляции.

Для двух- и более валентных катионов область стабилизации отсутствует, и сравнительно небольшие концентрации электролитов вызывают коагуляцию системы.

При обработке буровых растворов электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде.

Если при этом катионы, повышающие стабильность дисперсной системы промывочной жидкости (например, Na^+, Li^+), замещают у поверхности частиц глины катионы, ухудшающие стабильность системы (H^+, Ca^{2+}, Al^{3+}), то происходит стабилизация раствора. В противном случае происходят структурообразование и коагуляция.

Влияние анионов на свойства буровых растворов проявляется следующим образом. Они могут связывать катионы H^+ и повышать pH раствора, способствуя его стабилизации. Они могут связывать ионы Ca^+ и удалять их из раствора. Так, анион CO_3^{2-} с Ca^{2+} образует труднорастворимое соединение — мел $CaCO_3$.

На практике различное действие анионов легко заметить. Так, если NaOH и Na_2CO_3 дают ярко выраженную область стабилизации, то NaCl вызывает только структурообразование и коагуляцию.

Из электролитов для обработки буровых растворов чаще всего применяют кальцинированную и каустическую соду, жидкое стекло, поваренную соль, известь, цемент и фосфаты.

Кальцинированная сода (углекислый натрий) Na_2CO_3 — белый, мелкокристаллический порошок плотностью 2,5 г/см^3, доставляется на буровые в бумажных многослойных мешках массой до 50 кг. Кальцинированная сода плохо растворяется в холодной воде. С повышением температуры ее растворимость увеличивается. Na_2CO_3 — один из наиболее употребляемых реагентов. Этот реагент дает возможность получить пригодные для бурения промывочные жидкости из глин, которые без химической обработки не могут быть использованы. Такие кальциевые глины при обработке кальцинированной содой переходят в хорошо набухаемые и легко диспергируемые натриевые.

Кальцинированная сода — одно из основных средств для смягчения жесткой воды (содержащей большое количество ионов кальция и магния). Она применяется для связывания ионов кальция в растворах, содержащих гипс, ангидрит, цемент.

Каустическая сода (едкий натр, каустик) NaOH поступает на буровые

в твердом виде в железных барабанах по 100—200 кг либо в виде тяжелой густой синеватого, иногда желтоватого цвета жидкости.

Как твердая, так и жидкая каустическая сода сильно впитывает пары воды, имеющиеся в воздухе. Поэтому ее всегда надо держать закрытой. Каустическая сода действует на показатели буровых растворов подобно кальцинированной. Однако она не обладает способностью удалять из растворов кальций.

Каустическая сода значительно дороже кальцинированной и как самостоятельный реагент применяется мало. При бурении на естественных карбонатных растворах она служит для диспергации карбонатного шлама и перевода его в твердую фазу бурового раствора. Каустическая сода широко применяется как составная часть многих реагентов — защитных коллоидов.

Плотность твердой каустической соды 2,02 г/см^3. Поэтому при получении ее в жидком виде, определив плотность раствора, нетрудно подсчитать концентрацию.

***Жидкое стекло* (*силикат натрия или калия*).** Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид $R_2O{\cdot}nSiO_2$, где R_2O может быть Na_2O или K_2O; n — число молекул кремнезема.

В бурении применяется силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цвета. Плотность жидкого стекла составляет 1,3—1,8 г/см^3. Жидкое стекло следует хранить в закрытых емкостях, так как на воздухе оно разлагается с выделением нерастворимого осадка — аморфного кремнезема.

При добавлении жидкого стекла к буровым растворам в количестве до 3—5 % по массовой доле от объема его вязкость и предельное статическое напряжение сдвига значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту pH системы, добавки его могут привести к росту значения pH до 12 и выше. Силикат натрия применяют при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости, так и в качестве составной части быстросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн.

Кроме того, на основе жидкого стекла приготовляют специальные силикатные буровые растворы. Силикатные растворы из жидкого стекла, воды, соли и бентонитовой глины применяют для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев.

Поваренная соль (хлористый натрий) NaCl может быть использована для повышения структурно-механических свойств буровых растворов, обработанных защитными коллоидами, в частности, углещелочным реагентом. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях.

Насыщенные растворы соли применяют при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный буровой раствор, растворяя стенки скважины, образует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

Известь **$Ca(OH)_2$** используется для специальных целей обработки буровых растворов как реагент-структурообразователь.

Добавление извести в количестве 3—5 % к объему раствора значительно повышает его вязкость. Хорошие результаты получают при обработке известью буровых растворов, потерявших восприимчивость к химическим реагентам. Известь применяют также для получения кальциевых

растворов (совместно с каустической содой, танинами или лигносульфонатами).

Цемент. Действие цемента на буровые растворы подобно влиянию извести; оно также связано с образованием ионов кальция. Цемент можно применять для повышения показателей вязкости и предельного напряжения сдвига. Случайное, не регламентированное попадание цемента в буровые растворы, так же как и извести, приводит к нежелательным результатам: значительно увеличивается водоотдача, растет толщина фильтрационной корки. Поэтому указанные электролиты должны использоваться весьма осторожно и только после тщательной лабораторной проверки.

Углекислый барий $BaCO_3$ представляет собой белый или светло-серый тяжелый порошок. Применяется для удаления из буровых растворов ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-}. С этими ионами он образует практически нерастворимый осадок $BaSO_4$ и $CaCO_3$.

Фосфаты. Различные соли фосфатной кислоты — гексаметафосфат натрия $(NaPO_3)_6$, тетрафосфат натрия $Na_6P_4O_{13}$, пирофосфат натрия $Na_4P_2O_7$ — применяют для понижения вязкости и предельного направления сдвига. Эти реагенты используются и для удаления ионов кальция. Фосфаты не обеспечивают длительного воздействия, они не термостойки и при температурах 80—100 °С теряют активность.

Защитные высокомолекулярные вещества (коллоиды)

Реагенты этой группы распадаются в воде на крупные молекулы, которые покрывают частички глины (адсорбируются на них) и создают вокруг последних защитные слои. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача буровых растворов.

Адсорбируясь на гранях и ребрах глинистых частиц, высокомолекулярные соединения в большинстве случаев уменьшают их сцепление друг с другом, снижая вязкость и предельное статическое напряжение сдвига системы.

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент (УЩР), торфощелочной реагент (ТЩР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нитролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), пековый реагент (пекор), сульфитно-корьевой реагент (сулькор), синтан-5, крахмал, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ), гидролизованный полиакрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизованный полиакриламид (РС-2) и др.

Углещелочной реагент (***УЩР***) является одним из самых эффективных, дешевых и доступных. УЩР, как и подобный ему реагент ТЩР, был разработан В.С. Барановым и нашел наиболее широкое распространение. Получают его воздействием каустической соды NaOH на бурый уголь. При этом содержащиеся в буром угле гуминовые кислоты, не растворимые в воде, растворяются в каустической соде.

Для получения качественного УЩР важно обеспечить максимальное

извлечение из бурого угля гуминовых кислот. Выработаны следующие оптимальные соотношения его компонентов: бурого угля 10—15 %, сухой каустической соды 2—5 % (по массе к объему реагента). Наиболее эффективным считается УЩР, содержащий 13 % бурого угля и 2 % каустической соды. Состав реагента записывают упрощенно, например УЩР-13-2.

Реагент хорошего качества должен содержать 4—5 % гуминовых веществ.

Адсорбируясь на поверхности твердой фазы, натриевые соли гуминовых кислот улучшают взаимосвязь глинистых частичек с дисперсионной средой — водой, создавая прочные гидратные оболочки, препятствующие сближению, слипанию частичек и предупреждающие коагуляцию. В то же время эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию более крупных частичек твердой фазы, т.е. являются пептизаторами.

При оптимальных добавках УЩР значительно снижается водоотдача и улучшаются структурно-механические свойства буровых растворов. При высоких концентрациях УЩР гидратные оболочки частичек твердой фазы могут намного увеличиваться, что приводит к относительно большому удалению частиц друг от друга и уменьшению сил притяжения между ними. При этом может произойти разрушение структуры, резкое падение СНС и значительное увеличение водоотдачи.

Чтобы повысить восприимчивость переобогащенных УЩР буровых растворов к дальнейшей обработке, в них вводят добавки высококачественных глин. В подобных случаях хорошие результаты дает известкование (обработка известью, NaOH и ССБ).

УЩР имеет и некоторые недостатки, основной из которых — значительная чувствительность обработанных им буровых растворов к действию агрессивных ионов. При повышенной минерализации среды может резко возрасти водоотдача и даже произойти выпадение твердой дисперсной фазы. Кроме того, как показали исследования, растворы, обработанные УЩР, способствуют повышению липкости корок на стенке скважины и частиц выбуренной породы.

В последние годы освоено приготовление сухого углещелочного реагента, который поступает к потребителю в виде порошка, упакованного в бумажные мешки.

Торфощелочной реагент (***ТЩР***) подобен УЩР. Главное отличие ТЩР в том, что он, а также обработанные им буровые растворы имеют большую вязкость. Оптимальное соотношение компонентов ТЩР следующее: 10 % торфа и 2 % каустической соды. Торфощелочной реагент менее активен, чем УЩР.

Сульфит-спиртовая барда (***ССБ***) — отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки. По внешнему виду это густая темно-бурая жидкость. В зависимости от степени выпаривания ССБ может быть жидкой или твердой. Реагент должен иметь плотность 1,28 г/см^3, что соответствует содержанию в нем 50 % сухих веществ. Действие ССБ на буровые растворы обусловлено наличием в ней лигносульфоновых кислот. Лигносульфоновые кислоты растворяются в воде и без добавления щелочи, но так как ССБ обычно имеет кислую реакцию (pH = 5÷6), то при изготовлении реагентов на буровых в нее необходимо добавлять щелочь.

В состав щелочного реагента входит обычно от 20 до 40 % ССБ (в расчете на сухое вещество) и 3—5 % сухого едкого натра по массе от объема реагента. Приготовляя реагент из ССБ, можно применять не каустическую

соду, а кальцинированную, что не только экономично, но и улучшает качество реагента за счет уменьшения концентрации ионов кальция.

Сульфит-спиртовая барда на буровые растворы действует иначе, чем УЩР и ТЩР. При обработке ССБ буровых растворов, приготовленных на пресной воде, значительное снижение водоотдачи происходит только при добавлении больших количеств реагента.

С повышением минерализации эффективность ССБ возрастает, поэтому иногда специально готовят буровые растворы, обработанные ССБ (без щелочи), с добавлением 15—20 % поваренной соли по массе от объема (сульфит-солевые растворы). Для приготовления таких буровых растворов применяются некачественные, мало набухающие глины. Добавка ССБ, помимо снижения водоотдачи, уменьшает вязкость и статическое напряжение сдвига. Основной недостаток этого реагента — способность вспенивать буровые растворы.

***Конденсированная сульфит-спиртовая барда* (*КССБ*)** — реагент, разработанный В.С. Барановым, является продуктом конденсации сульфит-спиртовой барды (ССБ) с формальдегидом и фенолом в кислой среде, с последующей нейтрализацией каустиком до pH = 6÷7. Она поступает на буровые в порошкообразном или жидком виде. КССБ активно снижает водоотдачу буровых растворов, приготовленных как на пресной, так и на минерализованной воде. Растворы, обработанные этим реагентом, устойчивы против воздействия цемента, электролитов, а также при высоких температурах (до 200 °С) и давлениях (до 80 МПа). Они имеют пониженную липкость, и при их фильтрации отлагаются тонкие плотные корки.

Реагент выпускается трех марок: КССБ-1 — для улучшения качества обычных буровых и известковых растворов, приготовленных на пресной воде, при содержании в них солей до 10 %; КССБ-2 для обработки растворов, содержащих более 10 % солей, а также известковых и высококальциевых; КССБ-4 — для улучшения качества буровых растворов как пресных, так и высокоминерализованных при температурах выше 130 °С.

***Окисленный и замещенный лигносульфонат* (*окзил*)** представляет собой продукт окисления сульфит-спиртовой барды хромпиком в кислой среде. Буровым предприятиям окзил поставляется в виде темно-коричневой жидкости плотностью 1,12—1,14 г/см^3 с содержанием сухого вещества 25 % (pH = 3÷5) или в виде сыпучего однородного порошка зеленовато-коричневого цвета.

Окзил является высокоактивным понизителем вязкости и предельного статического напряжения сдвига, он устойчив в широком диапазоне температур (20—200 °С) и при бурении в глинах, гипсах, ангидритах, аргиллитах. Эффективно работает в ингибированных, известковых, гипсовых, хлоркальциевых растворах. Основное условие успешного применения указанного продукта — поддержание pH бурового раствора не ниже 8,5—9. При меньшей щелочности его действие проявляется недостаточно.

В пресных и слабоминерализованных буровых растворах окзил эффективно снижает водоотдачу. Он хорошо сочетается со всеми известными реагентами (УЩР, КМЦ, крахмалом, КССБ, гипаном, метасом и др.).

Для обработки буровых растворов окзил применяется в виде водных растворов 2,5-, 5- и 10%-ной концентрации. Соотношение окзила и каустика обычно колеблется от 1:0,1 до 1:0,3 (в расчете на воздушно-сухое вещество).

Окисленный лигнин — реагент, получаемый окислением гидролизного

лигнина азотной кислотой (нитролигнин) или хлором (хлорлигнин), который представляет собой сыпучую желтовато-коричневую массу (типа опилок), растворимую в щелочной среде. Используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига и применяется в виде 5%-ного раствора при соотношении с каустиком от 1:0,2 до 1:0,5.

Сульфинированный нитролигнин **(*сунил*)** получают путем сульфинирования нитролигнина солями сернистой кислоты в нейтральной среде. Выпускают в жидком и пастообразном виде. Сунил хорошо растворим в воде, является эффективным понизителем вязкости и статического напряжения сдвига, применяется в виде 10%-ного водного раствора, pH которого составляет 7. Сунил используется без добавок каустической соды. Обработанные им буровые растворы могут иметь pH, близкий к 7.

Лесохимический полифеновый реагент **(*ПФЛХ*)** является продуктом формальдегидной конденсации полифенолов растворимых смол термолиза древесины. Готовый продукт представляет собой твердое вещество темно-коричневого цвета, полностью растворяющееся в воде и водных растворах щелочей. ПФЛХ используется в качестве понизителя вязкости и СНС. Для обработки буровых растворов он применяется в виде водных или водно-щелочных растворов 5—10%-ной концентрации. Соотношение ПФЛХ и щелочи варьируется от 1:0,1 до 1:0,5.

Пековый реагент **(*пекор*)** представляет собой фенолокислый продукт взаимодействия натриевых солей с раствором оксиметансульфоната натрия. В качестве исходного сырья для его производства применяются отходы смолопереработки — древесно-смоляные пеки. Поставляется в виде твердого продукта коричневого цвета влажностью 10—20 %. Реагент растворим в воде и растворах щелочей. Используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига растворов.

Сульфитно-корьевой реагент **(*сулькор*)** — сульфированный щелочной экстракт одубины или коры хвойных деревьев — представляет собой темно-коричневое твердое вещество, хорошо растворимое в воде и щелочных растворах. Применяется в виде 5—10%-ного раствора в соотношении со щелочью от 1:0,1 до 1:0,3. Из практических данных можно заключить, что этот реагент в большей степени, чем все вышеуказанные таниновые продукты, снижает водоотдачу. Он также весьма эффективно понижает вязкость и предельное статическое напряжение сдвига.

Синтан-5, получаемый в результате конденсации фенолов с формальдегидом, представляет собой твердое коричневое вещество, растворимое в воде. Его применяют в виде 5—10%-ных растворов. Синтан-5 используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига. Часто его добавляют в растворы вместе с каустической содой; оптимальное соотношение составляет от 1:0,1 до 1:0,3.

Квебрахо. Экстракт квебрахо широко применяется в зарубежной практике. Его приготовляют из древесины дерева квебрахо. Процесс получения экстракта состоит в экстрагировании танина горячей водой из дробленой древесины квебрахо. Полученный экстракт выпаривают и превращают в порошок темно-красного цвета, к которому во избежание слеживания на влажном воздухе в плотную массу добавляют порошок бентонита или мела. Общим признаком для всех танинсодержащих продуктов является наличие в их составе фенольного ароматического ядра. В воде они растворяются, образуя коллоидные частицы.

Крахмал — смесь полисахаридов, имеющих общую формулу

$(C_6H_{10}O_5)_n$, содержится в большинстве растений. Для обработки промывочных жидкостей могут использоваться различные виды крахмала: картофельный, кукурузный, рисовый, пшеничный и др. Крахмал применяется в виде щелочного клейстера. Количество щелочи в нем определяется опытным путем. В среднем требуется 1—1,5 % каустической соды (на сухое вещество). В сильноминерализованных водах добавки щелочи повышаются до 2—4 %. Крахмальный реагент готовится с максимальной концентрацией в нем сухого продукта 8—10 %, позволяющей сохранить текучесть раствора.

Крахмальный реагент целесообразно применять для снижения водоотдачи при проходке сильнозасоленных пород (по существу при любой минерализации). Растворы крахмала подвергаются бактериальному разложению (ферментации), поэтому длительное хранение их до использования не рекомендуется. В последнее время начинает применяться модифицированный крахмал, химически и термически обработанный, хорошо растворимый в воде и не требующий добавок щелочи. Крахмал не термостоек. Его рекомендуется применять при забойных температурах выше 100 °С. Он хорошо совместим с другими реагентами. Особенно эффективно комбинирование его с КМЦ.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) — растворяющееся в воде волокнистое вещество желтоватого цвета — представляет собой натриевую соль целлюлозогликолевой кислоты. КМЦ получают действием на щелочную целлюлозу монохлоруксусной кислоты или ее натриевой соли. Плотность сухой КМЦ 1,7 г/см^3. Она растворяется в количестве до 10 %, затем растворимость ее ухудшается.

В качестве реагента-понизителя водоотдачи КМЦ весьма активна. В некоторых случаях она снижает и СНС. При введении КМЦ вязкость раствора не уменьшается; нередко при добавках КМЦ она даже возрастает. Применяется главным образом при повышенной минерализации (в количестве 0,5—1 % сухого вещества) в тех случаях, когда УЩР уже может стабилизировать буровые растворы.

В зависимости от условий бурения для обработки буровых растворов используют различные марки КМЦ, отличающиеся друг от друга степенью полимеризации. С увеличением молярной массы реагента возрастает его эффективность как понизителя водоотдачи.

Из группы реагентов КМЦ наиболее эффективен КМЦ-600, который отличается более высокой степенью полимеризации (600±30) и вязкостью (16—17 мПа·с).

Сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ) — белый или желтоватый продукт, представляющий собой натриевую соль кислого сернокислого эфира целлюлозы. При нейтрализации избытка кислоты щелочью образуется сульфат натрия, количество которого в техническом продукте достигает 45 %. СЭЦ, как в форме кислоты, так и в форме солей различных металлов, хорошо растворима в холодной воде. Преимуществом СЭЦ по сравнению с КМЦ является высокая устойчивость к действию агрессивных солей двух- и трехвалентных металлов.

Гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) — продукт гидролиза полиакрилонитрила, разработан Э.Г. Кистером и Д.Е. Злотником, выпускается в виде 10—15%-ного водного раствора и представляет собой вязкую жидкость желтого цвета. Гипан используется как понизитель водоотдачи. Он весьма эффективен (наибольшая эффективность отмечается в высоко-

температурных условиях — при 140—200 °С), обеспечивает устойчивую низкую водоотдачу при большой солености, особенно в сочетании с другими защитными реагентами (ССБ, КМЦ, крахмалом).

В слабоминерализованных средах при высоких забойных температурах скважин Ставрополья и Кубани гипан широко используется совместно с УЩР. В Пермской области при хлорнатриевой агрессии он применяется в сочетании с ССБ.

Расход этого реагента для обработки пресных буровых растворов невелик: 0,2—0,5 % (в пересчете на сухое вещество). В зависимости от забойной температуры оптимальные добавки гипана, необходимые для снижения водоотдачи минерализованных и слабоминерализованных буровых растворов, колеблются в пределах от 0,50 до 0,75 % (при 100—140 °С) и от 0,75 до 2,0 % (при 140—200 °С). Различают две модификации реагента: гипан-1 и гипан 0,7.

Реагент К-4 — продукт неполного гидролиза полиакрилонитрила с едким натром при соотношении компонентов 2,5:1. Реагент выпускается в виде 10%-ного водного раствора.

Метакриловый сополимер **(*метас*)** является сополимером метакриловой кислоты и метакриламида. Выпускается в виде порошка или гранул белого или желтовато-серого цвета с влажностью до 40 %. Метас снижает водоотдачу буровых растворов, содержащих любое количество хлористого натрия. Этот реагент эффективен как при низких, так и при высоких температурах (до 250 °С). В зависимости от свойств глины и ее концентрации, содержания соли, величины pH, забойной температуры и других факторов добавки метаса для получения необходимой водоотдачи колеблются от 0,2 до 2 %.

Для обработки буровых растворов метас применяется в виде водощелочных растворов 7—10%-ной концентрации. Соотношение этого реагента и каустика должны быть 1:0,35; 1:0,45 (из расчета на сухое вещество).

Гидролизованный полиакриламид **(*РС-2*)** получают при гидролизе полиакриламида (ПАА) со щелочью в присутствии триполифосфата. ПАА представляет собой раствор 8%-ной концентрации. Гидролиз полиакриламида можно производить на буровой — в глиномешалке. К 600 г ПАА добавляют 60 кг щелочи, 60 кг триполифосфата натрия и доливают воду — до 4 $м^3$. Смесь перемешивают до получения однородного раствора.

Реагент РС-2 содержит 1,5—2,0 % сухого вещества. Наиболее перспективно его применение для стабилизации буровых растворов с низким содержанием твердой фазы.

Поверхностно-активные вещества

Одним из методов интенсификации отдачи продуктивных пластов является вскрытие их с использованием буровых растворов с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ), т.е. веществ, понижающих поверхностное натяжение на границах жидкость — газ, жидкость — жидкость. Поверхностно-активные вещества по химическому соединению разделяются на три группы:

1) неионогенные, к которым относятся спирты, слабодиссоциирующие карбоновые кислоты и амины, продукты конденсации полимеризованной окиси этилена, желатина, белковые вещества, полисахариды;

2) анионоактивные, диссоциирующие в водной среде на поверхностно-

активные анионы и инактивные катионы (ионы водорода или металлов). Это — мыла, сульфокислоты, эфиры серной кислоты и их соли;

3) катионоактивные, молекулы которых диссоциируют на ионы, из которых поверхностно-активным является катион. К таким ПАВ относятся органические азотсодержащие основания и их соли — соли алкил- и акриламинов четырехзамещенных аммониевых оснований.

В качестве добавок к буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов наибольшее применение получили водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) — сульфонол, сульфонатриевые соли (СНС) — и неионогенные — ОП-10, $УФЭ_8$.

Некоторые исследователи указывают на более эффективное действие неионогенных поверхностно-активных веществ (ОП-10) по сравнению с анионоактивными (сульфонол, СНС), так как последние высаливаются в минерализованных средах.

Количество вводимых ПАВ определяется их способностью снижать поверхностное натяжение и адсорбцией на твердой фазе буровых растворов.

При обработках ПАВ меньше всего расходуется сульфонола (0,1—0,5 %); сульфонатриевые соли применяются в больших количествах (1—2 %); $УФЭ_8$ и ОП-10 занимают промежуточное положение между ними. Добавки ПАВ могут привести к образованию пены, для гашения которой используются специальные вещества — пеногасители.

Пеногасители

Химическая обработка буровых растворов сульфит-спиртовой бардой, конденсированной сульфит-спиртовой бардой, оксилом, окисленным лигнином, пекором, сулькором и некоторыми другими подобными реагентами приводит к вспениванию системы. Интенсивность образования пены и ее стойкость зависят от свойств растворов, состава вводимых добавок и геолого-технических условий проводки скважины.

Для предупреждения и ликвидации вспенивания в буровой практике применяются специальные вещества — пеногасители. В некоторых случаях принимаются меры механического разрушения пены при помощи различных дегазаторов.

В настоящее время наиболее широко распространены следующие пеногасители: сивушное масло, соапсток, костный жир, флотомасло, кальциевый мылонафт, полиметилсилоксановые жидкости (ПМС), синтетические жирные кислоты (СЖК), окисленный петролатум, нейтрализованный черный контакт (НЧК), резиновая или полиэтиленовая крошка в соляровом масле (РС и ПЭС).

Высокоэффективен пеногаситель РС на основе резины СКС-30 АРМ 15. Хорошие результаты получены при использовании смеси окисленного петролатума с графитом в соляровом масле.

Утяжелители

Из обычных глин не удается получить буровые растворы плотностью выше 1,3 г/$см^3$ из-за сильного повышения вязкости. Повысить плотность можно только путем добавления к этой системе утяжелителей — тонко размолотых порошков тяжелых минералов. В качестве утяжелителей чаще всего применяют барит, гематит и магнетит.

Барит $BaSO_4$ представляет собой тонкий белый или сероватый порошок. Лучшим считается беловский барит, плотность которого равна 4,1—4,2 г/см^3. Преимуществами барита являются малое содержание растворимых солей (электролитов), повышающих вязкость буровых растворов, и сравнительно небольшая твердость его зерен. Твердость зерен утяжелителя определяет износ деталей буровых насосов и турбобуров, а также бурильных труб и долот.

Гематит Fe_2O_3 представляет собой красно-бурый порошок плотностью 4,3—4,6 г/см^3. Преимуществом гематита является высокая плотность, позволяющая получать высокую плотность промывочных жидкостей; недостатком — значительная твердость зерен, обусловливающая сильный износ деталей бурового оборудования и инструмента.

Магнетит Fe_3O_4 применяется реже, чем барит и гематит. Он представляет собой черный порошок с металлическим блеском плотностью 4,2—4,4 г/см^3, имеет те же достоинства и недостатки, что и гематит.

Концентрат колошниковой пыли начали применять сравнительно недавно в связи с недостатком барита и гематита. Его получают путем переработки отходов металлургических заводов. Состоит в основном из окислов железа Fe_2O_3 и Fe_3O_4 с примесью металлического железа. Плотность концентрата 4,00—4,50 г/см^3.

Смазочные добавки

Для улучшения смазочных свойств буровых растворов с целью предупреждения прихватов бурового инструмента широко применяются добавки нефти и графита. В зависимости от геолого-технических условий могут вводиться различные количества указанных веществ. Добавки нефти для разных районов колеблются в пределах от 5 до 15 %, причем такая обработка проводится с расчетом получения стойких эмульсий. Графит вводится в количестве 1—2 % по массе к объему буровых растворов. Графит снижает вязкость и статическое напряжение сдвига раствора. Добавки нефти, наоборот, приводят к росту этих показателей, а также к уменьшению плотности.

Резкое улучшение смазочных свойств буровых растворов, главным образом для повышения стойкости опор долот, достигается применением специальных активных добавок, образующих на поверхностях трения смазочные слои, устойчивые к действию температур и давлений.

В последнее время широко применяется смазочная добавка к буровым растворам СМАД-1, которая представляет собой смесь окисленного петролатума (кислотное число не ниже 40) с дизельным топливом в соотношении 0,4:0,6.

7.3. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций — обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

На рис. 7.4 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также

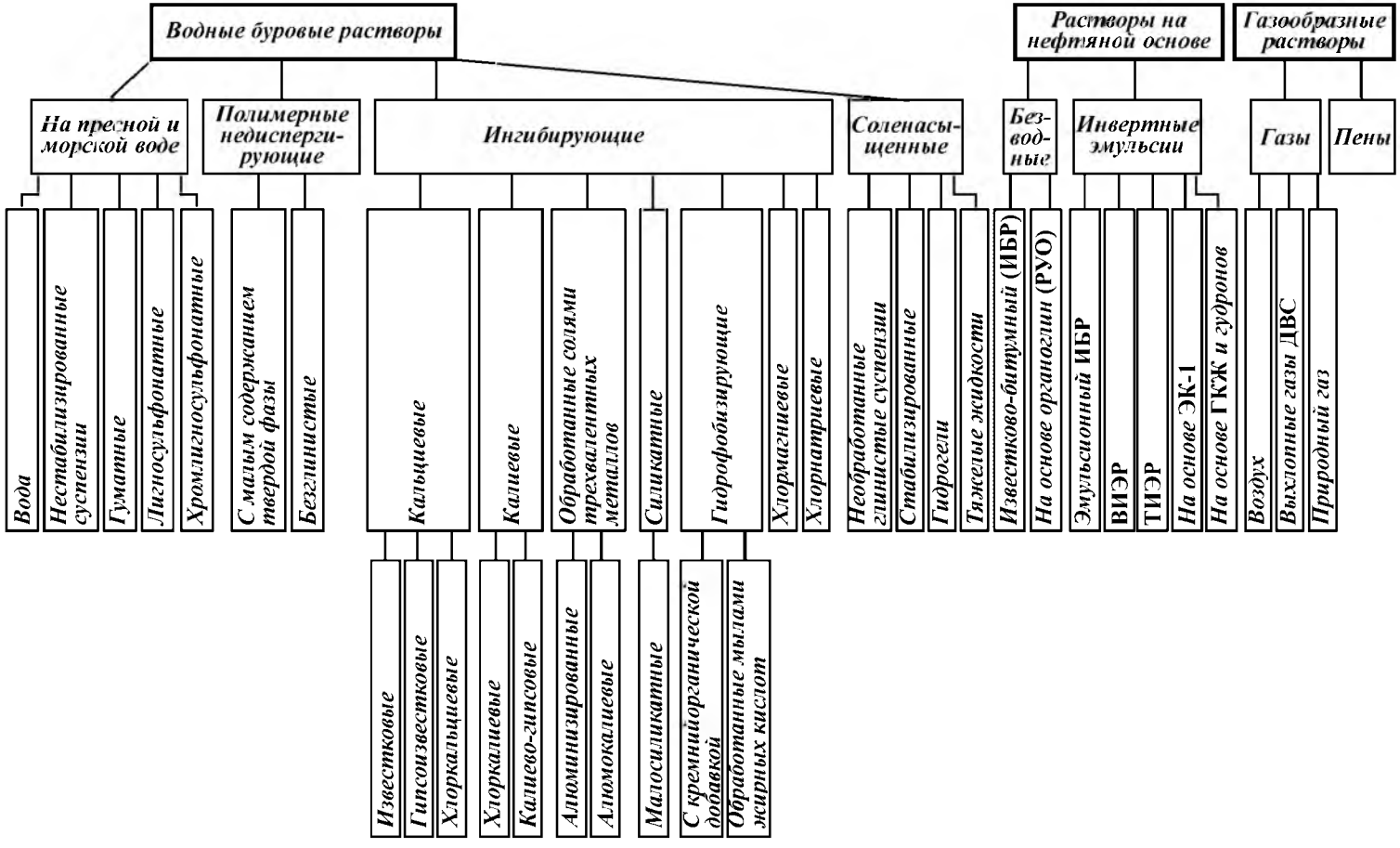


Рис. 7.4. Классификация буровых растворов

характер их действия. Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают, исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

7.3.1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

В результате использования в качестве бурового раствора технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15—20 %, а механическая скорость проходки — на 25—40 %.

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчивых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

Нестабилизированные глинистые растворы (суспензии) и суспензии из выбуренных пород представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем «самозамеса» из разбуриваемых пород.

Применяют их в основном при бурении с поверхности в устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуриваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1,05—1,24 г/см^3, условную вязкость 25—50 с; показатель фильтрации, СНС и pH не регламентируются.

В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируют, разбавляя их водой.

Гуматные растворы — это буровые глинистые растворы, стабилизированные углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120—140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при температуре 200 °С, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м^3 гуматного раствора требуется (в кг): глины 50—200, сухого УЩР 30—50, Na_2CO_3 3—5 (при необходимости), воды 955—905, утяжелитель добавляют до необходимой плотности раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность 1,03—2,2 г/см^3, условная вязкость 20—60 с, $СНС_1$ = 18÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 36÷120 дПа, показатель фильтрации 4—10 см^3/30 мин, pH = = 9÷10.

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3—5 кг УЩР на 1 м^3 раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрила-

тами, лигносульфонатами, КМЦ); для предотвращения загустевания при забойных температурах выше 100 °С раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами (0,5—1 кг на 1 $м^3$ раствора).

Лигносульфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбуривании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °С.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 $м^3$ лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины 80—200, ССБ 30—40, УЩР 10—20, NaOH 5—10, пеногасителя 5—10, воды 940—900, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность 1,06—2,2 г/$см^3$, условная вязкость 18—40 с, показатель фильтрации 5—10 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 5÷45 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷90 дПа, pH = 8÷10.

Хромлигносульфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатными) реагентами (окзил, ФХЛС, КССБ-4) или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан). Эти растворы предназначены для разбуривания глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Они отличаются более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и более высокой термостойкостью (до 180 °С).

Наибольший разжижающий эффект достигается при pH бурового раствора 9—10.

На приготовление 1 $м^3$ раствора только на основе хромлигносульфонатных реагентов (в пересчете на сухое вещество) необходимо (в кг): глины 80—200, окзила (или ФХЛС) 10—20, КССБ-4 40—30, NaOH 2—5, $Na_2Cr_2O_7$ (или $K_2Cr_2O_7$) 0,5—1, пеногасителя 3—5, воды 940—900, утяжелителя — до получения требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,06—2,2 г/$см^3$, условная вязкость 18—40 с, показатель фильтрации 4—10 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 6÷45 дПа, $СНС_{10}$ = = 12÷90 дПа, pH = 9÷10.

Для приготовления 1 $м^3$ хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, в пересчете на сухие вещества необходимо (в кг): глины 40—100, NaOH 3—5, полимерного реагента (КМЦ, М-14, метас и др.) 3—5, окзила 30—50, хроматов 0,5—1, воды 965—925, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03—2,2 г/$см^3$, условная вязкость 25—60 с, показатель фильтрации 3—6 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 18÷60 дПа, pH = = 8÷9.

В качестве основы для хромлигносульфонатного раствора могут быть использованы глинистая суспензия, приготовленная из предварительно

гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор.

В хромлигносульфонатный, как и в лигносульфонатный, можно перевести любой пресный раствор. Регулирование показателей хромлигносульфонатного раствора аналогично лигносульфонатному. Показатель фильтрации регулируется добавками полимерного реагента (0,5—1 кг реагента на 1 $м^3$ бурового раствора).

Полимерные недиспергирующие буровые растворы — водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов — предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизованный полиакриламид — ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80 %) высококоллоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 $м^3$ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40—50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4—5, воды 810—850, ПАА 25—50 (0,5%-ного раствора), нефти 100—80, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03—2 г/$см^3$, условная вязкость 20—60 с, показатель фильтрации 5—8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = = 24÷90 дПа, pH = 8÷9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора — низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5—2 %.

Для приготовления 1 $м^3$ безглинистого раствора требуется 975—970 л воды и 25—30 кг ПАА (8%-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЩР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5%-ный раствор ПАА из расчета 10—20 л/$м^3$.

Таблица 7.4

Полимерные недиспергирующие растворы на основе акриловых полимеров

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025 – 0,03	РКП	0,1 – 0,2	ГКЖ-10, ГЖК-11	0,4
Понизитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125 – 0,15	«	0,1 – 0,2	М-14	0,2
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05 – 0,1	ПАК	0,05 – 0,1	НТФ	0,05 – 0,1

При разбуривании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой $(10 \div 15)10^6$ молекулярной массы (ПАА), выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой — средней $(2 \div 6)10^5$ молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5) — обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя. Обычно их применяют в соотношении 1:5 — 1:10.

В случае повышения содержания глинистой фазы в растворе используются недиспергирующие разжижители-дефлокулянты (НТФ, ПАК).

Типичные рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 7.4.

7.3.2. ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

а) ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);

б) добавки солей поливалентных металлов, переводящих растворы в гидроокиси;

г) обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноемкость буровых растворов;

д) использования модифицированных лигносульфонатов;

е) обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбуривании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с pH = 11÷13. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограниченно термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы — это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Для приготовления алюминатного глинистого раствора используют черкасский немодифицированный бентонит или другую кальциевую глину. Преимущество АлГР, приготовленного из кальциевых глин, по сравнению с раствором из натриевых глин следующее: при равном расходе реагентов он имеет меньшие значения показателя фильтрации, вязкости и СНС.

Порядок приготовления АлГР следующий: в воду, содержащую необходимое количество ССБ, добавляют глину и вводят алюминат натрия. В связи с недостаточным выпуском алюмината натрия возможна его замена алюминатом кальция, в качестве которого используют глиноземистый (или гипсоглиноземистый) цемент.

На приготовление 1 $м^3$ АлГР требуется (в кг): глины 500—700, воды 765—540, ССБ (50%-ной концентрации) 30—150, $NaAlO_2$ (30%-ной концентрации) 5—30. Плотность получаемого раствора 1,3—1,5 $г/см^3$.

После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до 1,5 $г/см^3$, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Однако приготовить алюминатный раствор плотностью 1,04—1,08 $г/см^3$ невозможно.

Пенообразование у растворов, содержащих лигносульфонаты, уменьшается с увеличением добавок алюмината натрия и содержания глинистой фазы. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

Известковые растворы с высоким pH — это сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбуривании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноемкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

В отличие от алюминатных известковые растворы — ограниченной солестойкости (до 5 % по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов — невысокая термостойкость (100—120 °С).

На приготовление 1 $м^3$ известкового раствора (в пересчете на сухое

вещество) требуется (в кг): глины 80—120, УЩР 5—10, лигносульфоната 50—30, каустика 5—3, воды 913—915, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1—3 кг/м^3 КМЦ (или гипана) или 20—30 кг/м^3 КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность 1,08—2,2 г/см^3, условная вязкость 18—30 с, показатель фильтрации 4—8 см^3/30 мин, СНС$_1$ = 6÷24 дПа, pH = 11÷12,5. Содержание извести в растворе должно составлять 3—5 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате раствора — 100—300 мг/л.

Для приготовления известкового глинистого раствора глинопорошок необходимо предварительно продиспергировать в пресной воде с добавкой УЩР, влить воду, щелочной раствор лигносульфоната (ССБ, окзил или др.) и ввести известь в виде пушенки или известкового молока. Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор.

Для перевода раствора в известковый основное значение имеют концентрация глинистой фазы и ее коллоидность. Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2—5 %) и при необходимости — воду. После получения вязкости 25—30 с (по ПВ-5) раствор обрабатывают известью (0,5—1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2—3 %). Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1—0,3 % КМЦ, 1—3 % КССБ или другие добавки.

Известковые растворы применяют до температуры 100—120 °С.

Безглинистые солестойкие растворы **(*БСК*)** состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ — гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных катионов в буровом растворе и разбуриваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла — $Ca(OH)_2$, $Ba(OH)_2$ и др.

Недостатки этих растворов — низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затвердение раствора.

Основные материалы для приготовления раствора БСК — бурый уголь или торф, каустическая сода и гидроксид двухвалентного металла. В начальной стадии приготовления необходимы повышенные концентрации каустической соды при насыщении системы гидроксидом кальция и некотором его избытке. Количество бурового угля при приготовлении жидкости может меняться в зависимости от того, заменяется ли система глинистого

раствора полностью или используется часть глинистого раствора, находящегося в скважине.

Для приготовления 1 $м^3$ БСК требуется (в кг): бурового угля 300—400, каустической соды 15—20, известкового молока (плотностью 1,1—1,12 $г/см^3$) 90—100, воды 750—700. При использовании части глинистого раствора на 1 $м^3$ расходуется 50—150 кг бурового угля, 10—15 каустической соды, 15—45 л известкового молока.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности (pH = 13÷14) раствор термостоек до 100 °С.

Кальциевые растворы — ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов-понизителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества — носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Известковый раствор с низким pH — кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением pH раствора (9—9,5), предназначен для разбуривания глинистых отложений; термостоек до 160 °С.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и pH раствора.

На приготовление 1 $м^3$ известкового раствора с низким pH требуется (в кг): глины 80—200, лигносульфонатного реагента 20—30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5—10, воды 915—867, известкового молока (плотностью 1,10—1,12 $г/см^3$) 3—6, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность 1,04—2,2 $г/см^3$, условная вязкость 25—40 с, показатель фильтрации 4—8 $см^3$/мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах от 0,5 до 1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате — 500—600 мг/л.

Гипсоизвестковый раствор — ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебастра) в раствор составляет 20—25 $кг/м^3$. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах от 700 до 3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 $м^3$ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80—200, воды 950—900, оксила (или ФХЛС) 5—10, $Ca(OH)_2$ (или KOH) — 2—3, КМЦ 3—5, $Na_2Cr_2O_7$ (или $K_2Cr_2O_7$) 0,5—1, гипса (или алебастра) 15—20, пеногасителя 3—5, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04—2,2 $г/см^3$, условная вязкость 25—40 с, показатель фильтрации 3—6 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Хлоркальциевый раствор (ХКР) — ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000—5000 мг/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуривании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Из-за отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость раствора ограничена (100 °С).

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и общую минерализацию.

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25—30 с, $СНС_1$ = 12÷24 дПа, $СНС_{10}$ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3—5 $см^3$/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 $м^3$ раствора требуется (в кг): глины 80—200, КССБ 5—70, КМЦ (или крахмала) 10—20, $CaCl_2$ 10—20, $Ca(OH)_2$ 3—5, NaOH 3—5, воды 920—870, пеногасителя 5—10.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при pH = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности — гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

На приготовление 1 $м^3$ хлоркалиевого раствора требуется (в кг): глины 50—100, KCl 30—50, полимера (КМЦ, М-14, метас, крахмал) 5—10, КССБ 30—50, КОН 5—10, пеногасителя 2—3, воды 940—920, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08—2 г/$см^3$, условная вязкость 25—40 с, показатель фильтрации 4—8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = = 36÷120 дПа, pH = 9÷9,5.

Основной показатель качества — содержание хлорида калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно иметь значения от 30 до 70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию, его ингибирующее действие сильнее.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалиевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 $м^3$ калиево-гипсового раствора требуется (в кг): глины 60—150, окзила (КССБ-4) 30—50, КМЦ (крахмала) 5—10, КС1 10—30, КОН 5—10, гипса ($CaSO_4$) 10—15, пеногасителя 2—3, воды 930—890, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08—2,2 $г/см^3$, условная вязкость 20—30 с, показатель фильтрации 4—8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 6÷36 дПа, $СНС_{10}$ = = 12÷72 дПа, pH = 8÷9.

Основные показатели качества, определяющие назначение раствора, — содержание хлорида калия в фильтре (30—70 г/л) и ионов кальция (1000—1200 мг/л).

Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов. С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость.

Ионы алюминия, хрома и железа адсорбируются на глинистых минералах более прочными связями, чем другие обменные катионы, при этом общая обменная емкость глинистых минералов снижается. Однако все названные выше катионы существуют только в кислой среде (pH ≤ 4). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроксиды соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют pH = 7, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях pH — в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов.

Алюминизированный раствор содержит в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает 200 °С и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллоидальную и комовую глины, сернокислый или хлористый алюминий, гидроксид натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (окзил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигается вводом полимерного реагента — КМЦ, метаса, М-14, гипана и др.

На приготовление 1 $м^3$ такого раствора требуется (в кг): глины 60—150, соли алюминия 3—5, КМЦ (или метас, М-14, гипан) 3—5, NaOH 1—3, хромпика 0,5—1, воды 970—935, окзила 10—30, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах от 8,5 до 9,5.

Алюмокалиевый раствор содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия; pH таких растворов поддерживается близким к нейтральному. Ингибирующее действие этого раствора выше, чем алюминизированного. Он может использоваться и для разбуривания увлажненных глинистых отложений.

Раствор готовят аналогично алюминизированному. В качестве ингибирующей добавки вводят алюмокалиевые квасцы, гидроксид калия, бихромат калия.

На приготовление 1 $м^3$ раствора требуется (в кг): глины 60—150, $KAl(SO_4)_2$ 3—5, КОН 1—3, $K_2Cr_2O_7$ 0,3—0,5, воды 960—920, окзила 20—30, метаса (или М-14) 3—5, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород. Принцип упрочнения

сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины и быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола.

Растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 $м^3$ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80—100, воды 935—900, УЩР 30—50, Na_2SiO_3 20—40, КМЦ (или М-14) 5—10, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05—2 г/$см^3$, условная вязкость 20—40 с, показатель фильтрации 4—8 $см^3$/30 мин; $СНС_1$ = 9÷45 дПа, pH = = 8,5÷9,5. Оптимальное значение pH, при котором раствор считается термостойким, находится в диапазоне 8,5—9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (например, ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора кроме ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент — понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ; ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора. Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды через скважину. При использовании ПАА предварительно, за 1—2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, в котором ПАА и ГКЖ берут в соотношении 1:20 (в пересчете на 6%-ный ПАА марки АМФ это составляет 1:6, а на товарный ПАА:ГС — 1:10).

Состав реагента (в кг): ПАА (в пересчете на сухое вещество) 2—3, кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) 40—60, вода 958—937.

Для приготовления реагента в расчетное количество воды добавляют ГКЖ и полученную смесь перемешивают до однородного состояния.

При использовании ГКЖ в сочетании с КМЦ или КССБ раствор обрабатывают путем раздельного ввода реагентов. Вначале в воду добавляют 0,3—0,35 % ГКЖ, а затем по мере обогащения воды глинистой фазой раствор стабилизируют КМЦ или КССБ.

Свойства раствора: плотность 1—1,24 г/$см^3$, вязкость 25—30 с, показатель фильтрации 5—8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 27÷90 дПа, pH = 8÷9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтеновых кислот, обес-

печивающих ингибирование и гидрофобизацию. При взаимодействии щелочных мыл с катионами трехвалентных металлов (железа, алюминия) образуются нерастворимые в воде, но химически активные мыла, которые в зависимости от pH среды могут быть одно-, двух- и трехзамещенные.

Готовят раствор из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка. Полученную суспензию обрабатывают полимерным реагентом, вводя смесь нафтената алюминия с нефтью.

Для приготовления 1 $м^3$ глинистого раствора требуется (в кг): глины 30 — 80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3 — 5, ОП-10 10 — 7 (при необходимости утяжеления), воды 875 — 888, смеси СНАН (мылонафт, квасцы, нефть в соотношениях 2:0, 6:1) 100 — 70.

Свойства раствора: плотность 1,06 — 1,18 г/$см^3$, вязкость 18 — 20 с, показатель фильтрации 3 — 5 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = 6÷18 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷24 дПа, pH = 8÷9.

7.3.3. СОЛЕНАСЫЩЕННЫЕ РАСТВОРЫ

Во избежание кавернообразований соли разбуривают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами-понизителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

Раствор на основе гидрогеля магния состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния.

Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород — бишофита, карналлита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5 — 2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или «молока». Через 1 — 2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30 — 40 с, а $СНС_1$ — до 20 — 30 дПа, в гидрогель добавляют реагент-понизитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5 — 10 % оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 $м^3$ раствора требуется (в кг): $MgCl_2$ (или $MgSO_4$) 300 — 280, NaOH 15 — 20, $Mg(OH)_2$ (или MgO) 50 — 100, КМЦ 20 — 25, КССБ-4 30 — 50, воды 850 — 800.

Свойства раствора: плотность 1,2 — 2 г/$см^3$, условная вязкость 20 — 40 с, показатель фильтрации 5 — 10 $см^3$/30 мин и более, $СНС_1$ = 6÷36 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷42 дПа, pH = 7,5÷8,5.

7.3.4. РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах в последние десятилетия были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе и косвенно ее оценивают по давлению водяных паров.

Как показывают результаты исследований ВолгоградНИПИнефти, процесс гидратации глин можно частично снизить или полностью приостановить, повысив концентрацию электролита в водной фазе инвертной эмульсии.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Известково-битумный раствор **(*ИБР*)** — раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор имеет высокую термостойкость (200—220 °С). Разработан в ГАНГ им. И.М. Губкина.

Содержание компонентов в 1 $м^3$ ИБР различной степени утяжеления приведено в табл. 7.5.

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, указанный в табл. 7.10 компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение извести и битума должно варьировать от 1:1 до 2:1.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с ГАНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявления сероводорода.

Составы ИБР-2 и ИБР-4 различной плотности приведены в табл. 7.5, а показатели их свойств — в табл. 7.6.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2—3 %.

Необходимое условие приготовления ИБР — возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

Эмульсионный известково-битумный раствор **(*ЭИБР*)** — инвертная

Таблица 7.5

Состав известково-битумных растворов (кг на 1 м^3 раствора)

Компонент	Плотность, г/см^3											
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
	ИБР											
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	495	478	461	444	427	410	393	376
Битум с температурой размягчения 120 – 155 °С (по методам К и Ш)	155	145	135	125	115	105	95	85	75	65	55	45
Негашеная известь (CaO)	310	290	270	250	230	210	190	170	150	130	110	90
Бода	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20	16
Сульфонол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Барит влажностью менее 2 %	100	250	400	550	700	850	1000	1150	1300	1450	1600	1750
	ИБР-2											
Дизельное топливо	569	552	535	518	501	484	467	450	433	416	399	382
Битум	98	92	86	80	74	80	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по CaO)	147	138	129	120	111	102	93	84	75	66	57	48
Бентонит	64	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20
Бода	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	11
Сульфонол	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
СМАД-1	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	15
Эмультал	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Барит + ЖС-7	267	404	541	678	806	952	1083	1220	1357	1494	1630	1747
	ИБР-4											
Дизельное топливо	597	580	583	546	527	509	493	474	456	438	421	403
Битум	98	92	86	80	74	68	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по CaO)	196	183	169	156	142	129	115	102	88	75	61	48
Бода	40	37	34	32	29	26	23	21	18	15	12	10
Бентонит	53	50	47	44	41	38	35	32	29	26	23	20
Кр[1]	12	13	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
Барит + ЖСК-7	204	345	487	626	796	910	1050	1191	1333	1474	1614	1755

[1] Кр на 1 м^3: 400 л сульфонола НП-3 (40%-ный раствор); 40 кг $CaCl_2$; 195 л СМАД-1; 195 л ИКБ-4 «Н»; 195 л дизельного топлива.

Таблица 7.6

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4

Показатели	Предел изменения			
	ИБР-2	ИБР-4		
		1	2	3
Плотность, г/см^3	1,05 – 2,3	1,1 – 1,5	1,5 – 1,9	1,9 – 2,3
Условная вязкость, с, при истечении 100 см^3 раствора из залитого 200 см^3 (при 46 °С)	9 – 20	15 – 25	16 – 30	18 – 40
Статическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа:				
$СНС_1$	0 – 50	6 – 20	24 – 40	30 – 50
$СНС_{10}$	6 – 100	12 – 40	40 – 90	60 – 120
Пластическая вязкость (при 46 °С), мПа·с	≤ 100	50 – 70	60 – 80	70 – 90
Динамическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа	≤ 100	30 – 60	50 – 100	70 – 120
Фильтрация, см^3/30 мин	0 – 1,5	0,5 – 1,5	0,5 – 1,5	0,5 – 2
Содержание водной фазы (допустимое), %	<10	<20	<20	<20

Примечания: 1. Электростабильность 600 Б. 2. Для ИБР-4 цифры 1, 2, 3 обозначают номера рецептур.

эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180 – 190 °С).

Ниже приведены показатели качества ЭИБР (помимо технологических свойств, общепринятых для буровых растворов).

Электростабильность (напряжение электропробоя), Б	250 – 300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %	20
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	1
Наличие воды в фильтрате	Нет

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР) разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора — эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м^3: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли $MgCl_2$, $CaCl_2$ или $NaCl_2$ 450 л, СМАД 30 – 40 л; эмульгатор (эмультал) 15 – 20 л; бентонит 10 – 15 кг, барит — до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15 – 20%-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м^3), при 100 – 120 °С — 2 % (20 кг на 1 м^3), при более высокой температуре (140 – 150 °С) — 3 % (30 кг на 1 м^3).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели.

Электростабильность, В	100
Глиноемкость, %	20
Показатель фильтрации, $см^3$/30 мин	0,5
Наличие воды в фильтрате	Нет

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор **(*ТИЭР*)** разработан совместно ВНИИБТ и СевКавНИПИнефтью. ТИЭР — инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. Применяют его при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 7.7, а составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины — в табл. 7.8.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах.

Электростабильность, В	250 – 450
Показатель фильтрации при 150 °С, $см^3$/30 мин	2 – 3
Наличие воды в фильтрате	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{ПЛ}$ = 60÷90 мПа·с, $СНС_1$ = = 12÷85 дПа, $СНС_{10}$ = 24÷110 дПа. Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Таблица 7.7

Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз (вода:масло)	Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	черкасской	саригюхской	асканской	
60:40	2	1,5	1	100
60:40	3	2	1,5	125
60:40	–	3	2	150
50:50	–	5	4	180
40:60	–	6	5	200

Примечание. Содержание мыльного эмульгатора: 4 % СМАД и 2 % CaO.

Таблица 7.8

Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР

Соотношение фаз (вода:масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, $г/см^3$	Предел термостойкости, °С
60:40	3	1,25	150
50:50	3	1,5	150
40:60	3	2,6	180
30:70	4	2,25	200
20:80	5	2,5	200

Разбуриваемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросит, имеющих размеры ячеек не более 0,6 – 0,8 мм.

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1 разработана в б. ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20 – 25 %. Это обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах.

Плотность, г/см^3	1,03 – 2,1
Условная вязкость, с	150 – 200
СНС$_{1/10}$, дПа	3 – 24/12 – 48
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	3 – 6
Электростабильность, В	250 – 500
Глиноемкость, г/л, не менее	225
Наличие воды в фильтрате	Нет

7.3.5. ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента не оказывает значительного влияния на технологический процесс бурения, тем не менее при выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Как в СНГ, так и за его рубежами наибольшее распространение получили бурение скважин и вскрытие продуктивного пласта по схеме прямой циркуляции с использованием сжатого воздуха или газа.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80 – 100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Наиболее распространенный и эффективный способ преодоления небольших и средних притоков пластовой воды — применение пенообразующих ПАВ. Предельное значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет около 120 л/ч. При притоках воды в указанном выше количестве использование ПАВ предотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

Таблица 7.9

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфонол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные (ρ = = 1,0015 г/см^3, жесткость ≈ 0,09 моль/кг)	1:2 – 1:1
«Прогресс»	0,1	То же	То же	1:2 – 1:1
ОП-10	0,1	«	«	4:1 – 1:1
ОП-7	0,1	«	«	4:1 – 1:1
КАУФЭ-14	0,12	«	«	1:2
Азолят А	0,1	«	«	1:2
«Прогресс»	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные (ρ = 1,0015 ÷ ÷1,0283 г/см^3, жесткость 0,09 – 1,43 моль/кг)	1:2
ОП-10	0,2	То же	То же	4:1 – 1:1
ОП-7	0,2	«	«	4:1 – 1:1
Сульфонол НП-1	0,42	«	«	1:2
«Прогресс»	1 – 1,2	«	Рассолы (ρ = 1,19 г/см^3)	1:2

Примечание. Рабочая температура 20 – 50 °С.

Некоторые из ПАВ, рекомендованные научно-исследовательскими институтами для бурения с использованием газообразных агентов, приведены в табл. 7.9.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3 – 0,8 гидростатического.

Для получения устойчивой пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор — воздух.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок.

Из неорганических анионов в наибольшей степени способствуют пенообразованию фосфаты. Влияние катионов существенно меньше.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим.

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы)	0,5 – 5
Полимер-стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС)	0,2 – 0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl)	0,1 – 0,5
Вода	Остальное

В состав менее устойчивых пен вводят 0,5—10 г/л пенообразующего ПАВ, остальное вода.

Всесторонне пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами:

1) пенообразующей способностью (вспениваемостью) — объемом пены (в мл) или высотой ее столба (в мм), который образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени;

2) кратностью пены β — отношением объема пены $V_п$ к объему раствора $V_ж$, который требуется для ее образования:

$$\beta = V_п / V_ж;$$

3) стабильностью (устойчивостью) пены, временем существования определенного объема пены;

4) дисперсностью — средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

5) механическими свойствами — относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, которая может колебаться от 0,5 ρ (где ρ — плотность жидкости) до 0, и прочностью структуры (СНС).

Наиболее распространен в промышленности диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха.

Технологически это осуществляется действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа, эжектированием воздуха движущейся струей раствора, пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

При приготовлении и применении пен необходимо учитывать следующие факторы:

1) мыла жирных кислот имеют максимальную пенообразующую способность при pH = 8÷9;

2) алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых значениях pH, кроме pH > 12;

3) пенообразующая способность ПАВ не изменяется при pH = 3÷9;

4) пенообразующая способность ПАВ увеличивается с повышением температуры до 90 °С;

5) чем меньше поверхностное натяжение, тем выше пенообразующая способность;

6) соли-жидкости подавляют пенообразование;

7) полимерные реагенты-стабилизаторы повышают структурно-механические свойства пен.

Приготовленную пену нагнетают в скважину до полной очистки ее от глинистого раствора, воды и шлама.

7.3.6. ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ

Тяжелые жидкости — растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей — вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктив-

ных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения кольматации продуктивного пласта. При этом (по зарубежным данным) в 2—5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль	NaCl	CaCl	$CaBr_2$
Плотность сухого вещества, г/см^3	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см^3	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением — плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9—15 см^3/30 мин).

Применение тяжелых жидкостей для бурения скважин вследствие их малой вязкости и отсутствия твердой фазы обеспечивает существенное повышение скоростей бурения. При использовании тяжелой жидкости сокращается и расход долот на 15—20 %.

7.4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

7.4.1. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БАЗОВЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

Глина

Одним из основных компонентов большинства буровых растворов является глина. Для бурения скважин используют бентонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой группы. Кристаллическая решетка — трехслойная (2:1). Пакеты образованы из алюмокислородного слоя октаэдрического (монтмориллонит, нонтронит, бейделлит) или триоктаэдрического (сапонит, гекторит) строения, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов покрыты атомами кислорода, поэтому при их соприкосновении возникают лишь слабые Ван-дер-Ваальсовы силы. В связи с этим при смачивании глины молекулы воды или другой полярной жидкости легко проникают в межпакетное пространство, вызывая его увеличение с 0,96 до 2,14 нм. При этом происходит значительный рост объема глины (набухание) и диспергирование ее до элементарных частиц.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01—0,4 мкм и примерно в 10—100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока (табл. 7.10). Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Величина обменного комплекса у монтмориллонита составляет $(80 \div 150)10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсор-

Таблица 7.10

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глинистые минералы	Объемная емкость, 10^{-3} моль/100 г	SiO_2/R_2O_3	Эффективная удельная поверхность, $м^2/г$	Теплота смачивания, кДж/г
Каолинит	3 – 15	2 – 3	20 – 80	2 – 13
Галлуазит	5 – 10	2 – 3	100 – 170	–
Иллит	10 – 40	3 – 4	400 – 500	42 – 55
Сепиолит, аттапульгит, палыгорскит	20 – 30	2,1 – 2,5	800 – 1000	46 – 122
Монтмориллонит	80 – 150	4 – 7	450 – 900	46 – 122
Вермикулит	100 – 150	4 – 7	–	105 – 126

бированных на плоскостях и гранях пакетов, может быть преимущественно представлен как Na^+, K^+, так и Ca^{2+} и Mg^{2+}. Двухвалентные катионы увеличивают силу притяжения между пакетами, поэтому Са-бентонит хуже диспергируется и набухает. Наиболее целесообразно использовать бентониты с высокой емкостью обмена с преимущественным содержанием Na^+. Такие бентониты образуют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при относительно низкой концентрации твердой фазы.

Палыгорскит (аттапульгит) — водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные каналы размером 0,64 – 0,37 нм. Обменная емкость палыгорскита невысока — $(20 \div 30)10^{-3}$ моль на 100 г глины, что объясняется трудностью обмена ионов, прочно связанных с элементами структуры внутри цеолитоподобных каналов, на долю которых приходится значительная часть поверхности минерала. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму: 1,1 – 0,6, ширина 0,015 – 0,035, толщина 0,005 – 0,015 мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игольчатых частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игольчатую форму частиц.

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений. В иллите, например, два иона Al^{3+} в октаэдрах могут замещаться двумя ионами Mg^{2+}. Дефицит заряда, локализованный в кремнекислородном слое вблизи поверхности элементарных пакетов, компенсируется необменными катионами K^+, размещенными в гексагональных ячейках межпакетного пространства. Большая фиксированность пакетов обусловливает невозможность внедрения между ними полярных жидкостей, а следовательно, и набухания. Обменными являются только катионы, расположенные на краях. Гидрослюдистые минералы преобладают во многих минеральных глинах, применяющихся в качестве местных материалов для буровых растворов.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1:1) решетку без зарядов на поверхности. Элементарные пакеты состоят из слоя кремнекислородных тетраэдров и связанного с ним через общие атомы кислорода алюмокислородного слоя диоктаэдрического строения. Атомы кислорода и гидроксиды смежных кремне- и алюмокислородного слоев двух соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью. Поэтому каолинит трудно диспер-

гируется, имеет малую емкость обмена и плохо набухает, так как катионы и вода не могут проникнуть в межпакетное пространство. Частицы каолинита — шестиугольные, несколько вытянутые пластинки. Максимальный поперечный размер их 0,3—4, толщина 0,05—2 мкм.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюды с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита. Основной показатель качества (сортности) глин — выход раствора — количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044—74 (табл. 7.11).

Недостаток существующих технических условий — отсутствие ограничений снизу на показатели выхода раствора (4-й сорт), что в принципе позволяет использовать любую низкосортную глину. Техническими условиями определяются также методы контроля, правила приемки, транспортирования и хранения глин и гарантийные обязательства поставщика.

Технологические свойства различных глин СНГ и США приведены соответственно в табл. 7.12 и 7.13.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский и черкасский бентониты 1-го сорта. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при объемной концентрации 3—4 %, что соответствует выходу раствора более 10 $м^3$/т.

2. Глины средней коллоидности — огланлинский, черкасский (2-й сорт), саригюхский (2-й и 3-й сорта) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10—4 $м^3$/т.

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтеабадская, биклянская), дающие выход раствора менее 4 $м^3$/т. Они характеризуются высоким объемным содержанием твердой фазы в суспензии (14—22 %) и высокой плотностью (1,22—1,35 г/$см^3$).

Для ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную природную (или с добавкой химических реагентов) глину. Для приготовления буровых растворов применяют глинопорошки из бентонитовых, палыгорскитовых и гидрослюдистых глин. В процессе производства возможно повышение качества глинопорошков путем обработки глин различными реагентами во время помола. Лучшие качества бентонитовых глинопорошков,

Таблица 7.11

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, $м^3$/т, не менее	10	8	6	>6
Плотность раствора, 10^3 кг/$м^3$, не более	1,06	1,08	1,10	>1,11
Содержание песка, %, не более	6	7	7	8

Примечание. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1-го сорта.

Таблица 7.12

Технологические свойства глин (СНГ)

Глина	Общая обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	Состав обменных катионов, 10^{-3} моль/100 г		Коэффициент коллоидальности K^*	Выход раствора из 1 т глины, м^3	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						
		Ca+Mg	Na+K			ρ, г/см^3	Ф, см^3/30 мин	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
Саригюхский бентонит:												
1-й сорт	85,49	32,89	43,88	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2-й сорт	73,20	–	–	–	10,5	1,06	12	16,23	45,52	12,0	48,0	4,60
3-й сорт	69,80	–	–	–	7,9	1,08	13	–	18,32	12,6	24,90	5,50
Черкасский бентонит:												
1-й сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7	1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
2-й сорт	68,16	–	–	–	9,8	1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
Огланлинский бентонит	76,43	–	–	–	10,6	1,05	24	33,38	38,70	17,5	23,40	3,85
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4	1,22	53	31,54	33,77	9,5	79,56	12,87
Кутанакская (талалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9	1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
Нефтеабадская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0	1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
Палыгорскит	29,80	–	–	–	3,48	1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
Биклянская	26,82	–	–	–	2,24	1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80

$^*K$ – отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.

Таблица 7.13

Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глины	Выход раствора, $м^3/т$	Показатель фильтрации, $см^3$ при вязкости $15 \cdot 10^{-3}$ Па·с	pH
Гекторит (Калифорния)	25,4	7,0	8,6
Na-монтмориллонит (Вайоминг)	19,9	11,0	8,2
Са-монтмориллонит (Калифорния)	11,3	15,0	8,7
Са-монтмориллонит (Техас)	2,9	11,0	7,5
Иллит (Иллинойс)	2,1	57,0	7,4
Каолинит (Джорджия)	2,2	190,0	7,0
Аттапульгит (Джорджия)	16,7	105,0	7,1
Галлуазит (Колорадо)	2,7	35,0	7,7

например, получают при введении Na_2CO_3 и акриловых полимеров (М-14, метас).

Эффект модификации выражается в повышении вязкости глинистой суспензии за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды и вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. Добавки Na_2CO_3 необходимы для перевода бентонита в Na-форму, которая лучше диспергируется в воде, вследствие чего увеличиваются активная поверхность бентонита и количество адсорбированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18—20 $м^3/т$ и более.

В соответствии с техническими условиями основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 7.14).

Основной показатель качества палыгорскитового порошка — способность его образовывать в насыщенном растворе NaCl устойчивую суспензию. Устойчивость суспензии характеризуется величиной отстоя. Показатели качества палыгорскитовых порошков приведены ниже.

Влажность, %, не более	25
Тонкость помола — остаток на сите № 020К, %, не более	10
Отстой 7%-ной суспензии, содержащей 25 % соли (NaCl) на жидкую фазу, за 2 ч, %, не более	2
Содержание песка через 1 мин, %, не более	1

Таблица 7.14

Показатели качества глинопорошков

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5				
	Сорт				
	Высший	1	2	3	4
Плотность раствора, 10^3 $кг/м^3$, не более	1,043	1,053	1,073	1,100	>1,100
Выход раствора, $м^3/т$, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8

Примечания: 1. Высший и частично первый сорт получают модифицированием глин Na_2CO_3 и метасом (или М-14) при помоле. 2. Влажность 6—10 %. 3. Остаток на сите по результатам ситового анализа суспензии с сеткой № 0,5 отсутствует, с сеткой № 0075 не более 10 %.

Требования к качеству бентонитовых порошков, регламентируемые стандартом АНИ, соответствуют получению 17,5 $м^3$ суспензии (21 г бентонита в 350 $см^3$ дистиллированной воды) с эффективной вязкостью $15 \cdot 10^{-3}$ Па·с (при градиенте скорости 1022 $с^{-1}$) из 1 т глинопорошка. Эти требования представлены ниже.

Предельное динамическое сопротивление сдвигу, Па	1,47
Показатель фильтрации, $см^3$	14
Остаток на сите № 200 (74,36·74,36 мкм), %	2,5
Содержание влаги после отправки с места изготовления, %	12

Глины и глинопорошки применяют при бурении в качестве: коркообразующей и структурообразующей основы для приготовления буровых растворов различных типов; одного из компонентов для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и гельцементных паст для борьбы с поглощениями бурового раствора; для приготовления облегченных цементных растворов. В настоящее время комовые местные глины для приготовления буровых растворов используются ограниченно. Каолинитовые глины в чистом виде для этих целей вообще не применяются.

Глинопорошки имеют следующие преимущества по сравнению с комовыми глинами:

диспергирование (набухание) мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных, в связи с чем на приготовление бурового раствора из глинопорошка требуется меньше времени и раствор получается более высокого качества;

транспортировка глинопорошков, особенно на большие расстояния, обходится дешевле;

применение глинопорошков позволяет механизировать и автоматизировать процесс приготовления раствора.

Технически и экономически более выгодно использовать бентонитовые глинопорошки, дающие большой выход раствора из 1 т, так как они позволяют облегчить и ускорить приготовление бурового раствора, снизить затраты на транспортировку, приготовление и регулирование свойств раствора и получить растворы высокого качества с низким содержанием твердой фазы, обеспечивающие более высокие технико-экономические показатели бурения.

Глинопорошки с низким выходом раствора обычно требуются, когда необходимо получить большую плотность и пренебречь вязкостью и коркообразующими свойствами раствора. Однако использование низкоколлоидных глинопорошков связано с высоким расходом как глинопорошка, так и химических реагентов и большими затратами времени на приготовление растворов. Из низкоколлоидных глинопорошков получаются растворы с недопустимо высоким содержанием твердой фазы. Область применения палыгорскитового порошка обусловлена способностью его одинаково хорошо диспергироваться как в пресной, так и в соленой (до насыщения) воде. Основное его назначение — структурообразующий компонент для соленасыщенных буровых растворов.

Для палыгорскитовой глины характерна замедленная пептизация. Форсирование ее механическим диспергированием приводит к повреждению волокон. Поэтому более целесообразна предварительная гидратация палыгорскита в емкости с последующим диспергированием в воде путем предварительного перемешивания.

Нефть и нефтепродукты

Природные нефти и нефтепродукты из них определенного состава используются преимущественно в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяют дизельное топливо. Состояние асфальтенов (основного коллоидного компонента раствора на нефтяной основе), степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. Поэтому оптимальным для дизельного топлива считают содержание 10—20 % ароматических углеводородов и 30—50 % парафиновых. Этим требованиям отвечает дизельное топливо марок ДЛ и ДЗ.

Сырая нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти с содержанием 3—5 % асфальтенов и 8—12 % смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветрить или прогреть до 80—100 °С, чтобы удалить растворенный газ и легкие нефтяные фракции.

Битум нефтяной используется в растворах на нефтяной основе в качестве дисперсной фазы и является регулятором его структурно-механических и фильтрационных свойств. Состав и коллоидная активность битума зависят от природы сырья и условий его окисления. Битумы, получаемые окислением гудронов прямой гонки при температуре 270—290 °С, обладают хорошей структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов к смолам не менее 2,5:1. Битумы, получаемые из остатков парафиновых нефтей бескомпрессорным методом при температуре 250 °С, обладают структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов и смол к маслам более 1:4. Битум выпускается и поставляется в виде порошка в композиции с активным наполнителем — известью, затаренный в крафтмешки. В таком виде битум не слеживается при длительном хранении.

Реагенты общего назначения

Реагенты общего назначения используют для приготовления базовых растворов с целью достижения необходимых структурно-реологических и фильтрационных свойств, показателя pH. К ним относятся:

1) основания (каустическая сода, известь) и соли (карбонат и бикарбонат натрия), способные изменять концентрацию водородных ионов в растворе;

2) структурообразующие полимеры (полисахариды, биополимеры, синтетические полимеры), усиливающие прочность структуры раствора;

3) понизители фильтрации — природные и синтетические высокомолекулярные полимеры (гуматы, лигносульфонаты, эфиры целлюлозы, акриловые полимеры);

4) разжижители — химические реагенты органической и неорганической природы, способные дефлокулировать, разрушать ассоциации коллоидных частиц (гуматы, лигносульфонаты, конденсированная сульфит-спиртовая барда, танины, комплексные фосфаты).

7.4.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Приготовление раствора с использованием наиболее простой технологической схемы (рис. 7.5) осуществляется следующим образом. В емкость для перемешивания компонентов бурового раствора *1*, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями *9*, заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20 — 30 $м^3$) и с помощью центробежного или поршневого насоса *2* (обычно один из подпорных насосов) по нагнетательной линии с задвижкой *3* подают ее через гидроэжекторный смеситель *4* по замкнутому циклу. Мешок *6* с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку *7* и вручную перемещают к воронке *5*. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем *9*. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой (затвором) *8*, а величину вакуума в камере — сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают либо в другие емкости циркуляционной системы, либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Основной недостаток описанной технологии — слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый кон-

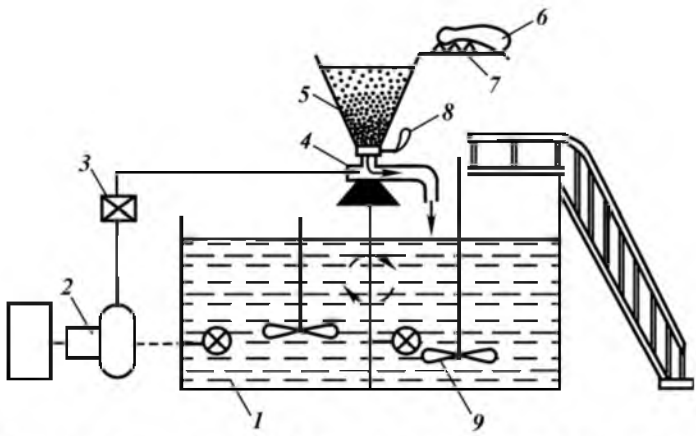


Рис. 7.5. Простейшая схема приготовления бурового раствора

троль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 $м^3$/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, различающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР-70, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 7.6) два цельнометаллических бункера *1*, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами *7*, резинотканевыми гофрированными рукавами *3* и воздушными фильтрами *2*. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель *4*, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме *5* стойках *6*. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера.

К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из

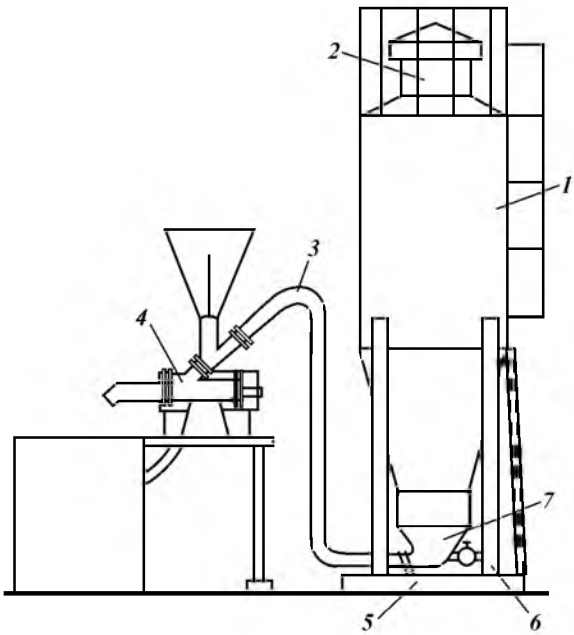


Рис. 7.6. Схема блока приготовления раствора

бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резинотканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 7.7). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы *1* пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр *2*. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубок закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.

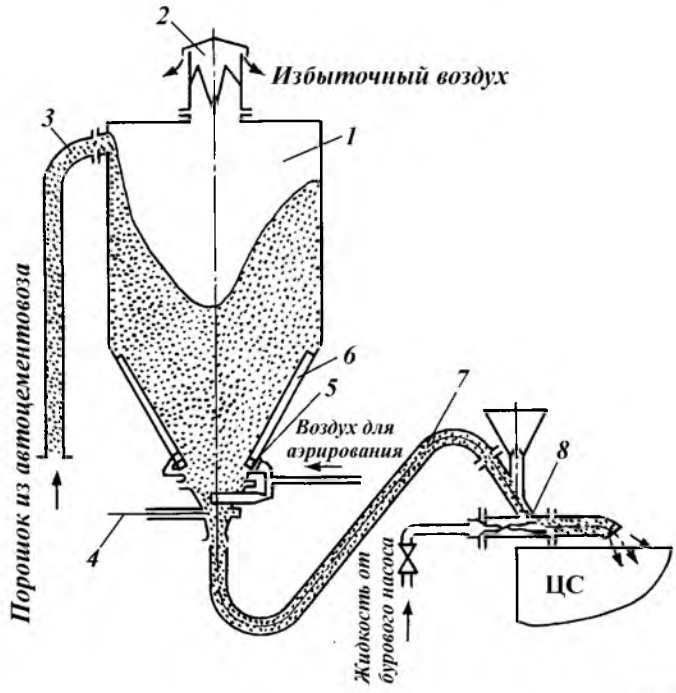


Рис. 7.7. Схема работы блока БПР:
1 — силос; *2* — фильтр; *3* — загрузочная труба; *4* — разгрузочное устройство; *5* — система аэрирования; *6* — аэродорожка; *7* — подводящий шланг; *8* — гидросмеситель

Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке	2
Объем каждого силоса, $м^3$	35
Способ загрузки силосов	Пневматический
Смесительное устройство	Гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10
Габариты, мм	6200×3300×8000

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель, который можно устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной частотой, то подачу порошкообразного материала в зону смешивания регулируют, изменяя положение специального ножа, входящего в комплект питателя.

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства. Отечественная промышленность выпускает гидравлические и механические перемешиватели.

7.4.3. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

Для очистки бурового раствора от шлама используют комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и времени.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины (исключая центрифугу).

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного

бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), т.е. каждое оборудование предназначено для выполнения определенных функций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 7.8). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита — от 5—10 до 75 мкм, шлама — от 10 мкм до 25 мм. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы «Свако», двухъярусное вибросито фирмы «Бароид» и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 150 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70—80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм — илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов — высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

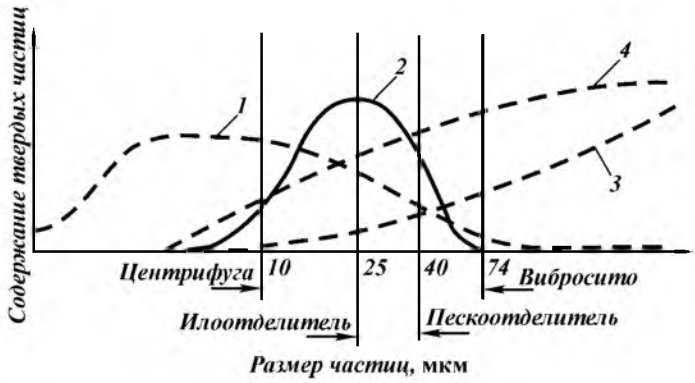


Рис. 7.8. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама:
1, 2 — дисперсный состав глинопорошка и барита; *3, 4* — дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь более 74 мкм. Частицы шлама размером от 5—10 до 75—90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более глубокодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

Вибросита

Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства.

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 7.9): основание *1*, поддон для сбора очищенного раствора *7*, приемник с распределителем потока *2*, вибрирующая рама *5* с сеткой *4*, вибратор *3*, амортизаторы *6*. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наибольшую производительность вибросито имеет в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшую — когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться. Эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды ко-

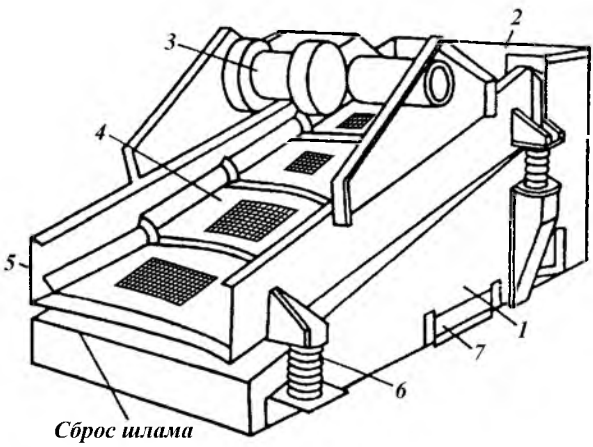


Рис. 7.9. Схема вибросита

лебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

Все сетки для очистки бурового раствора в настоящее время изготовляют, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 состоит (рис. 7.10) из рамы *1*, распределительного желоба *2*, двух электродвигателей *3*, ограждения *4*, вибрирующей рамы *5*, амортизаторов *6* и барабанов для натяжения сетки *7*. Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким образом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по ширине сетки.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью ко-

Рис. 7.10. Вибрационное сито СВ-2

торого желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателями лотках и поднятом вверх угловом шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм. Длина рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12—18°. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют растворопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Технологические характеристики этих вибросит одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 7.11) из станины *1* для крепления вибросита на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы *2*, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полозья-сани соединены между собой двумя трубами *3* и листом-поддоном. На полозьях устанавливается приемная емкость *4* для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока *5*, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Для подачи раствора, при необходимости минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер *6*, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам полозьев-саней имеются отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами *7*.

На полозьях установлены четыре тумбы *8* для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин *9*.

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

Вибрирующая рама по конструкции представляют собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки

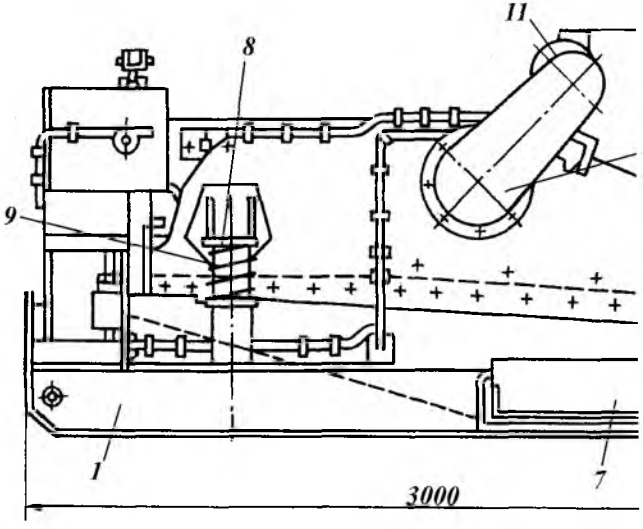
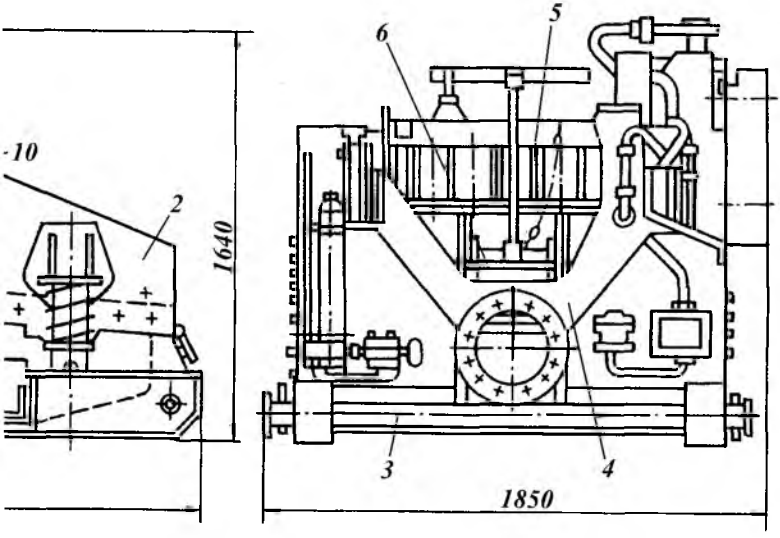


Рис. 7.11. Вибрационное сито СВ-1


10
2
1640
6
5
3
4
1850

боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора *10* размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На раме привода установлен электродвигатель *11*, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравновешивающие привод. Движение от двигателя к вибратору передается двумя клиновыми ремнями.

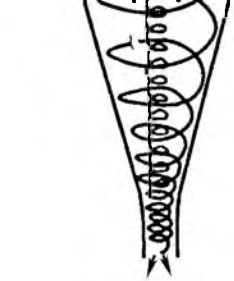
Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подпружиненными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м^2.

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

Гидроциклонные шламоотделители

Гидроциклоны представляют собой инерционно-гравитационные классификаторы твердых частиц и широко применяются в промышленности для разделения суспензии на жидкую и твердую фазы. В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто могут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся абсолютно бесспорными.

К сожалению, гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.



Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 7.12). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая сравнительно большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к песковой насадке в

Рис. 7.12. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредоточиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители — это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Как и вибросита, эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Считается, что производительность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях, а иногда использовать часть очищенного раствора для разбавления неочищенного и таким образом существенно повышать эффективность работы гидроциклонов.

Гидроциклонные шламоотделители обычно включают в работу с момента забуривания скважины. Уже при бурении под кондуктор системы очистки бурового раствора должна работать на полную мощность. Шлам необходимо удалить из бурового раствора раньше, чем он будет подвергнут многократному истиранию и диспергированию в циркуляционной системе и стволе скважины. Только в этом случае удается сохранить стабильными параметры бурового раствора, избежать перерасхода запасных деталей к гидравлическому оборудованию, сохранить стабильный ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 7.13) состоит из сварной рамы *1*, четырех гидроциклонов *2*, крестовины *3* и четырех отводов *4* с резиновыми рукавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцовой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцовой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Гидроциклон (рис. 7.14) состоит из металлического корпуса *1*, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый или пластмассовый конус *3*, питающей резиновой насадки *5* и металлической сливной насадки.

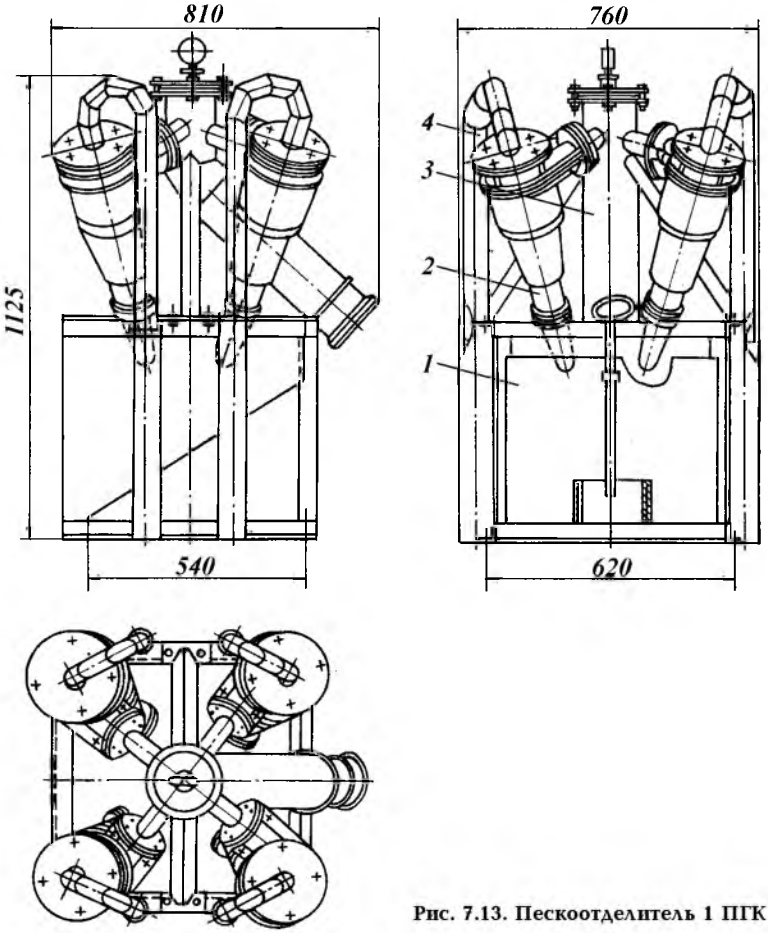


Рис. 7.13. Пескоотделитель 1 ПГК

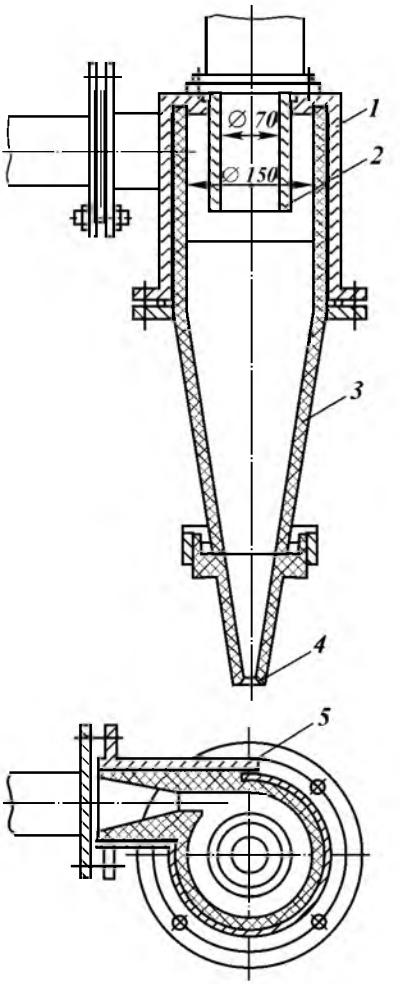
В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка *4* с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку *2*.

Вертикальный шламовый насос (рис. 7.15) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом *5*, установленным в полости *8*. Колесо защищено дисками *7*. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка *4*, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала *6* насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса *3* насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя *1* через упругую пальцевую муфту *2*. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в емкости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Рис. 7.14. Гидроциклон



Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90: число обозначает производительность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12—16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

Опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления на входе в гидроциклон для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей — 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4—0,5 МПа.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на 0,30—0,42 г/см^3 выше плотности очищенного раствора.

Потери в гидроциклонах части бурового раствора со шламом всегда меньше потерь, которые связаны с необходимостью разбавления загущенного шламом раствора и его откачки в амбары.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители. Плотность сгущенного продукта при очистке неутяжеленных буровых растворов на углеводородной основе при одном и том же количестве удаляемого песка будет меньше, чем при очистке раствора на водной основе. Например, сгущенный продукт, содержащий 25 % твердой фазы, при плотности раствора 1,14 г/см^3 имеет плотность 1,48 г/см^3, в то время как в РУО плотностью 1,02 г/см^3 сгущенный продукт имеет плотность 1,39 г/см^3.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных бу-

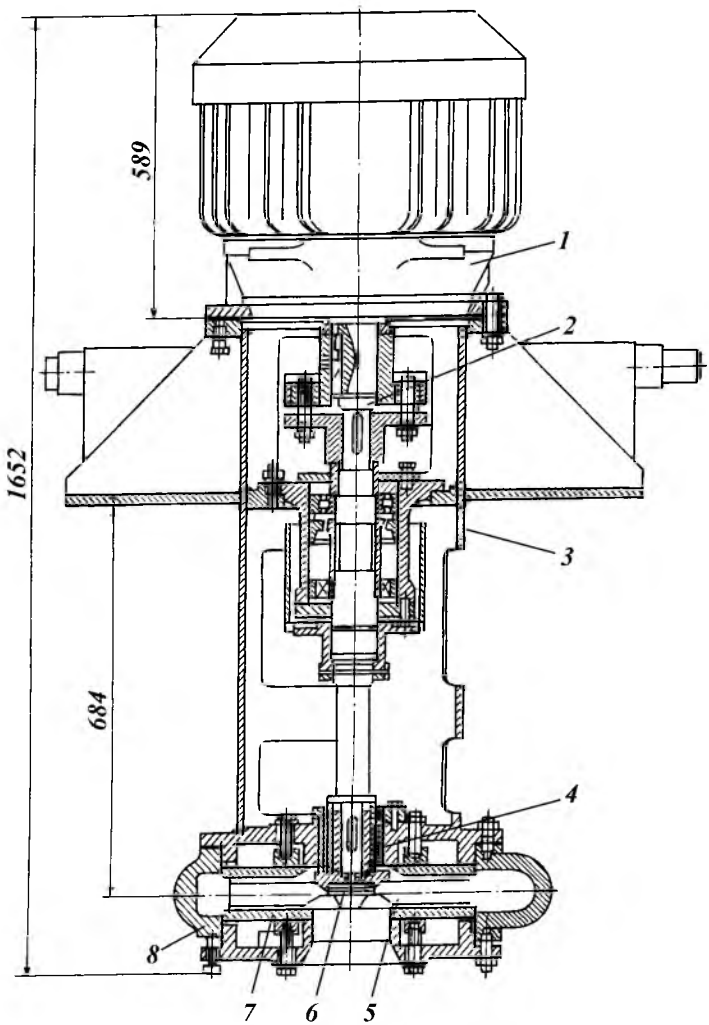


Рис. 7.15. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

ровых растворов, так как, удаляя частицы шлама размером 25 мкм, они также удаляют из раствора практически весь барит с частицами размером более 16 мкм и часть барита с частицами меньшего размера. При очистке илоотделителем тяжелых растворов 95 % шлама будут составлять крупные частицы и одновременно будет теряться до 50 % барита.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 7.16), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя *1*, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой *2*. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжелен-

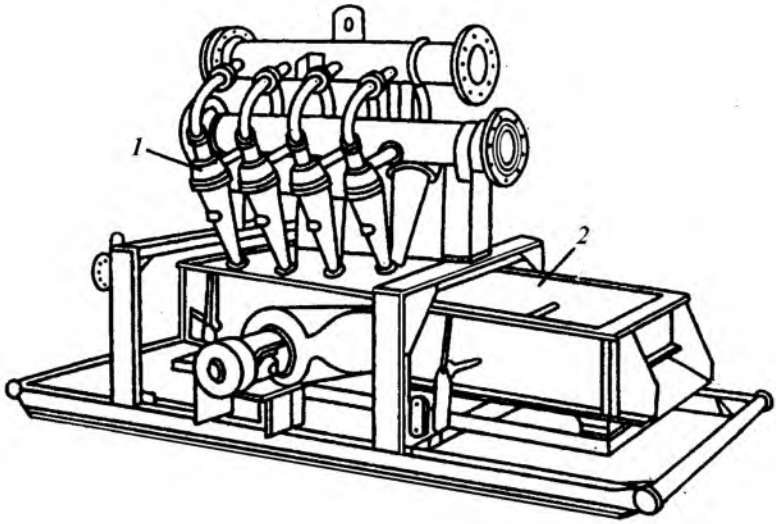


Рис. 7.16. Гидроциклонный сепаратор

ный через песковые насадки попадает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки.

7.4.4. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптими-

зированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65—70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов.

Газ из пласта попадает в буровой раствор в результате отрицательного дифференциального давления между скважиной и пластом либо вследствие высокой скорости бурения, когда пластовый газ не успевает оттесниться фильтратом от забоя и стенок скважины и попадает в поток раствора вместе с выбуренной породой.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, оказываются вовлеченными в буровой раствор, и для их удаления требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал. Некоторые углеводороды, проникая из пласта в буровой раствор при повышенных температуре и давлении, остаются в жидком состоянии. Попадая в другие термодинамические условия, например в поверхностную циркуляционную систему, они превращаются в газ и заметно изменяют технологические свойства бурового раствора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особенные трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепара-

тор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, извлечь значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо применять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегазации.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 7.17. Газожидкостный поток из скважины *2*, дойдя до вращающегося превентора *3*, через регулируемый штуцер *4* и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор *5*, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито *6* и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора *7*. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях *1* циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 7.18), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу *7* в полость газового сепаратора *1*, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу *5* на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней

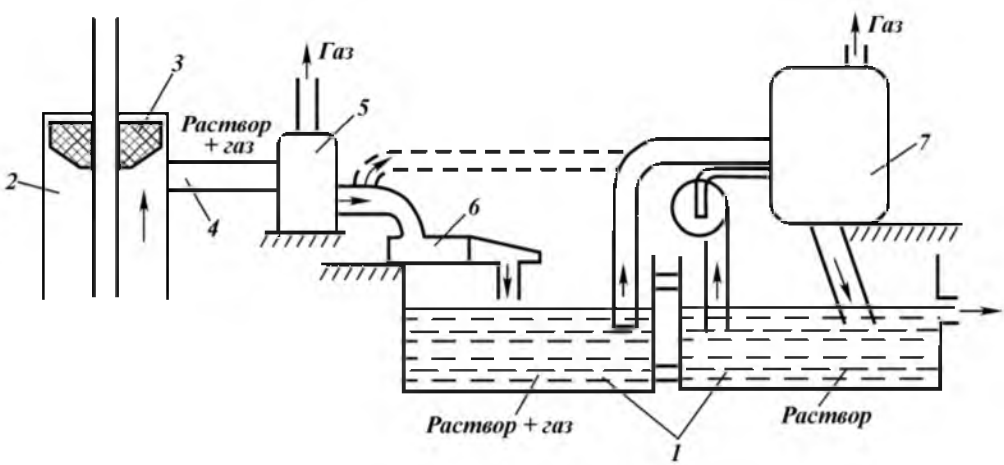


Рис. 7.17. Схема дегазации бурового раствора

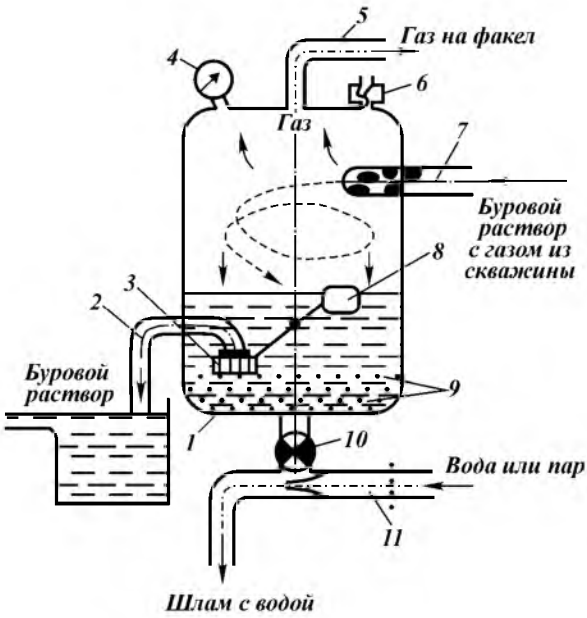


Рис. 7.18. Схема газового сепаратора

части газосепаратора, откуда он подается по линии *2* для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1 – 4 м^3, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном *6*, регулятором уровня бурового раствора поплавкого типа *3* и эжекторным устройством *11* для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар, пропускают через штуцер эжектора *11*, в результате чего в сбросовом патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке *10* скопившийся на дне газового сепаратора шлам *9* вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку *10* закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром *4*.

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора *3* в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок *2* очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка *8*.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подает-

ся на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере — на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекционной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности «запираться» газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов — наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насоса, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппаратах вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10—20 с.

Обычно с помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. В результате на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1—0,25 $м^3$/мин, пропуская буровой раствор объемом 1—3 $м^3$/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС.

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора по раствору достигает 45 л/с, остаточное газосодержание в растворе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА (рис. 7.19) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса *1*, *2*, внутри которого с высокой частотой вращается вал *4* с ротором *10*, подобным рабочему колесу

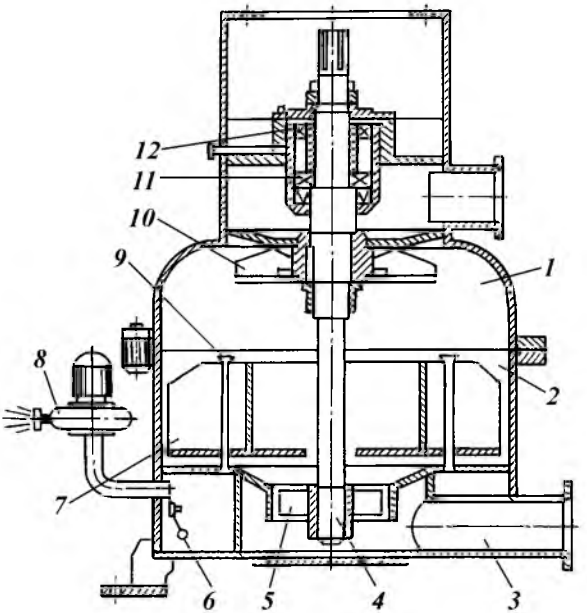


Рис. 7.19. Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА:
1, 2 — части корпуса; *3* — труба; *4* — вал; *5* — осевая турбина; *6* — клапан; *7* — пластинчатый деструктор; *8* — вентилятор; *9* — патрубки для отвода газа; *10* — ротор; *11, 12* — подшипники

центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазируется. Дегазированный раствор перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором *8* по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат типа ЦВА обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов (табл. 7.15).

В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор (рис. 7.15). Толщина слоя раствора на перегородках 10—15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

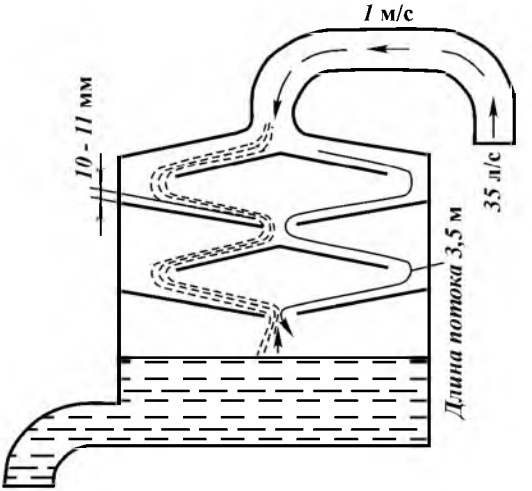
Дегазаторы такого типа недостаточно эффективны при использовании растворов с повышенными значениями плотности, вязкости и СНС. Иссле-

Таблица 7.15

Техническая характеристика ЦВА

Плотность раствора, г/см^3		Условная вязкость раствора, с		Содержание газа в растворе, %	
до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА
1,38	1,42	105	63	9	0
1,36	1,40	100	55	8	0
1,34	1,43	108	59	12	0
1,38	1,40	102	60	5	0
1,39	1,42	97	52	7	0

Рис. 7.20. Схема атмосферного дегазатора



дования показали, что даже при многократной дегазации таких растворов полного удаления газа из раствора достичь не удается.

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

7.4.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они всегда существенно затрудняют процесс бурения скважины. Твердые частицы в растворе приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, к усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы, к возрастанию расхода топлива или электроэнергии.

Как показано на рис. 7.21, все это влечет за собой ухудшение показателей бурения. Так, при изменении содержания твердых частиц от 0 до 14 % время, затрачиваемое на бурение, возрастает в 3 раза.

В этом диапазоне концентраций твердой фазы каждый 1 % удаленных частиц в среднем эквивалентен увеличению механической скорости бурения на 5 %.

Содержание и состав твердой фазы в буровом растворе являются определяющими факторами при регулировании технологических свойств бурового раствора и оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели проходки скважины. Поэтому в мировой практике регулированию твердой фазы в буровом растворе, особенно в последние годы, уделяют большое внимание. Для этой цели используют разнообразные приемы, методы, оборудование, даже дорогостоящее и требующее специального обслуживания.

В течение многих лет в нефтяной промышленности для регулирования содержания и состава твердой фазы применяли лишь следующие методы:

1) замену части объема глинистого раствора водой, баритом и химическими реагентами; это дорогой и малоэффективный метод, так как он позволяет нормализовать состав твердой фазы лишь на некоторое время;

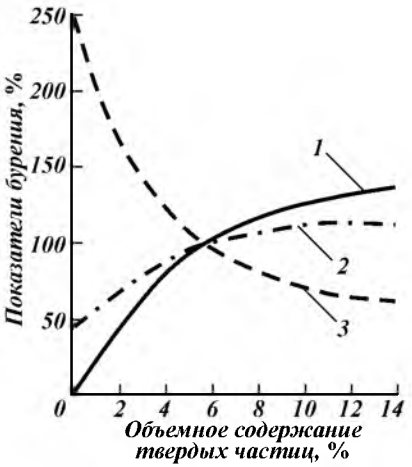


Рис. 7.21. Зависимость показателей бурения от содержания твердой фазы в буровом растворе:
1 — затраты энергии на работу долота; *2* — время бурения; *3* — суточная проходка

2) использование различных ингибиторов, позволяющих уменьшить диспергируемость шлама (известь, кальциевые глины и полимеры); период времени между частичными заменами объемов бурового раствора за счет ингибирования удавалось несколько увеличить;

3) применение понизителей вязкости.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов прошлого века, в результате применения центрифуг-отстойников. Это оборудование, претерпев значительную модернизацию, используется до настоящего времени. Основным современным аппаратом для выполнения этой технологической операции является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 7.22) представляет собой перфорированный ротор *2*, вращающийся внутри корпуса *1*. Буровой раствор, поступая в корпус *1*, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение,

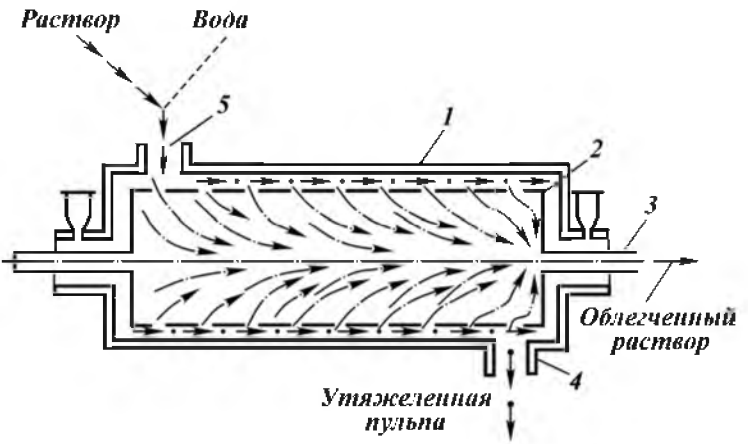


Рис. 7.22. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

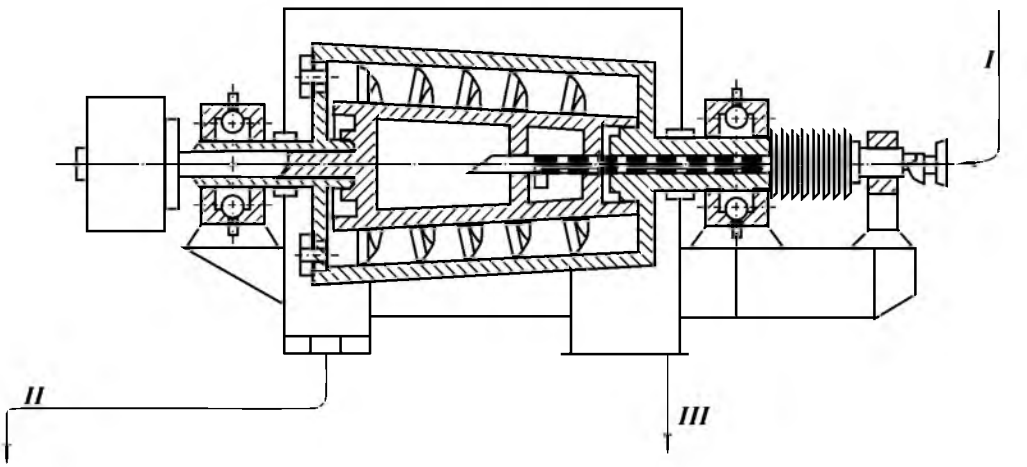


Рис. 7.23. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:
I — подача раствора; *II* — выход утяжеленной пульпы; *III* — слив раствора

в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) оттесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию *4* корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперсными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал *3* ротора.

Разделив буровой раствор на облегченный и утяжеленную пульпу, оператор получает возможность регулировать их возврат в циркуляционную систему и подачу в запасные емкости, таким образом осуществляя первичное регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе. Окончательно доводят раствор до кондиции, добавляя в него (при необходимости) свежие порции компонентов.

Поступающий через ввод *5* на обработку в центробежный сепаратор буровой раствор обычно разбавляют водой для того, чтобы уменьшить вязкость и таким образом улучшить условия разделения твердой фазы по массе.

В зарубежной практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 7.23). Шнек вращается с определенной скоростью и транспортирует скапливающуюся у стенок корпуса сгущенную пульпу к разгрузочному устройству. Такой тип центрифуги позволяет почти полностью отделять от барита жидкую фазу и поэтому чаще всего используется для регенерации утяжелителя из бурового раствора. Режим работы этих центрифуг регулируют подачей раствора на обработку, степенью его разбавления водой, частотой вращения ротора.

Таким образом, для достижения высоких технико-экономических показателей бурения и оптимальных показателей технологических свойств бурового раствора первостепенное внимание необходимо уделять чистоте раствора, содержанию и составу его твердой фазы. Только при такой постановке работы можно получить максимальную эффективность от исполь-

Глава 8

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе проницаемых пластов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин.

К сожалению, даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин, зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению.

Наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, нефте-, водо- и газопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях.

Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Именно поэтому в большинстве случаев используют многоколонные конструкции скважин и разнообразные по технологическим свойствам буровые растворы.

К осложнениям при бурении скважин относят нарушения непрерывности технологического процесса сооружения скважины при соблюдении технического проекта и правил безаварийного ведения буровых работ, вызванные горно-геологическими условиями проходимых пород.

Однако, несмотря на то что осложнения считаются в сущности ожидаемой ситуацией и для их преодоления предусмотрены технологические приемы, иногда они переходят в категорию аварий.

Аварией считают нарушение непрерывности технологического процесса сооружения скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных техническим проектом.

Затяжки и посадки бурового инструмента могут привести к его неосвобождаемому прихвату; пластовые флюидопроявления и поглощения бурового раствора могут перерасти в открытый аварийный фонтан и т.д.

Обычно такие ситуации возникают из-за халатного отношения к осложнениям производителей буровых работ или из-за их низкой квалификации.

8.1. ПОГЛОЩЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Поглощение в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности огромные. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что из-за поглощений цементного раствора не обеспечивается проектная высота подъема цементного раствора, что приводит к необходимости проводить ремонтные работы; при освоении скважин (первичном и после капитального ремонта) происходит снижение проницаемости продуктивных пластов и т.д. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

Методика выбора мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями жидкостей основана на количественных критериях, отражающих геологическое строение и гидродинамическую характеристику пластов.

8.1.1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ

Поглощение бурового раствора в скважинах обусловливается проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора и его качеством.

При превышении давления в стволе скважины над давлением в пласте, вскрытом при бурении, раствор из скважины, преодолевая местные гидравлические сопротивления, будет проникать в поры, каналы и трещины пород. Снижение давления в скважине по сравнению с пластовым приводит к движению жидкости из пласта в скважину, т.е. к водонефтегазопроявлениям. Поэтому один и тот же пласт может быть поглощающим или проявляющим.

Возникновение поглощения также зависит от способа и технологии бурения. Механическое воздействие (удары, вибрации) бурильного инструмента на стенки скважины или большие избыточные давления могут вызвать поглощение бурового раствора в ранее изолированные или не проявившие себя во время вскрытия горизонты.

В зависимости от толщины и прочности плотного участка породы или цементного камня, значения и цикличности нагрузок, воздействующих на него, разрушение может произойти в различные моменты: при спуске или подъеме бурильного инструмента, восстановлении циркуляции, бурении, спуске или цементировании эксплуатационной колонны и т.п.

Другими технико-технологическими причинами, способствующими возникновению поглощения бурового раствора, являются все факторы, вызывающие увеличение давления в затрубном пространстве при промывке скважины.

Явление поглощения связано с вскрытием проницаемых или (и) слабых пластов при бурении скважины и представляет собой движение бурового раствора или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического (гидродинамического) давления, возникающего в скважине в процессе ее проводки.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора

и определяющие направление дальнейших работ, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, значение пластового давления и характеристика пластового флюида.

2. Технологические факторы — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др.

Поглощения начинаются при условии, что вскрытые пласты обладают достаточно высокой гидропроводностью и перепад давления между скважиной и поглощающим пластом выше определенного его значения, называемого критическим.

В случае недостаточной прочности горных пород происходит гидроразрыв.

8.1.2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Данные о строении поглощающего пласта, его толщине и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью отбора керна или шлама (рис. 8.1).

В зависимости от степени изученности разбуриваемой площади применяется один из двух комплексов исследований: оперативный или детальный.

Оперативный комплекс глубинных исследований включает: определение границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой; определение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта с помощью каверномера и замер пластового давления глубинным манометром.

Детальные исследования включают оперативный комплекс и промыслово-геофизические методы; гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и акустический каротаж. При наличии скважинного фотоаппарата или забойного телевизора их следует использовать при детальных исследованиях.

Основные цели гидродинамических исследований — получение индикаторной диаграммы поглощающего пласта, которая позволяет определить коэффициент приемистости поглощающего пласта, оценить размеры поглощающих каналов.

Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и неустановившихся режимах фильтраций (течении) жидкости.

Метод установившихся закачек (статический уровень в скважине $H_{ст} > 30$ м, рис. 8.2, *а*). Жидкость с заданным минимальным расходом закачивается в скважину до установления определенного уровня. Фиксируются значение расхода и положение уровня, затем меняется расход, и жидкость закачивается до установления нового положения уровня. Меняя режимы закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия.

Рис. 8.1. Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову)

Метод установившихся нагнетаний ($H_{ст} \leq 30$ м, рис. 8.2, *б*). Устье скважины герметизируется, и в нее закачивается жидкость с постоянным расходом до установления определенного давления. Режим считается установившимся, если давление и расход остаются постоянными в течение 10—15 мин. Затем изменяют расход и добиваются постоянства нового значения давления. При положении статического уровня на глубине 20—30 м первые точки индикаторной линии получают путем регистрации установившихся уровней при герметизированном устье с помощью глубинного манометра или путем экстраполяции индикаторной линии до начала координат.

Метод установившихся отборов (при переливе жидкости из скважины, рис. 8.2, *в*). Устье скважины герметизируется и определяется давление, под действием которого жидкость переливается из скважины. Затем жидкость отбирают из скважины при различных установившихся давлениях. Полученные значения установившихся давлений и соответствующие им значения расходов жидкости используются для построения индикаторной линии.

Во время проведения исследований при установившихся режимах течения жидкости необходимо учитывать следующие особенности. До начала исследования необходимо убедиться в установившемся состоянии системы пласт — скважина. При наличии перетоков или поступлении в скважину минерализованных пластовых вод исследование рекомендуется проводить после заполнения ствола скважины однородной по плотности жидкостью (например, после очередного рейса и подъема инструмента).

Исследование скважины должно проводиться не менее чем при трех

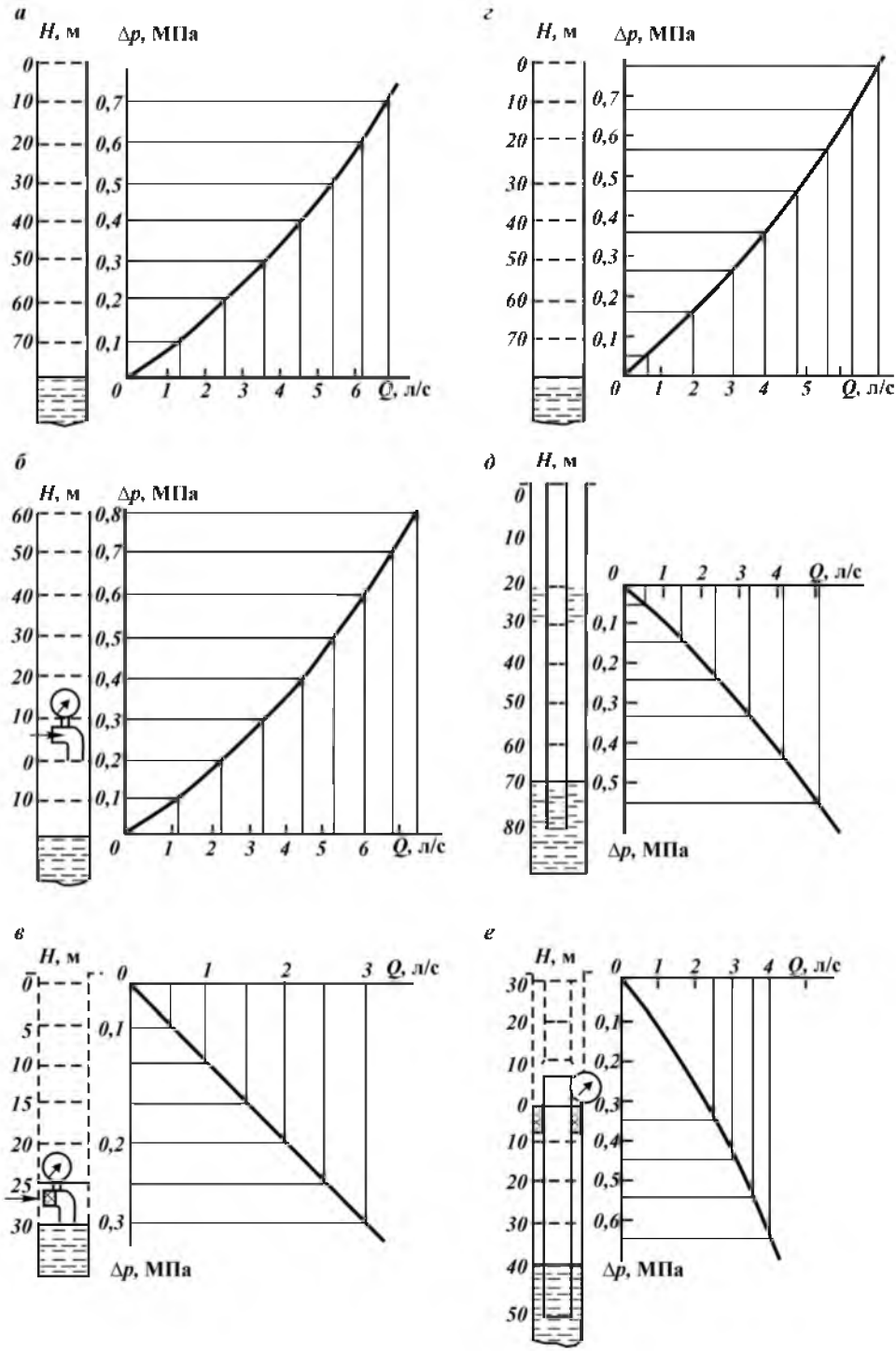


Рис. 8.2. Графики методов исследования поглощающих пластов

режимах. Создаваемые при этом перепады давления в скважине должны отличаться один от другого в 1,5 — 2 раза.

Для каждого режима жидкость закачивается с постоянной производительностью. Закачка или отбор производится до получения постоянных значений перепада давления в скважине. При этом плотности закачиваемой и находящейся в скважине жидкости должны быть одинаковыми.

По полученной индикаторной линии (Δp — Q) определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.

Исследование поглощающих пластов с помощью пакера и установленного под ним манометра проводят в скважинах, в которых будет осуществляться переход с бурения с промывкой забоя водой на промывку буровым раствором, перед цементированием обсадных колонн с большой высотой подъема цементного раствора, а также во всех случаях перед проведением изоляционных работ с помощью пакера. Исследования проводятся при любом положении статического уровня в скважине или при наличии водопроявлений.

Пакер в скважину спускают плавно, с включенным гидравлическим тормозом. Обычно пакер устанавливают на 20 — 50 м выше кровли поглощающего пласта. При наличии каверн или низкой механической прочности горных пород в этом интервале пакер устанавливают в вышележащих устойчивых породах.

Приемистость поглощающего пласта определяется нагнетанием в скважину жидкости до установившегося режима при работе цементировочного агрегата на 2, 3 и 4-й скоростях. Закачку жидкости начинают с максимальной — 4-й скорости, причем давление на устье скважины не должно превышать давления гидравлического разрыва пласта.

По результатам исследования строят индикаторную линию поглощающего пласта и определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости.

В скважинах, где возможен недоподъем цементного раствора за обсадной колонной из-за поглощения его в процессе цементирования, необходимо перед спуском обсадной колонны произвести исследование всех поглощающих пластов с помощью пакера на давление, которое ожидается на эти пласты при цементировании. По результатам исследования определяется необходимость проведения изоляционных работ перед спуском обсадной колонны.

Прослеживание за снижением уровня (давления) жидкости в скважине ($H_{ст} > 30$ м, рис. 8.2, *г*). Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается и замеряется время падения уровня через каждые 5 или 10 м. Измерения продолжаются до наступления равновесия в скважине, т.е. до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет статического положения.

Снижение уровня в скважине во времени замеряется с помощью уровнемера или может быть зафиксировано с помощью глубинного манометра в виде кривой изменения давления во времени.

Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения ($H_{ст} \leq 30$ м, рис. 8.2, *г*). «Мгновенное» снижение уровня в скважине достигается за счет спуска в скважину бурильных труб с заглушкой-диафрагмой и последующего ее разрушения, после которого жидкость из затрубного пространства устремляется в бурильные трубы. В результате этого происходит быстрое выравнивание жидкости в тру-

бах и затрубном пространстве, и в целом уровень жидкости в скважине понижается на значение, соответствующее объему жидкости, вытесняемой бурильными трубами с закрытым концом (неустановившийся режим).

Восстановление давления за счет притока жидкости из поглощающего горизонта регистрируется путем прослеживания за подъемом уровня в бурильных трубах с помощью уровнемера или записи кривой изменения давления с помощью глубинного манометра. Этот метод исследования имеет большие погрешности.

Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения при герметизированном устье (при переливе жидкости из скважины, рис. 8.2, *е*). Этот метод осуществляется аналогично предыдущему с той разницей, что для предотвращения перелива жидкости устье скважины герметизируется превентором или пакерующим устройством. Поскольку повышение уровня жидкости в трубах может быть прослежено только до устья, то начальный участок индикаторной линии получают путем экстраполяции. Этому методу присущи недостатки предыдущего метода.

Наибольшее распространение при исследовании поглощающих пластов получили: метод прослеживания за изменением уровня (давления) в скважине, метод установившихся нагнетаний и метод установившихся отборов. Метод исследования при неустановившемся режиме течения жидкости рекомендуется использовать, если время восстановления давления превышает 30 мин. В этом случае ошибка при определении коэффициента приемистости по формулам установившегося режима не превышает точности прибора (7—10 %). При меньших значениях времени восстановления давления следует применять методы исследования скважин при установившихся режимах или должны быть введены соответствующие поправочные коэффициенты.

Приборы, применяемые для исследования поглощающих пластов. Приборы для исследования поглощающих (водопроявляющих) пластов в бурящихся скважинах делятся на две основные группы.

1. Приборы, предназначенные для проведения кратковременных гидродинамических исследований с целью выявления зависимости объемной скорости фильтрации жидкости по пласту от перепада давления. При использовании этих приборов оказывается активное воздействие на пласт путем нагнетания или отбора жидкости и восстановления пластового давления. В процессе исследования прослеживается изменение уровня жидкости в скважине во времени или регистрируется изменение давления на пласт. К этой группе приборов относятся: электрический уровнемер ТатНИИ, лебедки ВНИИБТ и ТатНИИ (ИП-1), манометры МГЭ-1, ГМИП-1, МГГ-20, а также уровнемеры и манометры различных зарубежных фирм.

2. Приборы, предназначенные для определения толщины и местоположения поглощающих пластов, направления перетоков жидкости по стволу скважины и расхода жидкости. К этой группе приборов относятся расходомеры РЭИ-УфНИИ и ВНИИНГП, прибор «Разведчик Р-8», термоэлектрический дебитомер, индикатор толщины и местоположения пласта ИМП-2 и аналогичные приборы зарубежных фирм.

В случае вскрытия горизонта с высокой интенсивностью поглощения часто выход промывочной жидкости из скважины на поверхность прекращается, уровень ее в скважине снижается и устанавливается на глубине в несколько десятков и даже сотен метров от устья. Интенсивность поглоще-

ния при этом можно определить только при помощи специальных исследований. Поглощения такой большой интенсивности обычно называют полными, или катастрофическими.

Для ликвидации поглощений требуется знать местоположение зоны осложнения и интенсивность поглощения. Положение зоны можно уточнить несколькими способами. Наиболее точно это позволяет сделать индикатор скорости потока «Разведчик». Прибор «Разведчик Р-8» состоит из глубинного снаряда, спускаемого в скважину на трехжильном каротажном кабеле, и наземного блока питания и регистрации.

Глубинный снаряд (рис. 8.3) представляет собой цилиндрический корпус *1*, внутри которого размещены индуктивный датчик *2* и подвижный сердечник *3*; к корпусу снизу присоединена камера *4* с резиновым разделителем *5*, резиновым компенсатором *6* и узкими проточными каналами *7*. Внутри камеры расположена коробчатая мембрана *8*, к центральной части которой прижат сердечник *3*. Внутренняя полость глубинного снаряда заполнена кремнийорганической жидкостью.

Для определения местоположения зон поглощения глубинный снаряд предварительно спускают на забой скважины; при этом под влиянием разности давлений промывочного раствора, действующих на резиновый разделитель *5* и компенсатор *6*, кремнийорганическая жидкость будет перетекать через каналы *7* из области повышенного в область пониженного давления до тех пор, пока давления не выравняются. Возникающий при движении жидкости скоростной напор вызывает деформацию коробчатой мембраны *8*, и соответствующее перемещение сердечника фиксируется на поверхности фоторегистратором автоматической каротажной станции АКСЛ-64.

Закачивая в скважину с постоянным расходом промывочную жидкость, снаряд поднимают с постоянной скоростью. Пока он перемещается на участке ствола, сложенном непроницаемыми породами, действующая на него разность давлений остается постоянной, положение сердечника не меняется и регистратор на поверхности фиксирует неизменность поступающего сигнала. Когда же снаряд проходит через зону поглощения, скоростной напор потока промывочной жидкости, действующий на резиновый разделитель *5*, возрастает все более и более по мере перемещения прибора от подошвы зоны к кровле, так как все меньшее количество промывочной жидкости успевает уйти в пласт на участке от кровли

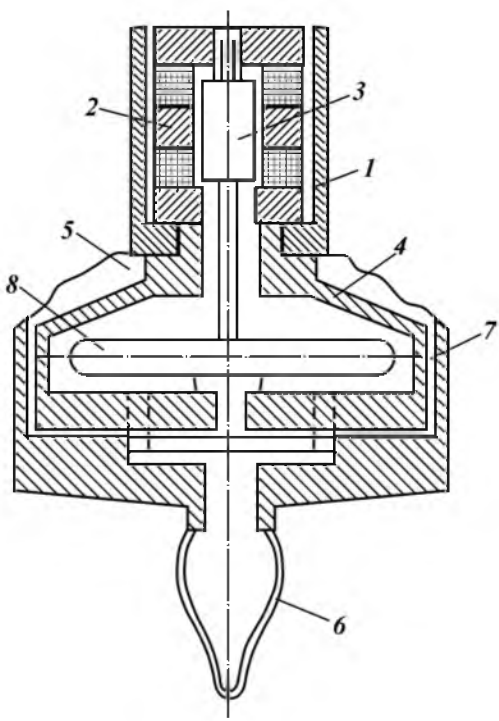


Рис. 8.3. Индикатор скорости потока «Разведчик Р-8»

его до места нахождения снаряда. Поэтому при перемещении снаряда через поглощающую зону регистратор на поверхности фиксирует все возрастающий сигнал.

Таким образом, по характерным точкам излома кривой, записываемой регистратором прибора, легко определить глубины подошвы и кровли поглощающего горизонта. Если таких горизонтов несколько, по кривой достаточно точно определяют положение каждого из них. Аналогично можно определить положение горизонтов с более высокими коэффициентами аномальности, если из них при снижении уровня жидкости в скважине происходит приток пластовых жидкостей и газа.

О степени поглощения судят по интенсивности его, понимая под этим объем поглощенной жидкости в единицу времени под действием определенного избыточного давления, обычно 0,1 МПа. Для этого скважину исследуют и строят экспериментальную зависимость объемной скорости поглощения от избыточного давления. Предварительно исследуемый поглощающий горизонт разобщают от расположенных выше проницаемых объектов с помощью гидромеханического пакера, спускаемого на бурильных трубах. В бурильной колонне вблизи нижнего открытого конца устанавливают специальный глубинный манометр, с помощью которого регистрируют установившееся давление при разных темпах нагнетания промывочной жидкости в колонну, а также установившееся статическое (пластовое) давление после прекращения подачи жидкости. При отсутствии специальных глубинных манометров давления вычисляют по известной плотности закачиваемой жидкости и измеренной с помощью электрического уровнемера глубине ее уровня.

Геофизические методы исследования для изучения поглощающих пластов. К промыслово-геофизическим методам относятся замеры электроуровнемером, резистивиметром, каверномером, а также микрокаротаж, электрический каротаж, радиоактивный и акустический каротаж, глубинная фотосъемка и глубинное (забойное) телевидение.

Диаграммы радиоактивного и акустического каротажа используют в качестве вспомогательных для уточнения границ поглощающих пластов. По материалам промыслово-геофизических исследований изучают изменения характеристики поглощающих пластов по площади. Диаграммы радиоактивных методов каротажа используют для расчленения разреза, корреляции пластов, прослеживания за изменением литологии и пористости пород поглощающего горизонта. Диаграммы акустического каротажа позволяют четко локализовать кавернозные и трещиноватые разности пород по резкому уменьшению скорости и увеличению поглощения энергии упругих колебаний.

А.Н. Кукин для наглядного представления результатов исследования предложил строить сводную схему поглощений по каждой площади. Это нашло применение при бурении скважин в Саратовском и Волгоградском Заволжье. Каждый поглощающий пласт отмечают на диаграммах ГК и НГК, зарегистрированных в этой же скважине. Затем, проведя корреляцию, эти же пласты определяют на типовом разрезе данной площади и ставят против них в отдельной колонке условные обозначения. Одновременно указывают вид пласта по классификации, статический уровень жидкости в скважине по данным замера и в пересчете на чистую воду, а также любые другие сведения, отражающие особенности поглощающего пласта.

Границы зоны ухода, определенные с помощью расходомера, будут

выделять наиболее проницаемую часть ее, для которой характерно наличие больших трещин и крупных сообщающихся каверн. Это в целом согласуется с результатами сопоставления значений зон поглощения, определенных с помощью расходомера и геофизических исследований.

В большинстве случаев на диаграммах НГК и КС интервалы поглощения выделяются понижениями интенсивности вторичного гамма-излучения и кажущихся сопротивлений.

При этом необходимо обращать внимание на изучение шлама, результаты анализа которого являются порой незаменимым материалом для характеристики поглощающих пластов.

Определение интенсивности поглощения. Для определения интенсивности поглощения бурового раствора существует несколько способов; один из них — по разности количества закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора. Однако судить об интенсивности поглощения по степени выхода бурового раствора на поверхность можно лишь приближенно, поскольку количество бурового раствора, выходящего из скважины, не дает полного представления о поглощающем пласте. Способ определения потери бурового раствора в процессе бурения более точен, так как при этом учитывается, кроме изменения объема жидкости в циркуляционной системе, избыточное давление на поглощающий пласт, что дает количественное значение интенсивности поглощения бурового раствора при определенном избыточном давлении.

На основе большого объема промысловых исследований было установлено, что зависимость количества поглощающей жидкости от избыточного давления можно определить, пользуясь формулой Смрекера

$$Q = c\Delta p^n,$$

где c — коэффициент интенсивности поглощения $м^3/(ч \cdot м)$; Δp — перепад давления на поглощающий пласт, МПа; n — показатель степени, характеризующий режим фильтрации жидкости и являющийся переменной величиной.

М.С. Винарский предложил способ обработки результатов исследования скважин, который заключается в нахождении зависимости между временем снижения уровня на равные единицы длины и избыточным давлением на поглощающий пласт.

8.1.3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рис. 8.4 указаны факторы, обусловливающие снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения. При подходе забоя к ин-

Рис. 8.4. Схема факторов, обусловливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

тервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавляют наполнители в буровые растворы, регулируют их плотности и структурные параметры, скорость спуска инструмента с целью максимально возможного снижения гидростатического давления. К определениям места поглощения статического уровня и подсчетам максимально допустимого давления на поглощающий пласт приступают чаще всего после неудачных попыток ликвидации осложнения наиболее простыми методами.

Б.К. Грин (США) предложил комплекс и последовательность мероприятий по ликвидации поглощений, которые состоят из восьми этапов.

1. Подъем инструмента и ожидание. При появлении первых признаков поглощения (за исключением внезапных полных потерь циркуляции) бурение и циркуляцию растворов следует приостановить. Долото поднять на безопасную высоту инструмента и оставить скважину в покое на 4—8 ч. После этого возвратить долото на забой с соблюдением мер предосторожности, обеспечивающих минимальное гидродинамическое давление на породу.

2. Уменьшение давления и улучшение качества бурового раствора. Если после остановки бурения и ожидания поглощение не ликвидировано, следует установить, можно ли восстановить циркуляцию путем снижения общего давления на пласт и добавления в раствор закупоривающих материалов. При этом необходимо свести к минимуму повышение давления, создаваемое механическим способом, а также за счет снижения плотности,

вязкости и статического напряжения сдвига раствора. Рекомендуется, кроме того, добавление в буровой раствор до 15 % ореховой скорлупы или мелкой слюды. Раствор, содержащий указанные наполнители, медленно прокачивают в скважину в течение одного-двух циклов его обращения.

3. Периодическая закачка под давлением раствора заданной плотности с закупоривающими материалами. В тех случаях, когда работы, предусмотренные 1-м и 2-м этапами, не дают эффекта, рекомендуется тщательно проанализировать обстановку, по возможности установить глубину поглощающего интервала, тип поглощающей породы, высоту столба жидкости в скважине и скорость поглощения. Затем приступить к заготовке кашеобразной глинистой массы, замешиваемой на соленой воде (при бурении с соленым раствором) или на пресной (при бурении с раствором, приготовленным на пресной воде).

В приготовленную смесь необходимой плотности добавляют закупоривающие материалы, обязательно содержащие тяжелые, крупные, угловатые агрегаты для образования перемычки и хорошо калиброванные мелкие частицы для ее запечатывания. В связи с тем, что такая смесь обладает высокой водоотдачей, после фильтрации из нее воды в пласте остается тяжелая масса, заклинивающая трещины и укрепляющая пласт.

Для успешной изоляции поглощающего пласта в каждом случае необходимо определить вероятный размер трещин, чтобы образовать перемычку и перейти к проведению следующих мероприятий. При необходимости повторения заливок каждую последующую заливку следует производить с применением более крупных закупоривающих материалов. Оптимальный набор наполнителей должен включать частицы различных размеров для создания непроницаемых перемычек.

Доставив порцию такого раствора в поглощающий интервал, закрывают плашки превентора и осторожно задавливают материал в пласт, после чего выдерживают скважину 4—8 ч или до установления постоянного давления.

4. Определение места поглощения и вторичная задавка закупоривающих материалов. Значительное число поглощений наблюдается выше башмака колонны. Поэтому после первой или второй неудачной попытки ликвидации поглощения целесообразно определить место ухода раствора.

Выбор метода зависит от конкретных условий и результатов исследования скважины. После установления глубины залегания поглощающего интервала повторяют мероприятия, предусмотренные 3-м этапом (закачка под давлением вязких растворов, содержащих закупоривающие материалы).

5. Закачка в поглощающий интервал материалов, включающих крупные частицы. Если закачка в зону поглощения смесей, содержащих закупоривающие материалы, не дает положительных результатов, не следует продолжать попытки ликвидировать поглощение этими смесями. Необходимо применить более крупный наполнитель. Кроме того, рекомендуется проводить мероприятия, предусмотренные 4-м этапом.

6. Применение закупоривающих материалов, включающих специально подобранные по форме и размерам частицы. Если мероприятия, предусмотренные предыдущими этапами, не дали положительных результатов, следует попробовать поднять из скважины буровой инструмент и затем вновь спустить в нее бурильные трубы с открытым концом. Затем приготовить смесь, содержащую крупные, угловатые материалы и специально об-

работанные крепкие частицы максимальных размеров, какие могут быть прокачаны насосами. Следует поддерживать однородность смеси, чтобы избежать закупорки бурильных труб (в особенности малого диаметра).

В районах, где в разрезе встречаются кавернозные пласты, для создания первичной перемычки, которую затем можно было бы закупорить с помощью обычных закупоривающих материалов (бентонита или шлама), применяли крепкие мешки или картонные коробки с необкатанным камнем.

Так, в скважине на месторождении Квиндино (Техас) потеря циркуляции произошла на глубине 233 м при бурении в кавернозном известняке. После того как для ликвидации поглощения безуспешно израсходовали 1940 м^3 глинистого раствора и 9072 кг наполнителя, в скважину бросили 23 мешка длиной 1,5 м и диаметром 13,3 см, а затем залили жидкую смесь, содержащую кусочки кедра, камышовое волокно и смолу. В результате циркуляция была восстановлена окончательно.

7. Использование быстросхватывающейся смеси (БСС). Если мероприятия, предусмотренные 1—6-м этапами, не дали ожидаемого результата, то для закрытия пор и трещин поглощающего пласта следует применить БСС, которые часто в таких случаях являются эффективными как в сочетании с закупоривающими материалами, так и без них.

Успешно применяются для изоляции поглощающих пластов следующие БСС: смесь дизельного топлива с бентонитом, соответствующим образом задавливаемая в зону поглощения водой или буровым раствором, быстросхватывающая глинистая масса и раствор модифицированного цемента.

8. Спуск промежуточной обсадной колонны. В некоторых районах с помощью мероприятий, описанных выше, ликвидировать поглощение оказывается невозможным. В таких случаях останавливают бурение ниже зоны поглощения и спускают промежуточную колонну. Так, например, в штате Флорида зона катастрофических поглощений, сложенная кораллами, бурится без выхода циркуляции с забором морской воды, для чего приемные шланги насосов опускают в море.

В Западном Техасе при прохождении зоны поглощения использовали буровой раствор. При этом бурение велось без выхода циркуляции, что, естественно, создавало опасность прихвата. Поэтому после выхода из поглощающего пласта спускали промежуточную колонну.

Б.К. Грин также рассмотрел мероприятия по предупреждению поглощений, причиной которых является уменьшение эквивалентного гидростатического давления (ЭГД) до значения пластового давления. Там, где заранее ожидаются поглощения, рекомендуется добавлять от 8,5 до 15 кг мелкой слюды и ореховой скорлупы на 1 м^3 бурового раствора для закупорки микротрещин и предупреждения их развития. Помимо перечисленных рекомендаций по профилактике поглощений предлагаются следующие.

1. Регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью химреагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления. Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его. Бурение с промывкой чистой водой.

2. Регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС)). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высококоллоидные растворы спо-

собствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных несцементированным материалом.

3. Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента.

4. Улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы.

Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50—90 %. Однако, по мнению Б.К. Грина, хотя рекомендуемые мероприятия, безусловно, полезны, поглощение бурового раствора все еще является одним из наиболее тяжелых осложнений при бурении скважин.

К.Д. Фримен описывает комплекс мероприятий, разработанных для предупреждения потери циркуляции при бурении скважин в конкретном районе — бассейне Анадарко (штат Оклахома). В этот комплекс мероприятий входят: обеспечение низкого содержания твердой фазы и низкой вязкости бурового раствора; осторожный, медленный спуск колонны или бурового инструмента; наличие достаточного зазора между бурильными трубами и стенкой скважины.

На месторождении Постл в результате проведения этих мероприятий время бурения каждой скважины сократилось в среднем на 5 сут, а стоимость бурового раствора — на 75 %. Такие же удовлетворительные результаты были получены и при бурении скважин на соседнем месторождении.

К материалам и технологии проводимых работ предъявляют следующие требования:

1) для удобства обращения и обработки строго определенного интервала изолирующий агент должен представлять собой жидкость;

2) обработка объекта изоляции должна сводиться к единому процессу нагнетания, благодаря чему процесс изоляции упрощается, а вероятность успеха увеличивается;

3) образование пробки в интервале изолируемого пласта должно происходить не сразу, чтобы не появилась преждевременно непроницаемая перемычка, которая не позволит изолирующему объекту внедриться в изолируемый пласт;

4) изоляция должна быть устойчивой и долговременной;

5) продолжительность остановки бурения после нагнетания агента в пласт должна быть достаточно короткой;

6) при реакции, влекущей за собой образование изолирующей перемычки, не должно образовываться кислых побочных продуктов, способствующих растворению карбонатных пород (известняков или доломитов), которое может уменьшить эффективность изоляционных работ;

7) химические реагенты, используемые при изоляционных работах, должны быть безопасными;

8) возможность прихвата инструмента используемыми материалами должна быть исключена;

9) стоимость материалов и метода в целом не должна быть слишком высокой.

Эти требования можно применить и к методам, и к материалам для ликвидации поглощений буровых растворов, добавив следующее.

В пункте 1 необходимо предусмотреть возможность использования за-

купоривающих материалов (наполнителей), взвешенных в жидкости, размеры которых не препятствуют закачке смесей буровыми насосами и не вызывают опасности закупорки бурильных труб.

Соответственно в пункте 3 следует сделать оговорку о том, что время образования тампонирующей пробки должно быть достаточно коротким, чтобы материал не мог уйти в пласт на значительное расстояние, что может резко снизить эффект обработки.

Применительно к изоляционным материалам и технологиям «Пан Американ» добавила:

10) изоляционный материал должен изолировать поглощающие пласты при низких и высоких пластовых давлениях, при низких и высоких температурах;

11) необходимо надежно закупоривать жесткие трещины, гравийные отложения и высокопроницаемые объекты;

12) эффект изоляции пласта не должен зависеть от степени и характера минерализации пластовых вод.

Эти требования следует иметь в виду при разработке соответствующих методов и материалов и их сравнительной оценке. Следует также отметить, что эти требования не применимы в тех случаях, когда поглощения связаны с карстовыми пустотами больших объемов, наиболее эффективная изоляция которых может быть проведена с помощью спуска промежуточной колонны или хвостовика.

Рекомендации по предупреждению поглощений, разработанные многими отечественными и зарубежными исследователями, сводятся к следующему:

1. Регулирование свойств буровых растворов. Регулирование плотности бурового раствора за счет применения совершенной очистки его от песка и частиц выбуренной породы. Использование буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, с низким предельным статическим напряжением сдвига и с низкой вязкостью приводит к снижению давления при спуске и подъеме труб.

Давление в раствор нефти и наполнителей с целью снижения его плотности и увеличения закупоривающей способности. Аэрация бурового раствора. Бурение с промывкой забоя технической водой, где позволяют геологические условия.

2. Регулирование скорости спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и восстановление циркуляции и др.).

3. Определение оптимального зазора между бурильными трубами и стенкой скважины. За счет этого уменьшаются перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.

4. Изменение конструкций скважин с целью избежать воздействия утяжеленных растворов на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Таким образом, профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся в основном к регулированию свойств буровых растворов и соблюдению технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины.

Установлено, что трещины широко распространены в земной коре. В результате тектонических движений земной коры в горных породах образуются трещины разрыва, скалывания и сжатия. Особо опасными в отно-

шении возникновения поглощений являются трещины разрыва, образующие каналы значительных сечений.

Наиболее трудно ликвидируемые поглощения возникают при разбуривании сильно трещиноватых, иногда с наличием карстовых пустот, известняков и доломитов, карбонатных пород. Большинство карбонатных пород обладают так называемой «вторичной пористостью», которая возникает при циркуляции по первичным трещинам пластовых вод, обогащенных углекислым газом. Карбонатные породы при этом растворяются, сечение трещин возрастает. Это связано также с процессом доломитизации известняков, который заключается в частичном или полном замещении в известняках кальция магнием. Образование вместо известняка $CaCO_3$ доломита $MgCO_3$ сопровождается сокращением объема вещества приблизительно на 12 %, что приводит к возникновению многочисленных трещин, облегчающих циркуляцию воды по пласту.

Учитывая, что вскрытые скважиной горные породы поглощают буровой раствор только при условии превышения давления столба раствора над пластовым давлением и наличия достаточно высокой проницаемости пород, ликвидировать начавшееся поглощение можно двумя путями: первый заключается в снижении плотности бурового раствора, т.е. в уменьшении давления его столба, второй — в искусственном снижении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), что затрудняет или вообще исключает проникновение бурового раствора в пласт.

Первый способ обычно применяют в районах, где для бурения скважин используют глинистый раствор различной плотности, а второй — в районах, где промывку скважин при бурении производят технической водой.

Снижение проницаемости ПЗП достигается за счет ввода в буровой раствор инертных наполнителей, которые проникают в трещины и каналы и блокируют пути ухода раствора в пласт, а также путем закачки в каналы ухода раствора тампонирующих смесей. Выбор способа снижения проницаемости ПЗП зависит от интенсивности поглощения бурового раствора пластом. Обычно интенсивность поглощения оценивают объемом (в $м^3$) бурового раствора, уходящего в пласт в течение 1 ч, т.е. в $м^3/ч$.

В настоящее время различают три категории интенсивности поглощений проницаемыми пластами: 1 — малой интенсивности (до 10—15 $м^3/ч$), 2 — средней интенсивности (до 40—60 $м^3/ч$) и 3 — высокоинтенсивные (более 60 $м^3/ч$).

Среди высокоинтенсивных поглощений выделяют так называемые «катастрофические поглощения», к которым в настоящее время относят поглощения, не ликвидируемые обычными способами. Интервалы с такими поглощениями, как правило, перекрывают обсадными колоннами.

Ликвидируют поглощения малой интенсивности при помощи ввода в буровой раствор наполнителей: слюды-чешуйки, мелкой резиновой крошки (размеры частиц 1—5 мм), водной дисперсной резины (ВДР) и др. Из указанных наполнителей наименее известна ВДР, являющаяся продуктом диспергирования отходов резины в водной среде. Применяют ВДР как наполнитель в количестве 5—10 % к объему бурового раствора для предупреждения прихватов колонны труб.

Поглощения средней интенсивности устраняют путем закачки в поглощающий пласт быстросхватывающихся смесей (БСС) с наполнителями. БСС цементные состоят из смеси двух цементов различного минерального

и химического составов, например тампонажного, глиноземистого и портландцементов. Следует подчеркнуть, что обязательной составной частью БСС любого состава является глиноземистый цемент, изменением количества которого регулируют сроки схватывания смеси цементов (табл. 8.1).

В качестве наполнителя используют кордное волокно (наиболее распространенный наполнитель), резиновую крошку с частицами до 5—8 мм и ряд других материалов.

Объем БСС выбирают на основе анализа промысловых данных по ликвидации поглощений закачкой в пласты БСС по каждой конкретной площади. Все виды тампонажных смесей после их приготовления закачивают в поглощающий пласт при помощи цементировочного агрегата (одного или нескольких) через спущенные в скважину до кровли пласта бурильные трубы с открытым концом и установленным пакером. При помощи пакера перекрывают затрубное пространство и продавливают БСС в пласт. Затем освобождают пакер и поднимают колонну бурильных труб до такого положения, при котором ее нижний конец будет выше места установки пакера, чтобы исключить прихват труб схватывающейся БСС. Скважину выдерживают в покое в течение времени, необходимого для схватывания смеси. Затем скважину опрессовывают, разбуривают цементный стакан, вновь опрессовывают ствол на определенное давление и, если скважина не поглощает раствор, возобновляют бурение.

Высокоинтенсивное поглощение при наличии одного поглощающего пласта устраняют путем закачки в пласт «мягкой пробки» из наполнителей, с последующей задавкой в пласт тампонажной пасты. Объем «мягкой пробки» обычно составляет 20—40 м^3. Получают эту пробку путем смешивания глинистого раствора или густого эмульсионного раствора (90—94 % воды, 5—9 % дизельного топлива, 1 % эмульгатора) с возможно большим количеством наполнителя.

В качестве наполнителя используют: НДР (наполнитель дробленая резина); ВОЛ (вулканизированные отходы латекса); ПУН (пластинчатый упругий наполнитель); НТП (наполнитель текстиль прорезиненный).

НДР выпускают трех марок: НДР-10, НДР-15, НДР-25 (размер частиц соответственно 10, 15 и 25 мм). Предназначены НДР для изоляции поглощения в крупнотрещинной породе.

ПУН служат для изоляции крупных трещин и представляют собой пластинки из отходов резино-технических изделий, максимальный размер которых может достигать 75—80 мм.

ВОЛ и НТП предназначены для изоляции трещин среднего размера (размер частиц до 30 мм).

Для перевода «катастрофического» поглощения в обычное высокоин-

Таблица 8.1

Сроки схватывания различных смесей цемента

Содержание цемента в смеси, %		Сроки схватывания, мин		Продолжительность, мин
тампонажного	глиноземистого	начало	конец	
100	0	160	320	160
90	10	20	40	20
80	20	9	10	1
70	30	7,5	8,5	1
60	40	4	4,8	0,8
50	50	3	3,6	0,6

тенсивное применяют тампонажные смеси, обладающие высокой закупоривающей способностью.

В Татарии, например, используют разработанный во ВНИИБТ тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ). Высокая закупоривающая способность ТРВВ достигается за счет осаждения из раствора с помощью флокулянтов твердой фазы, включая наполнитель. Приготовляют ТРВВ смешиванием цементного раствора пониженной плотности (1,4 – 1,5 г/см^3) с утяжеленным буровым раствором или глинистым раствором, содержащим наполнитель. Глинистые и цементные растворы смешивают в следующих соотношениях по объему: 0,5÷2,0 к 1,0. Добавки флокулянтов ничтожны, например, добавка ПАА «Пушер» составляет всего 50 г на 1 м^3 смеси растворов. Использование флокулянтов – весьма перспективное направление в изоляции поглощений. Флокулянты необходимо применять во всех случаях, когда используют смеси цемента и глины для борьбы с поглощением.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10 – 20 % от массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4 – 1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20 – 30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % диатомита с влажностью не более 6 %, при В/Ц = = 0,8 плотность 1,55 г/см^3, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватывающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30 – 50 % от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4 – 6 % от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65 – 1,7 г/см^3) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25 – 30 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др. В табл. 8.2 приведены показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообра-

Таблица 8.2

Показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях

Тип гипса	В/Г	Добавка ТПФН, %	Плотность, г/см^3	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
					начало	конец	
Высокопрочный	0,5	0,01	1,72	19,5	0 – 15	0 – 20	4,2
	0,5	0,03	1,72	20,5	0 – 25	0 – 30	4,5
	0,5	0,075	1,72	20,5	0 – 35	0 – 45	4,5
	0,6	–	1,66	24	0 – 17	0 – 20	3,9
	1	–	1,46	25	0 – 26	0 – 30	1
Строительный	0,7	0,1	1,68	20	0 – 10	0 – 20	3,9
	0,6	0,5	1,68	18,5	0 – 40	1 – 00	3,7
	0,6	1	1,67	19	1 – 50	2 – 10	1,1
Водостойкий	0,6	0,1	1,65	22	0 – 15	0 – 25	3,8
	0,6	0,3	1,65	22	0 – 30	0 – 35	1,9
	0,6	0,5	1,64	22	0 – 40	0 – 50	1,3
	0,6	0,7	1,64	21	0 – 50	1 – 00	0,6

зования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирования отрицательно влияет на качество изоляционных работ. Хорошими физико-механическими свойствами обладают гипсовые растворы с добавками полимеров.

Гипсоцементные смеси. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3-4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5 \div 9) \cdot 10^{-3}$ мкм^2, а через 24 ч – $0{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Гипсоцементные растворы приготавливают смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента. В табл. 8.3 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных сме-

Таблица 8.3

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента

В/С	Замедлитель		Плотность, г/см^3	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
	наименование	содержание, %			начало	конец	
0,6	–	–	1,72	24	0 – 10	0 – 15	1,4
0,6	ТПФН	0,2	1,72	24	0 – 20	0 – 30	1,1
0,6	ТПФН	0,3	1,72	24	0 – 25	0 – 35	1
0,6	ТПФН	0,4	1,72	24	0 – 40	0 – 50	0,8
0,6	ТПФН	0,5	1,72	25	0 – 40	0 – 50	0,7
0,5	ССБ	1	1,76	25	0 – 40	0 – 55	1,1
0,5	ГМФН	0,7	1,89	21	0 – 30	0 – 40	0,8

Таблица 8.4

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением раствора цемента и гипса

Замедлитель		Плотность, г/см^3	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
наименование	количество, % (от массы гипса)			начало	конец	
–	–	1,76	20	0 – 06	0 – 10	1,6
ССБ	2	1,71	25	0 – 32	0 – 42	1,7
ТПФН	0,2	1,72	24	0 – 20	0 – 35	1,6
ТПФН	0,3	1,79	26	0 – 25	0 – 30	1
ТПФН + Na_2CO_3	0,2 + 1	1,73	24	0 – 30	0 – 40	1,4
ТПФН + Na_2CO_3	0,2 + 1	1,73	24	0 – 55	1 – 10	1,2

шением сухого гипса и цемента в соотношении 1:1, а в табл. 8.4 — смешением раствора цемента и гипса в соотношении 1:1 (цемент Вольского завода, В/Ц = 0,5, гипс строительный, В/Г = 0,7).

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 м^3 водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем у цементных растворов. Резюмируя сказанное, отметим:

1) кривые загустевания гипсоцементных смесей, так же как и кривые пластической прочности, показывают, что переход от коагуляционного периода структурообразования к кристаллизационному происходит за небольшой период;

2) изменение температуры в пределах 10 – 50 °С оказывает существенное влияние на процесс;

3) увеличение содержания воды отодвигает начало загустевания смесей, причем формирующаяся структура в процессе перемешивания разрушается только при В/Ц = 0,8 и выше;

4) быстрое загустевание смеси даже при значительном содержании воды (В/С = 0,8÷0,9) свидетельствует о высоких тампонирующих свойствах гипсоцементных смесей и выгодно отличает их от цементных растворов, которые весьма чувствительны к разбавлению водой.

Так как гипсоцементные растворы имеют короткий период перехода от тиксотропной коагуляционной структуры к прочной конденсационно-кристаллизационной структуре, они могут быть рекомендованы для перекрытия крупнокавернозных и сильнотрещиноватых поглощающих участков ствола скважины.

Перемешивание гипсоцементных смесей приводит к их загустеванию на время, несколько меньшее начала схватывания в статических условиях. Загустевание смеси свидетельствует о развитии в системе конденсационно-кристаллизационной структуры, дальнейшее перемешивание раствора приводит к падению прочности получаемого гипсоцементного камня.

Глиноцементные растворы. Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру. Свойства глино-

Таблица 8.5

Свойства глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % $CaCl_2$

Содержание глинопорошка на 100 массовых частей цемента, %	Плотность, г/см^3	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 24 ч, МПа
			начало	конец	
4	1,8	20,5	3—15	4—40	4,2
6	1,82	19,5	3—05	4—35	4,7
8	1,82	20	3—00	4—25	4,8
10	1,84	19	3—50	5—05	5

цементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % $CaCl_2$ приведены в табл. 8.5.

Добавка к глиноцементной смеси 0,5—1 % сернокислого глинозема усиливает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для их доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80—100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания. Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С приведены в табл. 8.6.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементосмесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений во ВНИИБТ разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ). Его готовят смешением в тройнике цементного раствора плотностью 1,35—1,45 г/см^3 и бентонитового раствора плотностью 1,18—1,2 г/см^3 в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокие вязкость и показатель фильтрации, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми частицами и наполнителем, вводимым в раствор. Следом за ТРВВ закачивают обычный глиноцементный раствор, затворенный на водном растворе хлорида кальция.

Таблица 8.6

Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С

Состав, массовая часть						Плотность, г/см^3	Растекаемость, см	Время наступления пластической прочности, равной 10 кПа, мин
Цемент	Вода	Вентонит	Наполнитель		Ускоритель			
			наименование	количество				
100	90	20	Перлит	5	—	1,6	16	200
100	135	33	«	5	—	1,37	20,5	120
100	120	33	Керамзит	5	—	1,35	16	110
80	80	20	«	5	—	1,6	15	150
25	170	70	«	5	—	1,33	13	136
25	190	70	Перлит	5	—	1,24	13	144
48	140	47	«	5	—	1,31	14,5	198
70	90	30	«	—	0,7	1,51	18	105
60	100	40	«	—	0,6	1,46	14,5	120

Цементно-полимерные растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамина (ПЭПА). В табл. 8.7 приведены свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента с отверди-телем ПЭПА в количестве 20 % от объема смолы (В/Ц = 0,5).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампонажа зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются солярoцементные, соляробентонитовые и солярoцементно-бентонитовые смеси.

Солярoцементные смеси содержат 30—40 % дизельного топлива, 0,5—1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30—50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см^3 (на 1 м^3 дизельного топлива 1—1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевают и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40—60 МПа.

Таблица 8.7

Свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента

Добавка ТЭГ, % (от массы цемента)	Растекаемость, см	Температура, °С	Время загустевания, ч-мин	Прочность через 2 сут, МПа		Газопроницаемость, 10^{-3} мкм^2
				на изгиб	на сжатие	
—	20	50	4—10	4,9	13,2	1,8
		75	1—35	6,4	17,3	0,8
1	21	50	2—50	7,3	20	0,2
		75	1—30	7	21	0,15
3	22,5	50	2—20	8	20,5	0,2
		75	1—30	7	21	0,15
6	23	50	1—50	6,4	16	0,03
		75	1—20	6,8	22	0,007

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000—1200 кг бентонитового глинопорошка, 300-500 кг цемента и 0,5—1 % ПАВ от массы смеси на 1 $м^3$ дизельного топлива. При смешивании с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3—10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготавливают в следующем порядке. В мерные емкости цементировочных агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива — по 0,5 $м^3$, объем смеси не должен превышать 5 $м^3$. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5—1 % бурового раствора.

Образование плотного геля при соединении смеси с водой происходит благодаря тому, что она очень быстро абсорбирует воду. Образующийся в течение нескольких секунд гель вначале напоминает «замазку». Через несколько минут «замазка» превращается в густую, малоподвижную резинообразную массу, устойчивую к деформациям и перемещениям под действием сил, возникающих при перепаде давлений.

Содержащиеся в буровом растворе механические частицы (обломки выбуренной породы и т.п.) способствуют некоторому упрочнению образующейся массы. Через два часа, особенно при высокой минерализации находящейся в зоне поглощения жидкости, загустевший материал напоминает по своим механическим свойствам обычный ластик из искусственной резины и обладает упругими свойствами, близкими к свойствам обычной корковой пробки. Для получения максимального количества геля необходимо, чтобы соотношение объемов исходной смеси и воды не выходило за пределы 8:1—1:1.

Для изоляции катастрофических поглощений используют специальные устройства типа УПП с эластичной оболочкой, разработанные во ВНИИБТ.

В наиболее тяжелых случаях интервал «катастрофического» поглощения перекрывают обсадными трубами. Для изоляции высокоинтенсивных поглощений в ТатНИПИнефть разработаны специальные профильные перекрыватели. Перекрыватель представляет собой продольно гофрированную обсадную трубу, которую спускают в скважину на нужный интервал. Под действием внутреннего избыточного давления 5,0—6,0 МПа сечение трубы принимает круглую форму, и труба плотно прижимается к стенкам скважины, изолируя поглощающие каналы.

Проблема борьбы с поглощениями еще не решена в полной мере, поэтому расширение ассортимента наполнителей, новых высокоэффективных тампонажных смесей и других средств может существенно сократить затраты времени и средств на ликвидацию поглощений.

В каждом отдельном случае рецептуру БСС разрабатывает лаборатория. Время от момента затворения до начала схватывания БСС должно быть рассчитано так, чтобы можно было успеть выполнить все операции от начала приготовления смеси до конца продавки ее в скважину. БСС можно закачивать в скважину через бурильные трубы. Конец бурильных труб следует устанавливать выше кровли поглощающего горизонта. Количество

продавочной жидкости принимается равным внутреннему объему спущенных бурильных труб, соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

Во многих нефтяных районах для борьбы с поглощениями промывочной жидкости широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

а) предотвращения разбавления тампонирующих смесей;

б) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;

в) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;

г) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;

д) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, использование пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений промывочной жидкости, подразделяют на две группы: многократного действия и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляют в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуривают вместе с цементным мостом.

По принципу действия пакеры многократного действия делят на гидравлико-механические, гидравлические и механические.

Наиболее распространены пакеры гидравлико-механического действия. В качестве примера рассмотрим гидравлико-механический пакер ТатНИИ ГМП-2 (рис. 8.5). Перед спуском пакера в скважину поршень *2* фиксируется в нужном положении винтами. Вывод плашек в рабочее положение осуществляется давлением жидкости, а сжатие резинового элемента - весом колонны бурильных труб. Четыре плашки *8* насажены на общем кольце *9*, которое опирается на четыре кулачка *17*. Каждый кулачок крепится к плунжеру *11* двумя винтами. Плашка удерживается в транспортном положении двумя пружинами *10*. Нижняя часть плунжера вставлена в

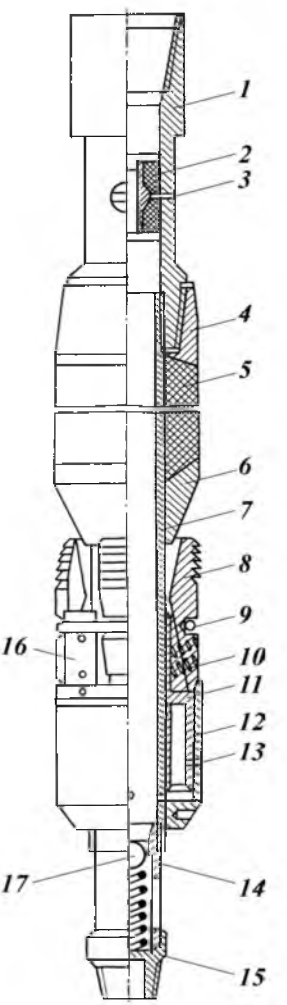


Рис. 8.5. Гидравлико-механический пакер ГМП-2:
1 — переводник; *2* — поршень; *3* — винт; *4* — головка; *5* — резиновый элемент; *6* — конус; *7* — ствол; *8* — плашка; *9* — кольцо; *10* — пружина; *11* — плунжер; *12* — цилиндр; *13* — штифт; *14* — корпус клапана; *15* — переводник; *16* — шар; *17* — кулачок

цилиндр *12* и закреплена штифтами *13*, которые предотвращают движение плунжера вверх при спуске пакера в скважину. Снизу в ствол пакера ввинчивается обратный клапан, предотвращающий обратное движение цементного раствора (смеси) после закачки его в зону поглощения под давлением.

После спуска пакера в скважину до нужной глубины в бурильные трубы при определенной производительности закачивается промывочная жидкость. Центральное отверстие клапана, создавая сопротивление движению жидкости, вызывает повышение давления в стволе пакера. Под действием давления штифты *13* срезаются, и плунжер с плашками движется вверх. Конус отжимает плашки к стенкам скважины и при посадке (подачи вниз) бурильных труб плашки окончательно заклинивают пакер, а резиновый элемент сжимается, разобщая зону поглощения от затрубного пространства. Цементный раствор (смесь) закачивают в пласт, поглощающий жидкость, а пакер извлекают на поверхность. При подъеме его конус освобождает плашки, которые пружиной возвращаются в транспортное положение. В манжетном разбуриваемом пакере ТатНИИ разобщение осуществляется при помощи четырех манжет, укрепленных на одном полом дюралюминиевом стволе. Манжеты расположены так, что две средние из них образуют дополнительную камеру самоуплотнения. Жидкость под давлением, попадая в камеру самоуплотнения, прижимает ее манжеты к стенкам скважины, что обеспечивает надежное разобщение полости скважины.

Пакер на бурильных трубах спускается до необходимой глубины, скважина промывается и затем в бурильные трубы бросают шар, который перекрывает отверстие в башмаке. Давление повышается, срезаются верхние штифты, кожух смещается вниз, освобождая манжеты. В зону поглощения закачивают цементный раствор (смесь). Затем бросают пробку, которая продавливается до пакера расчетным количеством жидкости. В конце продавки пробка садится в специальное гнездо в корпусе пакера, и давление резко повышается. Вращением бурильных труб вправо переводник отвинчивается от корпуса, после чего поднимают бурильные трубы. Все оставляемые в скважине детали пакера изготовляют из дюралюминия, и после ОЗЦ они легко разбуриваются вместе с цементом.

8.2. ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Газонефтеводопроявления и грифонообразования - это серьезный вид осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Бурение, особенно вскрытие продуктивного газового пласта, при некоторых обстоятельствах может привести к значительному поступлению флюида в скважину в процессе бурения и в заколонное пространство после цементирования. В некоторых случаях поступление флюида может перейти в газонефтеводопроявления с последующим развитием в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб. Особенно часты они при бурении газовых скважин в зонах с АВПД.

На ряде месторождений, в особенности с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаются многочисленные случаи заколонных газонефтепроявлений после цементирования обсадных колонн.

Длительно действующие пропуски газа приводят к насыщению вышележащих пористых горизонтов.

Значительные затраты средств и времени на ликвидацию фонтанов, грифонов и проявлений могли бы быть снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

К наиболее характерным осложнениям при бурении и эксплуатации газовых скважин, требующих незамедлительного ремонта, относятся следующие:

1. Насыщение бурового раствора газом в процессе бурения и (или) при остановке углубления скважины.
2. Межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью резьбовых соединений колонн (этот вид осложнений встречается и при эксплуатации скважин).
3. Заколонные (межколонные) каналообразования, связанные с физико-химическими процессами в кольцевом пространстве, и поступление по ним газа.
4. Накопление газа в межтрубном (затрубном) пространстве.
5. Межколонные перетоки и насыщение газом вышележащих пластов.
6. Грифонообразования (характерны и для эксплуатации скважин).

Каждое из названных осложнений может перерасти в открытые газовые (нефтяные) фонтаны, если вовремя не предпринять меры или не провести ремонтные работы.

Выявление природы газопроявлений при бурении и после цементирования скважин, объяснение причин движения газа, объединение наблюдений и результатов экспериментов в единую теорию представляют довольно сложную задачу.

8.2.1. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ

При бурении глубоких скважин нельзя исключить возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), которые являются одним из самых распространенных видов осложнений. ГНВП нередко заканчиваются нерегулируемыми фонтанами пластовых флюидов, что часто приводит к гибели скважин и оборудования, а также потерям углеводородного сырья.

Проникновение газа в буровой раствор приводит к изменению его свойств. Вязкость и статическое напряжение сдвига буровых растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину вызывает падение плотности буровых растворов. Увеличивается разница плотности истинной и кажущейся, вследствие чего буровые растворы утяжеляют, хотя это не вызывается технологическими и геологическими условиями и может привести к поглощению раствора с последующим снижением противодавления на пласты.

При низких значениях вязкости и статического напряжения сдвига наблюдается «кипение» бурового раствора в скважине и желобной системе.

Следствием поступления газа в скважину может явиться перелив бурового раствора с последующим выбросом и фонтанированием; 4%-ное га-

зонасыщение бурового раствора приводит к понижению коэффициента подачи насоса на 12—19 %.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть замечены в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

Отмечены случаи газирования бурового раствора во время остановок скважины без промывки в течение более 1 ч, а также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме инструмента.

Для предупреждения ГНВП повышают плотность бурового раствора из того расчета, что давление его столба должно быть выше пластового. Нижний предел превышения забойным давлением пластового ограничен техническими нормами, а верхний — нет. Опасаясь ГНВП, буровики, как правило, стараются не рисковать и чрезмерно утяжеляют буровой раствор. В некоторых районах репрессия на пласты составляет 7—15 МПа и более. Принятие таких мер при проводке скважин приводит к снижению скорости их бурения, росту опасности возникновения прихватов бурильной колонны, поглощениям бурового раствора, закупорке коллекторов и, как следствие, к снижению эффективности геологопоисковых и буровых работ, повышению их стоимости и другим негативным явлениям.

Практика буровых работ в нашей стране и за рубежом показывает, что повышение эффективности глубокого бурения связано с понижением репрессии на разбуриваемые пласты, а также с уменьшением содержания частиц выбуренной породы, в том числе коллоидных, в буровых растворах.

Необходимо иметь в виду, что безопасное ведение работ предполагает совершенствование мер безопасности, основными из которых являются:

прогнозирование пластового (порового) давления на всех стадиях проектирования и строительства скважин;

разработка надежных методов проектирования конструкций скважин;

разработка и производство надежного устьевого оборудования — превенторов, дросселей, сепараторов, дегазаторов, запорной арматуры и др.;

создание технических систем для обнаружения флюидопроявлений на ранней стадии их возникновения;

разработка более совершенных методов расчета изменения забойного давления при бурении, спускоподъемных операциях, а также во время длительных остановок;

разработка и внедрение способов и технических средств ликвидации проявлений.

Признаки проявлений

Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

Практикой бурения установлены следующие признаки газонефтеводопроявлений:

увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях циркуляционной системы;

повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;

уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;

увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны;

повышение газосодержания в буровом растворе;

возрастание механической скорости бурения;

изменение показателей свойств бурового раствора;

изменение давления на буровых насосах.

Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, и в результате возможны выбросы. Выбросы могут возникнуть и при понижении уровня промывочной жидкости в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

В случаях, указанных выше, необходимо усилить промывку скважины, приостановить бурение или спуск-подъем до особого распоряжения и одновременно следует принять меры к дегазации раствора.

Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5—15 % выше пластового в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных буровых растворов. При утяжелении раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Однако нельзя ограничиваться только утяжелением бурового раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов — операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье оборудовано специальным противовыбросовым оборудованием — превентором, задвижками и др.

Противовыбросовое оборудование

Устье скважины при бурении, опробовании, а также при испытании герметизируют с помощью специального противовыбросового оборудования. В комплект противовыбросового оборудования входят плашечные,

универсальный, вращающийся превенторы, аппаратура для дистанционного и ручного управления ими, а также система трубопроводов обвязки с задвижками (или кранами) высокого давления, имеющими дистанционное управление.

Плашечный превентор (рис. 8.6) состоит из корпуса *2*, двух подвижных плашек *10* и двух гидравлических цилиндров *1* и *6*. Каждая плашка *10* соединена со штоком *11* цилиндра *1* или *6* двойного действия. Цилиндры закреплены на боковых крышках *12*, которые подвешены на корпусе *2* при помощи шарниров *13*. Управление работой цилиндров гидравлическое со специального пульта. Рабочая жидкость к цилиндрам подводится по трубкам *14* от специального гидравлического привода, установленного вдали от превентора.

Превентор управляется дистанционно со специального пульта с помощью гидравлического привода. При выходе из строя дистанционного управления превентор можно закрыть вручную вращением штурвалов, вынесенных за пределы буровой в специальное укрытие. Для ручного закрытия плашек и блокировки их в закрытом положении внутри штока каждого цилиндра имеются цилиндрическая втулка *7* с резьбой и валик *8* с такой же резьбой. Валик выведен наружу и заканчивается вилкой *9* для карданного соединения с тягой, которая соединяет его со штурвалом ручного управления.

Для обогрева превентора в зимний период в корпусе имеются каналы *3* для подачи тепла. Боковые крышки крепятся к корпусу при помощи винтов *5*.

Герметичность соединения обеспечивается уплотнительными кольцами *4*, которые перед установкой смазывают специальной уплотнительной смазкой.

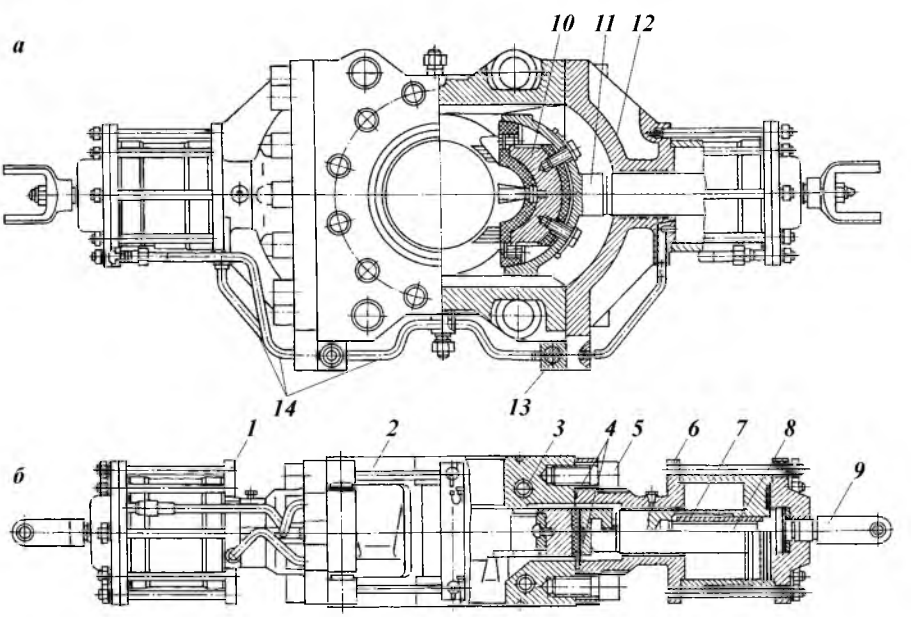


Рис. 8.6. Плашечный превентор ППГ 230×320

Плашки *10* с помощью штока *11* и гидравлических цилиндров *1* и *6* могут перемещаться в корпусе *2* и открывать либо закрывать проходное отверстие в нем. Плашки изготовляют с вырезом в виде полукруга, облицованным специальной резиной (так называемые вырезные плашки), либо без такого выреза (глухие плашки). Поверхности, которыми плашки касаются друг друга в закрытом превенторе, облицованы резиной. Превенторы с вырезными плашками служат для герметизации устья, когда в скважину спущены бурильные трубы; радиус полукруглого выреза равен наружному радиусу бурильных труб. Превенторы с глухими плашками герметизируют устье скважины после подъема бурильной колонны. Поэтому следует устанавливать не менее двух плашечных превенторов: один с вырезными плашками, второй — с глухими.

Завод «Баррикады» изготовляет плашечные превенторы с гидравлическим управлением нескольких типоразмеров: ППГ 156×320, ППГ 230×320, ППГ 230×500 и ППГ 230×700. Первое число в шифре превентора означает диаметр проходного отверстия в мм, второе — рабочее давление превентора в кгс/см^2.

Универсальный превентор герметично закрывает устье скважины, когда в нем находится бурильная труба или бурильный замок, или ведущая труба. Он состоит из корпуса *3* (рис. 8.7), закрытого сверху крышкой *1*, плунжера *4* с уплотнительными манжетами, резинового уплотнителя *2*, верхней *6* и нижней *7* запорных камер, к которым по трубкам *5* подводится рабочая жидкость от гидравлического привода. Управление превентором дистанционное с того же пульта, что и плашечными превенторами. Под давлением жидкости, подаваемой в камеру *7*, плунжер *4* перемещается вверх и своей наклонной поверхностью нажимает на уплотнитель *2*. Последний, деформируясь в направлении вертикальной оси превентора, плотно прижимается к поверхности элемента бурильной колонны, оказавшегося в превенторе, либо полностью закрывает проходное отверстие в роторе,

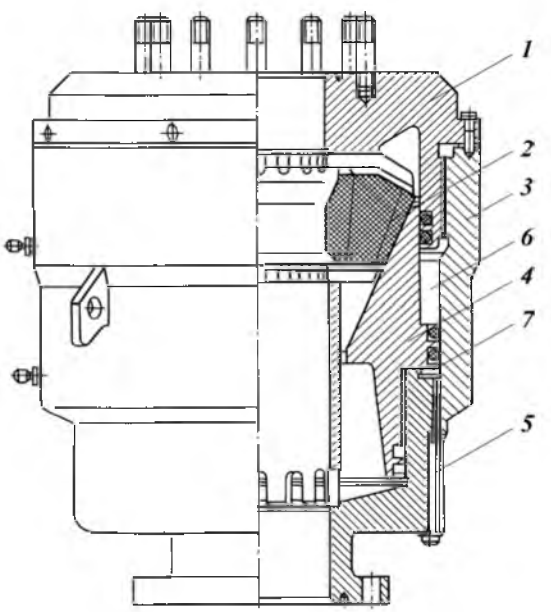


Рис. 8.7. Универсальный превентор ПУГ 230×320

если бурильная колонна поднята из скважины. При подаче же жидкости в камеру *6* плунжер *4* опускается вниз, а уплотнитель *2* возвращается в первоначальное положение и освобождает трубу.

Универсальные превенторы с гидравлическим управлением типа ПУГ 230×320 изготовляют серийно.

Вращающиеся превенторы (рис. 8.8) применяются только при роторном бурении и служат для герметизации устья скважины, когда в ней на-

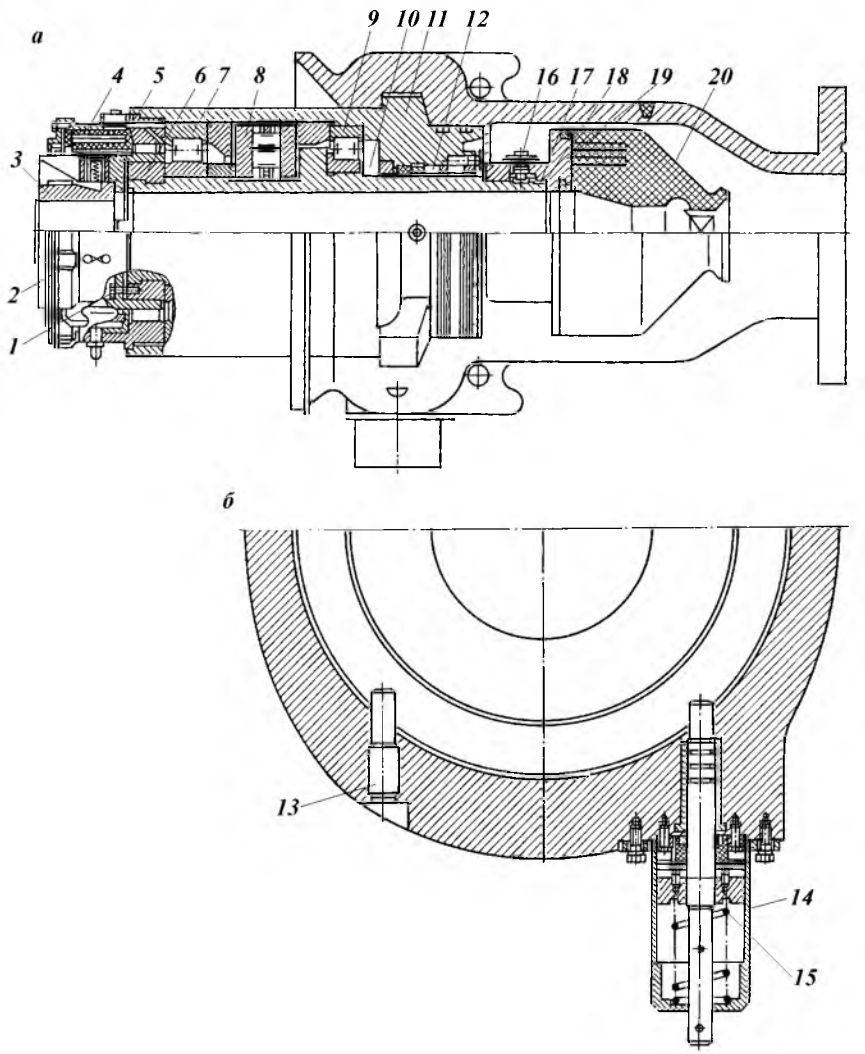


Рис. 8.8. Вращающийся превентор ПВ 230×320 Бр-1:
а — патрон; *б* — корпус с запорным устройством; *1* — шпилька; *2* — аварийные фиксаторы; *3* — вкладыши; *4* — шинно-пневматическая муфта; *5* — корпус; *6* — полукольца; *7* и *9* — радиальные подшипники; *8* — упорный подшипник; *10* — ствол патрона; *11* — корпус патрона; *12* — уплотнительные манжеты; *13* — упор; *14* — пневмоцилиндр с запорным устройством; *15* — пружина; *16* — болт; *17* — кольцо пружинное; *18* — уплотнительные манжеты; *19* — основание уплотнителя; *20* — резиновый элемент уплотнителя

ходится ведущая труба. Превентор состоит из корпуса, патрона, уплотнителя и пульта управления. Патрон фиксируется в корпусе превентора при помощи двух кулачков и кольцевого паза. В корпусе патрона на двух радиальных и упорном подшипниках качения установлен вращающийся ствол, к нижней части которого присоединен резиновый армированный уплотнитель. Вращение стволу передается от ведущей трубы при помощи ведущего вкладыша.

Корпус патрона герметизируется манжетами в корпусе превентора, а ствол — в корпусе патрона. Для фиксации вращающегося ствола в корпусе патрона служит шинно-пневматическая муфта. От проворачивания в корпусе патрон удерживается запорным устройством. Управление запорным устройством осуществляется дистанционно: с помощью пневмоцилиндра и вручную.

При установке противовыбросового оборудования на устье скважины нижний плашечный превентор *13* укрепляют на крестовине *20*, соединенной через вспомогательный пьедестал с колонной головкой *11* (рис. 8.9).

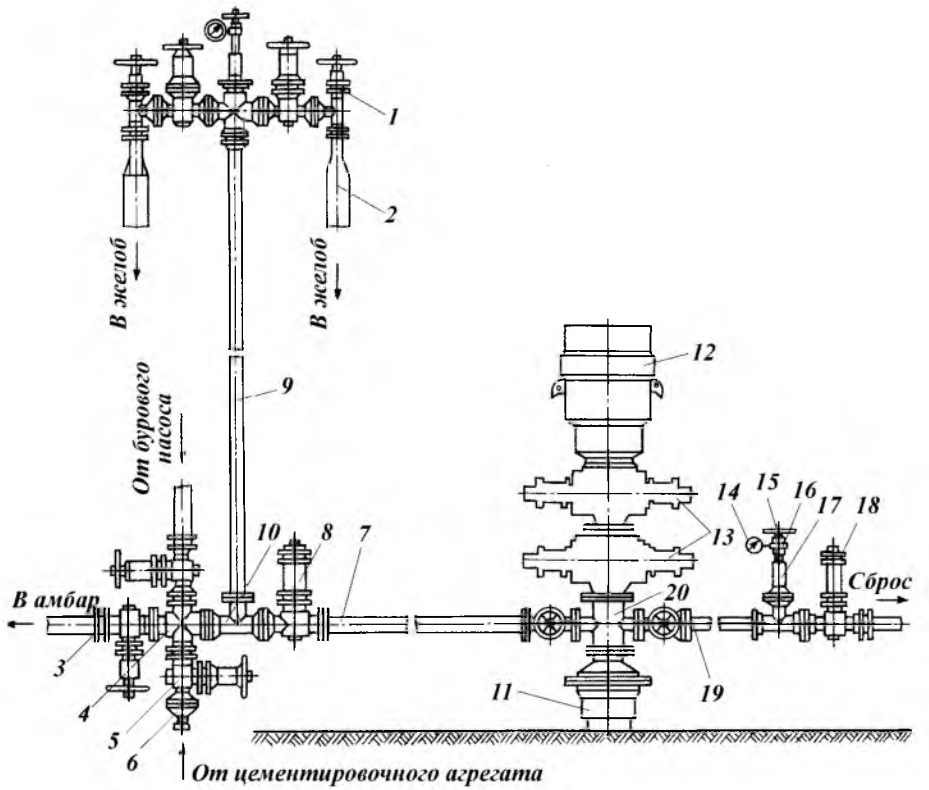


Рис. 8.9. Типовая схема оборудования и обвязки устья для бурения скважин при избыточном давлении до 50 МПа:
1 и *3* — соответственно регулируемый и быстросменный штуцера; *2* — отбойная камера; *4*, *20* — крестовины; *5* — задвижка прямоточная (или кран) высокого давления; *6* — быстросъемное соединение к цементировочному агрегату; *7* — рабочий выкид; *8* и *18* — основные задвижки (краны) высокого давления с гидроприводом; *9* — рабочая линия к регулируемым штуцерам; *10* — тройник; *11* — колонная головка; *12* — универсальный превентор; *13* — плашечные превенторы; *14* — манометр; *15* — вентиль для манометра; *16* — разделитель для манометра; *17* — буфер; *19* — аварийный выкид

Если в промывочной и пластовой жидкости не содержится веществ, которые могут вызвать интенсивную коррозию или абразивный износ оборудования, плашечные превенторы соединяют друг с другом, а над ними устанавливают универсальный превентор *12* с дистанционным управлением. В случае же опасности интенсивной коррозии или абразивного износа оборудования между плашечными превенторами *13* устанавливают вторую крестовину. При роторном бурении над универсальным превентором дополнительно размещают вращающийся превентор.

Каждая из крестовин *20* имеет два боковых выкида: рабочий *7* и аварийный *19*. Рабочий выкид служит для направления выходящей из скважины жидкости в очистную систему в период бурения и промывки, а также для подачи промывочной жидкости от бурового или цементировочного насоса в скважину при необходимости ликвидировать начавшийся приток пластовых жидкостей и газов (т.е. задавить скважину). Он оборудован быстросменным *3* и регулируемым *1* штуцерами для контроля за скоростью течения жидкости, если на устье возникло избыточное давление, и плавного увеличения противодавления на забой, а также отбойной камерой *2*, при ударе о стенки которой рассеивается избыточная энергия струи газированной жидкости.

Аварийный выкид предназначен для отвода от буровой и сброса в специальный котлован пластовой жидкости при фонтанировании (или сжигании в факеле). Длина этой линии должна быть не менее 100 м. Оба выкида снабжены манометрами *14* для контроля за давлением жидкости и задвижками или кранами высокого давления *5*, *8*, *18* с гидроприводом и дистанционным управлением.

Если установлены две крестовины *20*, выкидные линии, идущие от нижней крестовины, являются резервными и используются в случае выхода из строя линии от верхней крестовины.

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления бурового раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнять следующие основные мероприятия.

1. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

2. Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока промывочной жидкости или использовать дозаторы.

3. Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

4. При снижении плотности бурового раствора более чем на 20 кг/м^3 (0,02 г/см^3) необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению.

5. Необходимо иметь 1,5-кратный запас раствора на скважинах, в которых предполагается вскрытие зон с возможными газонефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведуемых площадях и

объектах; на газовых и газоконденсатных месторождениях; на месторождениях с аномально высокими давлениями.

В остальных случаях резервное количество бурового промывочного раствора определяют, исходя из конкретных условий, и указывают в ГТН.

6. Так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

7. Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах бурового раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны.

8. Если при подъеме бурильных труб уровень глинистого раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

9. Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

Грифоны и межколонные проявления

Под грифонами, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать газо-, нефте- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент - порода, за пределами устья скважины. Нефте-, газо-, водопроявления в кольцевом пространстве, между эксплуатационной и промежуточной колоннами, а также между промежуточной колонной и кондуктором обычно называют межколонными проявлениями. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимно связаны и обусловливают друг друга.

Все случаи грифонообразований Н.А. Сидоров и Г.А. Ковтунов разбивают по причинам их возникновения на следующие три группы (рис. 8.10):

1. Грифоны, обусловленные некачественным перекрытием цементным раствором высоконапорных пластов.

2. Грифоны, возникающие при газо-, нефте- и водопроявлениях и открытых фонтанах в процессе бурения, особенно при полной герметизации устья скважины.

3. Грифоны, образующиеся вследствие движения газа или нефти через резьбовые соединения обсадных колонн по причине их негерметичности или через нарушения в колоннах.

Во всех перечисленных случаях необходимым условием для появления грифона на дневной поверхности является наличие каналов (тектонические трещины, породы высокой проницаемости, недостаточный контакт между цементным камнем и породой), сообщающих высоконапорный пласт или ствол скважины с земной поверхностью.

Для предупреждения возникновения грифонов и межколонных проявлений необходимо:

1) при разработке конструкций скважин предусматривать спуск кон-

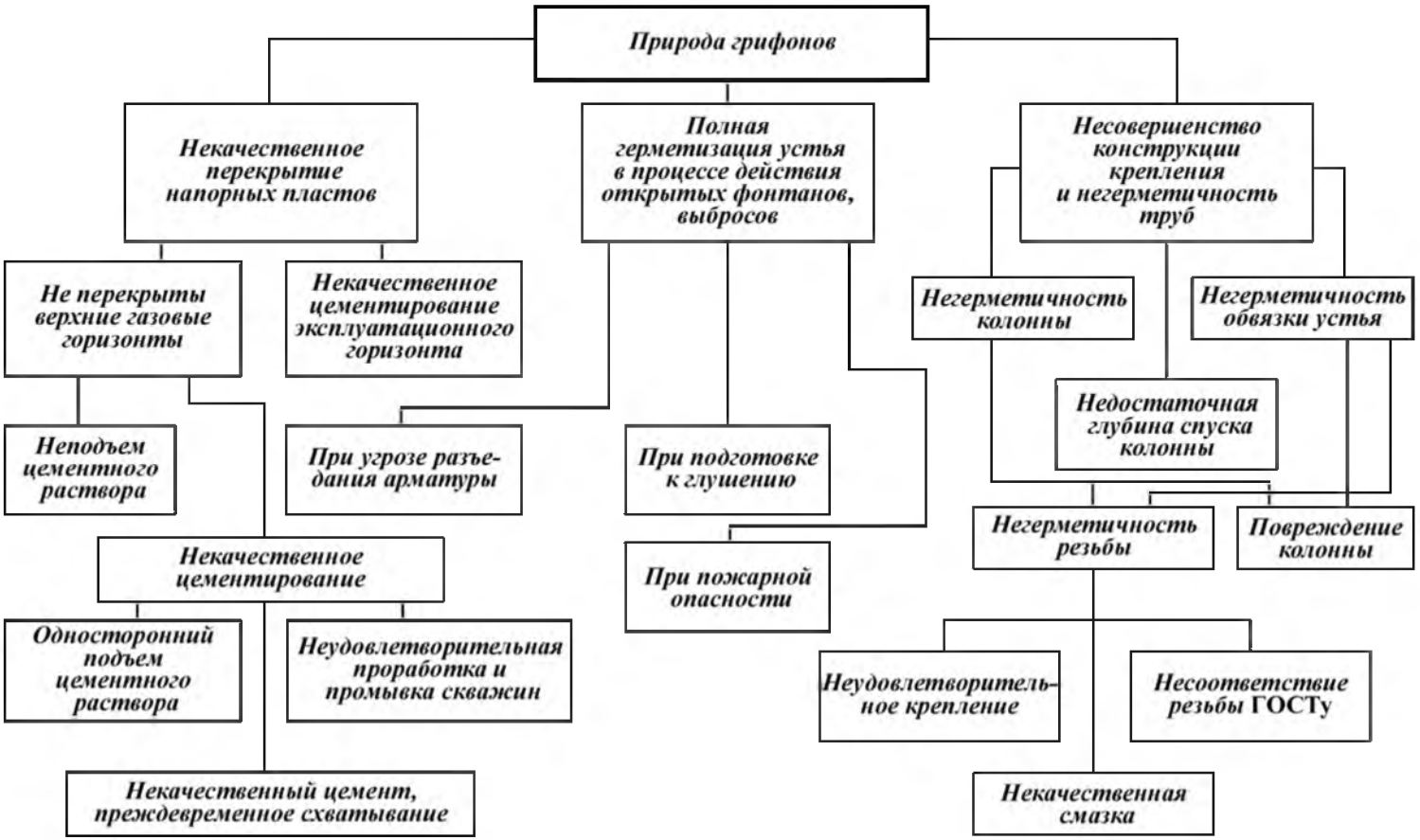


Рис. 8.10. Схема классификации причин возникновения грифонов по Н.А. Сидорову и Г.А. Ковтунову

дуктора с учетом перекрытия пластов, обусловливающих образование грифонов, с обязательным подъемом цемента до устья;

2) перед спуском обсадной колонны тщательно прорабатывать скважину со скоростью не более 35—45 м/ч, при этом качество глинистого раствора перед цементированием должно строго соответствовать ГТН;

3) увеличение высоты подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной следует производить с учетом перекрытия промежуточной колонны или кондуктора, которые в обязательном порядке цементируют до устья;

4) в зоне подъема цементного раствора на эксплуатационных колоннах устанавливать центрирующие фонари;

5) скорость продавки цементного раствора в затрубное пространство должна быть не ниже 1,5—1,8 м/с;

6) эксплуатационную колонну спускать только с применением спайдеров; это обеспечивает необходимое крепление муфт в резьбовом соединении;

7) приваривать нестандартные муфты; качественно производить все работы по обвязке устья скважины; для скважин глубиной более 2500 м применять колонные головки с клиновым захватом;

8) осваивать скважину только при условии соответствующего оборудования устья.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются гибелью скважин.

Вместе с тем при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этих осложнений.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа из соседних скважин, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится).

В случае, когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно направленные скважины.

8.3. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С НАРУШЕНИЕМ ЦЕЛОСТНОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Накопленный опыт бурения позволяет выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины и классифицировать их по видам (рис. 8.11).

Обвалы (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения промывочной жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Кроме того, проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического

Рис. 8.11. Классификация нарушений целостности стенок скважины (по Ю.В. Вадецкому)

воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обусловливающих сжатие пород. Величина горного давления при этом значительно превышает давление со стороны столба промывочной жидкости. Характерными признаками обвалов (осыпей) является: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и посадки бурильной колонны; иногда — выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению скорости бурения.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и по возможности высокую плотность;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

3) выполнение следующих рекомендаций:

а) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;

б) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;

в) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;

г) подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;

д) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;

е) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;

ж) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в

отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

3) после приготовления бурового раствора, отвечающего требованиям, указанным в п. 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спускоподъемных операциях;

4) выполнение рекомендаций б, в, г, д, е и ж, перечисленных выше, как меры предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

Ползучесть — этот вид осложнения происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодавления на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) — глины, глинистых сланцев или соляных пород — сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например, соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и с увеличением температуры пород. Характерными признаками ползучести являются затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

1) разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин не допускается;

4) при цементировании обсадных колонн подъем цементного раствора в затрубном пространстве производить на 50—100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести.

Желобообразование может происходить при прохождении любых по-

род, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — большие углы перегиба ствола скважины, большая масса единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба — проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. Установлено, что образование желобов при использовании утяжеленного бурового раствора характеризуется меньшей интенсивностью, чем в процессе применения необработанного глинистого раствора. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14—1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

2) стремление к максимальной проходке на долото; там, где целесообразно, переход на бурение алмазными долотами;

3) использование предохранительных резиновых колец;

4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);

5) при бурении наклонно направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах стремление к тому, чтобы отношение наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба было не менее 1,35—1,40.

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения — бурение с применением безводных промывочных жидкостей. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Потеря устойчивости горных пород вызывает увеличение диаметра ствола против его номинального диаметра, соответствующего диаметру долота. Наличие интервалов с увеличенным диаметром ствола можно опреде-

лить по кавернограмме, которую получают с помощью специального прибора — каверномера.

Кавернозность стволов скважин, как правило, увеличивается во времени.

Критерием величины осыпания пород служит коэффициент кавернообразования

$$K = V_ф / V_т,$$

где $V_ф$ — фактический объем ствола скважины в интервале осыпи пород, м^3; $V_т$ — теоретический объем ствола в этом же интервале.

Во второй половине 50-х годов XX в. Ю.В. Вадецкий предложил использовать многократную кавернометрию для оценки устойчивости горных пород. С тех пор этот способ широко применяют в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность используемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушениями целостности стенок скважин.

8.4. ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В настоящее время нет единого мнения в отношении классификации прихватов — одни относят прихваты к авариям, другие классифицируют их как осложнения. Будем считать, что прихват - это осложнение, вызванное в большинстве случаев нарушением технологии бурения. Иногда при попытке устранить прихват из-за неправильно принятых мер осложнение переходит в аварию. Поэтому часто прихваты и классифицируют как аварии.

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам.

1. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

2. При резком изменении гидростатического давления в скважине из-за выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

3. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола.

4. В результате образования сальников на долоте в процессе бурения или при спуске и подъеме бурильного инструмента.

5. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.

6. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы бурового раствора при прекращении его циркуляции.

7. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

8. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.

Для предупреждения прихватов необходимо:

1) применять высококачественные буровые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин;

2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора; перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствии с указанными в ГТН;

3) обеспечивать полную очистку бурового раствора от обломков выбуренной породы;

4) регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5) утяжелять буровой раствор при вращении бурильной колонны;

6) следить в глубоких скважинах за температурой восходящего по- тока раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

7) при вынужденных остановках необходимо:

а) через каждые 3—5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

б) при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в необсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

в) в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднять ее;

8) для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжеленного бурового раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10—15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные вещества (например, сульфонол в виде 1—3%-ного водного раствора, смазочные добавки СМАД-1 (до 3 %) и СГ (до 2 %). Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить представление о продуктивности горизонтов.

В практике бурения применяют ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируют путем расхаживания (многократное, чередующееся опускание и поднимание колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны. Величина усилия, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Перед выполнением этих работ должно быть проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора веса. Если расхаживанием не удается ликвидировать прихват, а циркуляция промывочной жидкости не прекратилась, прибегают к установке нефтяной, водяной или кислотной ванны.

Необходимое количество нефти (кислоты или воды) для ванны определяют по формуле

$$Q_1 = 0,785(D_1^2 - D_3^2)H_1 + 0,785D_2^2H_2,$$

где Q_1 — количество нефти (кислоты или воды) в м^3; D_1 — диаметр скважины в м; H_1 — высота подъема нефти (кислоты или воды) в затрубном пространстве в м; D_2 — внутренний диаметр труб в м; H_2 — высота столба нефти (кислоты или воды) в трубах в м; D_3 — наружный диаметр труб в м.

Практика производства нефтяных ванн в скважинах, где бурили с промывкой забоя водой и скважина заполнена водой, показала, что нефть очень быстро всплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед и после закачки нефти прокачать по несколько кубометров бурового раствора. Раствор ограничивает скорость всплывания нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных, глинистых и других породах, поддающихся действию кислоты, применяют кислотную ванну. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины, особенно когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей.

Во время производства ванн некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы периодически (через 1—2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне устья скважины, в лебедке.

Чтобы успешно провести операцию по установке ванны, необходимо правильно установить расстояние от места прихвата до устья скважины, т.е. глубину прихвата. В промысловой практике глубина прихвата обычно определяется по величине удлинения свободной неприхваченной части бурильных труб при расхаживании бурильной колонны. Для определения длины свободной части колонны бурильных труб по их удлинению поступают следующим образом.

1. Натягивают колонну с усилием P_1, которое на 5 делений превышает показание индикатора, соответствующее полному весу колонны до прихвата, и делают на ведущей или бурильной трубе отметку.

2. Производят дополнительную натяжку на 5 делений по индикатору веса и сейчас же снижают ее до первоначальной, сделав вторую отметку на ведущей трубе. Разница в первых двух отметках объясняется трением в роликах талевой системы.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и считают среднюю черту верхней отметкой началом отсчета.

4. Прикладывают к колонне силу P_2, которая на 10—20 делений превышает P_1, и делают на ведущей трубе новую отметку.

5. Производят дополнительную натяжку на 5 делений выше и сейчас же снижают нагрузку до P_2, сделав на ведущей трубе вторую отметку. Раз-

делив расстояние между двумя отметками пополам, получают нижнюю отметку для отсчета величины удлинения труб.

6. Измеряют расстояние между верхней и нижней отметками, которое и дает искомое удлинение свободной неприхваченной части бурильных труб.

Свободную длину колонны, расположенную выше места прихвата, определяют по формуле

$$L = k\Delta l,$$

где Δl — удлинение при нагрузке $P_2 - P_1$ в см; k — коэффициент, определяемый по табл. 8.8 в зависимости от размера труб и разности $P_2 - P_1$ (по Н.А. Сидорову и Г.А. Ковтунову).

К сожалению, описанный выше способ определения длины свободной от прихвата части бурильной колонны дает значительную погрешность.

Более точно место прихвата можно установить прихватоопределителем. Прихватоопределитель (рис. 8.12) состоит из электромагнита *1*, помещенного в герметичный корпус *2* из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой *3* и днищем *4*. Последние одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке *3* размещаются ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускают прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Затем производят первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15—20 см.

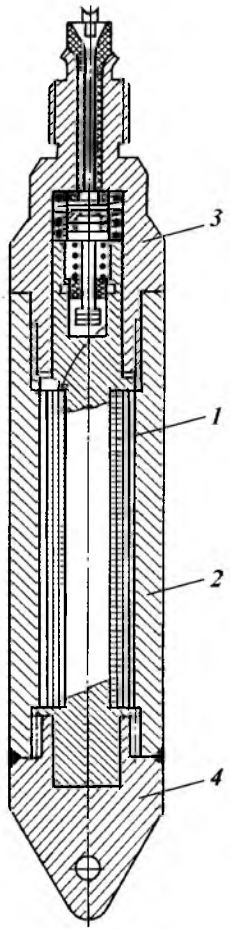
Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты.

После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

Таблица 8.8

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Значение коэффициента k при разности нагрузок $P_2 - P_1$, кН						
		50	100	150	200	250	300	350
168	8	17 200	8600	5733	4300	3440	2866	2457
	9	19 757	9878	6586	4939	3951	3293	2822
	11	23 461	11 730	7820	5865	4692	3910	3351
141	8	14 553	6276	4851	3638	2911	2426	2078
	9	16 317	8159	5439	4079	3263	2720	2331
	11	19 713	9857	6571	4928	3943	3286	2816
114	8	11 818	5909	3939	2955	2364	1970	1688
	10	14 553	7276	4851	3638	2911	2426	2079
89	9	9878	4939	3293	2470	1976	1646	1411
	11	11 819	5910	3940	2955	2364	1970	1688

Рис. 8.12. Прихватоопределитель



Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. определяют интервал прихвата.

Если нефтяная (кислотная или водяная) ванна не дала положительных результатов, прибегают к сплошной промывке нефтью или водой. Сплошная промывка водой возможна при бурении в устойчивых породах. При переходе на сплошную промывку нефтью следует избегать резкого перехода от бурового раствора к нефти, так как для подъема тяжелого глинистого раствора в затрубном пространстве и для движения легкой нефти внутри бурильных труб потребуется высокое давление.

Циркуляция нефти в скважине имеет ряд отрицательных сторон: нарушает глинизацию стенок скважины, создает опасность нефтяного или газового выброса.

В последнее время ВНИИБТ и НИИ механики Московского государственного университета разработан способ ликвидации прихватов колонны труб, получивший название гидроимпульсного способа (ГИС). Способ основан на возбуждении упругих волн разгрузки в материале колонны труб и жидкости, заполняющей скважину, путем резкого снятия предварительно созданных в них напряжений.

Предварительные напряжения в материале колонны труб и жидкости создают путем воздействия на перекрытый диафрагмой верхний торец колонны избыточного давления, возникающего в полости труб после замещения находящегося в колонне раствора облегченной жидкостью, например водой. Величина этого избыточного давления Δp зависит от разности плотностей жидкости в трубном и затрубном пространствах и глубины погружения уровня раздела этих сред в колонне; ее определяют по формуле

$$\Delta p = (\gamma_1 - \gamma_2)H \cdot g,$$

где γ_1 и γ_2 — соответственно плотность жидкости в затрубном и трубном пространствах; H — глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне.

Возникшее избыточное давление Δp, действуя на закрытый диафрагменной пластинкой верхний торец колонны, создает растягивающую силу, равную

$$G = \Delta p S,$$

где S — площадь сечения полости колонны.

Под действием этой силы в части колонны, расположенной над местом прихвата, возникают осевые растягивающие напряжения, которые можно определить по формуле

$\sigma = G/F$,

для F — площадь сечения материала колонны.

Для применения способа необходимо:

1) установить место прихвата и зафиксировать вытяжку отметкой на колонне;

2) произвести форсированную промывку ствола скважины высококачественным буровым раствором в течение 1,5—2 циклов;

3) при помощи переводников и патрубков из УБТ подобрать длину инструмента так, чтобы верхний конец колонны при нагрузке, равной собственному весу инструмента, выступал над ротором не более, чем на 40—50 см;

4) установить в диафрагменной камере наголовника тарированную на расчетное давление диафрагму;

5) установить на верхнем конце колонны труб над ротором соответствующий наголовник;

6) подключить два отводных патрубка от заливочной головки к цементировочным агрегатам, а всасывающую линию агрегатов соединить с емкостью, заполненной технической водой, и опрессовать нагнетательную линию на давление, превышающее расчетное Δp на 25 %;

7) закачать агрегатами в полость колонны труб расчетный объем облегченной жидкости, например воды, до получения расчетного давления Δp, необходимого для разрыва диафрагмы в наголовнике. При этом произойдет выброс порции облегченной жидкости из открывшегося торца колонны труб в атмосферу;

8) после выброса в атмосферу порции облегченной жидкости закрыть задвижку на наголовнике при помощи дистанционного устройства;

9) непосредственно после закрытия задвижки расхаживать инструмент в течение 5—10 мин с усилием, не превышающим 20 тс собственного веса;

10) если прихват не ликвидирован, необходимо установить новую диафрагму и повторить цикл 5—6 раз;

11) если после этого не произойдет частичной ликвидации прихвата (не уменьшится длина прихваченной части инструмента), необходимо:

а) увеличить величину Δp за счет использования гидродинамических сопротивлений колонны труб при закачке облегченной жидкости;

б) вызвать обратный переток жидкости из затрубного пространства в полость колонны труб, открывая краны на нагнетательной линии и принимая в емкость агрегатов не более 3—6 м^3 облегченной жидкости, после чего переток прекратить.

Описанный цикл следует проводить не более трех раз. При вызове обратного перетока необходимо закачивать в затрубное пространство буровыми насосами промывочную жидкость с параметрами, предусмотренными ГТН для поддержания первоначальной величины гидростатического давления в скважине.

ГИС не применяют, если плотность находящейся в скважине промывочной жидкости менее 1350 кг/м^3 (1,35 г/см^3); целостность и герметичность колонны труб нарушена; затрубное (кольцевое) пространство скважины завалено крупными обломками горных пород.

Для освобождения прихваченного инструмента используют также ясс ударный (ЯУ). Он предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, расхаживанием и

путем отбивания ротором. Иногда применяют ясс ударно-вибрационный (ЯУВ). Он предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, направленных сверху вниз, или же созданием вибрации в колонне вращением бурильного инструмента под натяжением.

Достаточно эффективным способом ликвидации прихватов является резкое встряхивание колонны с помощью забойных гидроударников, вибраторов, взрыва шнурковых торпед малой мощности. В последнем случае ударная волна, проходя через резьбовое соединение трубы, вызывает резкое его ослабление. Если перед взрывом на трубы был приложен обратный вращающий момент, а резьбовое соединение было разгружено от веса вышележащих труб, то при взрыве происходит откреплeние резьбового соединения, находящегося против торпеды, которое затем легко отвинчивают ротором. Этот метод позволяет в большинстве случаев освобождать трубы, находящиеся выше места прихвата.

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удается, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровывать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и мало эффективен. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин.

8.5. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ (ММП)

8.5.1. РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ММП

Многолетняя мерзлота распространена в России на территории Иркутской, Магаданской, Читинской, Омской, Новосибирской, Тюменской, Томской, Свердловской областей, Хабаровского и Красноярского краев, Коми, Якутии и Бурятии. Она занимает площадь 10 млн км^2, т.е. более 50 % всей территории страны.

Значительная территория Аляски (США) и часть территории Канады также характеризуются наличием ММП.

До недавнего времени считалось, что максимальная глубина распространения ММП составляет 600 – 700 м. Однако бурение и исследования Мархинской скважины в северо-западной части Якутии позволили установить распространение ММП до глубины 1400 м с температурой в интервале 250 – 1400 м до минус 3 °С.

В районах распространения ММП находятся богатые залежи углеводородов — нефти и газа. Крупнейшие из них: газовые месторождения Медвежье и Уренгой на территории Таймырского полуострова (Россия) и нефтяное месторождение Прадхо-Бей на территории Аляски (США).

Многие месторождения в настоящее время успешно эксплуатируются в России: Возейское, Медвежье, Уренгойское, Русское, Холмогорское, Варьеганское и др.; в США: Барроу, Симпсон, Топагорук, Коалак, Мид, Фишкрик, Сумалик, Прадхо-Бей, Сквеар-Лейк, Кенай и др.

Как в России, так и на Аляске и на территории Канады отмечают три категории распространения ММП: сплошное, прерывистое, островное.

В настоящее время геолого-геотермические условия залегания ММП изучены недостаточно. Отсутствуют конкретные рекомендации по оценке такой важнейшей из характеристик, как льдистость, мало данных о теплофизических свойствах мерзлых пород. Поэтому приведем по некоторым месторождениям лишь краткую литолого-стратиграфическую характеристику разреза ММП, общие сведения о строении и естественной температуре мерзлотной толщи.

Возейское нефтяное месторождение расположено за полярным кругом, где мерзлота развита повсеместно. Мощность мерзлотной толщи оценивается в 100—400 м и представлена отложениями третичного и четвертичного возраста. Мерзлота относится к эпигенетическому типу. Третичные образования представлены плотными глинистыми алевролитами, глинами, суглинками, в верхней части — песками. Четвертичные — осадками озерно-аллювиального, ледниково-морского происхождения, по преимуществу песчано-гравийного состава с прослоями глин, суглинков и валунов. В южной части месторождения мерзлота — реликтовая. Естественная температура пород ниже минус 1 °С.

На Медвежьем и Уренгойском газовых месторождениях промерзанием охвачены супесчано-глинистые и песчано-глинистые отложения четвертичного и палеогенового возраста. На Медвежьем месторождении глубина нижней границы ММП изменяется от 250 до 400 м, на Уренгойском — от 282 до 537 м. Температура мерзлых пород минус 2 — минус 3 °С.

На Русском нефтяном месторождении слой ММП является монолитным на водораздельных участках и имеет островной характер на поймах рек. Промерзанием охвачены песчано-глинистые отложения палеоцена, эоцена, четвертичные. Максимальная мощность ММП 350—500 м, температура на глубине слоя годовых колебаний минус 3 °С.

На Холмогорском нефтяном месторождении промерзанием охвачены следующие литолого-стратиграфические разности: водонасыщенные песчаные и глинистые пласты олигоценовых и эоценовых отложений на глубинах до 500 м. ММП имеют реликтовое происхождение и характеризуются двухслойным строением. Верхний слой — от поверхности до глубины 30—50 м — мерзлые породы, затем — вплоть до глубины 100—150 м — залегают талые породы. Подошва второго мерзлотного слоя отмечается на глубине около 500 м. Температура мерзлых пород, по-видимому, близка к 0 °С.

В разрезе Варьеганского нефтяного месторождения ММП представлены реликтовой частью на глубинах от 100 до 350 м. Промерзанием охвачены отложения четвертичного и эоцен-олигоценового возраста, представляющие собой неравномерное чередование песчаных и глинистых пород с различными включениями. Естественная температура мерзлых пород колеблется от 0 до минус 2,5 °С.

Толща ММП месторождения Прадхо-Бей (США) составлена из небольших по мощности современных отложений с включениями сплошного льда, хорошо отсортированным гравием с пропластками илистого песка (до глубины примерно 170 м), глинистым илом (до глубины 190 м), илистым песком (до глубины 250 м), илистой глиной (до глубины 290 м), переслаивающимися илистыми песками с илистыми глинами (до глубины 350 м) и песками, перемежающимися с небольшими прослоями глины (до глубины

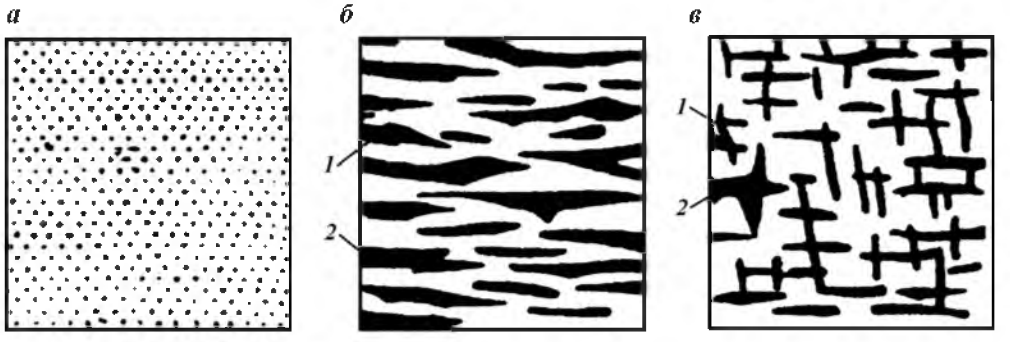


Рис. 8.13. Текстура многолетнемерзлых пород:
а — массивная; *б* — слоистая; *в* — сетчатая; *1* — минеральный материал породы; *2* — лед

600 м). Температура мерзлоты достигает минус 8 °С. Нефтегазовая залежь связана с отложениями пермо-триаса на глубине 2430—2600 м.

В мерзлых породах различают три вида криогенной текстуры: массивную (рис. 8.13), в которой кристаллы льда заполняют поровое пространство, слоистую, когда лед в виде ориентированных в одном направлении линз и прослоек участвует в формировании мерзлой породы, и сетчатую, когда линзы и жилы льда ориентированы беспорядочно.

В составе мерзлой породы может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество этой воды зависит от температуры и вещественного состава. Считают, что тонкодисперсные мерзлые глины могут содержать незамерзшую воду даже при температуре минус 100 °С.

Одной из основных характеристик ММП, от которой зависит степень осложненности условий при сооружении скважин, является их льдистость.

В связи с недостаточной изученностью кернового материала конкретной информации о льдистости ММП по различным месторождениям очень мало. Тем не менее для различных оценок степени осложненности ствола скважины под тепловым воздействием промывочного агента необходимо располагать хотя бы общими сведениями о льдистости ММП.

Известно, что для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции объемная льдистость ММП в интервале залегания 0—50 м составляет в среднем 40—45 %. В Тюменской области льдистость ММП в интервале 0—30 м составляет 40—60 %.

Льдистость суглинков и супесей изменяется в пределах от 30 до 60 %, а песков — от 10 до 30 %.

С глубиной льдистость, как правило, уменьшается. Льдистость сингенетических отложений обычно выше, чем эпигенетических.

Льдистость в верхней части разреза ММП, проходимого скважинами в Тюменской области, часто превосходит 50 %; наибольшая объемная льдистость (более 60 %) соответствует глубине 30—50 м.

Газовые месторождения Тюменского Заполярья по своему литологическому разрезу отличаются наличием мощных толщ ММП. Многолетняя мерзлота распространяется на олигоценовые и эоценовые отложения, а в крайней северной части месторождения Медвежье — и на верхнюю часть палеоцена. В составе мерзлой толщи преобладает лед, мощность которого достигает половины мощности ММП.

8.5.2. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ММП

При бурении в интервалах распространения ММП в результате совместного физико-химического воздействия и эрозии на стенки скважины сцементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком бурового раствора. Это приводит к интенсивному кавернообразованию и связанным с ним обвалам и осыпям горных пород.

Наиболее интенсивно разрушаются породы с низким показателем льдистости и слабоуплотненные породы. Теплоемкость таких пород невысокая, и поэтому их разрушение происходит существенно быстрее, чем пород с высокой льдистостью.

Среди мерзлых пород встречаются пропластки талых пород, многие из которых склонны к поглощениям бурового раствора при давлениях, незначительно превышающих гидростатическое давление столба воды в скважине. Поглощения в такие пласты бывают весьма интенсивные и требуют специальных мероприятий для их предупреждения или ликвидации.

В разрезах ММП обычно наиболее неустойчивы породы четвертичного возраста в интервале 0—200 м. При традиционной технологии бурения фактический объем ствола в них может превосходить номинальный в 3—4 раза. В результате сильного кавернообразования, которое сопровождается появлением уступов, сползанием шлама и обвалами пород, кондукторы во многих скважинах не были спущены до проектной глубины.

В результате разрушения ММП в ряде случаев наблюдалось проседание кондуктора и направления, а иногда вокруг устья скважины образовывались целые кратеры, не позволяющие вести буровые работы.

В интервале распространения ММП трудно обеспечить цементирование и крепление ствола вследствие создания застойных зон бурового раствора в больших кавернах, откуда его невозможно вытеснить тампонажным раствором. Цементирование зачастую одностороннее, а цементное кольцо несплошное. Это порождает благоприятные условия для межпластовых перетоков и образования грифонов, для смятия колонн при обратном промерзании пород в случае длительных простоев скважины.

Процессы разрушения ММП достаточно сложные и мало изученные. Циркулирующий в скважине буровой раствор термо- и гидродинамически взаимодействует как с горной породой, так и со льдом, причем это взаимодействие может существенно усиливаться физико-химическими процессами (например, растворением), которые не прекращаются даже при отрицательных температурах.

В настоящее время можно считать доказанным наличие осмотических процессов в системе порода (лед) — корка на стенке скважины - промывочная жидкость в стволе скважины. Эти процессы самопроизвольные и направлены в сторону, противоположную градиенту потенциала (температуры, давления, концентрации), т.е. стремятся к выравниванию концентраций, температур, давлений. Роль полупроницаемой перегородки может выполнять как фильтрационная корка, так и прискважинный тонкий слой самой породы. А в составе мерзлой породы кроме льда как цементирующего ее вещества может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество незамерзающей воды в ММП зависит от температуры, вещественного состава, солености.

Из-за наличия в открытом стволе скважины промывочного бурового раствора, а в ММП — поровой жидкости с определенной степенью минерализации наступает процесс самопроизвольного выравнивания концентраций под действием осмотического давления. В результате этого может происходить разрушение мерзлой породы. Если буровой раствор будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-нибудь растворенной соли, то на границе лед — жидкость начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры плавления льда, т.е. начнется процесс его разрушения. А так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда, как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной осыпей, обвалов, образования каверн и шламовых пробок, посадок и затяжек при спускоподъемных операциях, остановок спускаемых в скважину обсадных колонн, поглощений буровых промывочных и тампонажных растворов.

Если степени минерализации бурового раствора и поровой воды ММП одинаковы, то система скважина — порода будет находиться в изотоническом равновесии, и разрушение ММП под физико-химическим воздействием маловероятно.

С увеличением степени минерализации промывочного агента возникают условия, при которых поровая вода с меньшей минерализацией будет перемещаться из породы в скважину. Из-за потерь иммобилизованной воды механическая прочность льда будет уменьшаться, лед может разрушиться, что приведет к образованию каверны в стволе бурящейся скважины. Этот процесс интенсифицируется эрозионным воздействием циркулирующего промывочного агента.

Разрушение льда соленой промывочной жидкостью отмечено в работах многих исследователей. Эксперименты, проведенные в Ленинградском горном институте, показали, что с увеличением концентрации соли в омывающей лед жидкости разрушение льда интенсифицируется. Так, при содержании в циркулирующей воде 25 и 100 кг/м^3 NaCl интенсивность разрушения льда при температуре минус 1 °С составляла соответственно 0,0163 и 0,0882 кг/ч.

На процесс разрушения льда влияет также длительность воздействия соленой промывочной жидкости. Так, при воздействии на лед 3%-ным раствором NaCl потеря массы образца льда с температурой минус 1 °С составила: 0,62; 0,96 и 1,96 г соответственно через 0,5; 1,0 и 1,5 ч.

По мере растепления прискважинной зоны ММП освобождается часть ее порового пространства, куда также может фильтроваться промывочная жидкость или ее дисперсионная среда. Этот процесс может оказаться еще одним физико-химическим фактором, способствующим разрушению ММП. Он может сопровождаться осмотическим перетоком жидкости из скважин в породу, если концентрация какой-нибудь растворимой соли в жидкости ММП больше, чем в жидкости, заполняющей ствол скважины.

Следовательно, чтобы свести к минимуму отрицательное влияние физико-химических процессов на состояние ствола бурящейся в ММП скважины, необходимо, в первую очередь, обеспечить равновесную концентрацию на стенке скважины компонентов бурового промывочного раствора и внутрипоровой жидкости в ММП.

К сожалению, это требование не всегда выполнимо на практике. Поэтому чаще прибегают к защите цементирующего ММП льда от физико-

химического воздействия буровым раствором пленками вязких жидкостей, которые покрывают не только обнаженные скважиной поверхности льда, но и частично прилегающее к скважине внутрипоровое пространство, разрывая тем самым непосредственный контакт минерализованной жидкости со льдом.

Как указывают А.В. Марамзин и А.А. Рязанов, при переходе от промывки скважин соленой водой к промывке более вязким глинистым раствором интенсивность разрушения льда уменьшилась в 3,5—4 раза при одинаковой концентрации в них NaCl. Она снижалась еще больше, когда буровой раствор обрабатывали защитными коллоидами (КМЦ, ССБ). Подтверждена также положительная роль добавок к буровому раствору высоколлоидного бентонитового глинопорошка и гипана.

Таким образом, для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП буровой промывочный раствор должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать низким показателем фильтрации;

содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП;

обладать способностью создавать на поверхности льда в ММП плотную, непроницаемую пленку;

обладать низкой эрозионной способностью;

иметь низкую удельную теплоемкость;

образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов;

быть гидрофобным к поверхности льда.

8.5.3. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕПЛОВЫМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ И ММП

Бурящаяся скважина вступает с окружающими мерзлыми породами не только в физико-химическое взаимодействие. Чаще наиболее мощным фактором, влияющим на устойчивость стенок ствола скважины в ММП, является тепловое воздействие скважинного флюида на состояние мерзлой породы.

Имеющий обычно положительную температуру буровой раствор расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП, в результате чего связность частиц породы друг с другом нарушается, стенка скважины теряет устойчивость и разрушается под действием несбалансированного горного давления и эрозии движущейся промывочной жидкостью.

Практикой установлено: чем выше температура бурового промывочного раствора, тем интенсивнее процесс кавернообразования, осыпи, обвалы, поглощения при проходке ММП. Развитию этих нежелательных процессов способствуют большая продолжительность бурения в ММП, высокая интенсивность промывки скважины и степень турбулентности восходящего потока бурового раствора.

Проблемы сооружения скважин в районах распространения ММП порой не прекращаются после их закрепления колонной (кондуктором). При длительных остановках или при использовании охлажденных ниже 0 °С буровых растворов происходит обратное промерзание растепленных скважиной ММП и бурового раствора, находящегося в кавернах. В результате промерзания и связанного с ним увеличения объема промерзающего мате-

риала с водой возникает огромное, неравномерное по периметру внешнее давление на обсадные трубы, приводящее в ряде случаев к их слому.

Горные породы, слагающие разрез скважины ниже распространения ММП, имеют положительную температуру, увеличивающуюся по мере углубления забоя. На глубине 3000 м температура горных пород может достигать 80—100 °С (газовое месторождение Уренгой в РФ, месторождение Прадхо-Бей на Аляске). Естественно, что нагретый на этой глубине циркулирующий буровой раствор будет нагревать приствольную зону ММП за кондуктором и растеплять ее. Так, после закрепления ММП обсадной колонной она может подвергаться многократному растеплению и промерзанию. Вероятно поэтому отмечаются как случаи повреждения кондукторов, так и случаи проседания их в глубь скважины.

Решение проблемы осложнений, возникающих в результате растепления околоствольной зоны ММП, состоит, с одной стороны, в учете этого явления при выборе прочностных характеристик обсадных колонн при расчете их на смятие внешним давлением, а с другой — в предотвращении этого явления путем регулирования температуры нагнетаемого в скважину бурового раствора до значений, близких к температуре плавления льда, скрепляющего частицы ММП.

Исследователи, занимающиеся проблемами бурения скважин в Заполярье, единодушно отмечают, что необходимо применять в комплексе рекомендации по предупреждению кавернообразований, сущность которых сводится к следующему: во-первых, использовать для бурения ММП охлажденные до температуры плавления льда буровые растворы; во-вторых, свести к минимуму способность буровых растворов растворять лед; в-третьих, соблюдать умеренные скорости циркуляции бурового промывочного раствора в кольцевом пространстве скважины.

Основные усилия исследователей были направлены на поиск промывочных сред, наиболее благоприятных с точки зрения недопущения разрушения ММП. Используя в качестве промывочных агентов пены, воздух, эмульсии и растворы на нефтяной основе, буровики Канады добились значительных успехов в профилактике кавернообразования, осыпей и обвалов при проходке ММП.

Такого рода промывочные жидкости незначительно отфильтровывают жидкость в поры породы, нейтральны по отношению ко льду, обладают пониженной теплоемкостью.

Однако даже при использовании таких систем, требующих значительного усложнения техники и технологии промывки скважин, процесс кавернообразования наблюдается при положительных температурах в циркуляционном потоке, особенно при разбуривании песчаников, сцементированных льдом. Поэтому, наряду с применением систем, не растворяющих лед, для предотвращения разрушения прискважинной зоны ММП необходимо регулировать в определенных пределах температуру используемого при бурении промывочного агента.

Установлено, что температура циркулирующего в скважине промывочного агента в зоне ММП не должна превышать температуру фазового перехода (плавления) льда. Практически она должна быть не выше +0,5 °С. Пожалуй, единственная возможность поддерживать на низком уровне температуру циркулирующего раствора - это охлаждать его в поверхностной системе.

Задача охлаждения промывочной жидкости на дневной поверхности

при отрицательной окружающей температуре не столь сложная. Но при положительной температуре на поверхности задача резко усложняется и требует для своего решения тщательного расчета поверхности теплообменников, холодопроизводительности системы охлаждения, других характеристик.

Для того, чтобы запроектировать эффективные меры профилактики осложнений при сооружении скважин, необходимо в каждом конкретном случае решить ряд задач.

1. Выбрать тип и компонентный состав бурового промывочного агента в соответствии с геолого-техническими условиями бурения, при использовании которого было бы сведено к минимуму отрицательное воздействие его на ММП.

2. Определить границы колебаний температуры в сооружаемой скважине в зависимости от температуры промывочного агента на дневной поверхности.

3. Оценить степень деградации окружающих скважину ММП под воздействием бурового промывочного агента, в первую очередь такую характеристику, как радиус протаивания ММП вокруг скважины.

4. Выбрать метод и систему регулирования температуры в скважине, позволяющую свести к минимуму растепления околоствольной зоны ММП.

5. Выбрать прочностные характеристики крепи скважины с учетом нагрузок, обусловленных как течением растепленных пород, так и их обратным промерзанием в результате восстановления отрицательной температуры в скважине.

Глава 9

ОСНОВЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В БУРЕНИИ

При бурении нефтяных и газовых скважин практически все технологические процессы и операции сопровождаются различными гидромеханическими явлениями, которые во многом определяют качество и эффективность буровых работ.

Гидромеханика рассматривает явления, связанные с покоем (гидростатика) и движением (гидродинамика) жидкости. При этом основное внимание уделяется решению двух задач: нахождению взаимодействия жидкости с твердыми телами и определению распределения скоростей и давлений внутри жидкости.

9.1. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЖИДКОСТЕЙ

Основным предметом изучения гидромеханики является жидкость — агрегатное состояние вещества, сочетающее в себе черты твердого (сохранение объема, определенная прочность на разрыв и др.) и газообразного (изменчивость формы, подвижность и др.) состояний. Все жидкости способны в той или иной мере изменять свой объем под действием сжимающих усилий, т.е. обладают сжимаемостью. Это свойство характеризуется коэффициентом сжимаемости

$$\beta_p = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dp},$$

где V — объем жидкости; p — давление.

Объем жидкостей изменяется и вследствие температурных воздействий. Это свойство жидкостей характеризуется коэффициентом теплового расширения

$$\beta_T = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dT},$$

где T — температура.

Коэффициенты сжимаемости и теплового расширения обычно принимают постоянными, так как для давлений и температур, представляющих интерес для практики бурения, их изменение незначительное. В этом случае изменение объема можно определять по формулам

$$V = V_0(1 - \beta_p \Delta p);$$

$$V = V_0(1 + \beta_T \Delta T),$$

где V_0 — начальный объем.

В гидромеханике жидкость представляется сплошной средой с непрерывным распределением в ней основных физических свойств, т.е. все механические характеристики являются функциями координат точки и времени. В этом заключается гипотеза о непрерывности и сплошности жидкой среды.

Одна из основных физических величин, характеризующих жидкость, — плотность

$$\rho = \lim_{\Delta V \to 0} \frac{\Delta M}{\Delta V},$$

где ΔM — масса жидкости в объеме ΔV.

По плотности жидкости можно определять удельный вес γ, характеризующий объемные силы тяжести, согласно формуле

$$\gamma = \rho g,$$

где g — ускорение силы тяжести.

Принимая во внимание сжимаемость и тепловое расширение, имеем $\rho = f(p, T)$, а с учетом коэффициента сжимаемости и теплового расширения

$$\rho_p = \frac{\rho_0}{1 - \beta_p \Delta p}; \quad \rho_T = \frac{\rho_0}{1 - \beta_T \Delta T}.$$

Все реальные жидкости обладают свойством сопротивляться усилиям, касательным к поверхности выделенного объема, т.е. усилиям сдвига. Это свойство называют вязкостью. Причина ее возникновения — диффузия молекул, сопровождающаяся переносом количества движения из одного слоя в другой и тем самым обусловливающая возникновение сил внутреннего трения в жидкости. Для того чтобы дать определение подобного рода силам, рассмотрим равновесие выделенного в жидкости элементарного объема.

В общем случае действующие силы можно разделить на поверхностные и объемные. К поверхностным силам относятся силы трения, поверхностного натяжения, упругости; к объемным — силы тяжести, инерции, электрического и магнитного взаимодействия и др. В общем случае поверхностные силы разлагаются на нормальную и касательную составляющие. Первая вызывает деформацию сжатия, и в гидромеханике ее называют давлением и обозначают p, а вторая вызывает деформацию сдвига или напряжения трения, и ее обозначают τ. Взаимосвязь между касательными напряжениями τ и характеристиками движения жидкости обусловливает реологические свойства.

Если рассмотреть две параллельные площадки в движущейся жидкости, которые отстоят друг от друга на расстоянии dh и движутся со скоростями соответственно v и $v + dv$, то для жидкости, подчиняющейся закону вязкости Ньютона, имеем следующую формулу для определения касательного напряжения:

$$\tau = \eta \frac{dv}{dh},$$

где η — коэффициент внутреннего трения или динамической (абсолютной) вязкости.

На практике используют коэффициент кинематической вязкости

$$\nu = \eta / \rho.$$

Наряду с жидкостями, подчиняющимися закону Ньютона (например, вода), в практике бурения приходится иметь дело с жидкостями, которые отклоняются от этого закона. Их называют неньютоновскими или аномальными. Взаимосвязь деформаций и напряжений для подобных жидкостей является предметом изучения реологии — раздела физической механики. В общем случае в зависимости от реологического поведения жидкости можно разделить на две основные группы.

К первой группе относятся:

вязкопластичные жидкости, для которых

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{dv}{dn},$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига; η — коэффициент структурной вязкости;

аномально вязкие жидкости, для которых

$$\tau = k\left(\frac{dv}{dn}\right)^n,$$

где k — коэффициент консистентности; n — показатель степени; при $n < 1$ аномально вязкие жидкости называют псевдопластичными, при $n > 1$ — дилатантными, т.е. расширяющимися или растягивающимися, а при $n = 1$ имеем ньютоновскую жидкость.

Ко второй группе относятся жидкости, которые обладают свойствами твердого тела и жидкости, т.е. проявляют упругое восстановление формы после снятия напряжения. Эти жидкости называют вязкоупругими, и к ним относится модель Максвелла, или модель релаксирующего тела, для которого

$$\frac{1}{\eta}\tau + \frac{1}{G}\frac{d\tau}{dt} = \frac{dv}{dn},$$

где G — модуль упругости при сдвиге.

Для этих тел важным параметром является время релаксации $t = \eta/G$, которое характеризует время затухания упругих напряжений в жидкости. Так, в случае $dv/dn = 0$ для этих тел имеем

$$\tau = \tau_0 \exp\left(-\frac{G}{\eta}t\right),$$

где τ_0 — начальное упругое напряжение сдвига при мгновенном напряжении.

Из этого выражения следует, что при $t = \eta/G$ напряжение в жидкости уменьшится в $\overline{e}$ раз, а при $t \to \infty$ оно станет равным нулю, т.е. напряжение в теле полностью исчезнет. Чем меньше для жидкости время релаксации ($G \to \infty$), тем слабее проявляются твердообразные свойства таких жидкостей, так как в их модели член, содержащий $d\tau/dt$, будет стремиться к нулю, и поведение тела станет ньютоновским.

При рассмотрении неньютоновских жидкостей вводится понятие эффективной вязкости $\eta_э$, которое для вязкопластичных жидкостей определяется по формуле

$$\eta_э = \eta + \frac{\tau_0}{dv/dn},$$

а для аномально вязких жидкостей

$$\eta_э = k + \left(\frac{dv}{dn}\right)^{n-1}.$$

Использование приведенных гидромеханических моделей и свойств жидкостей позволяет решить основные задачи гидромеханики в бурении.

9.2. ОЧИСТКА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА

Качественная очистка ствола скважины от осколков выбуренной породы (шлама) улучшает показатели работы долот и снижает вероятность осложнений и аварий, что представляет существенный резерв в сокращении сроков и стоимости бурения.

9.2.1. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ШЛАМА НА ПОВЕРХНОСТЬ

Анализ современного состояния проблемы очистки ствола бурящейся скважины от выбуренной породы показывает, что нет единого мнения о влиянии режимов течения, показателей свойств бурового раствора, продолжительности промывки и частоты вращения бурильных труб на транспортирующую способность потока бурового раствора. Заключения о влиянии реологических показателей на выносную способность буровых растворов противоречивы, а механический принцип относительности, широко используемый для расчета скорости восходящего потока ньютоновских жидкостей, в случае применения буровых растворов нуждается в экспериментальной проверке. Кроме того, не ясен вопрос о выборе расчетного диаметра частиц выбуренной породы, предназначенных к гидротранспорту по стволу скважины.

Таким образом, из-за отсутствия научно обоснованных рекомендаций по выбору основных параметров промывки, обеспечивающих совершенную очистку ствола скважины, и недостатка формализованных представлений о процессах гидротранспорта шлама составление важнейших ограничений гидравлических программ в настоящее время затруднено, что не позволяет использовать потенциальные резервы повышения эффективности бурового процесса в результате интенсификации гидротранспорта выбуренной породы по стволу бурящейся скважины.

Статистический анализ исследованных проб бурового шлама позволяет ориентировочно вычислить содержание частиц в буровом растворе.

Диаметр частиц, мм.....	> 1,5÷2,2	> 3,0÷4,5	> 6÷7
Содержание частиц, %.....	78 – 82	50	5 – 10

Максимально возможный размер шлама достигает 14 – 15 мм.

Очевидно, что при расчетах процесса гидротранспорта следует ориентироваться на шлам либо наибольшего размера, либо наибольшего объема. Так, представляется рациональным для предотвращения зашламления ствола скважины принять меры для удаления частиц размером более 1,5 – 2 мм, а при внезапных остановках циркуляции предотвратить осаждение наиболее крупных частиц. Однако при сальникообразовании, по-видимому, следует рассматривать возможности удаления или предотвращения образова-

ния более мелких частиц, составляющих 20 – 30 % общей массы шлама, образовавшегося при бурении. Для уточнения этих вопросов необходимы четкие представления о транспортирующей способности буровых растворов.

9.2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ОСАЖДЕНИЯ ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Согласно механическому принципу относительности, широко практикуемому при проектировании гидротранспорта с использованием ньютоновских жидкостей и газообразных агентов, транспортирующая способность бурового раствора зависит от скорости осаждения взвешенных частиц.

В общем случае при равномерном падении частицы в жидкой изотропной покоящейся среде скорость падения (м/с) определяется по формуле Риттингера:

$$u = \left(\frac{4}{3} \frac{d_0}{C_f} \frac{\rho_ч - \rho}{\rho} g \right)^{1/2}, \qquad (9.1)$$

где d_0 – характерный размер (в случае шарообразной частицы – диаметр), м; $\rho_ч$ – плотность частицы, кг/м^3; ρ – плотность жидкости, кг/м^3; g – ускорение силы тяжести, м/с^2, C_f – коэффициент сопротивления обтеканию частиц.

Согласно формуле (9.1), скорость осаждения частиц в любой жидкости зависит от коэффициента сопротивления обтеканию C_f. Величина C_f, в свою очередь, находится в сложной взаимосвязи с критерием Рейнольдса $(\overline{\mathrm{Re}})$, включающим искомую скорость.

В связи с отсутствием методики определения скорости осаждения взвешенных частиц в неньютоновских жидкостях при проектировании процессов гидротранспорта бурового шлама обычно принимают C_f = const, что оправдано в случае турбулентного режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Ниже предлагается разработанный Г.Г. Габузовым и Ю.М. Проселковым простой способ определения скорости осаждения шарообразных частиц в безграничной вязкопластичной среде при всех возможных режимах обтекания.

На рис. 9.1 в виде точек представлены опытные данные различных авторов, характеризующие изменение C_f в диапазоне $10^{-1} \le \mathrm{Re} \le 5 \cdot 10^5$. Известны формулы, аппроксимирующие опытные данные в отдельных интервалах $\overline{\mathrm{Re}}$.

Так, при $\overline{\mathrm{Re}} \le 1$ справедлива зависимость (кривая *1*)

$$C_f = 24\overline{\mathrm{Re}}^{-1}; \quad \overline{\mathrm{Re}} = \frac{u d_0 \rho}{\mu}, \qquad (9.2)$$

где μ – абсолютная вязкость жидкости, Па·с.

После подстановки (9.2) в формулу (9.1) можно получить известную зависимость Стокса, выведенную теоретическим путем из дифференциальных уравнений гидродинамики без учета инерционных членов:

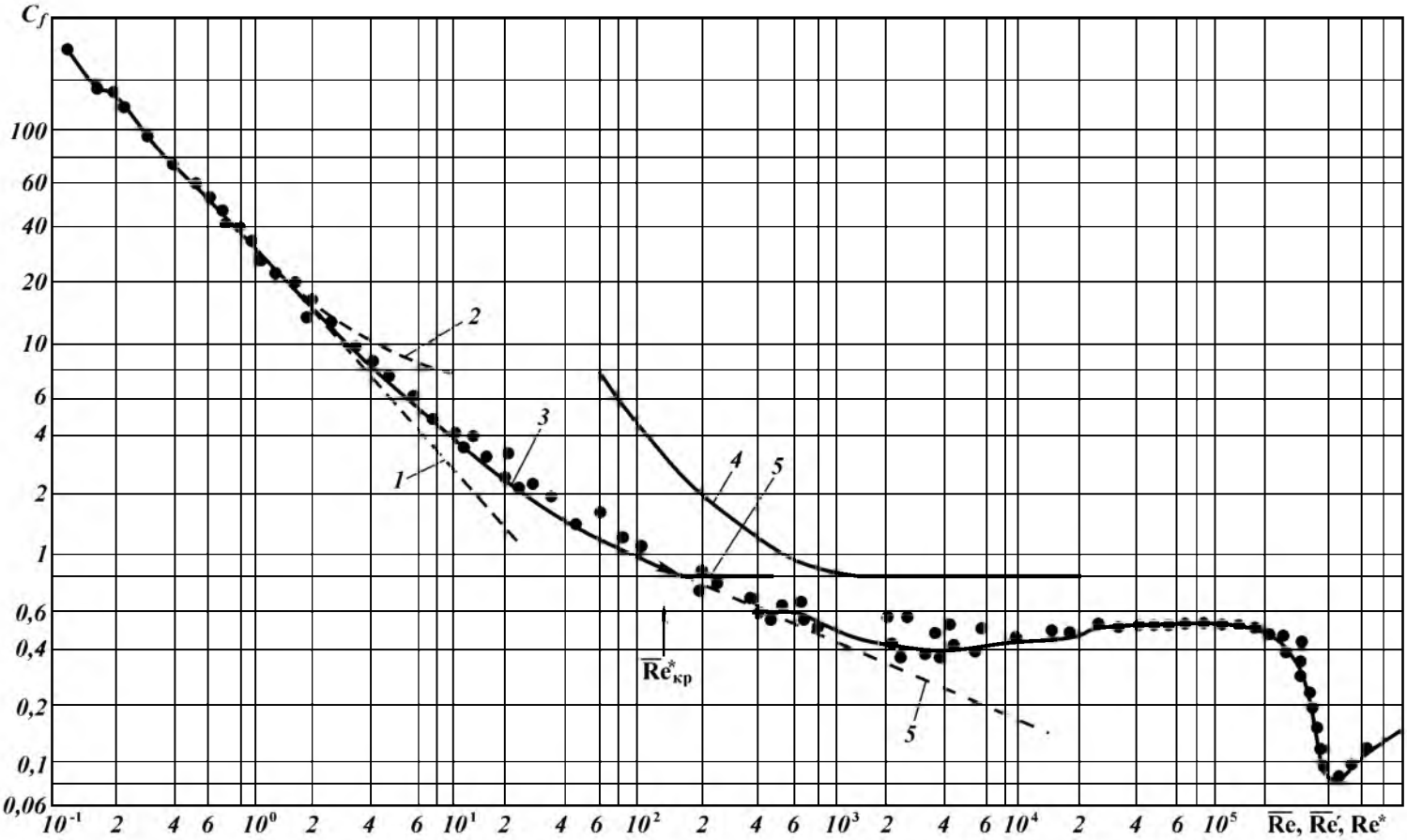


Рис. 9.1. Зависимость C_f от характеристик режимов обтекания частиц

$$u = \frac{d_0^2(\rho_ч - \rho)g}{18\mu}. \qquad (9.3)$$

При $\overline{\mathrm{Re}} \le 5$ справедлива аналитическая зависимость Озеена (кривая *2*), полученная при частичном учете сил инерции:

$$C_f = 24\overline{\mathrm{Re}}^{-1}(1 + 1{,}88\overline{\mathrm{Re}}). \qquad (9.4)$$

Л.М. Левиным приводится формула

$$C_f = 24\overline{\mathrm{Re}}^{-1}(1 + 1{,}17\overline{\mathrm{Re}}^{0{,}665}), \qquad (9.5)$$

хорошо аппроксимирующая экспериментальные данные (кривая *3*) в широком диапазоне изменения критерия Рейнольдса

$1 < \overline{\mathrm{Re}} < 1000$.

При значениях $1000 \le \overline{\mathrm{Re}} \le 2 \cdot 10^5$ имеет место чисто турбулентный режим обтекания, коэффициент C_f не зависит от $\overline{\mathrm{Re}}$ и может быть принят равным приблизительно 0,43 (см. рис. 9.1).

Процесс осаждения частиц в неньютоновских жидкостях изучен недостаточно. Зарубежные исследователи либо ограничиваются рассмотрением качественной стороны вопроса, либо ориентируют на необходимость оперативного определения скорости осаждения частиц по вычисленной скорости сдвига с использованием реограммы, снятой на специальном вискозиметре.

В 1932 г. была издана работа Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова по экспериментальному определению скорости осаждения шарообразных частиц и кубиков в буровом растворе. Опытные данные представлены в координатах $k - \overline{\mathrm{Re}'}$:

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_f}}; \quad \overline{\mathrm{Re}'} = \frac{ud_0\rho}{\eta + \tau_0/\gamma}; \quad \gamma = \frac{\tau_0(a-1)}{2\eta}; \quad a = \frac{d_0(\rho_ч - \rho)g}{G\tau_0}, \qquad (9.6)$$

где $\overline{\mathrm{Re}'}$ — обобщенный критерий Рейнольдса; η — пластическая вязкость, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; γ — средний градиент скорости, принятый равным полусумме градиентов на границе шара и на поверхности возмущения среды, $с^{-1}$.

Пересчет k на C_f (табл. 9.1) позволил построить графическую зависимость (9.6) в координатах $C_f - \overline{\mathrm{Re}^*}$ (кривая *4*). Из графика (см. рис. 9.1) следует, что зависимости коэффициента сопротивления обтекания для ньютоновских и вязкопластичных жидкостей не совпадают между собой. Чисто турбулентный режим обтекания начинается при $\overline{\mathrm{Re}'} \ge 700$, при этом $C_f = 0{,}82$ и не зависит от $\overline{\mathrm{Re}''}$. Указанное несовпадение создает соответствующие неудобства.

Так, кривая *4* (см. рис. 9.1) не может быть с достаточной уверенностью экстраполирована в область малых чисел Рейнольдса, наиболее интересных с точки зрения изучения условий, препятствующих осаждению.

Между тем экспериментальные данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова могут быть по-новому интерпретированы при условии применения модифицированного определяющего критерия. Покажем это.

Таблица 9.1

Трансформация данных Р.И. Шищенко и Б.Д Бакланова в новые переменные

Данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова			Перевод данных в новые переменные			
k	a	$\overline{\mathrm{Re}'}$	$\overline{\mathrm{Re}} = \overline{\mathrm{Re}'}\,\frac{a+1}{a-1}$	$C_f = \frac{4g}{3k^2}$	$\frac{\tau_0 d_0}{u\eta} = \frac{\overline{\mathrm{Re}}\,C_f}{8a}$	$\overline{\mathrm{Re}^*} = \frac{\overline{\mathrm{Re}}}{1+\tau_0 d_0/3u\eta}$
15	1,7	100	386	5,81	165	7
20	2,2	170	454	3,27	85	16
30	3,5	350	630	1,45	32	54
40	7,0	750	997	0,82	15	166

Сила тяжести (вес) шарообразной частицы в жидкости

$$G = \pi d_0^3(\rho_ч - \rho)g/6.$$

Сила сопротивления F при падении шарообразной частицы любой жидкости равна произведению касательного напряжения сдвига на стенках шара τ^* на поверхность частицы πd_0^2:

$$F = \tau^* \pi d_0^2.$$

В частном случае, когда действующая сила есть сила тяжести и шар равномерно падает в жидкость, $G = F$, тогда

$$\tau^* = d_0(\rho_ч - \rho)g/6. \qquad (9.7)$$

Решая совместно (9.3) и (9.7), получим выражение, связывающее τ^* со средним градиентом скорости γ для ньютоновских жидкостей:

$$\tau^* = \mu\overline{\gamma}, \qquad (9.8)$$

где

$$\overline{\gamma} = 3u/d_0. \qquad (9.9)$$

Принимая во внимание вид функций, предназначенных для описания реологического состояния жидкостей, и имея в виду зависимости (9.8) и (9.9), для вязкопластичных сред можно записать

$$\tau^* = \tau_0 + \eta\frac{3u}{d_0}. \qquad (9.10)$$

Объединяя формулы (9.7) и (9.10), получаем формулу для расчета скорости падения шарообразной частицы в безграничной вязкопластичной среде без учета инерционных сил:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_ч - \rho)g}{18\eta} - \frac{\tau_0 d_0}{3\eta}. \qquad (9.11)$$

При $\tau_0 = 0$ зависимость (9.11) превращается в формулу Стокса (9.3).

Совместное решение уравнений (9.1) и (9.11) относительно C_f дает формулу

$$C_f = 24\overline{\mathrm{Re}}^{-1}\left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta}\right). \qquad (9.12)$$

Из формулы (9.12) следует выражение для расчета нового модифицированного критерия Рейнольдса ($\overline{\mathrm{Re}^*}$) для вязкопластичных жидкостей:

$$\overline{\mathrm{Re}^*} = \overline{\mathrm{Re}}\left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta}\right)^{-1}. \qquad (9.13)$$

В табл. 9.1 выполнен перерасчет критерия $\overline{\mathrm{Re}'}$ на ($\overline{\mathrm{Re}^*}$). В результате кривая *4* (см. рис. 9.1) переместилась влево и полностью совместилась с кривой *3*, отображающей зависимость $C_f(\overline{\mathrm{Re}})$ для ньютоновских жидкостей. При этом критическое значение нового модифицированного критерия Рейнольдса ($\overline{\mathrm{Re}^*}$) оказалось равным приблизительно 170.

По графику (см. рис. 9.1) при развитом турбулентном режиме обтекания

$$C_{f1} \approx 0{,}82 = \text{const} \qquad (9.14)$$

при ($\overline{\mathrm{Re}^*}$) ≥ 170.

Поскольку экспериментальные данные для вязких жидкостей аппроксимируются зависимостью (9.5), для структурного и переходного режимов обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью можно записать

$$C_{f2} = 24(\overline{\mathrm{Re}^*})^{-1}\left[1 + 0{,}17(\overline{\mathrm{Re}^*})^{0{,}665}\right] \qquad (9.15)$$

при $1 <$ ($\overline{\mathrm{Re}^*}$) < 170.

При структурном режиме обтекания скорость осаждения следует вычислять по формуле (9.10), которая может быть получена также из формулы (9.1) путем подстановки значения

$$C_{f3} = 24(\overline{\mathrm{Re}^*})^{-1} \qquad (9.16)$$

при $\overline{\mathrm{Re}^*} \leq 1$.

Таким образом, зависимости (9.15) и (9.16) для расчета коэффициента сопротивления при обтекании шарообразной частицы безграничной вязкопластичной жидкостью совпадают с классическими формулами для ньютоновских жидкостей при замене критерия Рейнольдса новым модифицированным критерием $\overline{\mathrm{Re}^*}$, вычисленным по формуле (9.13).

Коэффициент сопротивления при развитом турбулентном режиме обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью примерно в 2 раза выше по сравнению с ньютоновской жидкостью.

В момент перехода к развитому турбулентному режиму обтекания выражение (9.13) примет вид

$$\overline{\mathrm{Re}^*_{\mathrm{кр}}} = \overline{\mathrm{Re}}_{\mathrm{кр}}\left(1 + \frac{\overline{\mathrm{He}}}{3\overline{\mathrm{Re}}_{\mathrm{кр}}}\right)^{-1} \approx 170; \qquad (9.17)$$

$$\overline{\mathrm{Re}}_{\mathrm{кр}} = u_{\mathrm{кр}} d_0 \rho/\eta; \quad \overline{\mathrm{He}} = \tau_0 d_0^2 \rho/\eta^2,$$

где $\overline{\mathrm{Re}^*_{\mathrm{кр}}}$ — критическое значение модифицированного критерия Рей-

нольдса; $\overline{\mathrm{Re}}_{кр}$ — критическое значение критерия Рейнольдса, подсчитанного по критической скорости осаждения $u_{кр}$; $\overline{\mathrm{He}}$ — критерий Хедстрема для шарообразных частиц диаметром d_0.

Из выражения (9.17) следует формула для расчета $\overline{\mathrm{Re}}_{кр}$:

$$\overline{\mathrm{Re}}_{кр} = 85 + (85^2 + 57\overline{\mathrm{He}})^{1/2}. \qquad (9.18)$$

При достаточно высоких значениях $\overline{\mathrm{He}}$ зависимость (9.18) можно упростить и привести к виду

$$u_{кр} = 7,5\sqrt{\tau_0/\rho}. \qquad (9.19)$$

Так, погрешность расчета $u_{кр}$ при использовании формулы (9.19) выражения (9.18) составит: 3,5 % при $\overline{\mathrm{He}} = 10^5$, 2,5 % при $\overline{\mathrm{He}} = 3\cdot10^5$, 1,6 % при $\overline{\mathrm{He}} = 5\cdot10^5$.

Сопоставляя формулу (9.19) с известной зависимостью для расчета критической скорости потока в кольцевом пространстве, можно убедиться, что последняя почти в 3 раза больше критической скорости осаждения частиц. Таким образом, количественно подтвержден вывод Р.Ф. Уханова о возможности турбулентного режима обтекания частиц при структурном (квазиламинарном) режиме течения вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве бурящейся скважины.

Согласно формуле (9.13) выражение для расчета эффективной вязкости следует представить в виде

$$\overline{\eta^*} = \eta\left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta}\right). \qquad (9.20)$$

Учитывая доказанное условие идентичности формул и имея в виду (9.20), запишем зависимость О.М. Тодеса, Р.Б. Розенбаума, предназначенную для расчета скорости обтекания шарообразных частиц в ньютоновских жидкостях, в виде

$$\overline{\mathrm{Re}^*} = \overline{\mathrm{Ar}^*}\left[18 + 0,61(\overline{\mathrm{Ar}^*})^{0,5}\right]^{-1};$$

$$\overline{\mathrm{Re}^*} = \overline{\mathrm{Re}}\left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta}\right)^{-1};\quad \overline{\mathrm{Ar}^*} = \overline{\mathrm{Ar}}\left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta}\right)^{-2}; \qquad (9.21)$$

$$\overline{\mathrm{Re}} = \frac{ud_0\rho}{\eta};\quad \overline{\mathrm{Ar}} = \frac{d_0^2(\rho_ч - \rho)\rho g}{\eta^2};\quad 0 \le \overline{\mathrm{Re}^*} < 170,$$

где $\overline{\mathrm{Re}^*}$; $\overline{\mathrm{Ar}^*}$ — модифицированные критерии Рейнольдса и Архимеда соответственно.

После преобразования формулы (9.21) получим

$$\overline{\mathrm{Re}} = \frac{\overline{\mathrm{Ar}} - 6\overline{\mathrm{He}}}{16 + 0,6\sqrt{\overline{\mathrm{Ar}}}}. \qquad (9.22)$$

Уравнение (9.22) позволяет в явном виде определять скорость осаждения частиц при квазиламинарном и переходном режимах обтекания ($\overline{\mathrm{Re}} < \overline{\mathrm{Re}}_{кр}$) по вычисленным значениям критериев $\overline{\mathrm{He}}$ и $\overline{\mathrm{Ar}}$.

При развитом турбулентном режиме обтекания ($\overline{\mathrm{Re}} \geq \overline{\mathrm{Re}}_{кр}$) следует принять $C_f \approx 0{,}82 = \text{const}$ и вычислять скорость осаждения непосредственно по уравнению Риттингера (9.1).

Поправку на стесненность движения в скважине можно ввести в соответствии с рекомендациями Р.Ф. Уханова, А.В. Голованчикова и др., после чего формулы (9.1) и (9.22) принимают соответственно вид

$$u = \left(1{,}1 - 0{,}963\frac{d_0}{D - d_н}\right)\sqrt{\frac{4}{3}d_0\frac{\rho_ч - \rho}{\rho}g}; \tag{9.23}$$

$$\overline{\mathrm{Re}} = \frac{\overline{\mathrm{Ar}}\,\varepsilon^{4{,}75} - 6\overline{\mathrm{He}}}{18 + 0{,}61\sqrt{\overline{\mathrm{Ar}}\,\varepsilon^{4{,}75}}}; \quad \varepsilon = 1 - \frac{\pi d_0^2}{4}\frac{v_м}{Q}, \tag{9.24}$$

где ε — безразмерный коэффициент, характеризующий стесненное движение; D — диаметр скважины, м; $d_н$ — наружный диаметр бурильных труб, м; $v_м$ — средняя механическая скорость бурения, м/с; Q — подача насосов, м^3/с.

Таким образом, аналитико-экспериментальным путем установлены закономерности изменения скоростей осаждения частиц шлама в покоящихся буровых растворах с учетом стесненного движения и режимов обтекания. Обнаружена адекватная аппроксимация опытных данных классическими зависимостями для ньютоновских жидкостей при условии замены в определяющих критериях абсолютной вязкости на новую — эффективную ($\overline{\eta^*}$). Критериальное уравнение (9.24) позволяет в явном виде определить скорости осаждения частиц шлама при квазиламинарном и переходном режимах обтекания. Определены условия перехода к турбулентному режиму обтекания, обусловливающие адекватный расчет скорости осаждения по формуле Риттингера при постоянном значении коэффициента сопротивления ($C_f = 0{,}82$) обтекания частиц.

9.3. МЕСТНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ В ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЕ

Местные гидравлические сопротивления создают элементы циркуляционной системы с переменной формой и размерами каналов, в которых изменяются скорости потока, образуются крупные вихри и возвратные течения. Такими элементами являются: ведущая труба, вертлюг, буровой рукав, стояк, замковые соединения, муфты, переводники, долота, центраторы, расширители и т.д.

Как показывают опыты, перепад давления Δp в этих элементах можно определять независимо от его относительной длины по формуле

$$\Delta p = \alpha\rho Q^2, \tag{9.25}$$

где α — коэффициент гидравлических сопротивлений, который для каждого элемента в первом приближении можно принять постоянным. Наибольшее значение коэффициент α имеет в забойных гидравлических двигателях, гидромониторных долотах и замковых соединениях типа ЗН. Лишь для немногих простейших моделей местных сопротивлений, например, внезап-

ного расширения трубы, коэффициент α можно определить теоретически. Обычно его находят экспериментальным путем.

Коэффициент α наземной обвязки циркуляционной системы находится по формуле

$$\alpha = \alpha_с + \alpha_ш + \alpha_в + \alpha_к, \tag{9.26}$$

где $\alpha_с$, $\alpha_ш$, $\alpha_в$, $\alpha_к$ — коэффициенты сопротивлений элементов обвязки, определяемые по данным ВНИИБТ (табл. 9.2).

Ввиду переменной геометрии каналов турбобуры можно считать одним из местных сопротивлений и перепад давления в них также вычислять по формуле (9.25) при

$$\alpha = \frac{\Delta p_{тн}}{\rho_с Q_{тн}^2}, \tag{9.27}$$

где $\Delta p_{тн}$ — перепад давления в турбобуре при номинальном режиме его работы на жидкости с известной подачей $Q_{тн}$ и плотностью (по паспортным данным конкретного турбобура) $\rho_с$.

Для геометрически подобных сопротивлений, в частности отверстий долот, каналов замковых соединений и муфт одинаковых типов, при расчетах формулу (9.25) удобнее представить в традиционном виде:

$$\Delta p = \xi \frac{\rho v^2}{2}, \tag{9.28}$$

где $\xi = 2\alpha F^2$ — коэффициент сопротивления; F, v — характерная площадь сечения канала и средняя скорость в нем соответственно.

В каналах замковых соединений в качестве характерной величины принимают диаметр поперечного сечения канала $d_в$:

$$F = \pi d_в^2 / 4, \tag{9.29}$$

где $d_в$ — диаметр поперечного сечения канала.

Опытные данные показывают, что среднее значение ξ для каналов замков типа ЗН можно принять равным 7,66, а для замков типа ЗШ ξ = = 1,52.

Диаметр каналов замков типа ЗУ и приваренных замков мало отлича-

Таблица 9.2

Элемент обвязки	Условный размер, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Обозначение в формуле (9.26)	$\alpha \cdot 10^{-5}$, м$^{-4}$
Стояк	114	–	$\alpha_с$	3,4
	140	–		1,1
	168			0,4
Буровой рукав		76	$\alpha_ш$	1,2
		80		0,93
		90		0,52
		102		0,3
Вертлюг		75	$\alpha_в$	0,9
		80		0,7
		90		0,44
		100		0,3
Ведущая труба (квадрат)	112	74	$\alpha_к$	1,8
	140	85		0,9
	155	100		0,4

ется от внутреннего диаметра бурильных труб, поэтому потери давления в них незначительны и в расчетах обычно не учитываются.

Для определения перепада давления от местных сопротивлений (муфт, замков и т.п.) в кольцевом пространстве также применяется формула (9.28), в которой в качестве характерного берется эквивалентный диаметр поперечного сечения кольцевого канала между трубами и стенкой скважины ($d_с - d_н$):

$$F = \pi(d_с^2 - d_н^2)/4, \tag{9.30}$$

где $d_с$ — диаметр скважины; $d_н$ — наружный диаметр труб.

При этом коэффициент ξ вычисляют по формуле

$$\xi = 2\left(\frac{d_с^2 - d_н^2}{d_с^2 - d_м^2} - 1\right)^2, \tag{9.31}$$

где $d_м$ — максимальный наружный диаметр муфты или замкового соединения.

Для расчета суммарных потерь давления от всех замков или муфт данного типоразмера в колонне нужно вычисленный перепад давления умножить на число замков или муфт.

Для расчета перепада давлений в долоте также пользуются формулой (9.28), в которой в качестве характерной площади берется суммарная площадь поперечного сечения насадок или промывочных отверстий долота; $\xi = 1/\mu^2$ (μ — опытный коэффициент расхода, зависящий от формы отверстия, физических свойств жидкости и давления, при котором происходит истечение).

На основании многочисленных экспериментов установлено, что коэффициент расхода примерно равен 0,62 для отверстия в тонкой стенке; 0,82 для цилиндрической насадки; 0,945 для конической сходящейся насадки (с углом конусности 13°); 0,98 для коноидальной насадки. Ниже приведены коэффициенты расхода для характерных форм насадок буровых долот (по данным Б.С. Филатова).

Цилиндрические сверления с остроугольными кромками	0,64 – 0,66
Сверления с коническим входом	0,8 – 0,9
У-образная щель	0,7 – 0,75
Насадки с округлым входом и конусностью (гидромониторные)	0,9 – 0,95

С помощью показателя, подобного коэффициенту μ, можно охарактеризовать полное гидравлическое сопротивление всего долота любого типоразмера. Для этого при экспериментальном определении коэффициента μ следует измерять потери давления не в одних лишь насадках, а во всем долоте, т.е. в канале, составленном из насадок и внутренней полости долота.

9.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ С ПРОМЫВКОЙ НЕСЖИМАЕМЫМИ ЖИДКОСТЯМИ

Точность гидравлического расчета процесса промывки скважины зависит в первую очередь от достоверности исходной информации.

Некоторые исходные данные для расчета могут быть определены приближенно. К таким данным относятся: диаметр необсаженного ствола скважины, реологические свойства промывочной жидкости, шероховатость

стенок труб и скважины и т.д. Поэтому при расчете следует пользоваться оценками, позволяющими удовлетворить всем технологическим и геологическим условиям бурения. Так, оценкой снизу для гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины, исходя из условий создания противодавления на продуктивные пласты, является гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Для оценки сверху распределения давлений, исходя из условия недопущения гидроразрыва (поглощения) пластов, и при определении давления в насосе целесообразно применять расчетные соотношения и исходные данные, дающие несколько завышенные значения перепада (потерь) давления в различных элементах циркуляционной системы.

При определении расхода промывочной жидкости, обеспечивающего очистку забоя и транспорт шлама в кольцевом пространстве, необходимо знать среднюю скорость течения жидкости в затрубном пространстве $v_к$, обеспечивающую вынос выбуренной породы из скважины. При промывке первых скважин на площади скорость $v_к$ выбирают по расчету. По мере разбуривания площади и накопления опыта значение $v_к$ может уточняться с учетом других факторов (тип разбуриваемых пород, способ бурения, конструкция долот и т.п.).

По известному $v_к$ определяется расход промывочной жидкости, необходимый для выноса шлама:

$$Q = \frac{\pi(d_с^2 - d_н^2)}{4} v_к, \tag{9.32}$$

где $d_с$ — диаметр скважины, м; $d_н$ — минимальный наружный диаметр труб бурильной колонны, м.

Полученное значение Q уточняется проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя от шлама:

$$Q \geq \frac{\pi d_с^2}{4} a, \tag{9.33}$$

где a = 0,35÷0,5 м/с при роторном способе и электробурении; a = 0,5÷0,7 м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

При выборе диаметра цилиндровых втулок насоса значение Q подбирают, ориентируясь на вынос шлама, а диаметры цилиндровых втулок бурового насоса окончательно выбирают из справочных таблиц. Суммарную подачу насосов определяют по формуле

$$Q = mnQ_н,$$

где m — коэффициент заполнения; $Q_н$ — подача насоса при данном диаметре втулок, м^3/с; n — число насосов.

Коэффициент m выбирается в зависимости от условий всасывания жидкостей. При наличии подпора на всасывание m = 1. Если всасывание осуществляется из емкостей в грунте, то при промывке водой m = 0,9 и глинистым раствором m = 0,8.

При выборе плотности промывочной жидкости, применяемой при разбуривании заданного интервала, необходимо учитывать следующие два условия: создание противодавления, препятствующего притоку в скважину пластовых флюидов, предотвращение гидроразрыва.

Первое условие имеет вид

$$\rho = \min\left\{\frac{k_{\text{р}} p_{\text{пл}}}{g L_{\text{к}}},\ \frac{p_{\text{пл}} + \Delta p_{\text{р}}}{g L_{\text{к}}}\right\}, \tag{9.34}$$

где ρ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; $L_{\text{к}}$ — глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м; $k_{\text{р}}$ — коэффициент резерва.

Согласно существующим правилам рекомендуются следующие значения $k_{\text{р}}$ и $\Delta p_{\text{р}}$:

$k_{\text{р}} = 1{,}1 \div 1{,}15$; $\Delta p_{\text{р}} = 1{,}5$ МПа при $L_{\text{к}} < 1200$ м;

$k_{\text{р}} = 1{,}05 \div 1{,}1$; $\Delta p_{\text{р}} = 2{,}5$ МПа при $1200 \text{ м} \le L_{\text{к}} \le 2500$ м;

$k_{\text{р}} = 1{,}04 \div 1{,}07$; $\Delta p_{\text{р}} = 3{,}5$ МПа при $L_{\text{к}} > 2500$ м.

Рассчитанную по формуле (9.34) плотность ρ необходимо проверить на соответствие второму условию, из которого следует, что давление промывочной жидкости в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления гидроразрыва данного пласта. Второе условие записывается следующим образом:

$$\rho < \frac{p_{\text{г}} - \sum(\Delta p_{\text{кп}}) - (1-\varphi)(\rho_{\text{ш}} g L_{\text{п}})}{\varphi g L_{\text{п}}}, \tag{9.35}$$

где $\varphi = \dfrac{Q}{(\pi v_{\text{м}} d_{\text{с}}^2/4) + Q}$ — содержание жидкости в шламожидкостном потоке без учета относительных скоростей; $p_{\text{г}}$ — давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па; $\sum(\Delta p_{\text{кп}})$ — потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па; $\rho_{\text{ш}}$ — плотность шлама, кг/м^3; $L_{\text{п}}$ — глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта, м; $v_{\text{м}}$ — механическая скорость бурения, м/с.

Поскольку значения $\sum(\Delta p_{\text{кп}})$ и φ зависят от расхода промывочной жидкости, то проверить второе условие можно только после установления подачи насосов.

При выборе турбобура расход промывочной жидкости Q, кроме очистки забоя и выноса шлама, должен обеспечить работу турбобура с заданным для разрушения породы моментом $M_{\text{р}}$. Поэтому необходимо по справочнику подобрать такой тип турбобура, который удовлетворяет следующим условиям: диаметр корпуса меньше диаметра долота более чем на 10 мм; расход жидкости при номинальном режиме работы $Q_{\text{тн}}$ близок к принятой подаче насоса; крутящий момент $M_{\text{т}}$ не менее чем на 20 % больше заданного $M_{\text{р}}$, необходимого для разрушения породы.

Крутящий момент турбобура при работе на жидкости плотностью ρ и подаче насоса Q определяется из соотношения

$$M_{\text{т}} = M_{\text{тн}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{с}} Q_{\text{тн}}^2}, \tag{9.36}$$

где $M_{\text{тн}}$, $\rho_{\text{с}}$, $Q_{\text{тн}}$ — соответственно тормозной момент на валу турбобура, плотность и расход жидкости при номинальном режиме его работы.

9.5. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Общие потери давления Δp (в Па) при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяются из выражения

$$\Delta p = \Sigma(\Delta p_i) = \Sigma(\Delta p_{тр}) + \Sigma(\Delta p_{кп}) + \Delta p_{мт} + \\ + \Delta p_{мк} + \Delta p_{о} + \Delta p_{т} + \Delta p_{д} + \Delta p_{г}, \quad (9.37)$$

где $\Sigma(\Delta p_{тр})$, $\Sigma(\Delta p_{кп})$ — потери давления на трение соответственно в трубах и кольцевом пространстве; $\Delta p_{мт}$, $\Delta p_{мк}$ — потери давления в местных сопротивлениях соответственно в трубах и кольцевом пространстве; $\Delta p_{о}$ — потери давления в наземной обвязке; $\Delta p_{т}$ — перепад давления в турбобуре; $\Delta p_{д}$ — потери давления в долоте; $\Delta p_{г}$ — разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах.

Для расчета потерь давления на трение при движении промывочной жидкости без шлама в трубах и кольцевом канале необходимо определить режим течения, в зависимости от которого выбираются те или иные расчетные формулы. Для этого вычисляется значение критического числа Рейнольдса $Re_{кр}$ течения промывочной жидкости, при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному. Это число для вязкопластических жидкостей определяется из соотношения

$$Re_{кр} = 2100 + 7{,}3He^{0{,}58}. \quad (9.38)$$

Если число Рейнольдса Re движения жидкости в трубах $Re_{т}$ или кольцевом пространстве $Re_{кп}$ больше вычисленного значения $Re_{кр}$, то режим течения турбулентный. В противном случае движение происходит при структурном режиме.

Значения $Re_{т}$ и $Re_{кп}$ определяются по формулам:

$$Re_{т} = \rho v_{т} d_{т}/\eta = 4\rho Q/\pi d_{т}\eta; \quad (9.39)$$

$$Re_{кп} = \frac{\rho v_{кп}(d_{с} - d_{н})}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi(d_{с} - d_{н})\eta}, \quad (9.40)$$

где $v_{т} = 4Q/(\pi d_{т}^2)$, $v_{кп} = \frac{4Q}{\pi(d_{с}^2 - d_{н}^2)}$ — средняя скорость жидкости соответственно в трубах и кольцевом канале; $d_{т}$, $d_{н}$ — соответственно внутренний и наружный диаметры секций бурильной колонны, состоящей из труб одного размера, м.

При турбулентном режиме течения потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси — Вейсбаха:

внутри труб

$$\Delta p_{т} = \lambda_{т} \frac{\rho v_{т}^2}{2d_{т}} l = \lambda_{т} \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_{т}^5}; \quad (9.41)$$

в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2}{2(d_{с} - d_{н})} l, \quad (9.42)$$

где l — длина секции бурильных труб одинакового диаметра $d_{т}$ или $d_{н}$, м;

$\lambda_т$, $\lambda_{кп}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления трения в трубах и кольцевом пространстве. Их значения следует вычислять по формулам:

$$\lambda_т = 0{,}1\left(\frac{1{,}46k}{d_т} + \frac{100}{\mathrm{Re}_т}\right)^{0{,}25}; \tag{9.43}$$

$$\lambda_{кп} = 0{,}107\left(\frac{1{,}46k}{d_с - d_н} + \frac{100}{\mathrm{Re}_{кп}}\right)^{0{,}25}. \tag{9.44}$$

Шероховатость k для стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства принимают равной $3{\cdot}10^{-4}$ м, а для необсаженных участков затрубного пространства — $3{\cdot}10^{-3}$ м. Формулы (9.43) и (9.44) получены для турбулентных течений в трубах и кольцевых каналах вязкой жидкости. Будем их использовать и для турбулентных течений неньютоновских жидкостей, поскольку для них нет полностью подтвержденных экспериментально аналогичных формул. В случае структурного режима течений формулы для определения потерь давления по длине канала имеют следующий упрощенный вид:

$$\Delta\rho_т = \frac{4\tau_0 l}{\beta_т d_т}; \tag{9.45}$$

$$\Delta p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп}(d_с - d_н)}, \tag{9.46}$$

где $\beta_т$, $\beta_{кп}$ — коэффициенты, значения которых можно определить по графику, предварительно вычислив число Сен-Венана для труб $S_т$ или кольцевого пространства $S_{кп}$ по формулам:

$$S_т = \frac{\tau_0 d_т}{\eta v_т} = \frac{\pi\tau_0 d_т^2}{4\eta Q}; \tag{9.47}$$

$$S_{кп} = \frac{\tau_0 (d_с - d_н)}{\eta v_{кп}} = \frac{\pi\tau_0 (d_с - d_н)^2 (d_с + d_н)}{4\eta Q}. \tag{9.48}$$

По формулам (9.42), (9.46) определяются потери давления в кольцевом канале между стенками скважины и турбобуром. При этом значениям $d_н$ и l в формулах будут соответствовать наружный диаметр корпуса турбобура $d_т$ и его длина $l_т$. Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения

$$\Delta p_{мк} = \frac{l}{l_т}\left(\frac{d_с^2 - d_н^2}{d_с^2 - d_м^2} - 1\right)^2 \rho v_{кп}^2, \tag{9.49}$$

где $l_т$ — средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; $d_м$ — наружный диаметр замкового соединения, м; l — длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих внутреннюю высадку, вычисляются потери давления в местных сопротивлениях внутри труб по формуле

$$\Delta p_{мт} = \xi \frac{\rho v_{кп}^2}{2} \frac{l}{l_т}. \tag{9.50}$$

Потери давления в наземной обвязке находят по формуле

$$\Delta p_0 = (\alpha_с + \alpha_ш + \alpha_в + \alpha_к)\rho Q^2, \quad (9.51)$$

где $\alpha_с$, $\alpha_ш$, $\alpha_в$, $\alpha_к$ — коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки (см. табл. 10.2).

Перепад давления в турбобуре вычисляют исходя из кинематического подобия по формуле

$$\Delta p_т = \Delta p_{тн} \frac{\rho Q^2}{\rho_с Q_{тн}^2}, \quad (9.52)$$

где $\Delta p_{тн}$, $Q_{тн}$ — справочные данные турбобура при номинальном режиме его работы на жидкости известной плотности $\rho_с$.

Перепад $\Delta p_г$ вычисляется по формуле $\Delta p_г = (1 - \varphi)(\rho_ш - \rho)gL$. При промывке без углубления, когда плотности раствора на входе и выходе скважины сравниваются, $\Delta p_г$ равно нулю.

9.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ДОЛОТЕ. ВЫБОР ГИДРОМОНИТОРНЫХ НАСАДОК

Резерв давления $\Delta p_д$, который может быть реализован в долоте, определяется как разность между давлением $bp_н$, развиваемым насосом (или насосами) при выбранном диаметре втулок, и суммой перечисленных выше потерь давления в элементах циркуляционной системы $\Delta p = \Sigma(\Delta p_i)$:

$$\Delta p_д = bp_н - \Sigma(\Delta p_i), \quad (9.53)$$

где b — коэффициент, равный 0,75—0,80 и учитывающий, что рабочее давление нагнетания насосов должно быть, согласно правилам ведения буровых работ, меньше паспортного на 20—25 %.

По значению $\Delta p_д$ следует установить возможность использования гидромониторного эффекта при бурении данного интервала скважины. Для этого необходимо вычислить скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота $v_д$ по формуле

$$v_д = \mu\sqrt{2\Delta p_д / \rho}, \quad (9.54)$$

где μ — коэффициент расхода, значение которого следует принимать равным 0,95. Если полученное исходя из резерва давления значение $v_д \geq 80$ м/с, то это означает, что рассматриваемый интервал можно бурить с использованием гидромониторных долот.

Следует иметь в виду, что перепад давления, срабатываемый в насадках гидромониторного долота, не должен превышать некоторого предельного значения $\Delta p_{кр}$, определяемого как возможностью запуска турбобура, так и прочностью конструктивных элементов долота. В настоящее время этот предел $\Delta p_{кр} = 12 \div 13$ МПа. Поэтому по формуле (9.54) необходимо подобрать такие значения $v_д$ и $\Delta p_д$, чтобы выполнялись условия

$$v_д \geq 80 \text{ м/с}; \quad \Delta p_д < \Delta p_{кр}. \quad (9.55)$$

При выполнении условий (9.55) рассчитывается суммарная площадь насадок гидромониторного долота $Ф$ по формуле

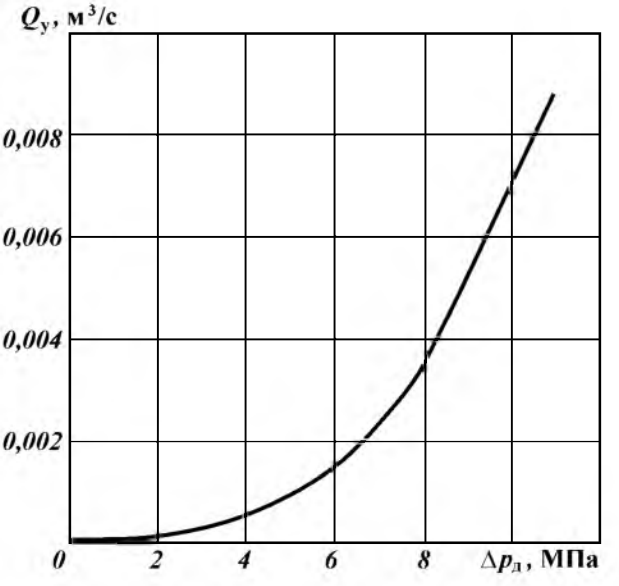


Рис. 9.2. Зависимость утечек жидкости через пяту-сальник турбобура от перепада давления в долоте

$$\Phi = (Q - Q_у)/v_д, \tag{9.56}$$

где $Q_у = \sqrt[n]{\Delta p_д / k\rho}$ — расход (утечки) промывочной жидкости через уплотнение вала турбобура, м/с; k, n — опытные коэффициенты, характеризующие негерметичность уплотнения конкретного турбобура. Найдя $Q_у$, необходимо проверить выполнение условий выноса шлама и очистки забоя. Если разность $Q - Q_у$ превышает значения расходов, вычисленные по формулам (9.32) и (9.33), то названные условия будут соблюдены.

Зависимость $Q_у$ от $\Delta p_д$ для каждого конкретного турбобура легко найти экспериментально. Приближенное значение $Q_у$ можно определить по рис. 9.2 для турбобура 5ТСШ-195ТЛ.

По значению Φ подбирают диаметры насадок гидромониторного долота.

Если для данного долота $v_д < 80$ м/с, то следует сделать вывод о том, что бурение данного интервала с использованием гидромониторного эффекта невозможно. В этом случае необходимо вычислить перепад давления в долоте по формуле

$$\Delta p_д = \rho v_д^2 / 2\mu^2. \tag{9.57}$$

Глава 10

БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

10.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

За последние 20 лет доля крупных месторождений, среди вновь открываемых, снизилась с 15 до 10 %. При этом ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов обусловливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Из-за несовершенства техники и технологии разработки нефтеотдача нефтегазовых пластов не превышает 30—40 %. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной народнохозяйственной задачей.

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет достичь следующего:

повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;

продлить период безводной эксплуатации скважин;

увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

повысить эффективность закачки агентов в пласты;

вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;

освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;

улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях:

при бурении в обход осложненных зон горных пород;

при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;

при глушении открытых фонтанов;

при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Таблица 10.1

Эксплуатационные характеристики некоторых горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными

Площадь (страна)	Глубина продуктивного пласта, м	Длина горизонтального участка, м	Дебит горизонтальной скважины, т/сут	Дебит вертикальной скважины, т/сут	Кратность увеличения дебита
Прадхо Бей (США)	2700	476	1670	400	4
Вирджиния (США)	1020	600	3400	2100	1,6
Колд Лейк (Канада)	480	1016	4000	500	8
Роспо Маре (Италия)	1380	470	500 – 1900	90 – 270	6 – 23
Яблоновская (РФ)	540	150	40	23	1,7
Карташевская (РФ)	475	51 – 328	120	6 – 8	15 – 20
Тереклинская (РФ)	1300	100	64	32	3 – 6
Южно-Карская (РФ)	260	100	70 – 140	4 – 35	2 – 35

Горизонтальная скважина — это такая скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2 – 10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности (табл. 10.1).

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

морские месторождения углеводородов;

месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;

залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;

низкопроницаемые неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;

карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;

переслаивающиеся залежи нефти и газа;

залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин — их сравнительно высокая стоимость. В начале 80-х годов прошлого века стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6 – 8 раз. В конце 80-х годов это соотношение понизилось до 2 – 3. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, чтобы извлекаемые запасы из направленной скважины были во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной. Причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

10.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной ситуации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятст-

вия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль в создании проекта на сооружение направленной скважины.

Направленная скважина представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Сконструировать направленную скважину — значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины. Поэтому обсудим лишь особенности проектирования направленных скважин.

10.2.1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Конфигурация ствола скважины обусловливается многими причинами, главные из которых следующие:

одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;

наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;

расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).

Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:

высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;

минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;

свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;

надежную работу внутрискважинного оборудования;

возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;

минимальные затраты на сооружение скважины.

При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить заданную сетку разработки месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте.

Проектирование конфигурации направленной скважины заключается в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров:

глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;

длины вертикального участка;

значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, и на проектной глубине.

Конфигурация направленной скважины выбирается с учетом:

назначения скважины;

геологических и технологических особенностей проводки ствола;

установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;

установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 10.1): *1* — тангенциальные скважины; *2* — S-образные скважины; *3* — J-образные скважины.

Тип *1* скважин отклоняют вблизи поверхности до величины угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип применяют часто для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используются промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

Тип *2* скважин предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом; S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения направленной скважины с целью глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип *3* скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значи-

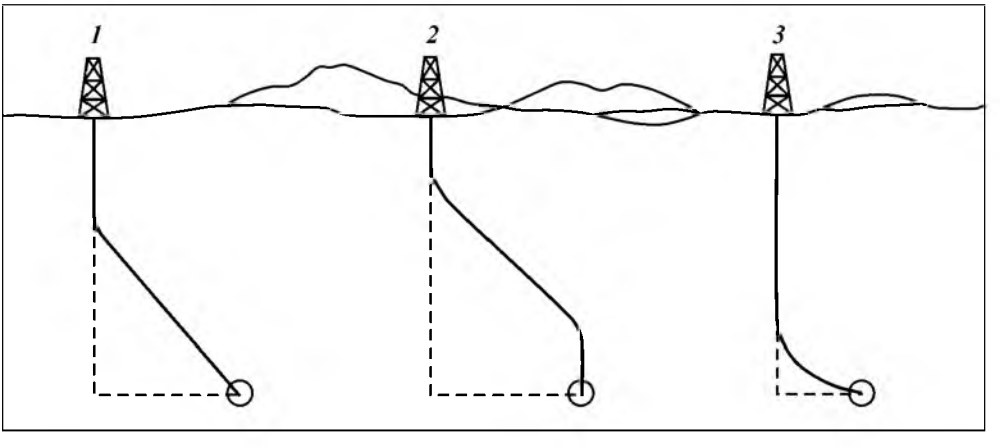


Рис. 10.1. Основные типы (*1–3*) вертикальных проекций наклонно направленных скважин

тельно больших глубинах, чем типы *1* и *2*. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К типу *3* скважин можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения различных типов направленных скважин.

Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забои скважин по оптимальной сетке. Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами. В этом случае применим не только второй, но и первый тип скважин.

Начиная с 1934 г. использование направленных скважин для глушения открытого выброса стало обычным. Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое количество направленных скважин пробурено на пласты, недосягаемые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких препятствий, как холмы, озера, крупные строения.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола, чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними.

Бурение через разлом лучше осуществлять под прямым углом к плоскости сдвига, однако возникает опасность осложнений при прохождении разлома, которые можно исключить проходкой скважины под ним.

Другие случаи включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной, выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины, обход прихваченного в скважине инструмента. Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована и отклонена в нефтеносную зону для того, чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарную продуктивность можно максимизировать посредством бурения горизонтального дренажного ствола, чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной.

10.2.2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для по-

строения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

1) состав проходимых пород;

2) подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;

3) тип бурового раствора и конструкция скважины;

4) размеры ствола;

5) потенциальные возможности оборудования.

На рис. 10.2 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изображены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальная проекция вычерчивается на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя — это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Оно вычерчивается в масштабе глубины. На рис. 10.2 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) — 3000 м; измеренная глубина (MD) — длина ствола скважины — 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разница между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

Рис. 10.2. Плановые проекции наклонно направленной скважины:
а — вертикальная; *б* — горизонтальная

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости с истинным направлением севера (географического) в верх листа. В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или к югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный в юго-восточном направлении под углом 20°45′. Это обозначается следующим образом: S20°45′E. Направление скважины можно также обозначить азимутом — числом градусов по часовой стрелке от севера (север — 0, юг — 180, восток — 90, запад — 270). Азимут скважины 159°15′. На горизонтальном плане также показывают в масштабе величину отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Скважина, изображенная на рис. 10.2, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла 20°45′ на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой КОР — kick-off point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600—900 м и достигают его конечной величины 22°30′ на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле

10(конечный угол — начальный угол)/(конечная MD — начальная MD).

Для данной скважины

10(22,5 — 0,0)/(900 — 600) = 0,8°/10 м.

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке. Поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 10.2.

Направленные скважины, которые бурят по 2-му типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

Таблица 10.2

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_в$	$H_в$
Начального искривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR/57{,}296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R/57{,}296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R/57{,}296$
Тангенциальный длиной L	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	L

Примечание. Обозначения: Z, Z_1, Z_2 — зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка; Z_1 — зенитный угол тангенциального участка; R — радиус кривизны участка профиля.

интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;

при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по 2-му типу скважин на 35 % выше, чем при бурении по 3-му типу, и на 20 % выше, чем при бурении по 1-му типу скважин.

Применение 1-го и 3-го типа направленных скважин вместо 2-го позволяет на практике:

уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;

минимизировать длину участка начального искривления;

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, 1-й и 3-й типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами 2-го типа.

10.2.3. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважины из-под башмака предыдущей обсадной колонны; в) конструкцию фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью удовлетворения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений.

В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70°. В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффи-

циент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью осложненности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

10.2.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины, кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали, необходимо задавать величину зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости. Вертикальную и горизонтальную проекции, а также длину каждого участка профиля можно определить, используя приведенные выше формулы.

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким и ультракоротким радиусом.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны (>190 м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600 – 1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать *максимальную интенсивность искривления* (0,7÷2°/10 м проходки).

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны (60 – 190 м) применяются как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин 3÷10°/10 м при длине горизонтального участка 450 – 900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с малым радиусом искривления (10 – 60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляет 10÷25°/10 м проходки при длине горизонтального участка 90 – 250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов, обсадных труб. Поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка

скважин с коротким и ультракоротким (<10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5—15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве. Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, причем сведения о таком «слоеном» пироге не достаточно точные, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используются для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

10.2.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели. При этом следует иметь в виду, что применяются три основных типа профилей, описанных выше:

1) тангенциальный, состоящий из трех участков — вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;

2) S-образный, состоящий из пяти участков — вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;

3) J-образный, состоящий из двух участков — вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых выше трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного

угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

глубина проектного забоя;

отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;

азимут цели по отношению к устью;

конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колоны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траектория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше. Однако его величина часто ограничена снизу следующими требованиями:

при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запредельные напряжения;

обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;

должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

Расчет элементов траектории направленных скважин. Для профиля 1-го типа (рис. 10.3) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле

$$\cos\alpha = \frac{\left[R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}\right]}{(R-A)^2 + H^2},$$

где R — радиус искривления 2-го участка ствола, м; A — величина смещения забоя от вертикали, м; H — интервал глубин по вертикали 2-го и 3-го участков ствола скважины, м.

Длину 2-го и 3-го участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 10.3.

При расчете профиля 2-го типа (рис. 10.4) вначале устанавливают длину пятого вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5—10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи

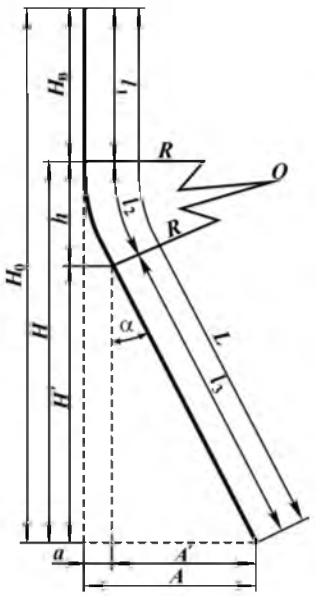


Рис. 10.3. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального (1-го) типа

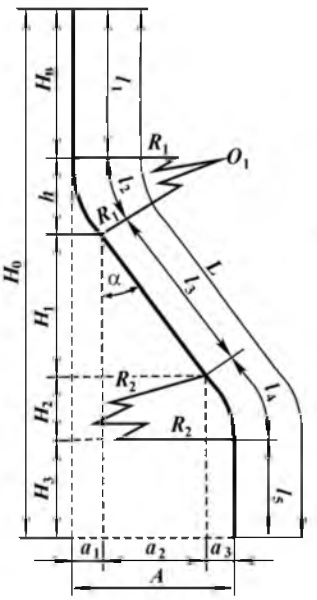


Рис. 10.4. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного (2-го) типа

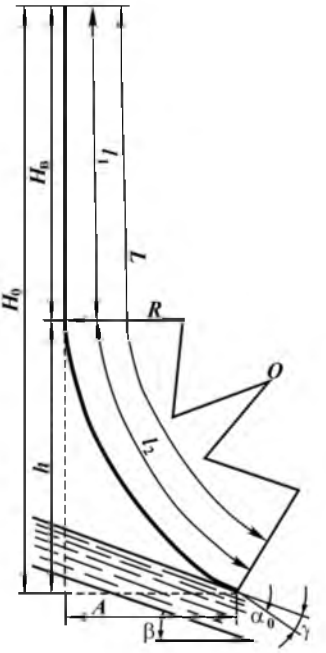


Рис. 10.5. Вертикальный профиль направленной скважины J-образного (3-го) типа

обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце четвертого участка ствола.

Необходимый зенитный угол 3-го участка ствола определяют из следующей формулы:

$$\sin\alpha = \frac{\left[R_0 H(R_0 - A)\sqrt{\left[(H_2)^2 - A(2R_0 - A)\right]}\right]}{[H^2 - (R_0)^2] - A(2R_0 - A)},$$

где $R_0 = R_1 + R_2$; $H = H_0 - H_в - H_3$.

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют при помощи формул, приведенных в табл. 10.4.

При расчете профиля 3-го типа (рис. 10.5), когда известны глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют величину радиуса искривления 2-го участка. Длину вертикальной части ствола можно при необходимости скорректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

Таблица 10.3

Участок (см. рис. 10.3)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	—	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174R\alpha$	$a = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R\sin\alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H'/\cos\alpha$	$A' = H'\mathrm{tg}\,\alpha$	$H' = H_0 - (H_в + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_в + h + H'$

Таблица 10.4

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	–	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174R_1\alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1 \sin\alpha$
Прямой наклонный	$l_3 = H_1/\cos\alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg}\alpha$	$H_1 = H_0 - H_в - H_3 - R_0 \sin\alpha$
Уменьшения зенитного угла	$l_4 = 0{,}01745R_2\alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos\alpha)$	$H_2 = R_2 \sin\alpha$
Нижний вертикальный	$l_5 = H_3$	–	H_3
Длина ствола	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_в + h + H_1 + H_2 + H_3$

Таблица 10.5

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	–	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174R\alpha$	$A = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R \sin\alpha$
Длина ствола	$h = l_1 + l_2$	A	$H_0 = H_в + h$

Для расчета длин вертикальных и горизонтальных проекций ствола скважины используют формулы, приведенные в табл. 10.5.

Определение радиуса искривления при наборе кривизны скважины. Как указывалось выше, радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать 1,5°/10 м проходки.

2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3. Должно быть исключено образование желобов в скривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R > 12P/Q,$$

где P — осевое усилие, действующее на бурильные трубы; Q — допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины; 12 — средняя длина половины бурильной свечи.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение Q можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости — 20—30 кН, для пород твердых и крепких — 40—50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб:

$$R > dE/2\sigma_т,$$

где d — наружный диаметр бурильных труб; E — модуль Юнга; $\sigma_т$ — предел текучести материала труб.

5. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R > 0,25L_j^2[0,74(D - d_i) - K],$$

где L_j, d_i — соответственно длина и наружный диаметр забойного двигателя; D — диаметр долота; K — зазор, выбираемый на основании геологических условий ($K = 0$ для твердых пород, $K = 0,003 \div 0,006$ м для мягких и средних).

При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R > E_к d_к / 2\sigma_т,$$

где $E_к$, $\sigma_т$ — соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб; $d_к$ — наружный диаметр обсадной колонны.

6. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R > L^2/8(d_в - d_н - k),$$

где L — длина спускаемого в колонну погружного устройства; $d_в$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; $d_н$ — диаметр спускаемого в колонну погружного устройства; k — зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства. В большинстве случаев можно принять

$$k = 0,003 \div 0,0015 \text{ м}.$$

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5—10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Величину радиуса искривления корректируют на основании сравнения значения осевого усилия, возникающего при подъеме бурильной колонны из искривленной скважины, с допустимым ее значением для данной бурильной колонны и буровой установки.

Строят профиль направленной скважины следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, вначале наносят точку, обозначающую устье скважины, затем при помощи транспортира из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые

предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

10.3. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ТРАЕКТОРИЮ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Существующая обычная практика — бурить большие интервалы криволинейных или прямых скважин забойными двигателями. Однако из экономических или других соображений может оказаться более целесообразно бурить как можно дольше направленную скважину посредством вращения бурильной колонны. Если скважина не искривляется с удовлетворительной скоростью, то бурильная колонна может быть извлечена и модернизирована. Применения отклоняющего инструмента часто можно избежать, создавая соответствующие забойные компоновки и регулируя нагрузку на долото, скорость его вращения, интенсивность циркуляции.

Термин «забойная компоновка» относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов, оборудования и устройств, расположенных непосредственно над долотом. При направленном бурении, особенно роторном, в забойной компоновке используются эффекты, которые приводят к увеличению, уменьшению или стабилизации угла наклона. Забойная компоновка для роторного бурения не может применяться для управления горизонтальным направлением ствола или в точках начала изменения направления (КОР); однако специфические забойные компоновки бывают полезны для изменения угла наклона скважины, если она уже искривлена.

Все части бурильной колонны до некоторой степени гибкие. Стандартная бурильная труба очень гибкая и легко искривляется при сжатии; по этой причине верхнюю часть бурильной колонны обычно в процессе бурения поддерживают в растянутом состоянии. И даже толстостенные утяжеленные бурильные трубы (УБТ), устанавливаемые в призабойной части бурильной колонны, достаточно гибкие, чтобы изогнуться там, где они лишены боковой опоры.

Изменение забойной компоновки дает возможность бурильщику управлять величиной и направлением изгиба бурильной колонны и таким образом увеличивать, уменьшать или поддерживать угол отклонения забоя так, как это желательно.

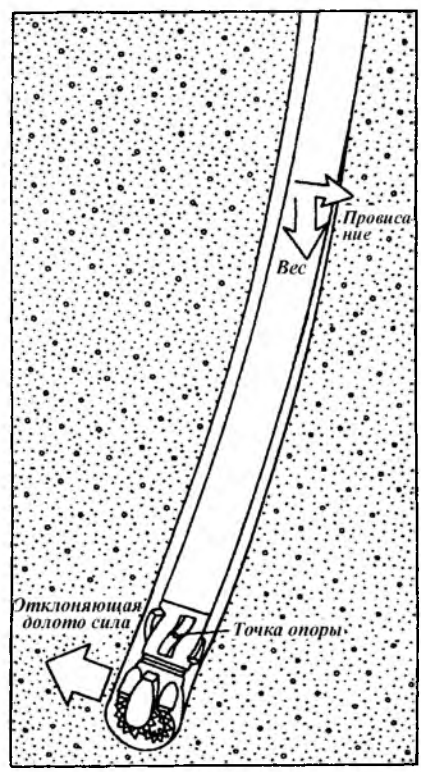
Бурение направленных скважин большого диаметра (8″ — 12″) обычно легче, чем бурение скважины малого диаметра. Утяжеленные и обычные бурильные трубы большего размера жестче и, следовательно, менее подвержены изгибу и закручиванию в одних и тех же проходимых породах. Они также больше весят, давая бурильщику большую возможность изменять диапазон нагрузки на долото. И хотя и большая внешняя поверхность создает большие сопротивления на контакте со стенкой ствола, этот недостаток менее значителен, чем достоинства, и поэтому их использование стало обычной практикой в направленном бурении.

Опорные забойные компоновки

Стабилизатор, установленный непосредственно над долотом, действует как боковая опора.

В скважинах, составляющих с вертикалью 3° и более, утяжеленные

Рис. 10.6. Опорный эффект от провисания УБТ



бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис. 10.6). Такая тенденция называется опорным эффектом.

Более гибкие компоновки выше точки опоры ускоряют наращивание угла наклона ствола скважины. Утяжеленные трубы меньшего диаметра провисают и изгибаются легче, чем большего диаметра.

Увеличение нагрузки заставляет забойную компоновку изгибаться далее в направлении начального прогиба. Если применяется умеренная циркуляция, достаточная для очистки долота и стабилизаторов, то наращивание угла наклона интенсифицируется, особенно в мягких породах.

Маятниковая компоновка

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис. 10.7).

В приведенной скважине гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, создавая при бурении условия для уменьшения угла наклона ствола скважины. Этот принцип известен как маятниковый эффект (эффект отвеса). Забойную компоновку, используемую для уменьшения угла отклонения от вертикали, иногда называют «падающей» компоновкой (эффект маятника также используют, чтобы сохранить вертикальный курс в местах самопроизвольного искривления ствола).

В маятниковых компоновках расстояние, на котором должен быть установлен стабилизатор от долота, зависит от жесткости утяжеленных труб. Если используются гибкие утяжеленные трубы меньшего диаметра, то стабилизатор желательно поместить в бурильной колонне ниже, чтобы удерживать утяжеленные трубы от чрезмерного провисания на противоположную стенку скважины. Эффект маятника аннулируется, если УБТ контактируют с нижней стороной ствола между долотом и стабилизатором.

Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения. Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото

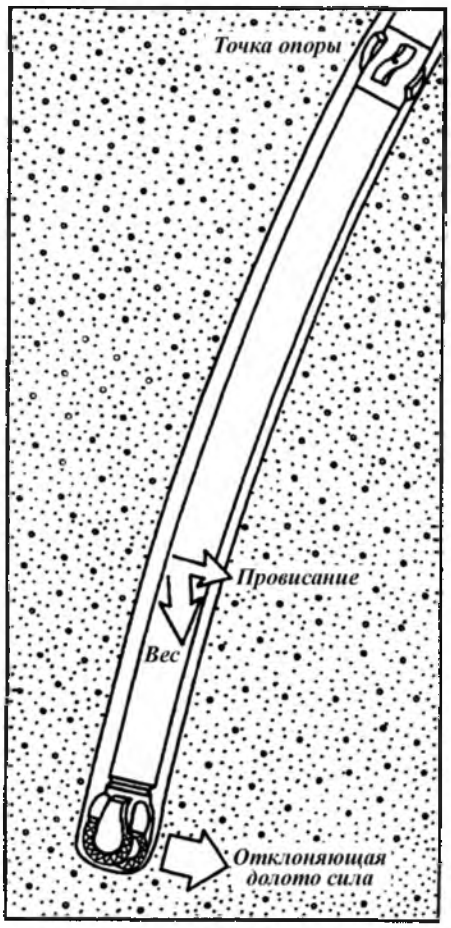


Рис. 10.7. Эффект маятника от провисания УБТ

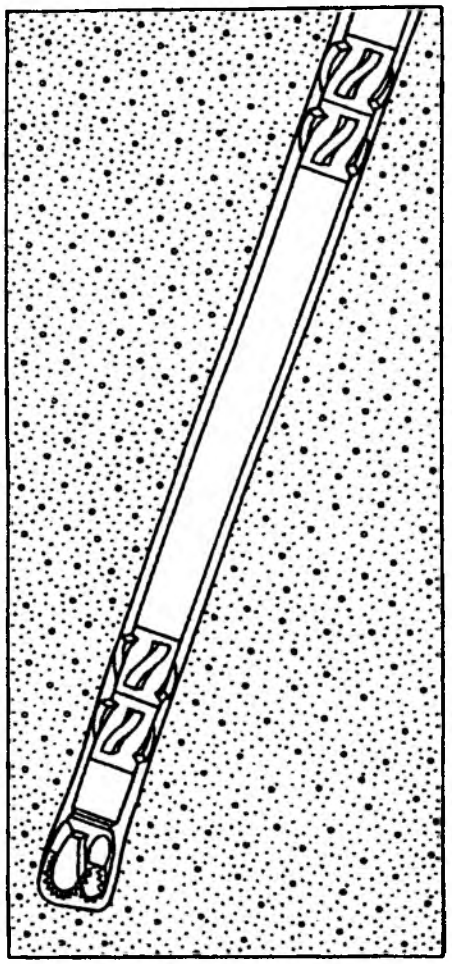


Рис. 10.8. Принцип действия жесткой забойной компоновки

будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалиберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема бурильной колонны и спуска отклоняющего устройства.

Комбинированная (жесткая) компоновка. Удваивание толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, бурильщик может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими компоновками (рис. 10.8).

Компоновка с забойным двигателем. Забойные двигатели могу использоваться не только для изменения угла и направления ствола, но также для бурения прямых интервалов (вертикальных или наклонных) направленной скважины.

Когда забойный двигатель применяют для сохранения угла, ребра лопастного стабилизатора могут быть приварены на нижнюю часть его корпуса, а стабилизатор установлен сразу над ним. Для ограничения трения и передачи осевой нагрузки на долото бурильную колонну иногда медленно вращают, чтобы бурение велось в прямом, уже созданном направлении. В этом случае ни кривой корпус забойного двигателя, ни кривой переводник не используются.

Особые проблемы в направленном бурении. Бурить направленные скважины труднее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят под углом. При подъеме и спуске бурильной колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; прихваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать.

Желоб в резком перегибе ствола скважины. Многие проблемы могут быть исключены благодаря особому вниманию к интенсивности набора кривизны.

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно 6°/100 м; максимально в безопасном пределе до 15°/100 м. Однако изменение угла наклона от 6 до 15° автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если 1° угла искривления добавляется каждые 10 м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не будет проблемы при следующем долблении.

Создание желобов в резко искривленных интервалах ствола скважины является серьезным осложнением.

Когда анализируются инклинометрические данные, должны быть учтены как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от 8 до 12°/25 м, то темп набора угла составляет 1,7°/10 м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на 25°, то желобообразующий фактор становится равным почти 2,5°/10 м (или более 20°/100 м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

В верхней части сильно искривленных скважин могут образоваться желоба в форме замочной скважины (рис. 10.9). Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине, и для извлечения потребуется провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим причинам безопаснее набирать кривизну быстро в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

Влияние геологических факторов. Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Управление его направлением становится бо-

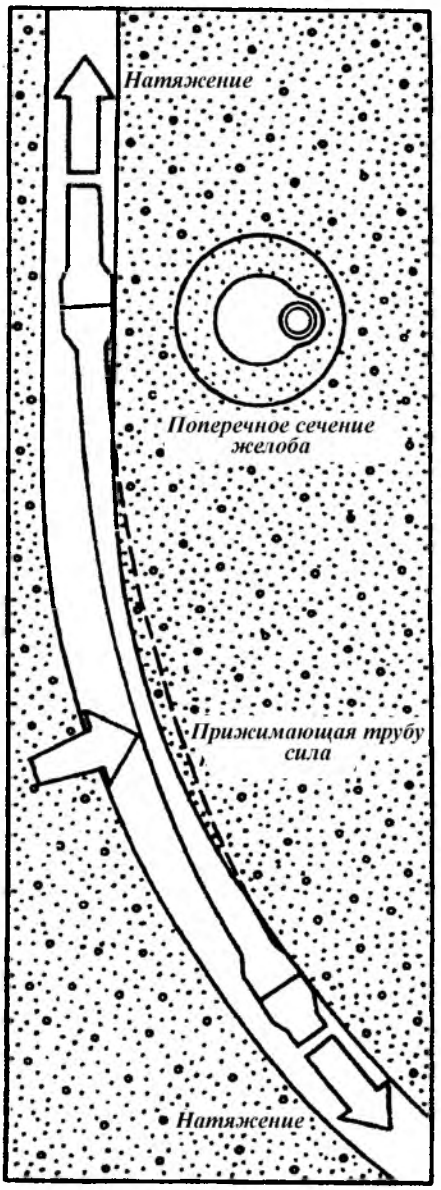


Рис. 10.9. Образование желоба в виде замочной скважины

лее трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше 45°, долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное напластованию. Если угол падения больше 45°, то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию. Иногда скважину планируют бурить, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

Долото также имеет тенденцию отклоняться горизонтально параллельно наклонному напластованию из-за разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за «блужданием» или «уходом» долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

Гидравлика. Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Однако, чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивается, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижнюю стенку ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

Трение. В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, износа и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Трение бурильной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но оно может быть уменьшено посредством использования нефтеэмульсионных буровых растворов.

Трение также затрудняет спуск обсадных колонн в направленные скважины. Колонна ложится на нижнюю стенку ствола, в результате чего цемент неравномерно распределяется по заколонному пространству. Используя безмуфтовые обсадные колонны и центраторы, можно уменьшить трение в скважинах, центраторы также улучшают распределение цемента за колонной посредством отвода ее от стенки ствола.

10.4. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. С целью увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геолого-техническими условиями бурения (рис. 10.10).

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки:

1) долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.10, *а*), угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно 1,5 — 3°, длина УБТ (при коротких турбобурах) 12 — 25 м;

2) долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом 0,5 — 1,5° (рис. 10.10, *б*);

3) долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 10.10, *в*), рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса 1 — 2°;

4) долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присое-

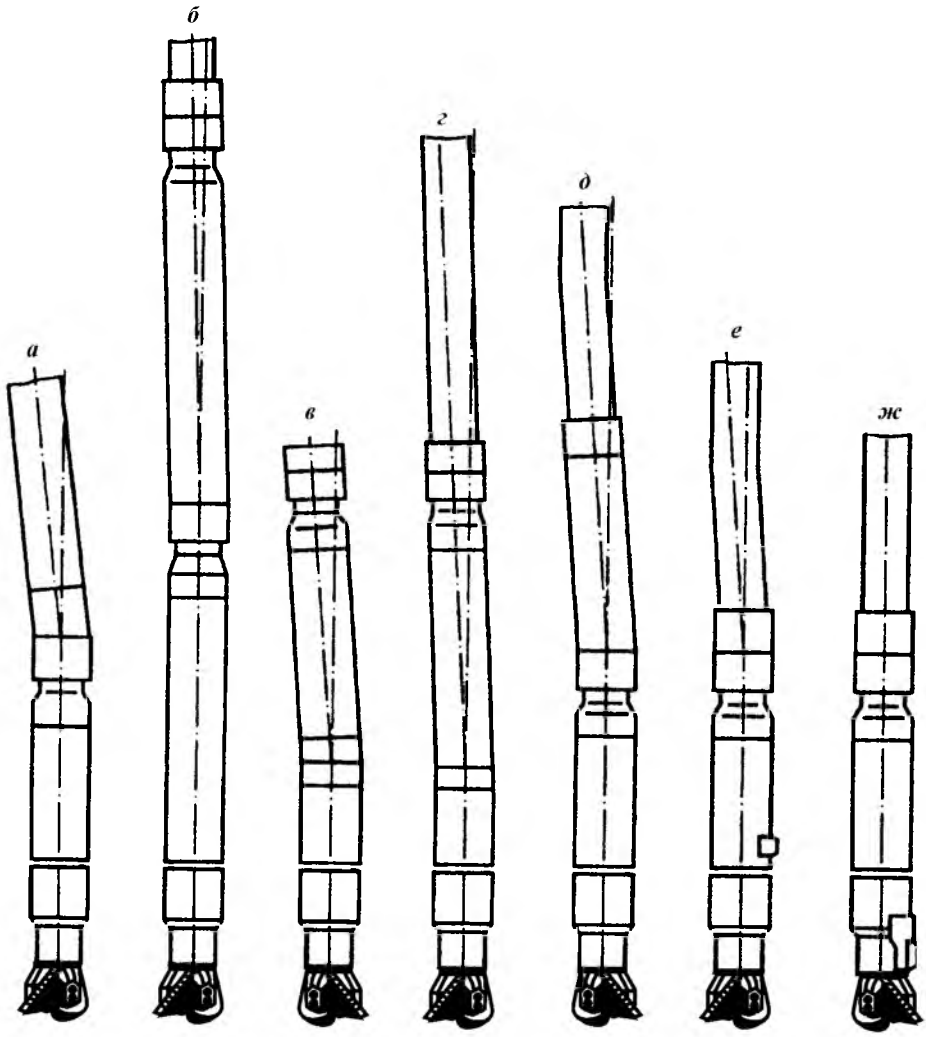


Рис. 10.10. Компоновки низа бурильной колонны для искривления скважин:
а — с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* — с искривленным секционным турбобуром; *в* — с турбинным отклонителем; *г* — с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* — с отклонителем; *е* — с накладкой и кривым переводником; *ж* — с эксцентричным ниппелем

динительных резьб и бурильные трубы (рис. 10.10, *г*); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

5) долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 10.10, *д*); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным 1,5—3°;

6) долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 10.10, *е*);

7) долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной метал-

лической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.10, *ж*).

Различная интенсивность искривления ствола скважины достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника и длины прямого переводника, размещаемого между долотом и отклонителем. При использовании эксцентричного ниппеля не следует устанавливать на шпинделе турбобура переводник длиной более 30 см.

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований точности искривления. Компоновки 1 и 3 рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка 3, так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения — механическую скорость и проходку на долото. Компоновки 4 и 5 рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки 6 и 7.

Геометрические размеры компоновки низа бурильных колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры такими, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

Для уменьшения зенитного угла рекомендуется применять следующую компоновку низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла — долото, забойный двигатель и бурильные трубы;

для уменьшения зенитного угла со средней интенсивностью — долото, сбалансированную толстостенную трубу в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3—4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 10.10).

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять одну из трех приведенных ниже компоновок:

долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с приваренной на его корпусе накладкой или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

10.5. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

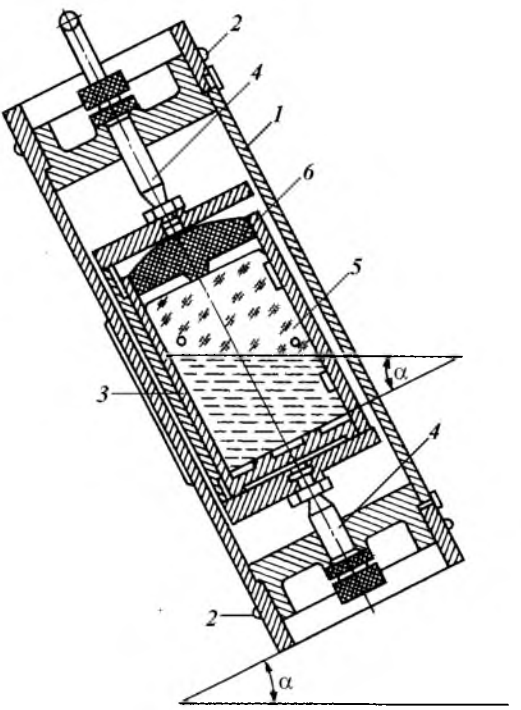
久В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практике чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые — зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют при помощи глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают

Рис. 10.11. Желонка с прибором В.А. Петросяна:
1 — верхнее направление — замок; *2* — «рыбка»; *3* — пробка; *4* — прокладка; *5* — корпус; *6* — пружина; *7* — деревянные диски, между которыми размещается измерительный прибор; *8* — соединительный ниппель; *9* — труба; *10* — нижнее направление

Рис. 10.12. Схема прибора В.А. Петросяна



горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направления с севера на юг и с запада на восток, отклонение проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий.

Из приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат В.А. Петросяна (рис. 10.11), принцип действия которого основан на том, что плавиковая, или фторводородная кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схема действия этого прибора показана на рис. 10.12. В стальной корпус *1* с крышками помещен на осях *4* с заостренными концами полуцилиндр *3*, центр тяжести которого смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях *4* до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал *5* с резиновой пробкой *6*, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами *2*.

Перед спуском в скважину пенал заполняют наполовину плавиковой кислотой 20%-ной концентрации и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков. В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе при помощи специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10—15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлекать на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Аппараты изготовляют трех размеров (табл. 10.6).

Для измерения угла искривления скважины аппаратом В.А. Петросяна выполняют следующие операции.

Перед измерением угла искривления скважины приподнимают долото над забоем, ставят трубы на элеватор или клинья и отвинчивают ведущую бурильную трубу. Затем отвинчивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая желонку другим рычагом, пропущенным через отверстие в нижней части. Отвинчивают защелки измерительного прибора, снимают боковую крышку и вынимают пенал из вращающегося полуцилиндра. Сняв резиновую пробку, в пенал заливают плавиковую кислоту до половины высоты. Затем вставляют замерное стекло нижним основанием (шлифованной кромкой), противопо-

Таблица 10.6

Марка аппарата	Минимальный внутренний диаметр бурильных труб, мм	Наружный диаметр корпуса, мм	Размер замерного стекла, мм
П6	146	70	41×40
П5	120	60	40×30
П4	95	50	40×22

Примечание. Толщина замерного стекла 1—2 мм.

ложным стороне, на которой написан номер стекла, в пазы пенала, предварительно промыв его водой. Плотно закрывают пенал резиновой пробкой, причем последняя своим выступом должна плотно прижать стекло к донышку пенала. Затем пенал вставляют во вращающийся полуцилиндр и укрепляют стопорным винтом. Крышку измерительного прибора ставят на место и закрывают защелки. Измерительный прибор ставят в вертикальное положение в направляющую желонку между двумя деревянными дисками с амортизационными пружинами и проверяют, плотно ли он входит в желонку. После установки резиновой прокладки завинчивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая направляющую желонку другим рычагом, пропущенным сквозь отверстия в ее нижней части. При помощи специальной ручной или механизированной лебедки спускают аппарат на канате в бурильные трубы. Иногда аппарат сбрасывают в бурильные трубы.

При спуске аппарата на канате через бурильные трубы по достижении им забойного двигателя или долота (при роторном бурении), что определяется по снижению нагрузки на канат, расхаживают бурильную колонну 3—4 раза на 2—3 м и вновь сажают на ротор, приподнимают аппарат над долотом или турбобуром на 1—1,5 м, затем на 15 мин оставляют бурильную колонну в покое, после чего поднимают аппарат без остановок. Глубину замера ориентировочно определяют по длине каната и контролируют по удару о забойный двигатель или долото.

При сбрасывании аппарата в трубы по достижении им долота или забойного двигателя, т.е. через 2—3 мин после сбрасывания, проворачивают инструмент на несколько оборотов, расхаживают 2—3 раза на 2—3 м и вновь сажают на элеватор. Через 10 мин поднимают бурильную колонну, не допуская длительных остановок. Глубину замера определяют по положению долота. По окончании подъема аппарата с бурильной колонной из последней извлекают аппарат. Затем снимают резиновую пробку пенала, сливают плавиковую кислоту и промывают стакан раствором соды, а затем водой. Вынимают замерное стекло из пенала и тщательно промывают его водой. На стекле будет виден ясный след уровня плавиковой кислоты. На среднем участке этот след будет прямой, а по краям будет иметь форму кривой — след мениска. Так как в сброшенном или спущенном внутрь бурильных труб аппарате Петросяна боковая грань стекла всегда будет параллельна оси скважины, след от горизонтального уровня кислоты на стеклянной пластинке в виде прямой линии непосредственно изобразит угол искривления скважины как угол, составленный наклонным следом от кислоты с нижней горизонтальной гранью стекла.

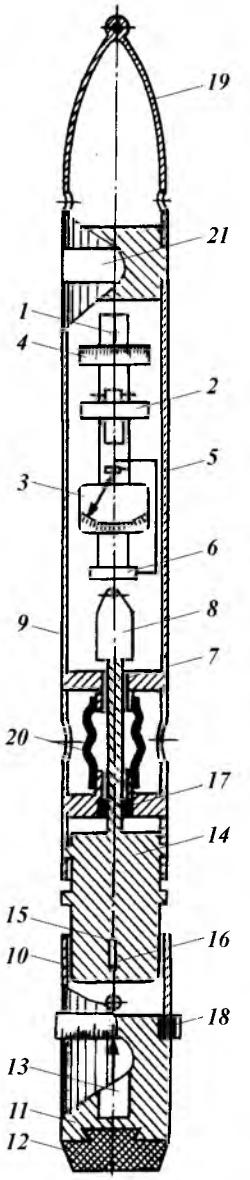
Угол искривления скважины по пластинке определяют, непосредственно измеряя угол по транспортиру или вычисляя по формуле

$$\alpha = 1,2\frac{a}{0,017D} = 70\frac{a}{D},$$

где a — разность высоты линии следа на стекле, мм; D — длина стекла, мм.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр ЗИ, разработанный Г.Н. Строцким, Г.М. Раммом и Г.П. Малюгой (рис. 10.13). Прибор ЗИ имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки *1*, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой *2* для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, от-

Рис. 10.13. Схема автономного забойного инклинометра (ЗИ)



вес *3* для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб *4* для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север — юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором *5*. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати *12* образуются отпечатки «ножей», нижняя часть *10* корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть *9* вместе с измерительной системой продолжает спускаться вниз, надвигаясь на цилиндрический груз *14*, который телескопически соединен с обеими частями при помощи пальцев *15* и прорезей *16*. При этом диск *6* садится на нажимной шток *7* и освобождает измерительную систему.

Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке замера.

Нажимной шток *7* имеет специальное гидравлическое реле *8*, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск *6* возвратится на свое место, фиксатор *5* закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан *11* можно вставить пробирку *13* с плавиковой кислотой для контрольного угла искривления замера.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор *20* гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника *17*, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб *18*, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска *21*. Лимбы *4* и *18* и риска *21* позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну при помощи вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу кол-

пака *19*. Замер длится 3—5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак *19* и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса *3*, а азимут — по показанию магнитной стрелки буссоли *2*.

В зарубежной практике считают наиболее простым обслуживание с помощью фотографических устройств.

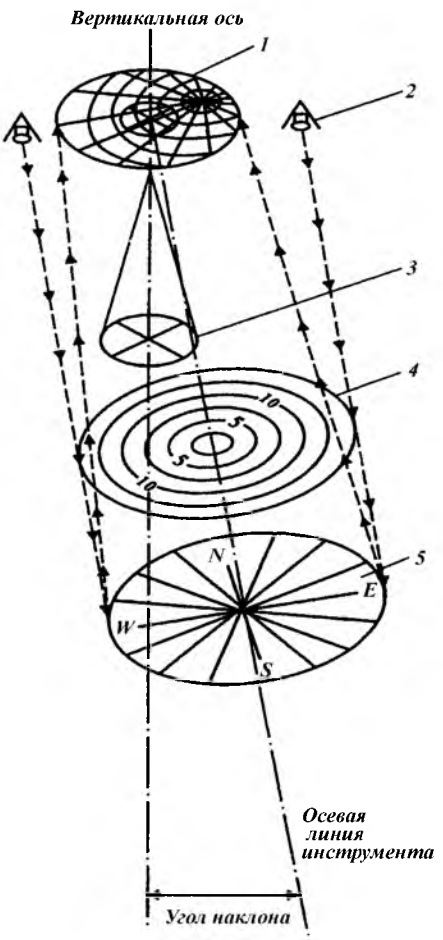
Старейший тип контролирующих инструментов записывает информацию на забое скважины, которую затем, после подъема инструмента на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов.

1. Оно может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее при помощи троса или кабеля малого диаметра.

2. Оно может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено при помощи овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе.

3. Оно может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для смены долота) извлекается из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

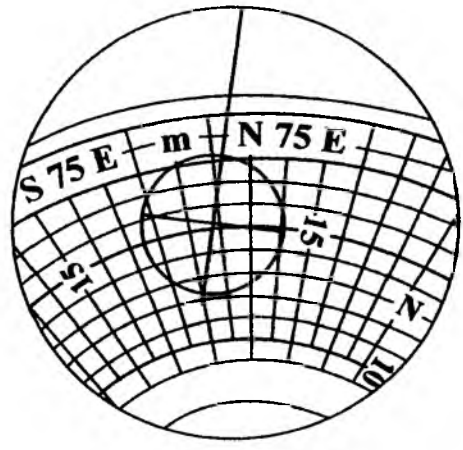


Простейшая магнитная установка. Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 10.14). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен вертикально подобно отвесу. Электрический свет, сфокусированный на края диска с светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент необходимо располагать вблизи долота в специаль-

Рис. 10.14. Схема одноразового фотографического измерительного прибора:
1 — изображение на фотографическом диске; *2* — источник света; *3* — маятник; *4* — собирающая линза; *5* — компас

Рис. 10.15. Изображение магнитного диска в инструменте одноразового действия



ных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается (например, нержавеющая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически впускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который светит мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 10.15 показана типичная фотография. Угол скважины прямо зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15°. Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от северного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Магнитное устройство для многократных измерений

Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени, такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

При этом применяют устройство, называемое магнитной установкой для многократных точечных измерений.

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одноразового. Основное отличие состоит в том, что он снабжен встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах. Результаты исследований анализируют и представляют в виде графических материалов.

Магнитный прибор многоразового действия может быть свободно сброшен или спущен при помощи гибкого троса внутрь немагнитной части бурильного инструмента. Но так как в немагнитной части бурильного инструмента должен устанавливаться магнитный компас, чтобы нормально функционировать, сервисные данные получают только тогда, когда прибор вместе с бурильной колонной поднимают на поверхность. Используя секундомер с остановом, специалист по сервису отмечает соответствующие времени глубины, на которых таймер включает фотографирование. Рассматриваются только те фотографии, которые сделаны на известных глубинах в период остановок бурильной колонны; их используют для построения графика траектории скважины.

Гироскопический многоразовый аппарат. Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или в открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например, скважины, пробуренные с морских платформ. Гироскопический многоразовый прибор может быть использован для управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гироскоп (рис. 10.16) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться возле одной оси (*AO*), но свободно менять положение около одной или обоих из двух других взаимно перпендикулярных осей (*KG* и *ED*). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, независимо от того, как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гироскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гироскопу. Собственно гироскоп — это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой 40 000 об/мин. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гироскопы влияет вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурильную колонну и извлекать из нее при помощи троса. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начальной регулировки. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее.

Перед тем, как спустить гироскоп, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому прибору этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах. Крест на

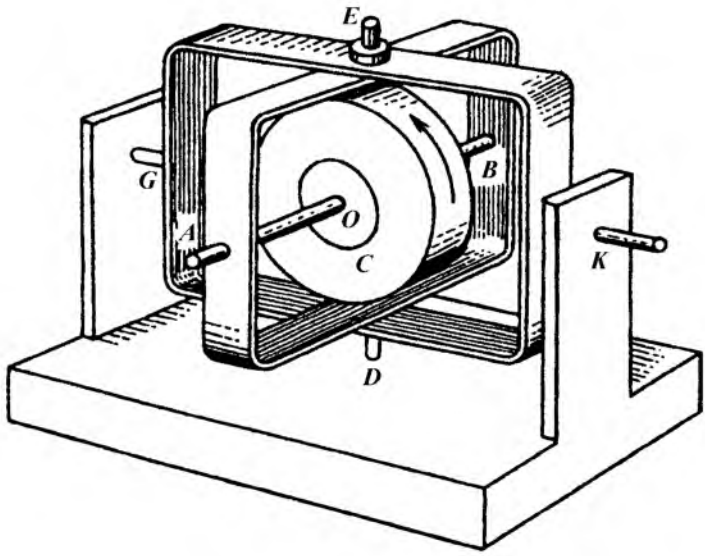


Рис. 10.16. Гироскоп в карданове подвесе

каждой фотографии — это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, показывает направление оси вращения.

Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

Обслуживание посредством забойной телеметрии. Преимущества фотографического обслуживания — его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спуска и подъема прибора или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дольше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может обеспечить в короткий срок расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), несмотря на возможную дороговизну, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие — посредством бурового промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда — в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает или гироскоп, или магнитометр. Гироскопы чувствительны к вибрациям и легко

повреждаются при ударах. Поэтому гироскопы спускают в скважины только в периоды остановок буровых операций и извлекают перед их возобновлением. Магнитометры (электромагнитные приборы, которые ориентируются по магнитному полю Земли) могут перемещаться в бурильной колонне при вращении долота и выполнять измерения непосредственно в процессе бурения.

Гироскопическая телеметрия. Так как гироскопы чувствительны к вибрациям и ударам, бурильный инструмент должен простаивать, пока любой гироскопический прибор спускают или поднимают в скважине. Поэтому гироскопические устройства используют во многом как гирофотографические приборы. Отличие состоит в том, как получают результаты измерений. В фотографических устройствах данные о направлении скважины недоступны до тех пор, пока пленка не проявлена и не проанализирована, в то время как при гироскопической телеметрии данные высвечиваются на поверхностном мониторе буровой установки точно такие же, какими они извлекаются из автономного скважинного прибора.

Простейшая гироскопическая телеметрическая установка включает одноразовый гироскоп и акселерометр (устройство для определения изменения скорости движения) для измерения направления и искривления скважины. Так же, как в фотографическом приборе, гироскоп ориентируется на поверхности и спускается в скважину в точку измерения. Однако в отличие от фотографического, телеметрический прибор читает направление и угол наклона скважины посредством электроники и передает сигналы на поверхность по кабелю.

Один из недостатков гироскопов — их тенденция дрейфа от начальной установки. Трение и другие силы замедляют вращение, и он отклоняется от первоначальной установки. Чем длиннее путь движения гироскопа в скважине, тем больше вероятность ошибок. Используя космические технологии, разрабатывают новые типы гироскопов, которые позволяют преодолеть эти проблемы и увеличить точность и достоверность гироскопического сервиса: скоростные гироскопы и специальные платформы.

Совместно с акселерометрами, скоростной гироскоп чувствует разницу между направлением ствола скважины и осью вращения земли. Для этого случая скоростной прибор иногда называют североуказывающим, а полученные с его помощью данные называют сервисом по установлению направления на истинный север.

Распространенные скоростные гироскопические приборы не удовлетворяют условиям бурения на дальнем Севере, потому что скорость вращения Земли на высоких широтах недостаточна для реагирования на нее гироскопа. Кроме того, скоростные гироскопы намного чувствительней к вибрациям, чем обычные, и поэтому их использование в морском бурении затруднено.

Многие измерительные системы с указанием истинного севера должны простаивать, пока считывают результаты. Но устройства длительного действия, как это подразумевает их название, могут читать и передавать данные о направлении скважины в период движения вниз в скважину или вверх из нее.

Инерциальные системы измерения. Многоразовый гироскоп для космической навигации назвали инерциальной платформой, измеряющей параметры направления в инерциальных измерительных системах. Инерциальная платформа представляет собой группу из трех гироскопов и трех

акселерометров, которая может вращаться в любом направлении. Гироскопы держат инерциальную платформу ориентированной вертикально вдоль меридиана в точке расположения скважины. Акселерометры измеряют общее движение во всех трех измерениях. Процессоры и компьютер на поверхности преобразуют эти данные в виде данных в трехмерных координатах для каждой точки измерения. Так как диаметр прибора более 254 мм, он не может быть спущен внутрь бурильной колонны подобно другим гироскопическим приборам, но должен спускаться на кабеле или на бурильных трубах в открытый или обсаженный ствол. Дрейф гироскопа измеряется каждый раз, когда инструмент останавливают. Компьютер учитывает величину дрейфа и вносит поправку в данные измерений без ручной перекалибровки прибора.

Гироскопы не могут быть приспособлены к вибрациям и ударам, поэтому бурение необходимо остановить на несколько часов, чтобы спустить в скважину и извлечь из нее прибор. Однако существуют две негироскопические телеметрические системы, которые могут быть спущены в скважину, чтобы выполнять измерения в процессе бурения (MWD) — это системы измерения в процессе бурения. Одни MWD-системы передают информацию на поверхность по кабелю, другие — посредством промывочной буровой жидкости.

Кабельная телеметрическая система. Управляющий инструмент — это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда бурильная колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и дает возможность считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, его ориентируют по направлению курса скважины.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давлений. Положительные импульсы бурового раствора — серия увеличения давления; отрицательные — уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

Термин «измерения при бурении» часто используют как синоним для пульсационной телеметрии. Однако MWD применяют в более общем смысле, чтобы обозначить любые системы измерения забойных условий во время стандартных буровых операций. Положительные пульсационные системы в общем случае используют для совместного измерения искривления и направления, а также для передачи информации на поверхность, закодированной в двоичные сигналы. Забойная сборка расположена в немагнитной части бурильного инструмента и включает магнитометр и акселерометр для измерения искривления и направления. Циркулирующий буровой раствор вращает турбину для обеспечения энергией передатчик.

Эта система может использоваться во вращающейся и в невращающейся бурильной колонне. При роторном бурении она включает в себя детектор вращения и сборку устройства для измерения угла при остановке вращения бурильной колонны. Циркуляцию используют для привода передатчика. Когда используют забойные двигатели, бурение не может быть выключено; направление, искривление и положение «лица» ориентирующего инструмента могут измерять непрерывно и передавать на поверхность в продолжении циркуляции. Другая турбинно-приводная система включает три акселерометра и три магнитометра и передает отрицательные пульсации, которые могут содержать больше данных в секунду, чем положительные пульсации. Измерения выполняют тогда, когда вращение остановлено. Данные показываются на компасе и считывающем устройстве, а также копируются на печатающем устройстве для дальнейшего анализа. Другие отрицательно-пульсирующие системы приводятся в действие при помощи батарей.

Не все пульсационные системы требуют питания электрической энергией. Полностью механическое устройство использует пружинный приводной механизм для измерения отклонения. Сброшенное в циркулирующий поток механическое устройство падает и устанавливается в посадочное гнездо. Восстанавливают циркуляцию буровым насосом, чтобы послать серию пульсаций давлений на поверхность при помощи бурового раствора, находящегося внутри бурильного инструмента. На поверхности эти пульсации записываются на ленточном самописце. Число пульсаций прямо пропорционально углу наклона: амплитуда замера может быть изменена. Этот инклинометр можно использовать во вращающейся и невращающейся системах. Отдельный измеритель направления, включающий в себя магнитный компас и немагнитный корпус, используют только с забойным двигателем.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ 164 и СТЭ 215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), присоединительный фильтр (ФП).

Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на дневную

поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преоб разуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значени ях измеряемых величин.

Телеметрическая система СТЭ рассчитана на работу при гидростати ческом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100 °С Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0—110° азимут 0—360°.

Геометрические размеры и масса глубинных приборов СТЭ

Типоразмер телесистемы	СТЭ 164	СТЭ 185	СТЭ 215
Тип присоединительной резьбы	З-133	З-147	З-171
Размеры, мм:			
диаметр	164	185	215
общая длина	10 020	10 545	9942
длина без наружной резьбы	9520	10 045	9512
Масса, кг	900	800	1300

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены дат чики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 10.17). Принцип действия датчика азимута ДА основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося

Рис. 10.17. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:
1, 3 — эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; *2* — груз рамы; *4* — заданное направление; *5* — метка отклонителя; *6, 7* — реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; *8* — метка «0» УГИ; *9* — след апсидальной плоскости; φ — проектный азимут скважины; ω — угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя); λ — угол поворота бурильной колонны; β — угол установки отклонителя

по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз *1* для приведения прибора в горизонтальное положение.

Принцип действия датчика наклона ДН основан на применении эксцентричного груза *3*, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза *3* связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному механическому градусу поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6°.

Принцип действия датчика положения отклонителя ДПО основан на повороте рамки с эксцентричным грузом *2* и укрепленными на ней датчиками ДА и ДН. Груз *2* стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному механическому градусу соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1°.

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от 0 до 360°) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок. Последний осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токоподвод электробура.

На базе телеметрической системы СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, снабженного контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или над отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде времяимпульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, где сигналы дешифруют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном кон-

тейнере усиливают сигнал информации и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводят в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры аналогичен в телеметрических системах для турбинного бурения и бурения с применением электробуров.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания бурильной колонны при забуривании наклонного или горизонтального ствола скважины;

определение угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя;

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя. При этом в процессе бурения наклонно направленных скважин обеспечивается измерение зенитного угла в диапазоне $0-55°$, а при горизонтальном бурении угол наклона к плоскости горизонта изменяется в пределах от -30 до $+30°$. Глубинная информация передается по кабелю в наземное измерительное устройство УНИ.

Графическое представление результатов измерений. Данные о положении места измерения в скважине дают в трехмерных координатах: указывается истинная вертикальная глубина, расстояние от места заложения скважины на север или на юг и расстояние от места заложения скважины на восток или запад.

Для этого необходимо знать четыре величины:

1) угол наклона;
2) направление;
3) длину хода по курсу от последней точки измерения;
4) координаты последней точки измерения.

Каждая точка вычерчивается относительно предыдущей.

Ошибка в любой точке переместит все наносимые точки на величину этой ошибки. Ошибка накапливается — отсюда термин «накопительная ошибка». Чтобы сделать проверку по накопительной ошибке, когда используют гироскоп многоразового действия, сервисные данные нескольких точек измерения анализируют после его извлечения из скважины. Результаты сервиса будут приняты, когда координаты последней точки (на поверхности) будут очень близки к координатам начальной точки.

Исследования, проводимые непрерывно, или инерциальные системы измерения, дают координаты точек измерения относительно начальной точки, расположенной у поверхности, и поэтому исключают накопительную ошибку, что особенно важно для скважин, требующих большой точности измерений (например, скважины на морских платформах).

10.6. ИЗМЕНЕНИЕ КУРСА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Основное требование при бурении направленной скважины — изменять ее курс или стабилизировать траекторию. Чтобы углублять забой скважины в нужном направлении, бурильщик использует специальный отклоняющий инструмент или модифицирует забойную компоновку бурильного инструмента.

10.6.1. ОТКЛОНЯЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Отклоняющий инструмент — это устройство в составе бурильного инструмента для бурения под углом к уже созданной части ствола. Отклоняющие инструменты иногда называют «kickoff»-инструменты, потому что они начинают использоваться для набора кривизны в точке «kickoff» (КОР — верхняя точка искривления). Имеется много типов отклоняющих инструментов, начиная от примитивного, но надежного уипстока и кончая современным забойным двигателем.

Выбор инструмента зависит от степени необходимого отклонения, твердости пород, глубины ствола, температуры. Наиболее важные факторы — геологические, так как они не управляются человеком.

Отклоняющие инструменты заставляют долото бурить в предпочтительном направлении, находясь в составе бурильной колонны. «Лицо» инструмента указывает направление, в котором долото имеет тенденцию бурить. Оно обычно маркируется прочерченной линией — риской. «Лицо» инструмента должно быть ориентировано, т.е. повернуто так, чтобы отклонять ствол в требуемом направлении. Важно помнить, что ориентация направляющего инструмента не обязательно совпадает с намеченным направлением ствола.

Уипстоки. Первым отклоняющим инструментом была заостренная плита из дерева, которую устанавливали на забое скважины, чтобы создать усилие, отклоняющее долото в сторону. Типичный современный колонный уипсток изготавливают из стали. Он имеет клиновидное вогнутое «лицо», чтобы отклонять вращающее долото и расположенную напротив бурильную колонну на 2—3° на длине 1,5—3,5 м (рис. 10.18).

Один из недостатков уипстока состоит в том, что приходится бурить скважину уменьшенного диаметра, а это требует отдельных операций по расширению ствола (см. рис. 10.18). В результате увеличиваются затраты времени. Уипсток может повернуться в стволе и поэтому могут потребоваться действия по ориентации, пока он не будет установлен правильно.

Другой недостаток уипстока состоит в том, что можно пройти за 1 раз лишь 5—7 м ствола скважины. Поэтому уипсток был вытеснен более сложными направляющими инструментами и теперь используется только в необычных ситуациях.

Долота с отклоняющей насадкой. Если горные породы достаточно мягкие, то для отклонения ствола скважины могут использоваться долота с отклоняющей насадкой. Стандартная шарошка долота заменяется устройством с насадкой большого диаметра. «Лицом» долото (сторона долота с насадкой увеличенного диаметра) ориентируют в необходимом направлении, включают насосы и бурильную колонну, медленно то опускают, то приподнимают без вращения на расстояние около 3 м от забоя. Эти дейст-

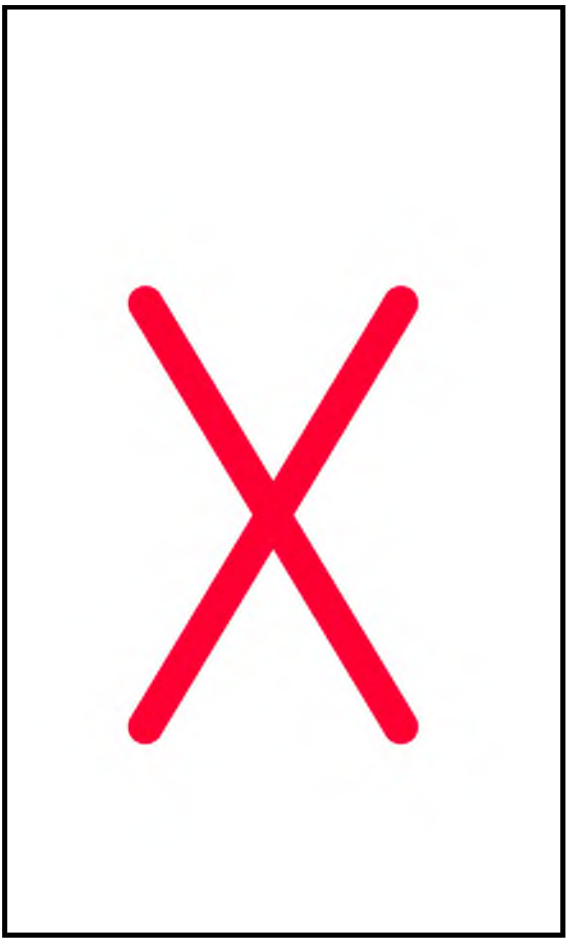


Рис. 10.18. Операции по отклонению ствола скважины уипстоком: *а* — забуривание в сторону; *б* — расширение ствола

вия приводят к одностороннему вымыванию породы (рис. 10.19). При вращении и создании нагрузки долото будет направляться по пути наименьшего сопротивления — в размытую область. При высоких нагрузках бурильный инструмент продолжит изгибаться, и процесс ведут до тех пор, пока не будет достигнут нужный угол искривления ствола.

Забойные двигатели. Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели, которые имеют некоторые преимущества перед более сложными типами отклоняющих инструментов. Забойный двигатель бурит скважину полным профилем, так что не требуются ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, исправлять курс после начала искривления.

Собственно стандартный забойный двигатель не является отклоняющим инструментом. Чтобы отклонить скважину, устанавливают в бурильном инструменте между бурильной колонной и двигателем кривой переводник. Кривой переводник представляет собой короткий отрезок трубы с внутренней и внешней замковыми резьбами, оси которых пересекаются под углом 1—2,5° (рис. 10.20, *а*). «Лицом» забойного инструмента в сборе с

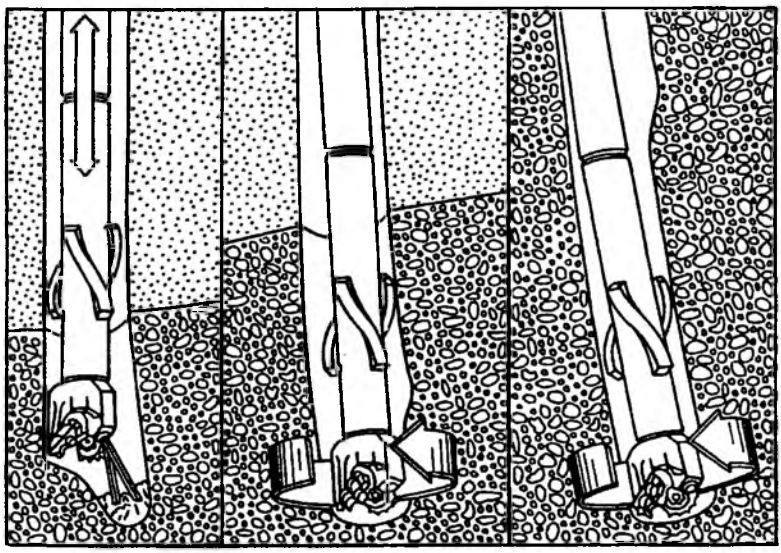


Рис. 10.19. Отклонение ствола скважины гидромониторным долотом с эксцентричной насадкой

двигателем является направление искривления переводника, которое обычно маркируется риской для точной установки.

Вместо кривого переводника иногда используют искривленную в определенном месте толстостенную бурильную трубу. Забойный двигатель может быть скомпонован с отклонителем, оси резьб которого пересекаются под углом 1—2° (см. рис. 10.20, *б*), а также с различными эксцентричными устройствами.

Отклонитель Р-1 (см. рис. 10.20, *б*), изготовляется из отрезка УБТ длиной 4—8 м, на концах которого нарезаны присоединительные резьбы с перекосом в одной плоскости и в одном направлении. Угол, образуемый осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, составляет 2—3°, а угол, образуемый осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы, равен 2°—2°30′. Отклонитель устанавливают между забойным двигателем и УБТ. Он позволяет набрать кривизну до 90°.

Отклонитель, состоящий из забойного двигателя с накладкой и кривого переводника рекомендуют применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником устанавливают обычные бурильные трубы. Этот отклонитель действует подобно отклонителю Р-1 (рис. 10.20, *в*).

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде металлической опоры *1*, приваренной к ниппелю турбобура *2* (рис. 10.20, *г*). Применяют этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, когда отсутствует опасность прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки и резиновой рессоры. Накладка приварена к ниппелю турбобура и работает совместно с резиновым элементом. Используют такой отклонитель при бурении в неустойчивых породах.

При использовании на криволинейных участках секционных турбобуров для изменения кривизны применяют кривой элемент для соединения

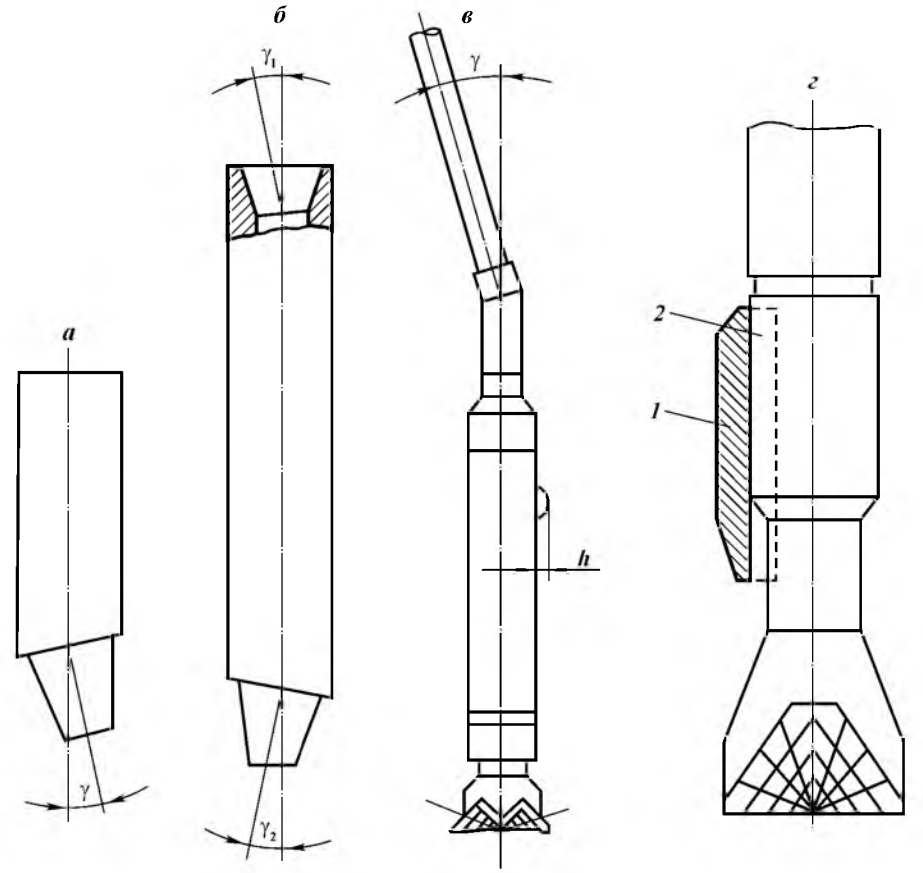


Рис. 10.20. Устройства для отклонения скважины:
а — кривой переводник; *б* — отклонитель Р-1; *в* — комбинированный отклонитель, включающий турбобур с накладкой и кривой переводник; *г* — эксцентричный ниппель

секций турбобура друг с другом под углом до 2°. Это обеспечивает несоосную передачу вращающего момента и осевой нагрузки от верхней секции к нижней. В качестве соединительного элемента корпусов используют кривой переводник, а валы турбобуров соединяют при помощи муфты. Отклонитель турбинный ОТ отличается от турбобура тем, что в его состав входит искривленный переводник, установленный между ниппелем и корпусом турбобура, и разрезной вал. Вращающий момент и нагрузка на долото от одного отрезка вала к другому передаются при помощи шаровой пяты, которая соединяется с валами при помощи конусов.

Отклонитель турбинный ОТС аналогичен отклонителю ОТ, но устанавливается между секциями двухсекционного турбобура, что позволяет бурить скважины в зонах набора кривизны с повышенными технико-экономическими показателями.

Наиболее совершенный из них — разработанный во ВНИИБТ редукторный отклонитель ТР-2Ш-195ТО (где 195 — диаметр отклонителя в мм). Он состоит из турбинной и шпиндельной секций, корпуса которых соединены кривым переводником, а валы — кулачковой муфтой.

10.6.2. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том случае, когда отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте. Ориентировать отклонитель можно в процессе спуска бурильной колонны путем контроля за положением после навинчивания каждой свечи — ориентированный спуск (так называемый прямой метод) и после спуска бурильной колонны с использованием специальных приборов, фиксирующих положение плоскости искривления отклонителя («лица») по отношению к плоскости искривления скважины (забойное ориентирование или косвенный метод). Следовательно, ориентированный спуск бурильной колонны можно применять при любом значении зенитного угла, а забойное ориентирование — в тех случаях, когда скважина имеет такой зенитный угол, при котором с достаточной точностью фиксируется положение плоскости скважины (обычно α (11) 5°). Забойное ориентирование осуществляется быстрее и проще, поэтому при α □ 5° ориентированный спуск бурильной колонны применять не следует.

Ориентированный спуск бурильной колонны осуществляется несколькими способами, из которых большое распространение вследствие простоты и достаточной для практической цели точности получил «метод меток».

Методика ориентированного спуска сводится к следующему. Перед началом спуска на каждую бурильную трубу наносят метки, располагая их по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны.

На буровой нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления, и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы.

До начала ориентированного спуска необходимо также двумя реперами (колышками) вне скважины отбить направление проектного азимута искривления ствола скважины.

Для удобства работы это направление следует зафиксировать на неподвижной части ротора.

Собирают низ бурильной колонны: долото, турбобур и отклонитель. При турбобуре, установленном в клиньях или на элеваторе, плоскость действия отклонителя ориентируют по заданному азимуту, пользуясь зафиксированной меткой на роторе. Во время спуска колонны в скважину на нижнем замке бурильной трубы, навинченной на отклонитель и закрепленной машинными ключами, наносят крестовую метку точно против риски, имеющейся на поверхности отклонителя. При помощи угломера измеряют величину дуги между меткой, находящейся на замке бурильной трубы, и вновь намеченным крестом (в направлении от метки к кресту).

После спуска на верхнем замке бурильной трубы (свечи) от метки в ту же сторону откладывают замеренную величину дуги и наносят новый крест. Навинтив и закрепив машинными ключами следующую трубу (свечу), на ее нижнем замке точно против креста на нижней трубе ставят крест и измеряют величину дуги между меткой и вновь нанесенным крестом. Эту величину переносят на верхний замок (свечи), снова ставят крест и т.д.

Крест на верхнем замке последней трубы (свечи) укажет направление отклонителя в скважине.

После навинчивания и закрепления машинными ключами ведущей бурильной трубы положение одного из ее углов сносят мелом на неподвиж-

ную часть стола ротора при помощи шаблона. Другим таким же шаблоном, не изменяя положения бурильной колонны, на неподвижную часть стола ротора сносят также положение креста с верхнего замка свечи. Затем стальной рулеткой измеряют расстояние между этими метками в направлении от первой ко второй. После этого метки стирают. Бурильную колонну спускают так, чтобы можно было заложить и закрыть малые вкладыши ротора. На неподвижную часть ротора вновь сносят положение того же угла ведущей бурильной трубы. От полученной метки откладывают ранее замеренное расстояние (в ту же сторону). Эту метку, указывающую положение плоскости отклонителя, переносят на подвижную часть ротора. Поворачивая ротор по ходу часовой стрелки, отклонитель устанавливают в требуемом положении и ротор запирают. Чтобы снять упругие деформации кручения в бурильных трубах, бурильную колонну несколько раз приподнимают на 2—3 м и опускают.

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине.

При наращивании колонны в процессе бурения на вновь спускаемых трубах набивают кресты и отклонитель ориентируют так же, как указывалось выше.

3□□□

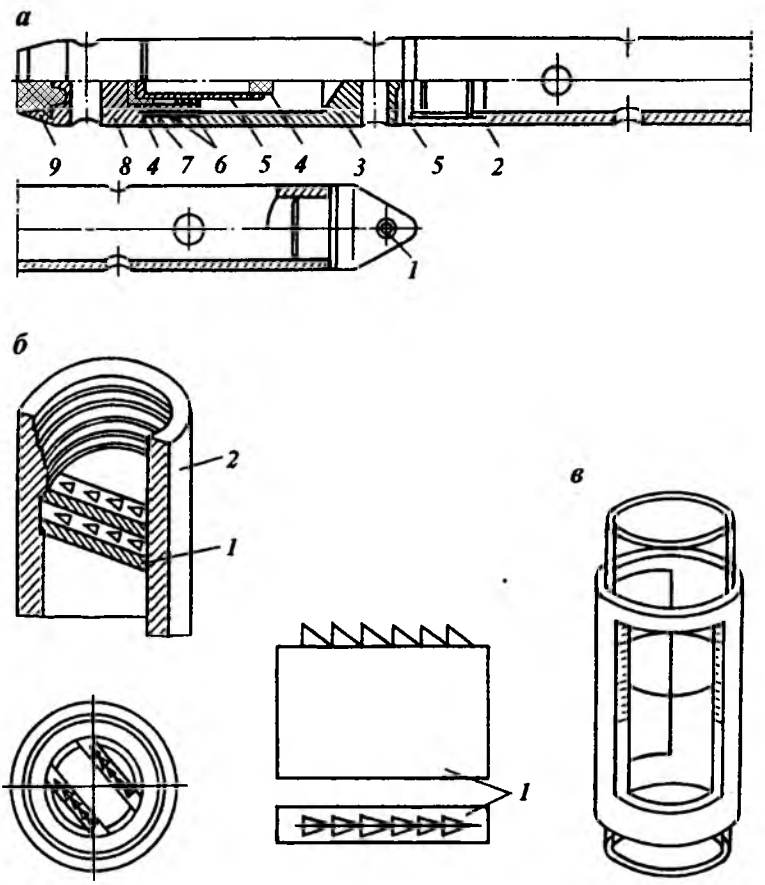


Рис. 10.21. Аппарат Шаньгина – Кулигина и приспособления для работы с ним:
а – аппарат; *б* – замок (*2*) с вваренными косыми ножами (*1*); *в* – шаблон для определения верхней точки следа мениска

щена в сторону отклонителя. Положение отклонителя на забое при помощи аппарата Шаньгина – Кулигина определяют в следующем порядке.

После того как вся бурильная колонна опущена на забой, ее несколько раз поднимают и опускают на 3–4 м. Все замковые соединения при спуске следует крепить двумя машинными ключами. Заряженный аппарат спускают на канате в бурильную колонну до посадки его на ножи. Посадку производят осторожно во избежание сильного удара.

На ножах аппарат Шаньгина–Кулигина оставляют в покое в течение 10–15 мин. За это время плавиковая кислота оставляет отметку на стенках стаканчика, а зубья ножей оставляют отпечаток на свинцовой печати. Аппарат поднимают, обмывают, осторожно развинчивают и, не вынимая стеклянного стаканчика, выливают плавиковую кислоту, после чего промывают стаканчик водой. После проверки сохранения положения стаканчика относительно гнезда, наличия следа мениска на стаканчике и следа ножей на печати расшифровывают показания следующим образом.

На стеклянный стаканчик надевают специальный шаблон (рис. 10.21, *в*),

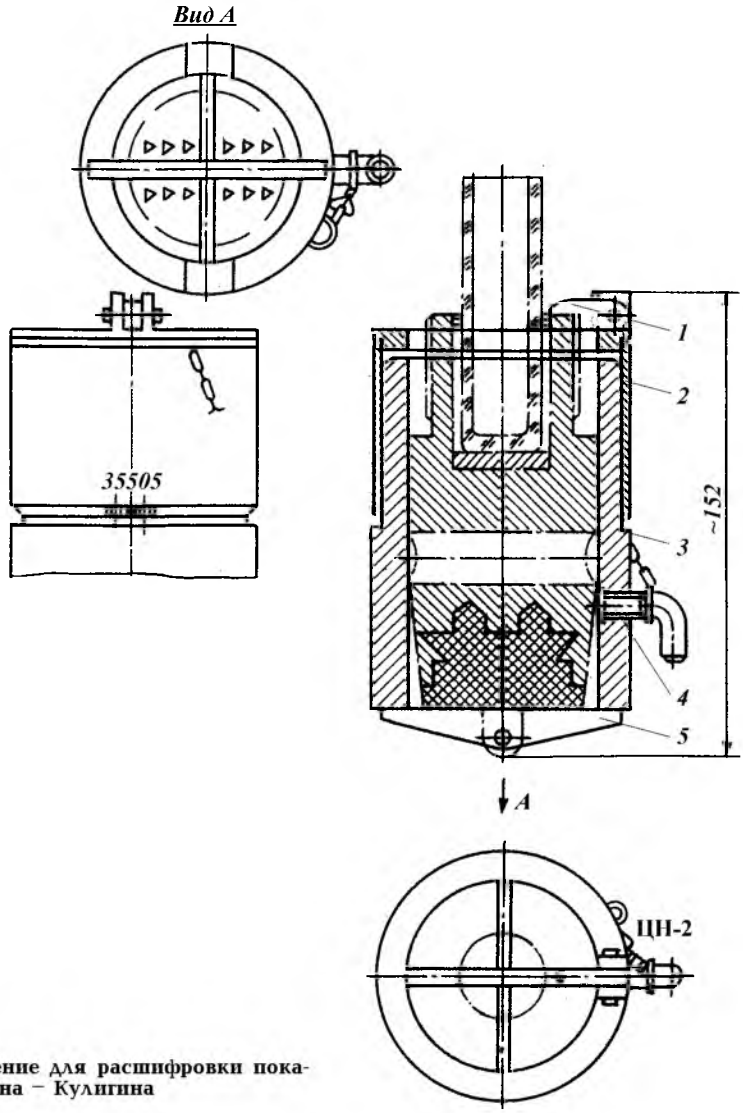


Рис. 10.22. Приспособление для расшифровки показания аппарата Шаньгина – Кулигина

с помощью которого определяют положение верхней точки следа мениска плавиковой кислоты на стенке пробирки. Стеклянный стаканчик с шаблоном вставляют в корпус аппарата таким образом, чтобы метки, ранее нанесенные на стеклянный стаканчик и корпус аппарата, совпали.

Корпус аппарата Шаньгина — Кулигина вставляют в приспособление для расшифровки (рис. 10.22). Это приспособление состоит из корпуса *3*, представляющего собой металлический стакан с визирным крестом *5* и конусом *2*, имеющим на переднем торце указатель *1*, а на заднем торце азимутальную шкалу с делениями от 0 до 360°. Нониус может перемещаться в осевом и радиальном направлениях по отношению к корпусу. Вращая корпус приспособления вокруг корпуса аппарата, устанавливают указатель визирного креста так, чтобы он был параллелен отпечаткам ножей. Риска на

корпусе должна быть нанесена со стороны вершин треугольников отпечатка. Корпус аппарат□ винтом *4* закрепляют в корпусе приспособления для расшифровки. Путем осевого и радиального перемещений нониуса указатель последнего устанавливают так, чтобы его острие совпадало с гранью вспомогательного окна, имеющего риски, т.е. с линиями, проходящими через высшую и низшую точки следа мениска. Против риски на корпусе приспособления по шкале нониуса читают величину угла, на которую нужно повернуть бурильную колонну, чтобы отклонитель установился в плоскости существующего наклона скважины, т.е. по тому же азимуту.

Угол поворота бурильной колонны по ходу часовой стрелки с учетом угла закручивания бурильных труб от реактивного момента турбобура и угла установки отклонителя в случае необходимости изменения азимута, подсчитывают по формуле

$$\beta = \pm\alpha_y + \varphi + \varphi_0,$$

где α_y — угол установки отклонителя, градус; φ — угол□ прочитанный по шкале нониуса прибора для расшифровки, т.е. угол между положением ножей и фактическим искривлением скважины, градус; φ_0 — угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента турбобура в направлении, обратном движению часовой стрелки, градус.

Обычно при практических работах принимают величину угла закручивания, равной 3 и 5° на каждые 100 м длины 168- и 141-мм бурильных труб (считают, что скручивание происходит при длине бурильных труб не более 1000—1500 м). Знак плюс применяют для случая, когда необходимо увеличить значение азимута скважины, а знак минус — при уменьшении этой величины. После того как подсчитают значение угла поворота инструмента β, навинчивают и крепят ведущую бурильную трубу, исправляют положение бурильной колонны (совмещением меток на бурильной колонне и корпусе ротора).

Направление угла ведущей бурильной трубы отмечают на роторе. Ведущую бурильную трубу пропускают вниз, вставляют вкладыши. Бурильную колонну поворачивают ротором на требуемый угол. Для этого предварительно переводят угол (в градусах) в длину дуги по окружности стола ротора (в см)

$$S = r\beta/57{,}3,$$

где r — радиус окружности стола ротора, см; β — угол поворота бурильной колонны, градус.

Подсчет всех углов и поворот бурильной колонны производят по направлению движения часовой стрелки.

Ориентирование по способу Амбарцумова отличается от способа Шаньгина — Кулигина только конструкцией аппарата. Он представляет собой эксцентричный груз. Этот эксцентричный груз прибора, вращаясь вокруг проволоки, на которой его спускают в скважину, всегда располагается в плоскости искривления скважины. При этом плоскость, проходящая через центр проволоки и отметку, нанесенную на корпусе прибора, будет азимутом искривления скважины. К нижней части цилиндра внутренней резьбой присоединяется крышка. В нижней части крышки находится свинцовая печать. Для измерения аппаратом кривизны скважины в стаканчике имеется отверстие для пробирки. Для пропуска проволоки в верхней части

корпуса прибора находится отверстие и для ее закрепления в средней части — ушко. Отверстие на корпусе служит для пропуска в него стержня при отвинчивании или навинчивании крышки. Операция с аппаратом Амбарцумова по определению положения отклонителя аналогична описанным выше операциям с аппаратом Шаньгина — Кулигина. Для расшифровки показаний аппарата Амбарцумова может быть применено приспособление для расшифровки (см. рис. 10.22). Все операции по расшифровке аналогичны описанным. Только в этом случае указатель нониуса устанавливают против риски на корпусе аппарата Амбарцумова, а на шкале нониуса читают величину угла доворота по ходу часовой стрелки для совмещения плоскости действия отклонителя с плоскостью искривления скважины.

Измерять кривизну и азимут ствола скважины, производить забойное ориентирование отклонителя можно при помощи инклинометра в сочетании с немагнитными трубами. Немагнитные трубы выпускают диаметрами 168 и 194 мм, длиной свыше 4,0 м с толщиной стенки 11—12, 20 и 30 мм. Для бурения наклонных скважин диаметром 190 мм рекомендуется применять трубы диаметром 168 мм с толщиной стенки 30 мм. В качестве немагнитных труб могут быть использованы ЛБТ.

Ориентирование при помощи инклинометра ЗИ-1 и немагнитных труб производят следующим образом. Над отклонителем навинчивают немагнитные трубы, имеющие на концах обычные стальные замки для присоединения к отклонителю и обычным стальным трубам. Бурильную колонну спускают в скважину. Инклинометр ЗИ-1 с удлинителем со свинцовой печатью спускают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3—5 мин, осторожно снимают с них и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые определения.

В последние годы у нас и за рубежом ведутся интенсивные работы по созданию комплекса приборов, позволяющих беспрерывно наблюдать за пространственным положением забоя скважины, в частности системы MWD и LWD.

Забойные двигатели развивают реактивное усилие, т.е. имеют тенденцию поворачивать бурильную колонну в направлении, противоположном вращению долота. Когда статор отклоняет буровой раствор вправо, тогда появляется реактивная сила, стремящаяся повернуть сам статор влево. Бурильная колонна закручивается от действия этой силы, причем степень закручивания зависит от типа разбуриваемых пород, от мощности на долоте и т.д., в результате чего бурение осуществляют в неправильном направлении. Бурильщик устанавливает опытным путем, как надо компенсировать действие реактивной силы. Общие рекомендации такие: при бурении в мягких породах бурильная колонна закручивается на 3—3,5° на каждые □100 м длины, а при бурении в твердых породах — на 1,5—2° на каждые 왓100 м длины колонны. Другими словами, «лицо» забойного двигателя надо повернуть вправо на 1,5—3,5° на каждые 100 м длины колонны от требуемого направления ствола. Тогда после пуска забойного двигателя в работу и нагружения долота реактивная сила повернет инструмент назад и он займет правильное положение для бурения в нужном направлении.

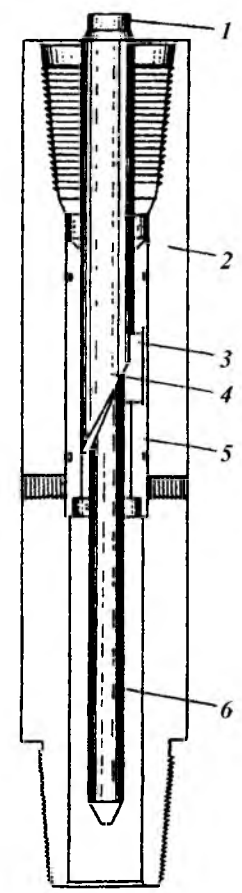
Забойные отклоняющие устройства часто используют в комбинации с управляющим инструментом. Инструмент спускается внутрь немагнитной бурильной сборки на кабеле. На поверхности кабель пропускают через промывочную головку, пока колонна бурильных труб не вращается, которая используется вместо рабочей трубы. Инструмент необходимо извлекать

на поверхность, когда наращивается труба к бурильной колонне. Обычно после двух-трех наращиваний и извлечений инструмента его необходимо переориентировать.

При использовании переводника с боковым входом у бурильщика появляется возможность наращивать бурильную колонну без извлечения управляющего инструмента. Вблизи поверхности кабель пропускают через этот переводник на внешнюю поверхность бурильной колонны, где он не подвергается воздействию при наращивании бурильных труб и не может быть поврежден и порван в этом случае. Однако при отвинчивании рабочей трубы с использованием клиньев надо остерегаться закручивания или порыва кабеля клиньями.

Сенсоры погружного инструмента передают данные непрерывно по кабелю на поверхностный монитор. Оператор может непрерывно считывать информацию об ориентации «лица» направляющего инструмента так же, как и азимут и зенитный угол ствола скважины. Он может компенсировать реактивную силу, сохранить направление ствола и при необходимости изменить курс без извлечения бурильной колонны или перерыва в бурении.

К *прямому ориентированию* относят все методы, когда определяют угол наклона и направление скважины в момент определения направления «лица» инструмента. Так, в зарубежной практике специальный переводник (рис. 10.23) устанавливают как можно ближе к долоту; когда используют забойный двигатель, его устанавливают между кривым переводником и первой немагнитной трубой. Внутри переводника находится втулка с фиксирующим пазом — специальным ключом. Фотографический управляющий сервисный инструмент объединен со специальным устройством и забойным стингером. Внутри инструмента имеется линия ориентирования, которая проведена в соответствии с дорожкой ключа.



Когда инструментальная сборка достигает немагнитной части колонны, стингер входит в специальную втулку, при этом специальное устройство на инструментальной сборке входит в зацепление со специальным ключом, выступающим из втулки. Скошенная кромка специального устройства поворачивает инструментальную сборку так, что она правильно совмещается с ключом и входит внутрь дорожки ключа.

Ориентирующая линия автоматически соответствует «лицу» инструмента. Когда сэкспонирован фотографический диск, он записывает не только угол наклона и направление ствола скважины, но также направление лица отклоняющего инструмента (рис. 10.24).

Рис. 10.23. Ориентирующая сборка:
1 — инструментальная цилиндрическая сборка; *2* — ориентирующий переводник; *3* — ориентирующий ключ; *4* — устройство с косым срезом; *5* — втулка; *6* — стингер

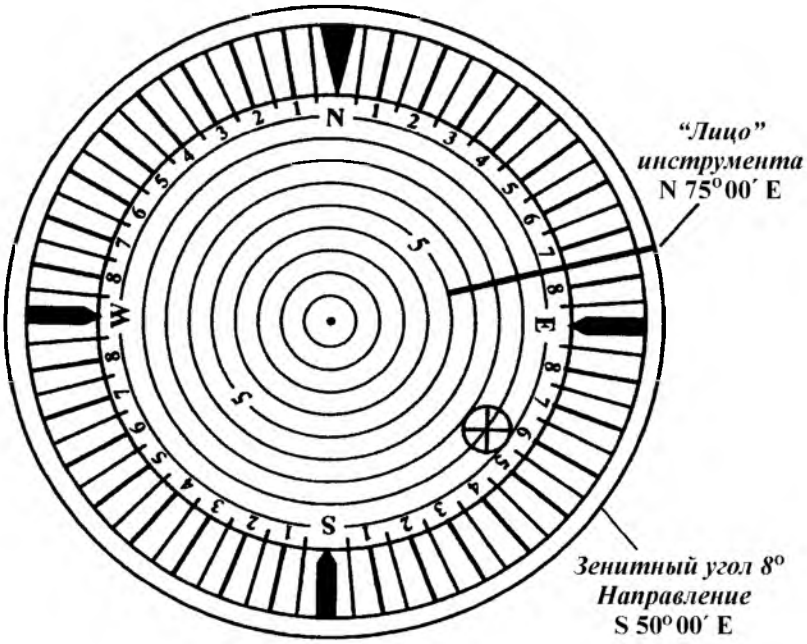


Рис. 10.24. Прямой метод ориентирования путем одноразового магнитного измерения в скважине

Если отклоняющий инструмент посажен лицом неправильно (как это часто происходит), он должен быть приподнят над забоем, повернут, снова посажен вниз, после чего снова приступают к сервисным действиям. Процесс повторяется до тех пор, пока инструмент не займет необходимое положение.

Управляющие инструменты экономят время, так как позволяют ориентировать отклоняющий инструмент, не прерывая процесс бурения.

Ориентирование отклоняющего инструмента с помощью телеметрической аппаратуры СТ

Работы по ориентированию отклоняющего инструмента аналогичны при использовании телеметрических систем СТЭ и СТТ. Ниже рассмотрена типовая схема операций при ориентировании отклоняющих компоновок в вертикальных и наклонных скважинах.

До сборки отклонителя с телеметрической системой на нижнем переводнике ее корпуса строго на верхней образующей наносится метка «0», соответствующая нулевому показанию ДПО. После сборки отклонителя метка с верхнего переводника отклонителя переносится на нижний переводник телеметрической системы. Измеряется угол ω от метки, показывающей направление изгиба отклонителя, до метки «0» телеметрической системы по направлению движения часовой стрелки, если смотреть сверху вниз.

Положение отклонителя в скважине с помощью телеметрической системы можно контролировать двумя способами, дополняющими друг друга и

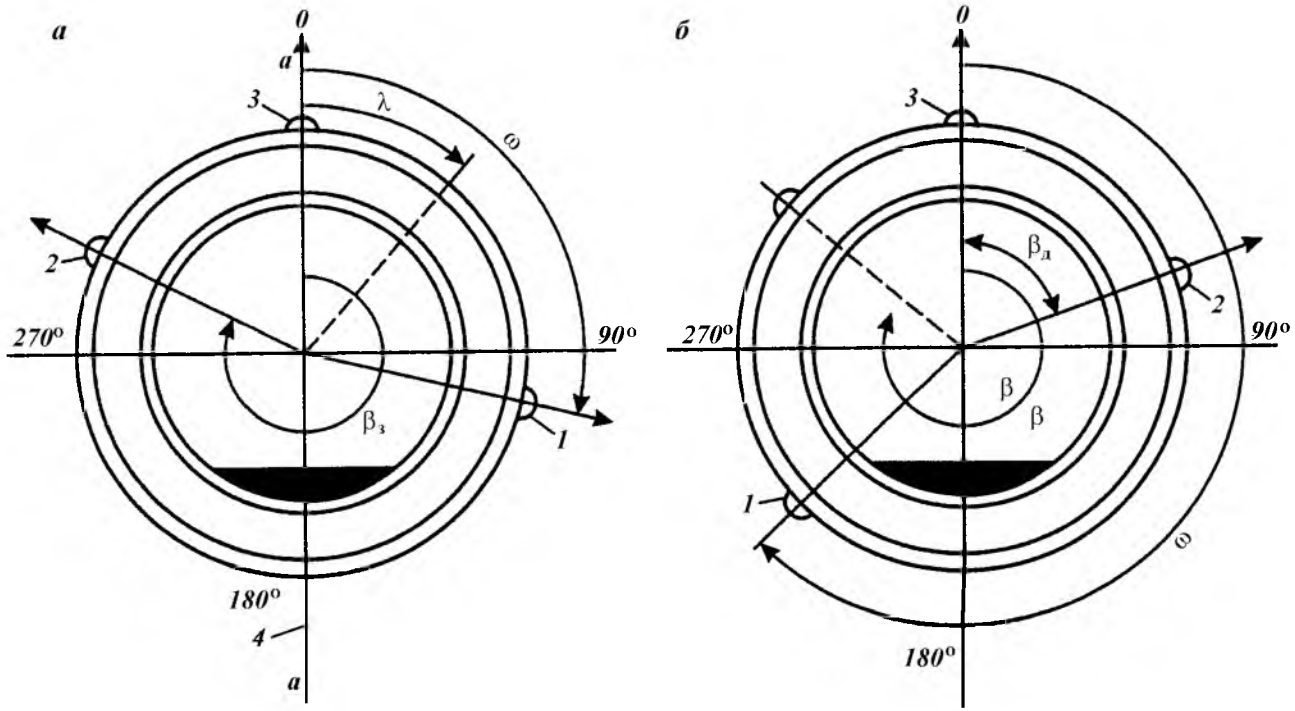


Рис. 10.25. Схема ориентирования отклонителя при помощи телеметрической аппаратуры:

а — при А (360(; б — при А (300°; *1* — метка «0» УГИ; *2* — заданное направление; *3* — метка отклонителя; *4* — апсидальная плоскость

обеспечивающими в совокупности контроль положения отклонителя на участке скважины с любым зенитным углом.

На участках ствола скважины с зенитным углом более 3° положение отклонителя контролируется с использованием датчика, чувствительного к вектору гравитации. Угол измеряется в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и отсчитывается от вертикальной плоскости, проходящей через касательную к оси скважины. На вертикальных участках скважины показания этого датчика становятся неопределенными. Угол положения отклонителя измеряется в этом случае путем суммирования сигналов датчика азимута и датчика положения отклонителя в горизонтальной плоскости. Угол отсчитывается от магнитного меридиана.

При ориентировании отклонителя в стволе скважины с зенитным углом более 3° проводят следующие измерения (рис. 10.25):

определяют сумму заданного угла установки отклонителя и угла смещения меток «Отклонитель» и «0», т.е. $A = \beta_з + \omega$, где $\beta_з$ — заданный угол установки отклонителя; ω — угол смещения меток «Отклонитель» и «0»;

поворотом бурильной колонны достигают показаний цифрового индикатора «Отклонитель», равных ранее вычисленному значению угла A (если угол A □ 360°, то из него нужно вычесть 360°);

бурильную колонну необходимо поворачивать по направлению движения часовой стрелки;

после поворота для снятия упругих деформаций колонны несколько раз приподнимают ее и опускают, контролируя по индикатору «Отклонитель» полученное значение (в случае его изменения поворотом колонны достигают нужных показаний).

Для ориентирования отклонителя в вертикальном стволе скважины необходимо выполнить следующее (см. рис. 10.25):

определить сумму заданного азимута и измеренного угла смещения меток «Отклонитель» и «0», т.е. $A = \beta_з + \omega$, где $\beta_з$ — заданный азимут искривления ствола скважины, ω — угол смещения меток «Отклонитель» 랩□□□□□랬«0»;

установить тумблер АО (азимут отклонителя) на наземном пульте в верхнее положение;

поворотом бурильной колонны добиться показаний индикатора «Отклонитель», равных полученному значению A (в процессе бурения поддерживать указанные показания индикатора «Отклонитель»);

после набора зенитного угла по метке *3* тумблер АО выключить и дальнейшее ориентирование отклонителя производить для условий наклонной скважины.

□

Глава 11

ОПРОБОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПЕРИОД ПРОХОДКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Выявление качественных и количественных параметров пластов, вскрываемых в процессе бурения скважин, возможно лишь при сочетании разных методов их исследований — промышленно-геофизических, гидродинамических с исследованиями кернового материала. Среди этих методов особое место занимают гидродинамические, позволяющие получить приток пластового флюида, отобрать натурные пробы, оценить характеристику коллекторских свойств пласта и степень его загрязнения в призабойной зоне.

Суть гидродинамических методов заключается в изоляции продуктивного горизонта от воздействия столба жидкости (буровой раствор) и от остальных продуктивных горизонтов, в создании перепада давления в данном объекте с целью получения движения пластового флюида со стороны массива коллектора к скважине, чтобы зарегистрировать объемную скорость притока и характер смены давления в скважине против испытуемого объекта на протяжении всего периода испытания и, конечно, отобрать представительные пробы пластового флюида.

На основании этих исследований и их анализа удается определить продуктивность пластов и отличить продуктивные от непродуктивных, получить информацию, позволяющую существенно сократить расходы на бурение скважин.

Для испытания объектов в открытом стволе в процессе бурения используют две группы специальных аппаратов:

1) аппараты, спускаемые в скважину на бурильных трубах;

2) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной труб, кроме указанных выше, используются гидродинамические испытатели пластов на базе струйных аппаратов, спускаемых в скважину также на трубах — бурильных или насосно-компрессорных.

Применение испытателей пластов (на бурильных трубах или на каротажном кабеле) стало неотъемлемой частью технологического цикла строительства разведочных скважин.

Несмотря на все различия в технологии испытания, цель этих методов — получение кривых притока и кривых восстановления давления.

11.1. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ

Испытатели на трубах включают следующие основные узлы: фильтр, пакер, собственно испытатель с уравнительным и главным впускным клапанами, запорный и циркуляционный клапаны. Эти испытатели предназна-

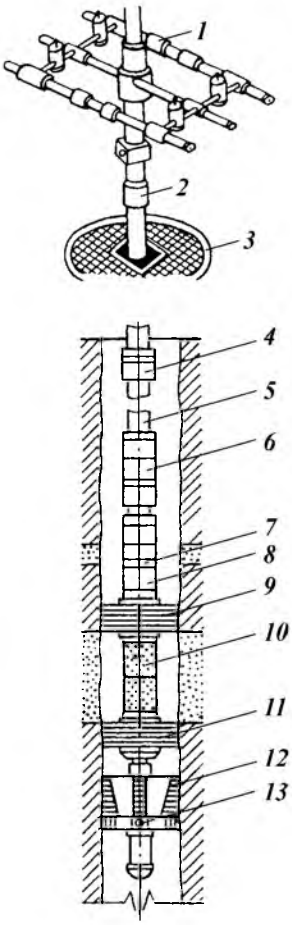


Рис. 11.1. Общая схема компоновки испытателя пластов с закреплением пакеров на стенках скважины:
1 — устьевое оборудование; *2, 5* — бурильные трубы; *3* — ротор; *4* — сливной клапан; *6* — компенсатор; *7* — многоцикловой испытатель; *8* — пробоотборник с манометром; *9, 11* — верхний и нижний пакер соответственно; *10* — фильтр с манометром; *12* — опорный якорь; *13* — манометр

чены для испытания скважин в одно-, двух-, многоцикловых режимах и рассчитаны для исследования скважин в открытом стволе и после спуска эксплуатационной колонны.

На рис. 11.1 изображена схема компоновки испытателя пластов с глубинными приборами и пробоотборником с закреплением пакера на стенках скважины. На рис. 11.2, 11.3 приведены схемы компоновки испытателя пластов с одним и двумя пакерами и с упором фильтра («ноги») на забой скважины.

В табл. 11.1 представлены характеристики трех типов испытателей пластов типа КИИ двухциклового действия.

Одними из основных элементов испытателей пластов являются цилиндрические пакеры сжатия. Их характеристики приведены в табл. 11.2. Пакерование происходит при нагрузке на пакер от 15—30 до 150—200 кН в зависимости от диаметра скважины и свойств резины. При испытании пластов с упором на забой скважины в момент достижения хвостовиком забоя резиновый элемент пакера под нагрузкой сокращается по длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную выше пакера зону от подпакерной испытуемой зоны скважины.

Наиболее распространена однопакерная компоновка ИПТ (см. рис. 11.2), когда испытатель пластов с опорой на забой спускается в скважину сразу после обнаружения в процессе бурения перспективного на нефть или газ объекта. В таких случаях интервал испытания и забой скважины находятся на небольшом расстоянии (10—20 м). Испытуемые интервалы, как правило, характеризуются или полным отсутствием зоны проникновения, или небольшими ее размерами. Пакерование и испытание осуществляются с упором башмака *13* на забой скважины. В компоновке испытателя применяют один пакер *8* и фильтр *11* с манометром *10*, который устанавливают против интервала испытания на бурильных трубах *1* и *4*. Над пакером расположен ясс *7*, испытатель *6*, запорно-поворотный клапан *5*, бурильные трубы *1* и *4*, циркуляционный клапан *2*. Второй манометр *3* установлен над пакером. Также над пакером в бурильных трубах размещается пробоотборник. В зависимости от плана работ и интенсивности выхода газа из бурильных труб при открытии запорно-поворотного клапана испытание может проходить в одно- и двухцикловом режимах.

Назначение, шифры основных узлов КИИ-2М-146 и их параметры приведены ниже.

Таблица 11.1

Характеристики испытателей пластов типа КИИ двухциклового действия

Показатели	КИИ-2М-146	КИИ-2М-95	КИИ-М-65
Диаметр внешнего корпуса, мм	146	95	67
Диаметр скважины, мм	190 – 295	108 – 161	75 – 112
Диаметр пакерующего элемента, мм	170 – 270	95 – 145	67 – 95
Максимальная длина одного узла, м	2,3	2,5	2,575
Длина полной компоновки, м	16,2	18,18	18,465
Масса, кг:			
узла	200	100	50
полного комплекта	120	910	325
Допустимый перепад давления на пакере, МПа	35	35	35
Допустимая забойная температура, °С	170	170	170
Допустимая осевая нагрузка, кН:			
при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150

Таблица 11.2

Характеристика цилиндрических пакеров сжатия

Показатели	ПЦР-176	ПЦ-146	ПЦР-146	ПЦ-95	ПЦР-95	ПЦ-65	ПЦР-65
Внешний диаметр, мм:							
корпуса	178	146	146	95	95	67	67
пакерующего элемента	245	170	170	109	105	67	67
то же	270	180	180	115	115	78	78
«		190	195	135	135	87	87
«		220	220	145	145	92	92
Осевая нагрузка при пакеровании, кН	150 – 200	100 – 120	100 – 120	60 – 80	60 – 80	15 – 30	15 – 30
Допустимый перепад давления, МПа	35	35	35	35	35	35	35
Длина пакера, мм	2373	2300	1633	1525	1435	1410	1450

Испытатель пластов ППГ-146 предназначен для вызова притока из пласта, изолированного от остальных частей скважины пакером, при сниженном противодавлении на пласт.

Рабочий ход грузового штока, мм	200
Наибольшая нагрузка, кН:	
сжимающая	300
растягивающая	600
Длина, мм	2150
Диаметр, мм	146
Масса, кг	231,5

Ясс гидравлический применяется для облегчения снятия пакера с места по окончании испытания.

Ход штока, мм	320
Растягивающая нагрузка, кН	600
Гидравлическая неуравновешенная площадь, $см^2$	90; 58
Длина, мм	1615
Диаметр, мм	146
Масса, кг	158; 128

Пакер цилиндрический ПЦ-178, ПЦ-146 используется для разобщения скважины с испытанным пластом.

Ход штока, мм	350; 280
Растягивающая нагрузка, кН	600
Диаметр резинового элемента пакера, мм	170; 180 196; 220 245; 270

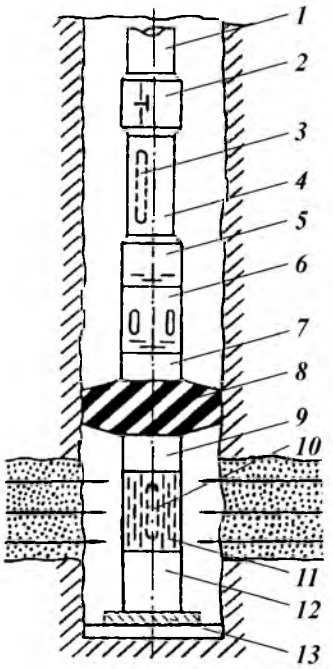


Рис. 11.2. Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины:
1, 4 — бурильные трубы; *2* — циркуляционный клапан; *3* — верхний манометр; *5* — запорно-поворотный клапан; *6* — испытатель; *7* — ясс; *8* — пакер; *9, 12* — утяжеленная бурильная труба; *10* — нижний манометр; *11* — фильтр; *13* — упорный башмак

Фильтр Ф-146 предназначен для фильтрации жидкости, поступающей из зоны испытанного пласта сквозь испытующие приспособления.

Длина, мм	4120
Масса, кг	260

Переводник для установления приборов ПП-146. Назначение переводника — установление глубинных приборов (манометров, термометров).

Длина, мм	2100
Диаметр, мм	146
Масса, кг	124

Клапан циркуляционный КЦ-146 используется с целью восстановления прямой и обратной циркуляции над испытателями пластов.

Длина, мм	608
Диаметр, мм	146
Масса, кг	64

Приспособление для опрессования (ПО-000). Назначение приспособления — создание гидравлического давления в узлах ИПТ для испытания на герметичность и заполнение масляной камеры испытателя пластов.

Максимальное давление, МПа	40
Длина, мм	400
Ширина, мм	210
Высота, мм	300
Масса, кг	29,3

Клапан запорно-поворотный двойного закрытия (ЗП-2-146). Его назначение — двухкратное закрытие и открытие полости бурильных труб с целью записи при помощи глубинных манометров начальной и конечной кривой восстановления давления (КВД).

Число оборотов закрытия	10; 30
Растягивающая нагрузка, кН	600
Масса, кг	224,7

Обвязка к приспособлению для сжатия (ОПС-000). Назначение обвязки — подвод масла в приспособление для сжатия и управление его работой.

Длина, мм	500
Ширина, мм	300
Масса, кг	36,6

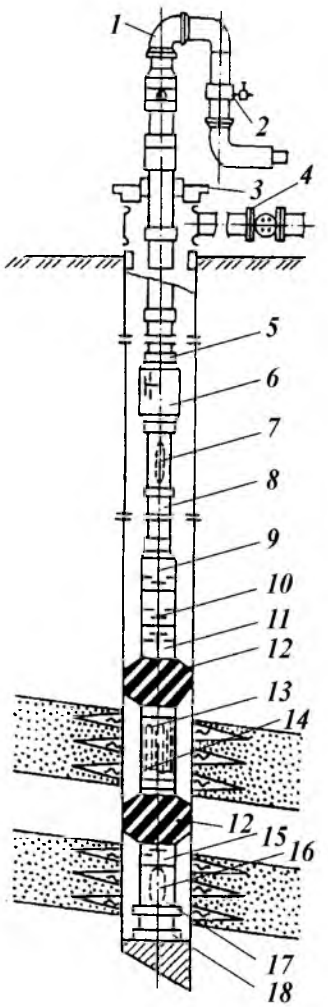


Рис. 11.3. Схема компоновки испытателя пластов с двумя пакерами и с упором «ноги» на забой скважины:
1 — быстросъемные трубы; *2* — пробный кран; *3* — стол ротора; *4* — задвижка превентора; *5* — колонна бурильных труб; *6* — циркуляционный клапан; *7* — верхний манометр; *8* — бурильная труба; *9* — запорно-поворотный двухцикловой клапан; *10* — испытатель пластов; *11* — ясс; *12* — пакер ПЦ; *13* — основной манометр для записи КВД; *14* — щелевой фильтр; *15* — уравнительный клапан; *16* — контрольный манометр; *17* — утяжеленные бурильные трубы; *18* — упорный башмак

Приспособление для сжатия (ПСГ-146.000). Приспособление используется для сжатия и растяжения испытателя пластов.

Длина, мм	600
Длина хода штока, мм	245
Диаметр, мм	152
Масса, кг	48,2

Удлинитель (41.000) обеспечивает сбор по секциям для предупреждения изгиба штока при затягивании комплекса в буровую с мостков и подборе длины колонны бурильных труб.

Длина, мм	800
Диаметр, мм	146
Масса, кг	52

При испытании пластов с упором на забой скважины через 30—180 с

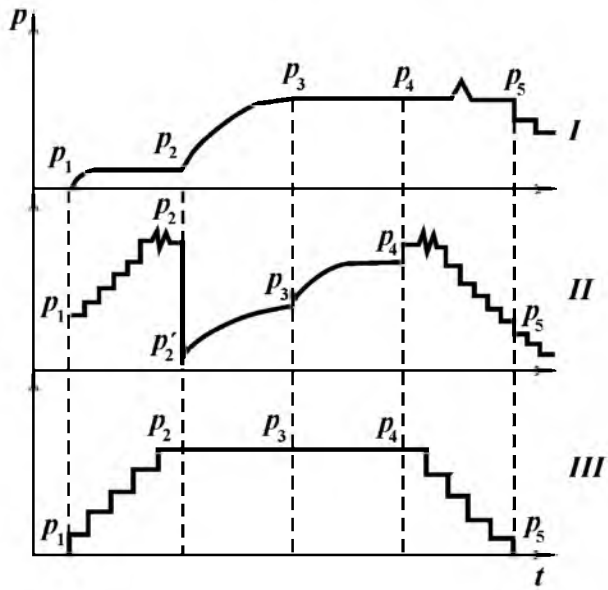


Рис. 11.4. Характер изменения давления, зафиксированного манометрами:
I — диаграмма верхнего (трубного) манометра для регистрации притока (уровня) в трубах; $p_1 - p_2$ — спуск труб, давление столба жидкости в трубах не изменяется; $p_2 - p_3$ — рост давления в период притока пластовой жидкости в трубы после пакерования и открытия клапана; $p_3 - p_4$ — прекращение притока, стабилизация давления в трубах; $p_4 - p_5$ — давление в трубах при подъеме испытателя с закрытым клапаном; *II* — диаграмма манометра в фильтре: $p_1 - p_2$ — ступенчатый рост гидростатического давления при спуске испытателя; $p_2 - p'_2$ — падение давления при открытии клапана и регистрации притока $p'_2 - p_3$; $p_3 - p_4$ — перекрытие притока (точка p_3) и запись КВД; $p_4 - p_5$ — срыв пакера; $p_4 - p_5$ — давление в период срыва пакера и подъема испытателя; *III* — диаграмма контрольного манометра; $p_1 - p_2$ — ступенчатый рост давления гидростатического столба жидкости при пуске испытателя пласта ИПТ; $p_2 - p_3 - p_4$ — давление в подпакерной зоне в период вызова и перекрытия притока; $p_4 - p_5$ — изменение давления в процессе подъема ИПТ

после передачи нагрузки на пакерующий элемент закрывается уравнительный клапан и открывается впускной клапан испытателя пластов. Момент открытия клапана фиксируется на устье скважины показаниями стрелки гидравлического индикатора веса. Важно не упустить колебания этой стрелки. Момент открытия клапана можно обнаружить и по резкому перемещению верхней трубы вниз. При хорошо промытом забое проседание инструмента отсутствует.

Однако главным признаком открытия клапана испытателя и наличия притока из пласта следует считать выход газа (воздуха) из труб. При обнаружении продуктивного нефтяного, а тем более газового пласта интенсивный выход воздуха и газа наблюдается визуально. Для фиксации притока операторы обычно пользуются резиновым шлангом, соединяющим верхнюю муфту бурильной трубы с сосудом, заполненным водой. При этом выход пузырьков газа сквозь слой воды характеризует интенсивность притока флюида. В комплекс ИПТ входит устьевая головка, облегчающая контроль выхода газа и отбор его проб.

Характер изменения давления, зафиксированного манометрами *16*, *13*

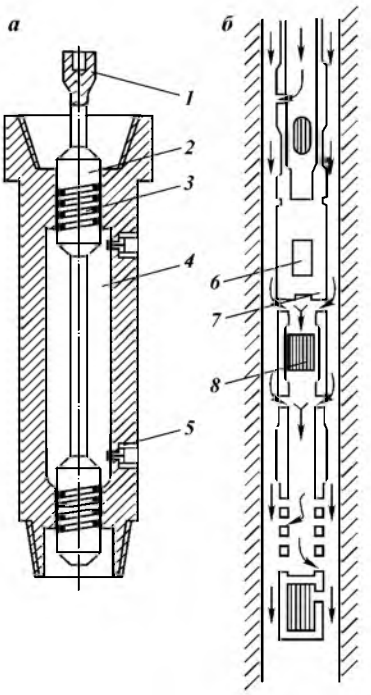


Рис. 11.5. Компоновка ИПТ и пробоотборник:
1 — шток; *2* — запорное приспособление; *3* — уплотняющие кольца; *4* — полость испытателя; *5* — клапан; *6* — запорный клапан; *7* — пробоотборник; *8* — испытатель пластов

и *7* (см. рис. 11.3), показан кривыми *I*, *II*, *III* на рис. 11.4. Схема пробоотборника-накопителя (*а*) и компоновка ИПТ с пробоотборником (*б*) изображены на рис. 11.5.

11.2. МНОГОЦИКЛОВЫЕ ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Более усовершенствованные узлы и широкий выбор вспомогательных приспособлений входят в состав многоцикловых испытателей пластов — трубных испытателей третьего поколения. В табл. 11.3 содержатся технические характеристики многоцикловых испытателей пластов.

На рис. 11.6 изображены разные варианты компоновок этих испытате-

Таблица 11.3

Технические характеристики многоцикловых испытателей пластов

Параметры	МИГ-146	МИГ-127	МИК-95	МИК-80	МИК-65
Внешний диаметр, мм	146	127	95	80	67
Длина, мм:					
максимальная секции	2918	2890	2600	3470	3200
общего комплекса	27 450	27 150	21 400	23 410	16 500
Допустимая нагрузка, кН:					
сжимающая	1500	1250	600	400	200
растягивающая	700	600	450	200	1500
Крутящий момент, кН·м	10	7,5	4,9	3,9	3,1
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	45	45	40
Максимальная температура, °С	200	200	200	200	200
Масса, кг:					
максимальная секции	235	163	120	92	78
общего комплекса	5442	5682	1810	635	540
Тип присоединительной резьбы	3—121	3—101	3—76	3—62	3—56
Диаметр скважин, мм	190—295	161—243	118—165	97—112	78—102

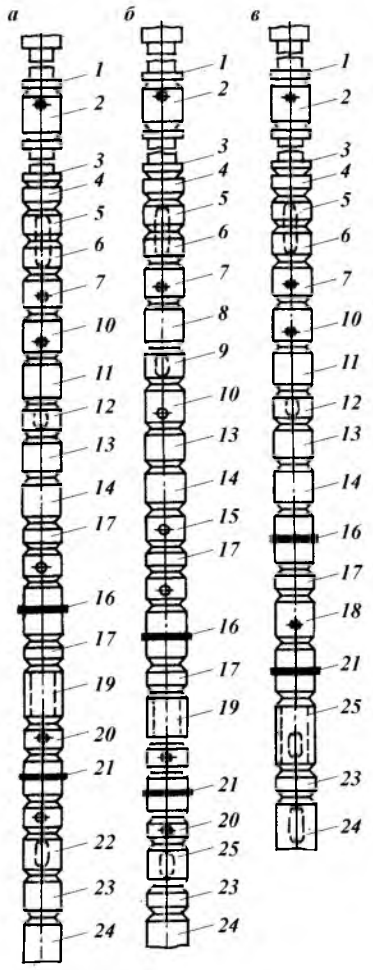


Рис. 11.6. Компоновка испытателей пластов:
а — с двумя пакерами; *б* — селективного испытания объектов; *в* — многоциклового испытания объектов в наклонно направленных стволах; *1, 3* — бурильные трубы; *2* — циркуляционный клапан; *4, 17, 23* — переводники; *5, 6, 9, 12, 25* — патрубки; *7* — штуцер; *8* — запорно-поворотный клапан; *10* — ИПТ; *11* — приспособление для вращения; *13* — пробоотборник; *14* — ясс; *15* — безопасный замок; *16, 21* — пакер; *18* — распределяющее приспособление; *19* — фильтр; *20* — уравнительное приспособление; *22* — фильтр; *24* — хвостовик

Таблица 11.4

Назначение узлов многоцикловых испытателей пластов

Узел	Шифр	Назначение
Испытатель пластов скважин на трубах	ИПТ	Комплекс оборудования для: испытания перспективных пластов в необсаженных скважинах с целью вызова притока из пласта; отбора проб пластовой жидкости (газа) и определения основных гидродинамических характеристик исследуемого пласта
Испытатель пластов	ИП	Основной клапанный механизм для: перекрытия внутренней полости колонны труб от скважинной жидкости при спуске и подъеме ИПТ; соединения бурильных труб с испытуемым интервалом; уравнивания давления над и под пакером перед его снятием и в процессе спуска и подъема ИПТ
Клапан запорный поворотный	ЗП	Механизм предназначен для перекрытия бурильных труб в процессе испытания с целью получения кривой восстановления пластового давления
Клапан циркуляционный	КЦ	Механизм для осуществления прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент процесса испытания пласта

Продолжение табл. 11.4

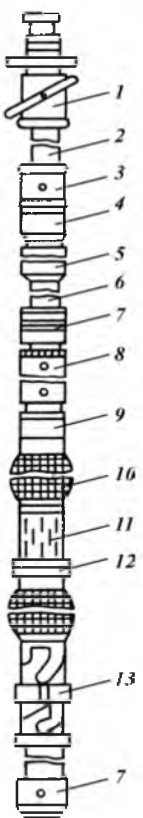
Узел	Шифр	Назначение
Ясс гидравлический	ЯГ	Механизм для облегчения снятия пакера после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ
Пакер цилиндрический	ПСГ	Узел для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины с целью изоляции испытуемого объекта от остального ствола скважины
Фильтр	Ф	Толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками, служащими для предупреждения забивания механическими примесями штуцера и проходных каналов ИПТ и для размещения глубинных регистрирующих приборов
Замок безопасный	ЗБ	Механизм для откручивания колонны бурильных труб и ИПТ с целью поднятия их в случае прихвата

лей в зависимости от необходимости решения геолого-промысловых задач и технического состояния скважины.

В табл. 11.4 представлено описание назначения основных узлов многоцикловых испытателей пластов.

11.3. КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ КИОД-110

Комплекс предназначен для исследования, интенсификации и освоения объектов в скважине, обсаженной эксплуатационной колонной, а также для их доразведки. Комплекс опускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах.



Комплекс (рис. 11.7) включает многоцикловой испытатель пластов *8*, пробоотборник *9*, уравнительный клапан *12*, якорь *13*, секционный пакер *10* и малогабаритную устьевую головку *1*.

КИОД-110 позволяет проводить исследования как с однопакерной, так и селективно с двухпакерной компоновкой, а также испытывать несколько объектов за один спуск комплекса оборудования в скважину, выполнять интенсификацию притока из пласта за счет очистки призабойной зоны пласта путем многократного гидравлического воздействия на нее чередованием депрессии и репрессии. Его конструктивные параметры позволяют работать в скважинах с гидростатическим давлением до 30 МПа.

Технические данные

Плотность промывочной жидкости, кг/м^3	900 – 1200
Максимальная глубина испытуемого объекта, м	5000
Минимальная глубина испытуемого объекта, м	900
Максимальная рабочая температура, °С	120
Допустимые осевые нагрузки, кН:	
при сжатии	150
при растяжении	300
Допустимый перепад давления на комплексе, МПа	30
Минимальный диаметр проходных каналов узлов, мм	35
Диметр внешний основных комплектующих частей, мм	110
Масса комплекса, кг	1000

Рис. 11.7. Комплекс испытательного оборудования КИОД-110:
1 – головка устьевая ГУ-30 ш; *2, 6* – НКТ; *3* – клапан сливной КС-100; *4* – клапан перепускной КП-110; *5* – клапан заливной КЗА-110; *7* – устройство для установки скважинного манометра; *8* – испытатель пластов ИПТ-110; *9* – пробоотборник ПО-110; *10* – пакер секционный ПС-115, ПС-135; *11* – фильтр; *12* – клапан уравнительный КЗ-110; *13* – якорь ЯК-110/136, ЯК-135/156

11.4. ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОГО ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ УСПД-146-168

Оборудование УСПД-146-168 предназначено для испытания в многократном режиме одного или нескольких пластов, причем испытание до трех пластов может выполняться с отбором герметизированной пробы из каждого пласта. Оборудование используется в составе серийных ИП с якорями или в компоновке с упором на забой скважины.

Приспособление для селективного испытания состоит из упорного узла, узла впускного и уравнительного клапанов с блоком проб отборочных камер и сигнального приспособления.

Упорный узел служит для предупреждения самопроизвольного прокручивания штока при спусках-подъемах, передачи крутящего момента с помощью расположенного ниже узла ИП и обеспечения свободного вращения УСПД в сжатом положении.

Узел впускного клапана служит для чередования открытия и закрытия проходного канала приспособления (выполнение периодов приток — восстановление давления), а также управления работой пробоотборочных камер.

Уравнительный клапан предназначен для уравнения давления на пакере по окончании исследования. Кроме того, он служит байпасом для спуска и подъема оборудования.

Шток уравнительного клапана через сменную муфту соединен со штоком впускного клапана каркасом блока пробоотборника, на котором закреплены три пробоотборочные камеры. Приспособление, управляющее их работой, обеспечивает поочередную или одновременную работу камер. Режим работы пробоотборника задается при сборке УСПД перед очередным испытанием. Сигнальное приспособление УС-146 предназначено для передачи на поверхность сигнала о создании депрессии на пласт. Сигнал о создании депрессии передается на поверхность в виде увеличения нагрузки на индикаторе веса с одновременным проседанием труб на 3—8 см. Принцип действия сигнального приспособления заключается в том, что для передачи депрессии на пласт осевая нагрузка передается размещенным ниже узлам через масляную подушку. Открытие впускного клапана и уменьшение давления под впускным клапаном и под пакером приводят к разгерметизации масляной камеры, в результате чего шток сигнального приспособления быстро перемещается вниз, что отображается на показаниях ГИВ и положении труб.

11.5. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ ИСПЫТАТЕЛЯ ПЛАСТОВ

11.5.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИСПЫТАТЕЛЬ ПЛАСТА ИПГ

ИПГ — основной узел комплекта испытательного оборудования. Он предназначен для герметичного разделения полости пустых или частично заполненных жидкостью бурильных труб и затрубного пространства при спускоподъемных операциях. При выполнении операций по вызову притока и восстановлению давления при помощи уравнительного клапана в испытателе и под пакером выравнивают давление, что облегчает спуск и срыв пакера. Одной из главных функций испытателя, входящего в состав много-

цикловых испытателей пласта (МИГ), является создание многократных депрессий (открытых и закрытых периодов), способствующих очистке пласта и повышению качества информации за счет записи КВД после каждого притока. Шифр испытателя пластов многоциклового действия — ИПМ.

Конструкция испытателя пласта диаметром 146 мм изображена на рис. 11.8. Испытатель состоит из корпуса, внутри которого перемещается шток *3* с приемный клапаном *11* для впуска жидкости из пласта в трубы. В верхней части переводника установлен разделительный поршень *5*, благодаря которому гидравлическое давление внутри тормозной камеры поддерживается равным гидростатическому давлению столба промывочной жидкости в затрубном пространстве. При передаче на испытатель нагрузки от бурильной колонны его шток *3* прижимается к упорному кольцу поршня *6* и тормозная жидкость из нижней части камеры будет перетекать в верхнюю полость по кольцевой щели, образовавшейся между стенками канала и стержнями в поршне *6*.

Во время перетока жидкости шток *3* вместе с приемным клапаном *11* и гильзой *9* уравнительного клапана будет медленно перемещаться вниз относительно корпуса. Таким образом достигается замедленное закрытие уравнительного клапана и плавное открытие приемного клапана испытате-

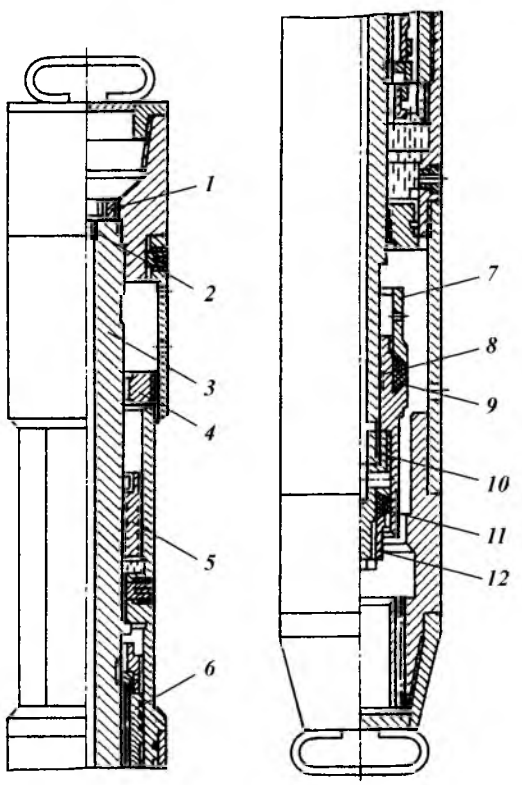


Рис. 11.8. Многоцикловой испытатель пластов ИМП-146:
1 — штуцер; *2* — фильтр; *3* — шток; *4* — ограничивающая втулка; *5* — разделительный поршень; *6* — поршень; *7* — сальниковый вкладыш; *8* — гайка; *9* — гильза уравнительного клапана; *10, 12* — герметизирующие втулки; *11* — приемный клапан

ля пласта. В момент, когда герметизирующие кольца поршня *6* окажутся ниже радиальных отверстий переходника, гидравлическое сопротивление перетока жидкости исчезает и шток испытателя вместе с гильзой уравнительного клапана под воздействием механической нагрузки приходит в граничное нижнее состояние. Этот момент четко фиксируется индикатором веса на устье скважины, что является очень важным показателем закрытия уравнительного и открытия приемного (впускного) клапанов испытателя для поступления пластовой жидкости в бурильные трубы. По истечении заданного времени открытого периода испытания колонну бурильных труб приподнимают до полного снятия нагрузки с пакера. При этом шток испытателя вместе с приемным клапаном *11* свободно перемещается вверх, так как его выступ отходит от герметизирующего бурта упорного кольца поршня *6*. Тормозная жидкость из надпоршневого пространства в подпоршневое свободно без гидравлических потерь перетекает по широкому кольцевому каналу между штоком *3* и поршнем *6*.

После закрытия приемного клапана растягивающее усилие через гильзу *9* уравнительного клапана передается на корпус испытателя пластов, жестко связанный с размещенным ниже раздвижным механизмом, предупреждающим возможность преждевременного открытия уравнительного клапана. При повторной передаче на шток испытателя сжимающего усилия приемный клапан опять откроется. Таким образом, путем осевых перемещений колонны бурильных труб можно многократно осуществлять открытый и закрытый периоды испытания.

11.5.2. ЗАПОРНО-ПОВОРОТНЫЕ КЛАПАНЫ

Запорно-поворотные клапаны (рис. 11.9) предназначены для закрытия скважины (бурильных труб, расположенных выше пакера) по окончании периода притока с целью записи кривой восстановления давления (КВД), а также для автоматического заполнения раствором бурильных труб при спуске в скважину ИПТ (для регулирования депрессии на пласт при испытании). Различают клапаны одинарного (КЗ, ИП) и двойного перекрытия

Таблица 11.5

Техническая характеристика запорно-поворотных клапанов двойного действия

Параметры	ЗП2-145	ЗП2-127	ЗП2-95	ЗП2-80	ЗП2-65
Внешний диаметр, мм	146	127	95	80	67
Длина, мм	1517	1510	1980	2000	1830
Рабочий ход, мм	20	20	90	90	70
Число оборотов, необходимое для обеспечения периодов:					
первого закрытого	10	10	10	10	10
второго открытого	20	20	20	20	20
второго закрытого	30	30	30	30	30
Минимальный диаметр проходного канала, мм	20	20	15	15	15
Допустимая нагрузка (при p = = 0–45 МПа), кН:					
сжимающая	2700	1800	1000	600	250
растягивающая	2600–1150	1800–790	1000–900	600–400	250–180
Допустимый крутящий момент, кН·м	29	23,3	17,2	8,6	3,4
Усилие гидравлической неуравновешенности ($p_т$ = 10 МПа), Н	8600	1960	—	1310	0
Тип присоединительной резьбы	З-121	З-101	З-76	З-62	З-56
Масса, кг	167	135	120	68	38

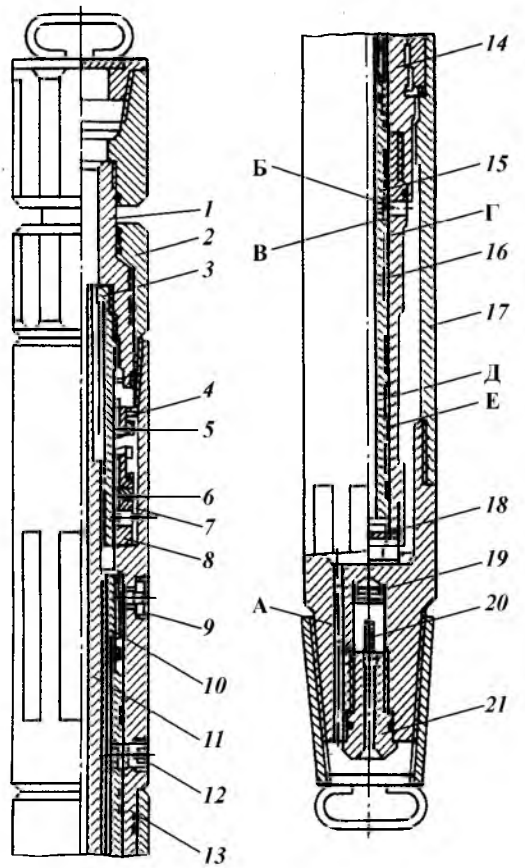


Рис. 11.9. Запорно-поворотный клапан КЗ-145:
1 — грузовой шток; *2, 17* — переводники; *3* — гильза; *4* — храповик; *5, 19* — пружины; *6, 7* — сферические опоры; *8* — нижняя опора; *9, 12* — штифты; *10* — гайка; *11* — винт; *13* — корпус; *14* — верхняя гильза; *15* — гильза; *16, 20* — клапаны; *18* — втулка; *21* — седло; *А* — осевой канал; *Б* — радиальные отверстия; *В* — отверстие; *Г* — герметизирующие кольца

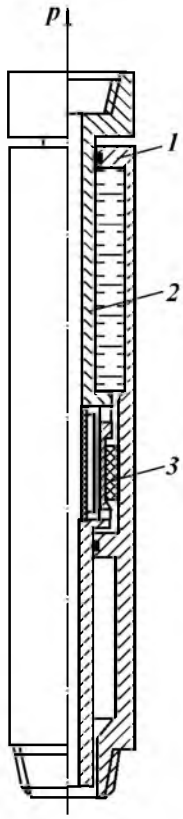
(ЗП2), позволяющие осуществлять соответственно один или два открытых и один или два закрытых периода. Созданы также запорно-поворотные клапаны многоциклового действия ЗПКМ2. Управление режимами испытания (запорным клапаном) осуществляется вращением колонны бурильных труб.

Техническая характеристика запорно-поворотных клапанов двойного закрытия представлены в табл. 11.5.

11.5.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЯССЫ

Гидравлические яссы служат для обеспечения снятия пакера с места или при ликвидации прихвата хвостовика и фильтра. В зависимости от конструктивного исполнения яссы можно разделить на две основные группы: открытого и закрытого типов. Тормозная камера яссов открытого типа соединяется с затрубным пространством и заполнена промывочной жидкостью. Растягивающее усилие, необходимое для их включения в работу, зависит от гидростатического давления столба бурового раствора в затрубном пространстве В яссах закрытого типа тормозная камера заполняется жидкостью (специальной, например, маслом МС-20) и герметично изолируется от контакта с буровым раствором.

Рис. 11.10. Ясс закрытого типа



В отличие от яссов открытого типа растягивающее усилие, необходимое для включения в работу ясса закрытого типа, не зависит от величины гидростатического давления столба промывочной жидкости в затрубном пространстве, что является одним из основных его преимуществ. Принципиальная схема ясса закрытого типа изображена на рис. 11.10. При передаче сжимающего усилия подвижной шток *2* с поршнем *3* занимает граничное нижнее состояние относительно корпуса *1*. Для включения ясса в работу на шток *2* через колонну бурильных труб передается растягивающее усилие. При этом шток своим выступом прижимается к седлу поршня *3* и тормозная жидкость может перетекать в подпоршневое пространство лишь по кольцевой щели малого сечения. Благодаря этому создается значительное гидравлическое сопротивление перетока жидкости, в результате чего нижняя часть бурильных труб со штоком *2* передвигается медленнее ее верхней части и колонна растягивается в пределах упругой деформации. По истечении некоторого времени поршень *3* выходит в расширенную часть корпуса *1*. При этом гидравлическое сопротивление перетока жидкости мгновенно исчезает, шток *2* под воздействием усилия упругой деформации колонны бурильных труб резко перемещается в граничное верхнее состояние и ударяется выступом в торец камеры. Этот удар через корпусные детали ясса передается оборудованию, расположенному ниже. Для создания повторного удара достаточно опять передать на шток *2* сжимающую нагрузку, под воздействием которой он вместе с поршнем свободно вернется в граничное нижнее состояние, а затем повторить подъем колонны бурильных труб.

11.5.4. ПАКЕРЫ МЕХАНИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Пакеры механического действия предназначены для герметичного разобщения испытуемых пластов с остальной частью ствола скважины. Для проведения операций в необсаженном стволе скважины используют пакеры трех типов: с жесткой металлической опорой, с раздвижной резиновой опорой и раздвижной металлической опорой. Принцип их действия одинаковый и заключается в том, что при упоре хвостовика на забой скважины или на ее стенки (с использованием специальных якорных приспособлений) на остов пакера создается механическая сжимающая нагрузка, под воздействием которой элемент пакера деформируется до полного прижатия его к стенкам скважины.

Техническая характеристика пакеров содержится в табл. 11.6.

Конструкция пакера с жесткой металлической опорой изображена на рис. 11.11. Резиновый элемент *4* в верхней части имеет металлическую головку с резьбой, через которую его соединяют с переводником *3*. Под резиновым элементом установлена опора *5* соответствующего диаметра, навинченная на переводник *6*. При помощи замковой резьбы этот перевод-

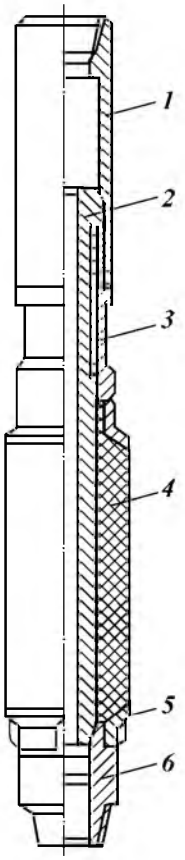


Рис. 11.11. Пакер с жесткой металлической опорой

Таблица 11.6

Техническая характеристика пакеров

Параметры	ПЦГ-146	ПЦГ-95	ПЦГ-65
Диаметр, мм:			
остова	146	95	67
штока	73	40	34
сменного резинового элемента	220; 195; 180; 170	145; 135; 115; 109	92; 87; 78; 67
Оптимальная сжимающая нагрузка при пакеровании, кН	80 – 120	60 – 80	20 – 40
Допустимый перепад давления, МПа	45	45	45
Допустимая растягивающая нагрузка (при перепаде давления 45 МПа), кН	600	250	150
Длина, мм:			
осевая	2300	1525	1410
резинового элемента	980	640	720
Средняя масса, кг	180	65	33

ник соединяется с фильтром. Под действием механической сжимающей нагрузки переводники *1* и *3* смещаются вниз относительно штока *2*, вследствие чего резиновый элемент *4* сжимается, перекрывая ствол скважины. После окончания испытания корпусные детали пакера под воздействием растягивающего усилия смещаются вверх и его резиновый элемент возвращается в исходное положение.

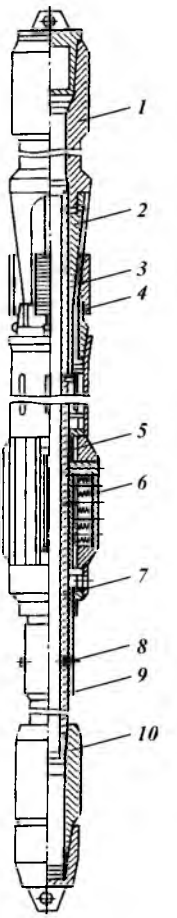
Опыт эксплуатации пакеров свидетельствует, что для обеспечения нормальной проходимости при спуске в скважину их максимальный внешний диаметр должен быть в 1,1 – 1,15 раза меньше диаметра скважины. На гидравлический элемент пакера при передаче на него механических усилий воздействует также гидравлическое усилие, возникающее при соединении подпакерной зоны с полостью бурильных труб, т.е. в момент открытия приемного клапана испытателя пластов. Значение перепада давления, выдерживаемое резиновым элементом пакера, может достигать 45 МПа.

11.5.5. ОПОРНЫЕ ЯКОРЯ

Когда возникает необходимость разгрузить бурильный инструмент не на забой скважины, а на ее стенки, в компоновку включаются ее опорные якоря. При их использовании можно устанавливать пакер в разных интервалах скважины в зависимости от состояния ее ствола и проводить селективные испытания нескольких горизонтов за один спуск инструмента, а также горизонтов с большим удалением от забоя скважины.

Промышленность выпускает следующие опорные якоря: для работы в открытом стволе — Як-110/135, ЯК-132/158, ЯК-170/220, ЯК-190/240; для работы в скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 114, 140 и 168 мм, — металлические якоря ЯМ-95/114, ЯМ-95/140, ЯМ-95/168.

Рис 11.12. Якорное приспособление



Опорные якоря используются, когда забой скважины находится на расстоянии более 50 м от испытуемого объекта, а также при испытании нескольких объектов за один спуск испытателя пластов. Это позволяет исключить установление дорогих цементных мостов и значительно сократить затраты времени на испытание скважины.

На рис. 11.12 изображена принципиальная схема опорного якоря, который при работе с испытателями пластов свинчивается переводником *1* с ниппелем *10* пакера ПЦГ-146, ПЦГ-95. При спуске ИПТ в скважину упорные плашки *3* находятся в сцеплении с фиксатором *4* и размещаются в нижней части конуса *2*. Подпружиненный планками *6* центратор якорного приспособления при спуске скользит по стенке скважины, а винтом *8*, расположенным в пазу втулки *9*, удерживается от перемещения вверх вдоль штока *7*. Проталкиватель упорных плашек *3* размещен ниже фиксаторов и соединен с обоймой *5*.

Для приведения опорного якоря в рабочее состояние на необходимой глубине надо выполнить следующие операции: поднять колонну труб на 1 — 2 м; ротором повернуть колонну труб на 1,5 — 2 оборота вправо, чтобы вывести винт *8* из зацепления в фасонном пазу втулки *9*; плавно опустить бурильную колонну и разгрузить ее до 120 — 150 кН. При этом шток движется вниз относительно центратора, который за счет трения планок *6* удерживается на стенке скважины, а проталкиватель отжимает фиксатор *4* и перемещает упорные плашки *3* по направляющим пазам конуса. Упорные плашки при дальнейшем движении штока *7* входят в контакт со стенкой скважины и тормозят скольжение якорного приспособления вниз.

С момента внедрение упорных плашек в стенки скважины осевая нагрузка на пакер воспринимается упорными плашками и передается на стенки скважины. При снятии пакера с места его установки осевая нагрузка снимается натяжением колонны бурильных труб, шток перемещается вверх относительно центратора якоря, винт водит в фигурный паз гильзы и фиксирует центратор якорного приспособления. Упорные плашки под воздействием собственного веса опускаются по направляющим пазам конуса и входят в сцепление с фиксатором. При последовательном испытании двух и более объектов на один спуск-подъем якорное приспособление устанавливается выше (или ниже) испытуемого интервала подъемом (или спуском) некоторого числа труб и выполнением операций, аналогичных описанным выше.

Применение якорей обеспечивает точную привязку пакера к исследуемому пласту, исключает из компоновки испытателя пластов хвостовики и затраты на установление цементных мостов при испытании с селективным разобщением пластов независимо от расстояния до забоя скважины. Якоря применяются в комплексе с ИПТ для исследования открытого ствола скважин диаметром 118; 140; 145; 190; 214; 215,9 мм и с оборудованием для

Таблица 11.7

Технические данные якорей

Параметры	ЯК-110/135	ЯК-132/158	ЯК-170/220	ЯК-190/240
Диаметр якоря, мм:				
по заклинивающему узлу, не более	110	132	170	190
по планкам фрикциона, не более	135	158	220	240
по максимальному выходу, не менее	135	158	220	240
Осевая сжимающая нагрузка на заклинивающий узел якоря, кН, не более	350	550	900	1100
Осевая растягивающая нагрузка на якорь, кН, не более	180	200	350	420
Среднее контактное давление, передаваемое на стенки скважины (колонны), МПа, не более	100	100	90	90
Тип присоединительной резьбы:				
верхняя (муфта)	З-76	З-76	З-121	З-121
нижняя (ниппель)	З-76	З-76	З-121	З-121
Длина якоря, мм, не более	2600	2600	3800	2800
Масса якоря, кг, не более	100	140	210	250

ремонта скважин, обсаженных колонной диаметрами 140; 146; 168; 219; 245 мм.

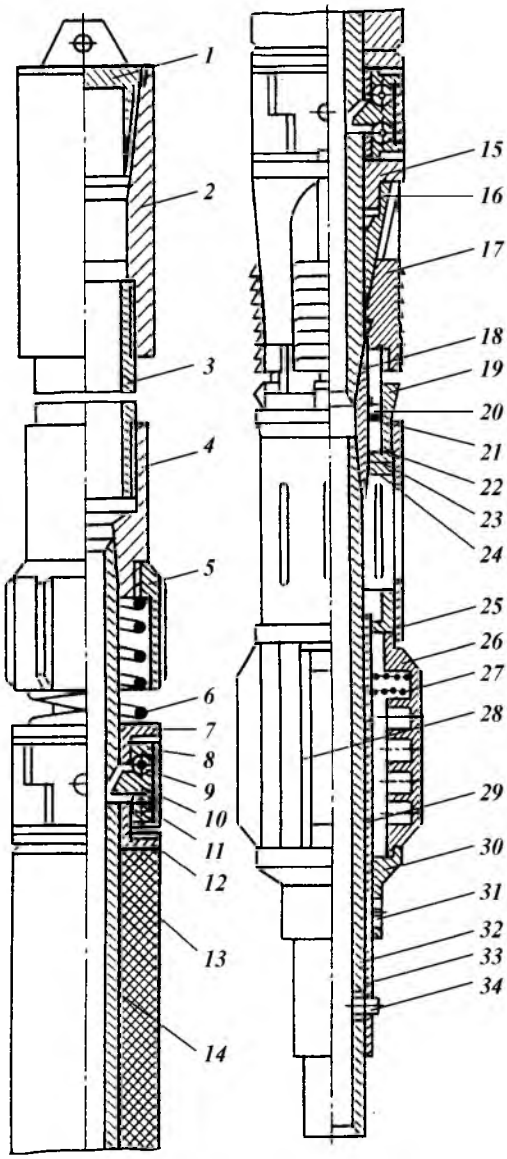
Основные технические данные якорей приведены в табл. 11.7.

Заклинивающий узел представляет собой конусную обойму, по пазам которой перемещаются планки для передачи осевого усилия на стенки скважины и закрепления якоря. Регулированное перемещение плашек во время спуска и подъема инструмента в скважине достигается с помощью деталей узла синхронизации. Заклинивающие плашки якоря выводятся в рабочее состояние при освобождении штока в замковом приспособлении. Якорь, соединенный с замковым приспособлением, удерживает все подвижные детали якоря в неподвижном состоянии при движении штока вверх или вниз. Планки фрикциона обеспечивают первичное трение якоря на стенках скважины (колонны) во время спускоподъемных операций, перевод якоря из транспортного состояния в рабочее вращением вправо на 1,5—2 оборота труб и плавную посадку колонны труб вниз до закрепления якоря на стенке скважины. Во время этой операции фрикцион удерживается на месте за счет трения о стенки колонны (горной породы), а шток, освобожденный от сцепления в замковом приспособлении, двигается вниз, освобождая цангу синхронизатора, толкатели которого передвигают заклинивающие плашки в пазах обоймы до жесткого закрепления в породе или на стенке колонны под воздействием сжимающей осевой нагрузки, создаваемой весом колонны труб.

11.5.6. МЕХАНИЧЕСКИЙ ПАКЕР ПМ

Пакер ПМ (рис. 11.13) состоит из двух частей: резинового элемента *13* и опорного якоря *15—34*. Он служит для разобщения исследуемого объекта и создания опоры для испытываемого инструмента в скважине. В верхней части пакер имеет пробку *1*, переводник, состоящий из концевой муфты *2* и патрубка *3* под элеватор, переводник *4*, навинченный на шток *14*, и корпус-центратор *5* с установленной внутри него силовой пружиной *6*. На тол-

Рис. 11.13. Механический пакер ПМ



стостенном штоке *14*, выполненном со шлицевыми проточками, расположены верхний и нижний узлы металлического перекрытия, между которыми находится резиновая уплотняющая гильза (пакер) *13*. Наличие узлов механического перекрытия позволяет использовать уплотняющую гильзу меньшей длины и упростить технологию ее изготовления, повысить износоустойчивость резины, особенно при установке пакера в кавернозных коллекторах.

Верхний узел металлического перекрытия состоит из обоймы *7*, в которой собраны взаимоперекрывающиеся плашки *8*. На внутренней поверхности плашек находятся наклонные срезанные выступы. По диаметру пла-

шек выполнены пазы, в которых установлены замкнутые кольцевые пружины *11*, закрытые крышками *9* на винтах *10*, что предупреждает выпадение плашек из обоймы, и винт *12*. Взаимное перекрытие плашек достигается ступенчатыми срезами их концов.

Нижний узел металлического перекрытия отличается от верхнего конфигурацией обоймы *15*. Узел предварительного упора включает конусную обойму *16* и плашки *17*, которые могут двигаться по пазам обоймы. Плашки находятся в сцеплении с фиксаторами *19*. При помощи пружины *21* они устанавливаются в пазах переходника *18* и поджимаются гайкой *24* с винтами *20* и *23*. Фиксаторы предупреждают вход упорных плашек в рабочее состояние при спуске пакера в скважину. Узел толкателя состоит из штока *33*, гильзы *29*, соединенной с опорами *25* и *30*. Между опорами и направляющей *28* размещены планки *26* с пружинами *27*, обеспечивающими трение планок по стенкам скважины. Нижняя опора *30* соединена винтом *31* с гильзой *32*, имеющей фигурный вырез и взаимодействующей с винтами *34* на штоке *33*. Фиксированное положение гильзы с вырезом и винтом предупреждает перемещение узла толкателя *22* к штоку.

Установка пакера происходит следующим образом. На необходимой глубине в скважине инструмент приподнимается на 1—2 м и после поворота вправо на 1,5—2 оборота плавно опускается вниз. Усилие трения подпружиненных планок *26* удерживает узел толкателя на стенке скважины, а шток *33* с винтами *34*, вышедшими после движения вверх — вправо — вниз из сцепления с гильзой *32*, перемещается вниз. Движение вниз приводит к утоплению фиксаторов *19* толкателем *22*, освобождению плашек *17* от сцепления с фиксаторами и перемещению плашек по пазам конусной обоймы до сцепления с горной породой (стенкой скважины).

Создание осевой нагрузки приводит к сжатию пружины *6* и взаимодействию штока *14* с выступами плашек *8*. Это обеспечивает дополнительное перекрытие кольцевого пространства скважины металлическими деталями, предупреждает затекание и защемление деформированной резиновой уплотняющей втулки *13*, разобщающей интервал испытания. При снятии осевой нагрузки и движении штока вверх узел металлического перекрытия под воздействием усилия пружины *6* перемещается в исходное

Таблица 11.8

Техническая характеристика пакеров ПМ

Параметры	ПМ-1-170/190	ПМ-1-190/214
Диаметр, мм:		
скважины	190	214
внешний пакера	170	190
Максимальный выход, мм:		
упорных плашек	210	234
подпружиненных плашек	210	234
плашек металлического перекрытия в рабочем состоянии	186±1	210±1
внутреннего штока	55	70
Осевая нагрузка, кН	80—120	80—120
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм	3150	3250
Масса, кг	220	250
Тип присоединительной резьбы	3-133	3-133

положение относительно штока, а кольцевые пружины сдвигают плашки в обоймах.

Плашки узла предварительного упора при движении вниз по конусной обойме принимают транспортное положение и входят в сцепление с фиксаторами. Винт *34*, двигаясь вверх со штоком *33*, автоматически попадает в фигурный вырез втулки *32*.

Техническая характеристика пакеров ПМ приведена в табл. 11.8.

11.5.7. ПАКЕРЫ РЕЗИНОВО-МЕТАЛЛИЧЕСКОГО ПЕРЕКРЫТИЯ ПРМП-1

Предназначение этого пакера аналогично назначению других пакеров. Пакер может спускаться с якорным приспособлением и выполнять функции нижнего пакера. В отличие от серийного пакера ПЦ пакер ПРМП-1 имеет узлы металлического перекрытия кольцевого пространства, что в значительной степени повышает надежность герметизации и износостойкость резинового элемента.

После создания упора в скважине хвостовиком или якорным приспособлением шток *13* (рис. 11.14) двигается вниз и выдвигает плашки *8* металлического перекрытия, между которыми сжимается резиновая уплотняющая втулка *12*. Возвращение плашек перекрытия происходит после снятия нагрузки и хода штока вверх. Передача вращающего момента совершается через шлицевое соединение между нижней частью штока и обоймой *14* с патрубком *16*. Роль шпонок выполняют винты *15*.

Техническая характеристика этих пакеров приведена в табл. 11.9.

Таблица 11.9

Техническая характеристика пакеров типа ПРМП

Параметры	ПМ-1-170/190	ПМ-1-190/214
Диаметр, мм:		
скважины	190	214
внешний пакера	170	190
плашек металлического перекрытия в рабочем состоянии	186±1	210±1
внутреннего штока	55	70
Осевая нагрузка, кН	80 – 120	80 – 120
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм	2330	2330
Масса, кг	130	150

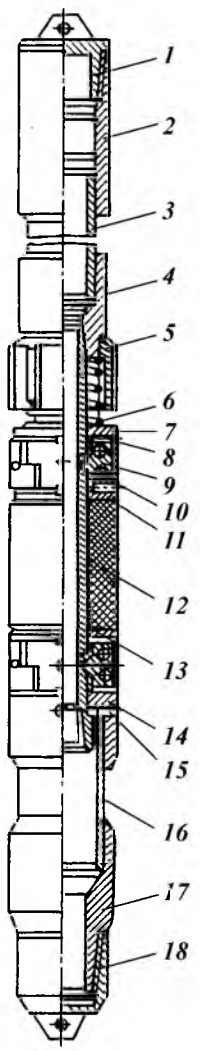


Рис. 11.14. Пакер резиново-металлического перекрытия ПРМП-1-170/190:
1, 18 – заглушки; *2* – муфта; *3, 16* – патрубки; *4, 17* – переводники; *5* – корпус-центратор; *6* – пружина; *7, 14* – обоймы; *8* – плашка; *9, 11, 15* – винты; *10* – конечная пружина; *12* – уплотняющая втулка; *13* – шток

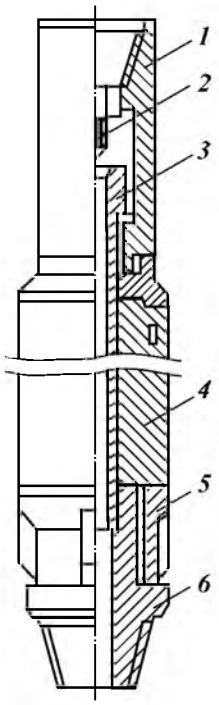


Рис. 11.15. Пакер ПЦ-146 с уравнительным клапаном

11.5.8. УРАВНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН ПАКЕРА

При применении двухпакерной компоновки ИПТ при селективном испытании пластов в нижний пакер устанавливается уравнительный клапан, предназначенный для обеспечения перетока бурового раствора через шток нижнего пакера при спуске ИПТ в скважину и закрытия проходного канала пакера при установке его в нижнем положении.

Уравнительный клапан (рис. 11.15) снабжен запорной иглой *2*, установленной в верхнем переходнике *1* серийного пакера ПЦ-146 или ПГЦ-146.

Седлом уравнительного клапана служит шток *3* пакера, в который при деформации резиновой гильзы входит игла клапана. В компоновке ИПТ по технологии селективного испытания пласта нижний пакер устанавливается при помощи присоединительной муфты, что повышает надежность пакерования и улучшает условия эксплуатации резиновой втулки.

При установлении пакера его резиновая втулка *4*, ограниченная нижней опорой *5* и переводником *6*, под воздействием осевой нагрузки деформируется, шток *3* двигается вверх, и игла *2* перекрывает сечение канала штока, разобщая исследуемый интервал и нижнюю часть ствола скважины. В момент снятия нижнего пакера с места и подъема ИПТ игла выходит из канала штока и открывает канал для перетока затрубного бурового раствора в интервал под нижним пакером.

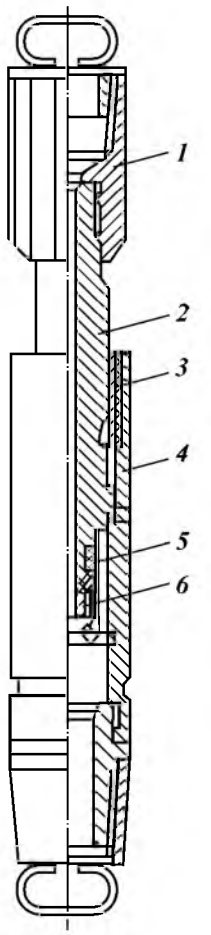
11.5.9. БЕЗОПАСНЫЕ ЗАМКИ

При испытании перспективных горизонтов в глубоких скважинах возможно возникновение прихвата хвостовика или пакера. При помощи гидравлического ясса не всегда можно ликвидировать прихват, поэтому необходимы приспособления, обеспечивающие аварийное разобщение колонны бурильных труб и прихваченного оборудования. С этой целью в комплект испытательного оборудования включен безопасный замок, позволяющий при вращении колонны вправо развинтить левое резьбовое соединение этого замка. Безопасный замок, как правило, устанавливают непосредственно над пакером, однако он может быть установлен и под ним.

В корпусе *4* (рис. 11.16) размещен шток *2* с переводником *1*. В верхнюю часть корпуса ввинчена грундбукса *3* с левой резьбой, находящаяся в постоянном шлицевом сцеплении со штоком *2*. Внутренняя полость корпуса выполнена в виде шлицевой втулки с шестью выступами. Утолщенная нижняя часть штока *2* снабжена тремя шлицевыми выступами, благодаря которым шток находится в сцеплении с корпусом *4*.

Пропускное приспособление, состоящее из резиновой втулки *5* и винта *6*, служит дополнением к уравнительному клапану испытателя пластов.

Рис. 11.16. Безопасный замок



При передаче сжимающих усилий шток *2* смещается в крайнее верхнее положение, втулка *5* размещается в расточке корпуса и герметично разобщает внутреннюю полость штока и затрубное пространство. Поэтому, если откроется впускной клапан испытателя пластов, внутренняя полость останется изолированной от затрубного пространства.

Принцип работы безопасного замка следующий. В случае прихвата пакеры через колону бурильных труб передают вращающее усилие на шток *2*. Потом инструмент нагружают, и шток *2*, переместившись в крайнее нижнее положение, поворачивается вправо вместе с грундбуксой *3* на 120°. После этого инструмент приподнимают, шток *2* смещается на пазах в верхнее положение и проворачивается еще на 120°. Таким образом, при создании усилия кручения и поворотно-поступательных движений шток *2* проворачивается вместе с грундбуксой *3*, соединенной с корпусом левой резьбой. Через 12 полных оборотов грундбукса отсоединяется от корпуса, шток *2* свободно вынимается из корпуса, и оборудование поднимают из скважины.

11.6. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для проведения работ с трубными испытателями устье скважины обвязывается по схеме, изображенной на рис. 11.17. В частности, такая схема включает монтаж устьевой головки и ее обвязку с насосными агрегатами и может применяться в случае, когда условия испытания позволяют продолжительно (>1 ч) выдерживать испытательное оборудование в скважине при запакерованном стволе. Это в первую очередь относится к условиям проведения работ в обсаженных скважинах, а также в открытом стволе перспективных горизонтов, когда допускается длительное стояние на притоке и поставлена цель исследовать испытуемый пласт при разных режимах его работы. Устьевая головка устроена следующим образом: в корпусе размещен пробковый кран, служащий для соединения или разобщения устьевого манифольда с трубами. Герметичность труб в закрытом состоянии обеспечивается уплотняющими резиновыми кольцами. На торцах пробки выполнено углубление под шестигранный ключ, которым закрывают или открывают кран. Шайба, закрепленная на корпусе винтами, позволяет устанавливать пробку в необходимом положении (открыто-закрыто). В нижней части корпуса ввинчен ствол, на который надета крестовина с резьбами для соединения с устьевым манифольдом. В верхней части ствола размещена заглушка. При необходимости вместо нее можно подсоединять показывающий манометр. Между корпусом и крестовиной размещен роликовый подшипник, благодаря которому можно поворачивать корпус со

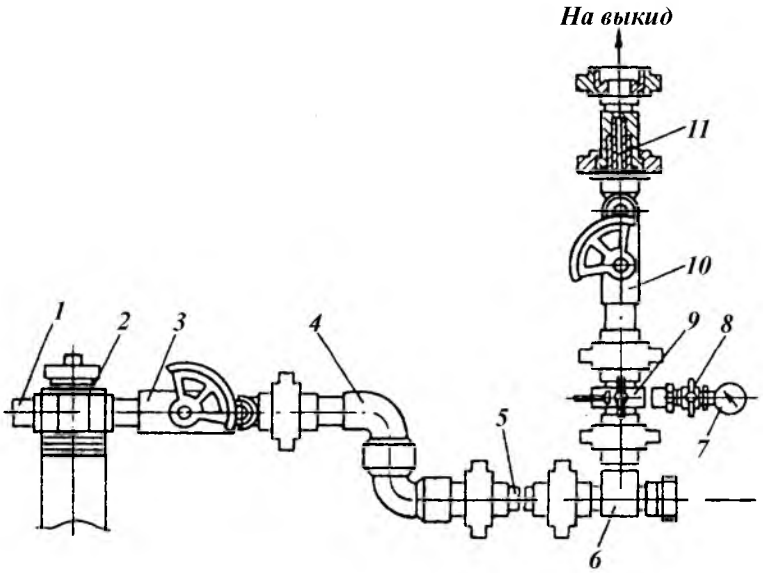


Рис. 11.17. Упрощенная схема обвязки устья скважины:
1 — заглушка; *2* — устьевая головка; *3, 10* — краны высокого давления; *4* — шарнирное соединение; *5* — труба высокого давления; *6* — крестовина; *7* — манометр; *8* — разъединитель; *9* — вентиль; *11* — штуцерная камера

стволом без поворачивания крестовины. Для монтажа устьевого манифольда предусмотрена крестовина, на которой находится проточка под элеватор. Вес всей колонны бурильных или насосно-компрессорных труб воспринимается роликовым подшипником устьевой головки.

11.7. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ

При работе испытателя пластов на кабеле выполняются следующие операции:

а) изоляция небольшого испытуемого участка на стенке скважины от остальных частей ствола при помощи селекторного прижимного герметичного элемента;

б) соединение пористого пространства испытуемого участка породы с баллоном для отбора пробы и создание (при необходимости) дренажного канала в пласте;

в) отбор пробы жидкости и газа из пласта в баллон и герметизация его;

г) уравнивание давления на участке отбора пробы с гидростатическим, что обеспечивает беспрепятственный подъем прибора.

Наличие притока и изменение давления при испытании контролируются и регистрируются на поверхности при помощи дистанционных датчиков. Для работы используются спускоподъемное оборудование, регистрирующая аппаратура и кабель, применяемые при геофизических исследованиях скважин.

Испытания пластов приборами, спускаемыми на кабеле, имеют свои характерные особенности.

1. Высокая выборочность — исследуется очень небольшой интервал разреза. Это позволяет использовать испытатель для поинтервального исследования, обнаружения места расположения водонефтяного и газожидкостных контактов, отбивки границ пластов.

2. Высокая чувствительность испытателя к наличию углеводородов (нефти и газа) в породах связана с глубокой депрессией, создаваемой в пласте при отборе пробы. Герметизация и хранение в баллоне пластовых газов дает возможность изучать характер насыщения пластов несмотря на наличие зоны проникновения.

3. Точная привязка результатов испытания к каротажным диаграммам позволяет обоснованно выбрать точки испытания и сопоставить эти результаты с данными других геофизических методов. При наличии точной привязки существует возможность испытать пласты малой мощности.

4. Оперативность. На одну операцию, даже при глубоких скважинах, потребуется 0,5—1,5 ч. Специальной подготовки скважина не требует.

5. Невозможность открытого фонтанирования при испытании, так как во время работ гидростатическое давление в стволе скважины остается неизменным. Это особенно важно при исследовании газоносных пластов.

Сочетая оперативность геофизических методов с информативностью прямого испытания, испытатели пластов обеспечивают увязку результатов испытания с данными каротажа и существенно дополняют комплекс исследований разведочных скважин.

Процесс испытания можно разделить на три последовательные стадии:

1) возникновение и распространение гидродинамического возбуждения в пласте;

2) движение жидкости и газа из пластов в баллон;

3) восстановление пластового давления в зоне испытания после остановки притока.

Испытание пластов приборами на кабеле является сложным многостадийным, неустойчивым процессом, протекающим в короткие промежутки времени.

Впервые в нефтяной практике испытатель пластов на каротажном кабеле был предложен в 1937 г. Г.С. Морозовым, Г.Н. Строцким и К.И. Бондаренко.

В США работы по созданию испытателей пластов на кабеле проводились фирмой «Шлюмберже». С 1955 г. эти приборы начали широко использоваться фирмой «Шлюмберже» и другими геофизическими фирмами мира.

Испытатель фирмы «Шлюмберже» спускают в скважину на семижильном бронированном кабеле (рис. 11.18). Для работы прибора в скважине используют энергию гидростатического давления жидкости в скважине. После установки прибора в заданном интервале сигналом по кабелю открывается управляющий клапан *1*. Промывочная жидкость поступает на поршень-мультипликатор *2*, вытесняющий рабочую жидкость, которая наполняет гидравлическую систему прибора, через регулятор давления *4* к поршням *11* прижимающего механизма. Поскольку поршень-мультипликатор создает в системе давление более высокое, чем гидростатическое, поршни *11* выдвигаются из корпуса прибора. При этом прижимающая

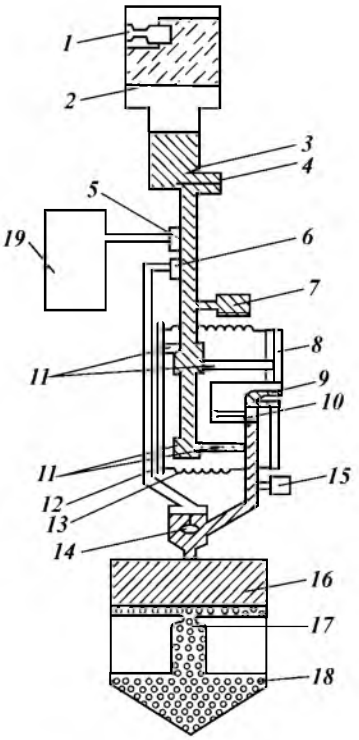


Рис. 11.18. Принципиальная схема испытателя пластов на кабеле фирмы «Шлюмберже»

планка *12* и резиновый уплотняющий башмак *8*, закрепленные на поршнях, прижимаются к противоположной стенке скважины с усилием в несколько килоньютонов. После этого по сигналу с поверхности срабатывает перфорационное приспособление *9*, создающее дренажный канал в пласте и открывающее доступ пластовому флюиду в емкость прибора *18*.

Конструкция емкости для пробы сложная. Она разделена на две части перегородкой, в которой находится дросселирующее отверстие-штуцер *17* очень малого сечения (0,2—0,002 мм). В верхнюю часть емкости перед спуском прибора заливается вода, очищенная от твердых частиц, в нижней — находится воздух под атмосферным давлением. Поступающие из пласта флюиды давят на подвижный поршень *16*, вытесняющий воду из верхней части емкости в нижнюю через штуцер. Депрессия, воздействующая на пласт, определяется гидравлическим сопротивлением штуцера. Снижение величины депрессии для предотвращения разрушения коллекторов позволяет облегчить условия работы уплотняющего башмака и исключить ударные нагрузки в приборе. После отбора пробы открывается клапан *6*, подающий рабочую жидкость к гидравлическому клапану баллона *14*. Клапан перемещается, герметизируя пробу в баллоне. Для снятия прижимного приспособления открывается клапан *5*, соединяющий гидравлическую систему со сливной камерой *19*, заполненной воздухом под атмосферным давлением. Рабочая жидкость направляется в сливную камеру, а обратные пружины *13* помогают вернуть башмак и прижимную планку в прежнее положение. Поскольку разница давления под башмаком и гидростатического давления продолжает создавать прижимное усилие, удерживающее башмак, то при этом загорается уравнительный пороховой заряд *10*, отрывающий от стенки башмак или разрушающий его. Если не сработает клапан сливной камеры, то натяжкой кабеля срезают аварийный штифт *3*. При этом нарушается уплотнение гидравлической системы и давление в ней уравнивается с гидростатическим.

Давление в гидравлической системе и в канале отбора пластовых флюидов контролируется дистанционными датчиками давления *7* и *15*. В качестве перфорационного приспособления применяется кумулятивный перфоратор. При установке блока с кумулятивным зарядом большой мощности, способным пробить обсадную колонну и цементное кольцо, прибор может применяться для испытания обсаженных скважин. Наибольший размер прибора в поперечном сечении 140—160 мм в зависимости от перфорационного блока позволяет использовать его в необсаженных скважинах диаметром более 157 мм.

В поинтервальном испытателе пластов фирмы «Шлюмберже» устанавливаются два кумулятивных заряда на расстоянии 30 см друг от друга. В приборе, предназначенном для работы в необсаженных скважинах, оба заряда находятся внутри одного герметизирующего башмака, а при сборке для обсаженных скважин у каждой точки отбора имеется индивидуальный уплотняющий элемент небольших размеров. Обе точки отбора соединены каналом с баллоном для пробы.

Наличие двух точек отбора пробы вызвано желанием повысить результативность работ в неоднородных коллекторах, когда попадание на непроницаемый пропласток служит условной причиной отсутствия притока, что требует дополнительных спусков прибора. В обсаженных скважинах, кроме того, наличие двух зарядов повышает надежность вскрытия пласта. В сборке для обсаженных скважин герметизирующие элементы жестко подсоединяются на блоке прижимного приспособления. Уравнительный пороховой заряд и разрушающий башмак заменены управляющим уравнительным клапаном, который открывается при убирании прижимного приспособления. Между каналом отбора и баллоном установлен регулирующий клапан, который позволяет отобрать пробу без выстрела кумулятивными зарядами путем соединения герметизированных участков отбора с баллоном. Для повышения надежности герметизации баллона устанавливают обратный клапан.

Испытатели пластов, используемые другими фирмами, незначительно отличаются от испытателя фирмы «Шлюмберже».

Технические характеристики испытателей пластов на кабеле (по каталогу фирмы «Дрессер Атлас») приведены в табл. 11.10.

В б. СССР разработка и применение испытателей пластов на кабеле развивались аналогично зарубежным. ВНИИГДС (г. Уфа, Тверь) были впервые проведены испытания в скважинах и осуществлен серийный выпуск ИПК в 1963 г. После проведения исследований в скважинах глубиной 4 км и более возникла необходимость в новой принципиальной схеме прибора для этих условий. Большие ударные нагрузки и гидравлические удары приводили к заклиниванию подвижных поршней. В результате воздействия высокоскоростных течений раствора с абразивными добавками силовой цилиндр изнашивался, ненадежно работали термоустойчивые заряды, уплотняющие резиновые клапаны и т.д.

Таблица 11.10

Технические характеристики испытателей пластов на кабеле

Область применения	Диаметр скважины, мм	Максимально допустимое давление, МПа	Максимально допустимая температура, °С	Объем баллона, л	Габариты прибора, мм		Масса, кг
					диаметр	длина	
Для необсаженных скважин	200 – 305	140,4	157	20,9	165	8900	600
Для необсаженных скважин, малогабаритные	178 – 343	140,6	177	11,3	133	8800	250
Для обсаженных скважин	127 – 178	140,6	177	9,4	92	10 200	320

Для создания термоустойчивого испытателя пластов ИПТ-7-10 была использована замкнутая гидравлическая система двойного действия с золотниковым клапаном-распределителем. Применение золотникового переключателя в термоустойчивом испытателе пластов ИПТ-7-10 исключает возможность возникновения резких гидравлических ударов в гидравлической системе прибора и больших ударных нагрузок в его деталях, которые имели место в испытателях типа ИПК при подаче высокого гидростатического давления на силовой и обратный клапаны. В приборе ИПТ-7-10 опасность заклинивания подвижных частей из-за температурных деформаций меньше, чем в силовом узле испытателя пластов типа ИПК. Это, а также сниженные рабочие перепады давления обеспечивают работу прибора ИПТ-7-10 на больших глубинах при значительных гидростатических давлениях.

Испытатели пластов с дистанционными датчиками давления ИПД-7-10 разработаны на основе прибора ИПТ-7-10 и повторяют его принципиальную схему. Испытатель ИПД-7-10 обеспечивает при отборе проб дистанционную регистрацию давления в баллоне с целью контроля процесса испытания, определение пластового давления и оценку гидродинамических параметров пласта.

Испытатели пластов для необсаженных скважин ИПН-7-10 предназначены для исследования коллекторов, в которых чередуются плотные и проницаемые пласты и значительная часть объекта не дает притока. Поэтому необходимо увеличивать число испытуемых точек, что увеличивает время и стоимость работ.

Прибором ИПН-7-10 при отсутствии притока из испытуемого участка пласта (что видно по показаниям датчиков) можно последовательно испытывать еще 8—10 участков без подъема на поверхность, пока не будет получен приток. При необходимости испытания наиболее перспективного участка можно повторить исследования с выстрелом кумулятивным зарядом.

Испытатель ИПН-7-10 экономически оправдывает «прощупывание» верхней и нижней частей пласта для оценки их эффективной мощности. Испытатель ИПН-7-10 в данное время — основной прибор для исследования необсаженных скважин.

Выпускаются также испытатели пластов для необсаженных глубоких скважин малого диаметра ИПН-5-7 и испытатель пластов для обсаженных скважин ИПО-5-6. Прибор ИПО-5-6 предназначен для исследования основного фонда обсаженных скважин с колоннами диаметром от 125 до 152 мм.

В его конструкции использована принципиальная схема привода от гидростатического давления с замкнутой гидравлической системой двойного хода, золотниковым распределителем и поршнем-демультипликатором, аналогичная схеме приборов ИПН.

Выпускаются также испытатели пластов для структурно-поисковых и гидрогеологических скважин ИПГ-4-7. В конструкции этого прибора использована принципиальная схема электромеханического привода. Такой тип привода может быть успешно реализован на глубине до 3000 м, позволяет проводить работу независимо от величины гидростатического давления и дает возможность многократного срабатывания прибора.

Для работы с испытателями пластов на кабеле используется передвижная лаборатория на автомобиле. В ней смонтировано оборудование,

Таблица 11.11

Техническая характеристика выпускаемых серийно испытателей пластов

Параметры	ИПК-4-5	ИПК-7-10	ИПТ-7-10, ИПД-7-10	ИПН-5-7	ИПН-7-10	ИПГ-4-7	ИПО-5-6
Диаметр скважины, мм, по долоту по колонне	118 – 145	190 – 270	190 – 290	140 – 190	190 – 290	112 – 196	125 – 152
Минимальное давление скважины, обеспечивающее срабатывание прибора, МПа	4	5	4	64	0,5	5	–
Максимальное допустимое давление, МПа	35	50	100	100	100	50	60
Максимальная рабочая температура, °С:							
скважинного прибора	100	100	200	200	150	120	120
датчика давления	–	–	120	150	120	120	–
датчика притока	–	–	–	200	150	120	120
Объем баллона, л	3,8	6,3	8	58	6	6	–
Наличие заряда для создания дренажного канала	+	+	–	–	+	–	+
Количество циклов срабатывания прибора без подъема из скважины при испытании непроницаемых интервалов	1	1	3	38	10	1	–
Габариты скважинного прибора, мм:							
длина	3000	3000	2800	3000	3200	2800	2850
диаметр без башмака	70	100	102	90	102	80	100
диаметр с башмаком	70	132	135	102	132	95	115
Количество жил кабеля, необходимое для работы прибора:							
без датчиков	3	3	1	12	1	3	–
с датчиками	–	–	3	13	3	3	–

необходимое для разборки и проверки испытателей, тарирования дистанционных датчиков. Пульт управления и контроля находится на другой машине — каротажной станции — подъемнике.

Технические характеристики испытателей пластов, выпускаемых серийно, приведены в табл. 11.11.

11.8. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА БАЗЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

В Ивано-Франковском институте нефти и газа (Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, 1979 – 1985 гг.) разработана принципиально новая конструкция испытателей пластов на базе струйных аппаратов. Приспособление УГИП-1 (рис. 11.19) состоит из корпуса с седлом *1* под обратный клапан *12* и струйного аппарата *2*.

Корпус приспособления снабжен каналами *3* для нагнетания рабочей жидкости, каналами *4* для прохождения эжектированной жидкости, окнами *5* для выхода смешанной жидкости в затрубное пространство и каналом *6*

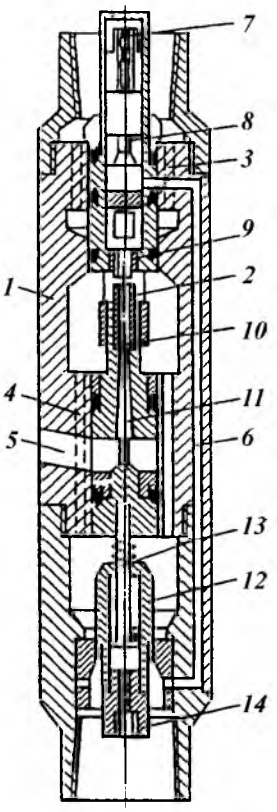


Рис. 11.19. Устройство для гидродинамических исследований пластов УГИП-1 на базе струйного аппарата

для передачи давления из подпакерного пространства к преобразователю давления и электрического тока.

Верхняя и нижняя части корпуса снабжены резьбой для подсоединения к насосно-компрессорным трубам. Струйный аппарат включает в себя подсоединяющую головку *7*, преобразователь давления мембранный тензометрического типа ПДМТ *8*, твердосплавный насадок *9*, камеру смешения *10*, диффузор *11*, обратный клапан *12* со штоком *13*, втулку *14* для подсоединения измерительных приборов (глубинного манометра, термометра и расходомера). Присоединительная головка имеет разъем для обеспечения электрического контакта. Приспособления УГИП-1 и УЕОС-2 предназначены для испытания пластов и вызова притока из продуктивных горизонтов с одновременной очисткой призабойной зоны пласта в обсаженных эксплуатационной колонной скважинах.

Устройство позволяет:

в процессе испытания скважины проводить запись кривых восстановления давления после снижения давления в подпакерном пространстве;

управлять величиной депрессии и временем ее действия без использования компрессорных и азотных установок;

проводить циклическое воздействие на пласт в режиме депрессия — репрессия с целью очистки призабойной зоны пласта;

проводить дистанционный контроль при помощи регистрирующих приборов изменения забойного давления в процессе исследования фильтрационных характеристик пласта и очистки его призабойной зоны.

Исследование скважин с помощью УГИП-1 проводят в указанной ниже последовательности:

спускают на насосно-компрессорных трубах пакер и корпус приспособления (после соответствующего действия — подготовки скважины) и пакеруют кольцевое пространство;

устанавливают фонтанную арматуру с лубрикатором, опрессовывают отдельно НКТ и пакер соответствующими опрессовочными клапанами;

спускают на каротажном кабеле струйный аппарат с обратным клапаном до его посадки в корпус;

проводят исследования, прокачивая рабочую жидкость через НКТ и струйный аппарат насосным агрегатом.

При прохождении рабочей жидкости через струйный аппарат в камере смешения снижается давление, за счет чего обратный клапан открывается, и депрессия передается в подпакерную зону. Величина депрессии и время ее действия зависят от расхода рабочей жидкости, прокачиваемой через струйный аппарат, параметром контроля является давление насосного агрегата.

Прекращение подачи рабочей жидкости ведет к уравниванию давления в камере смешения и внутри НКТ, обратный клапан при этом закрывается, и в подпакерном пространстве происходит процесс восстановления давления. Цикл может повторяться многократно с различными значениями депрессии и при различной деятельности периодов (притока и восстановления давления) и циклов. Регистрацию давления ведут на диаграмме в каротажной лаборатории АКС-Л; также возможна установка автономного глубинного манометра и пробоотборника к хвостовику обратного клапана.

Технические данные УГИП

Максимальный перепад давления, МПа	50
Максимальная рабочая температура, °С:	
при работе с преобразователем давления	150
при работе с глубинным манометром	200
Максимальное значение создаваемой депрессии, МПа	50
Диаметр проходного канала приспособления, мм	42
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	110
длина	780
Масса, кг	32

К достоинствам указанного устройства относится то, что при испытании перспективных горизонтов имеется возможность проводить параллельно и геофизические исследования без дополнительных спускоподъемных операций с НКТ и бурильным инструментом.

Глава 12

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) в период заканчивания скважин.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород ПЗП.

Физико-химическое воздействие на ПЗП обусловлено взаимодействием флюида и фильтрата бурового и цементного растворов, действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт при его вскрытии оказывают следующие факторы:

разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;

изменяющееся противодавление столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся активное давление столба цементного раствора);

фильтрация фильтрата бурового (и цементного — при цементировании) раствора;

изменяющийся температурный режим в скважине;

гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом;

гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

12.1. РАЗБУРИВАНИЕ (ВСКРЫТИЕ) ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта недостаточно внимания уделяется технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие не только потому, что современная технология вращательного бурения не имеет пока достаточно средств для управления процессами в призабойной зоне, но и потому, что не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5—3,5 МПа (в зависимости от глубины). В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также движения вниз бурового инструмента.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и заканчива-

нии скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин, — за последние 10 лет сократилась более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2—4 раза больше в зависимости от условий — это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности — наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом — не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение строительства скважин и снижение его фактической себестоимости по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимоувязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

12.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но далеко не во всех случаях).

12.2.1. ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА

Все гидродинамические эффекты (спускоподъемные операции, промывка ствола скважины, его проработка, спуск обсадной колонны, цементирование последней и т.д.) наблюдаются при бурении скважины и вскрытии продуктивных пластов. Если в первом случае нас интересует безаварийная проводка скважины с минимумом затрат времени и средств, то во втором случае, т.е. при вскрытии пластов, определяющим фактором должна быть сохранность продуктивного пласта в состоянии, максимально приближенном к естественному.

Возникновение осложнений при бурении и заканчивании скважин в значительной мере зависит от изменения гидродинамических давлений. Механическая скорость проходки, состояние призабойной зоны, изменение (снижение) проницаемости продуктивного пласта, наконец, его возможный гидроразрыв с проникновением в него бурового раствора существенно определяются колебаниями гидродинамического давления, которое в отличие от гидростатического может изменяться в широких пределах.

Увеличение гидродинамического давления на стенку скважины и забой прослеживается сразу же после включения насосов, но еще до восстановления циркуляции бурового раствора его величина зависит от плавности запуска бурового насоса, предельного напряжения сдвига раствора, зазора между стенкой скважины и бурильными трубами, а также от глубины скважины.

Дополнительное давление Δp, которое определяется значением предельного напряжения сдвига бурового раствора до возобновления циркуляции, находят из выражения

$$\Delta p = 4l\tau_0(D - d),$$

где l — глубина соприкосновения бурильного инструмента в скважине с буровым раствором; τ_0 — предельное напряжение сдвига бурового раствора (которое с известными допущениями можно заменить на статическое напряжение сдвига); D — диаметр скважины; d — наружный диаметр бурильных труб.

В глубоких скважинах Δp может достигать больших значений.

В соответствии с расчетами общее давление при запуске буровых насосов может быть существенным, поэтому в случае разбуривания продуктивного пласта, представленного непрочными породами, запускать насосы следует плавно, причем предельное напряжение сдвига должно быть минимально допустимым.

Достаточно глубоко изучено изменение гидродинамического давления на стенку скважины и забой при спускоподъемных операциях (А.М. Пирвердян, Н.А. Гукасов, М.К. Сеид-Рза и др.). Оно определяется физико-механическими свойствами раствора, скоростью спуска и подъема бурильных и обсадных труб, величиной зазора кольцевого пространства, диаметрами труб и скважины, неровностями поверхностей и др.). С увеличением скорости спуска бурильного инструмента и с повышением физико-механической характеристики бурового раствора гидродинамическое давление повышается.

В зависимости от скорости движения бурильного инструмента меняет-

ся и скорость движения раствора. В период разгона (вниз) свечи возникает дополнительное гидростатическое давление.

При движении колонны труб вниз значения прироста давления достигают 50 % первоначального (для l = 1000 м, ρ = 1,25 г/см^3, τ_0 = 30 Па, первоначальной скорости спуска 98 см/с).

При отрицательном ускорении давление на стенку скважины может снижаться до значения ниже гидростатического. Эти изменения гидродинамического давления создают знакопеременные нагрузки на пласты.

Естественно, при включении насосов или в случае спускоподъемных операций рост гидродинамического давления, причем значительный, отмечается в случае образования сальника на долоте. Возникают давления, достаточные для гидроразрыва продуктивного пласта. Проработка ствола (в том числе под спуск обсадной колонны) также может быть причиной повышения гидродинамической нагрузки на продуктивный пласт при промывке, особенно если в процессе последнего рейса скважина недостаточно очищалась от шлама или происходили осыпи или обвалы стенки скважины.

Некоторые исследователи склонны обращать внимание на повышение (и понижение) давления при восстановлении циркуляции бурового раствора в начале вращения инструмента.

Значение модуля градиента гидроразрыва в более общем случае зависит от типа горной породы, степени анизотропии, пластового (порового) давления, толщины покрывающих пластов, тектонического строения в пределах данной площади, наличия и качества фильтрационной корки и, как уже отмечалось, от физико-механических свойств жидкости.

Определять градиент гидроразрыва можно прямым и косвенными методами. Прямой метод основан на установлении давления, необходимого для разрыва породы, и давления распространения образовавшейся трещины. При это методе вводом бурового раствора повышают давление в скважине до предела, при котором произойдет разрыв пласта. К этому предельному значению прибавляют значение гидростатического давления. Сумма этих значений и представляет собой искомую величину.

К косвенным (расчетным) относятся метод Хубера и Уиллиса, метод Мэтьюза и Келли, метод Итона, метод Кристмана и др.

При заканчивании скважин гидравлический разрыв может произойти и часто происходит при пуске насосов, бурении, промывке, проработке, спуске бурильного инструмента, особенно когда плотность бурового раствора завышена.

Следствием гидроразрыва газового пласта (как и всякого иного) является падение гидростатического давления и поступление в скважину газа, часто с трагическим исходом.

12.3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Наиболее доступный для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) раство-

ров с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в приствольной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной 6,5 $см^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП: они снижают проницаемость ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);

противодавления на пласт от столба бурового раствора;

длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;

состава цементного раствора и обсадной колонны;

глубины и плотности перфорации обсадной колонны;

длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;

способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы

при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат — пластовый флюид должно быть минимальным;

водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры — такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся превенторы, дистанционные управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет превалирующее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия является также причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3—5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75—80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спуско-подъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3—9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточно водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекуляр-

но-поверхностных свойств системы нефть — газ — порода — остаточная вода — фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина — пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это влияние в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) — фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, то теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора определяется продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть — фильтрат.

Повышать качество вскрытия продуктивных пластов следует двумя путями:

выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать, без заметных остаточных явлений, последствия проникновения фильтрата в призабойную зону;

твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникновения раствора в трещины (поры) за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Буровой раствор для вскрытия выбирают для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных кернах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях более чем на 50 % снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 12.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах от 45 до 85 %. Добавка к буровому раствору различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды показано в табл. 12.2. Таким образом, как видно из лабораторных исследований, проведенных в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило,

Таблица 12.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм^2	Бода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6 1,0 1,4 2,0	Пресная	53 62 68 74	Жигач и Паус (МИНГ)
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4 1,2 2,0 0,4 1,2 2,0	« Пластовая (девонская)	42 46 50 86 84 82	Б.А. Шевалдин (ТатНИИ)
Юрский песчаник Таллинского месторождения	0,01 – 0,2	Любая	55	Н.Р. Рабинович (ВНИИКРнефть)

Таблица 12.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Бода	Буровой раствор без добавки реагентов	Буровой раствор + 10 % УЩР	Буровой раствор + 1 % КМЦ	Пена	Раствор на нефтяной основе
Восстановление первоначальной проницаемости, %	59,4	71,7	47,5	59,8	94,2	95,0

приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 12.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Приведенные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, непрерывно вырабатывается залежь, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов на скважинах глубиной 4000 – 5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое из-за высокого пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до плотности 1,8 – 2,2 г/см^3. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, в особенности при частых спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

Таблица 12.3

Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, $м^3/МПа$		K_1/K_2
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K_1	после закачки раствора K_2	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным.

Куйбышевская область ..... 18 — 48
Украина ..... 50 — 80
Азербайджан ..... 60 — 120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма велика. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4 — 2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5 — 3,0 м, на Самотлорском месторождении 6 — 37 м и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Цементирование эксплуатационной колонны может также отрицательно влиять на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже гидростатического. В этом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью 1,8 — 1,85 $г/см^3$. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

12.4. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при завершении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удается получить промышленный приток газа, необходимо искать новые типы растворов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности. В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью 1,75 г/см^3. В результате существенно снижалась проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затруднялось и требовалось неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Конструкцию скважин в зоне многопластовой залежи необходимо выбирать, исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в целом. Решить этот вопрос возможно в результате раздельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии и опробовании многопластовых залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи немного больше 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период времени произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 56 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на

Майкопском и Кущевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44—0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 от гидростатического в большей степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов, заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, данный способ все еще не находит широкого применения на практике.

Широкому внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И, наконец, независимо от типа используемого газообразного агента, сложившаяся технология имеет существенный недостаток — не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО «СевКавГазпром» разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами ДВС, обеспечивающими равновесие давления в системе скважина — пласт. Использование выхлопных газов ДВС исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает износ устьевого оборудования.

Для вскрытия газового пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

компрессорные установки с подачей 30—50 $м^3$/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

устьевые вращающие герметизаторы на рабочее давление 5,0—10,0 МПа.

Для охлаждения и очистки выхлопных газов могут быть использованы аппараты воздушного охлаждения типа АВГ-П-160 РР и масловлагоотделители типа Ве-1.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИГазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Данная технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

Применение данной технологии позволяет:

вскрывать пласты с давлением, равным 0,1—0,3 от гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы в процессе промывки скважин;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт. Суть этого метода заключается в том. что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для замера пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора.

В СевКавНИИГазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфической особенностью герметизированной системы циркуляции является наличие буферного компенсатора, позволяющего производить подачу бурового раствора от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии — проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_з = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением — проведение полного цикла буровых работ при $p_з > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_з = p_{пл}$

имеет место только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины меньше пластового (т.е. $p_з < p_{пл}$).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтегазоносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объема. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью 1,5—1,54 г/см^3 с пониженной фильтратоотдачей (добавка фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементировавшихся по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и к усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основными способами, направленными на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн на свойства продуктивных объектов, являются: снижение репрессии на пласт, уменьшение фильтроотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия фильтрата тампонажного раствора компонентам коллектора, составу пород пласта и пластовых флюидов.

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

При наличии зон АНПД в разрезах скважин с целью обеспечить поднятие цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты. Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок вышележащего столба вследствие «зависания», обеспечивают поддержание внутрипорового давления на уровне 90 % от условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными связями.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую смесь депрессий (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который приготовляют из портландцемента, затворенного водой. В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества неонол АФ9-12, превоцелл марок NG-10, NG-12, смеси неионогенных и анионных ПАВ, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей времени загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирают, исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирают из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечивающей подъем его до проектной высоты без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию производят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности с эжектором-аэратором. До блока или к блоку манифольдов подсоединяют гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Подачу пенообразователя осуществляют цементировочным агрегатом через гидроактиватор к блоку манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость — отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора, которая должна быть равна 1 (100 %); растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более 0,2 г/см^3; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин — поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной

жидкости — предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20—35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет, помимо выполнения разделительной функции, достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса части ее из зоны цементирования. Используют от 3 до 6 $м^3$ буферной жидкости.

Физические особенности добываемого газа (низкая вязкость, малая плотность) обусловливают повышенную вероятность каналообразования в затрубном пространстве в период ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ).

12.5. ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае, при наличии трещин, пересечении нескольких пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) может быть необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка; при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным ство-

лом скважины. Такое требование оправдывается тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке, и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным.

В зарубежной практике (в 2000 г. в США 40 % нефти и газа планируется добывать с использованием горизонтальных скважин) обычно заканчивают скважины традиционным способом с использованием жидкостей глушения, которые нередко ухудшают коллекторские свойства пласта в приствольной зоне. Применяют также сбалансированное бурение, однако операции в несбалансированных условиях имеют, как считают, ряд преимуществ. Основная цель таких операций — защита продуктивных пластов от загрязнения скважинными жидкостями во время бурения и заканчивания скважин. Вторичная цель — предупреждение чрезмерных потерь таких жидкостей в пласт. Эта технология предполагает ряд специальных мер, которые будут рассмотрены ниже.

В США большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Приготовляют специальные буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

Специальные буровые растворы делят на две большие группы:

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия свойств той или иной жидкости требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности, для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу. Компоненты таких жидкостей либо растворимы в нефти, кислоте, воде, либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда могут быть отнесены рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин и обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсной среды используется нефть и которые в качестве фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа растворов: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. У обоих в качестве дисперсной фазы используется нефть и содержится некоторое количество воды в качестве обращенной эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20—75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводятся модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу: динамическая водоотдача при $\Delta p = 70$ МПа составляет 7—10 м^3. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90—98%-ный возврат к перво-

начальной скорости фильтрации. В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используются материалы, имеющие коллоидные размеры (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области вскрытия пластов имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовят на основе нефти, а стабилизация ее достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Они применяются при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводятся кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением широко применяют пены.

12.6. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В отечественной практике бурения приняты следующие положения.

1. Буровой раствор для вскрытия продуктивных горизонтов выбирают исходя из необходимости сведения к минимуму отрицательных последствий от его воздействия на фильтрационные свойства самых низкопроницаемых пород (базисных), способных отдавать содержащуюся в них нефть при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

2. Значение проницаемости базисной породы пласта-коллектора в эксплуатационных скважинах следует принимать равным значению этого параметра, принятому в качестве нижнего предела проницаемости по месторождению при подсчете запасов нефти. В разведочном бурении предельное значение проницаемости базисной породы продуктивных (перспективных) объектов устанавливается предприятием-заказчиком.

3. В случае вскрытия в разрезе нескольких продуктивных пластов, представленных разными по характеристике отложениями, базисную породу выбирают из пласта с наименьшим эпигенетическим уплотнением.

4. Если базисная порода по своим свойствам в одинаковой мере близка к двум соседним категориям коллекторов, ее следует относить к категории пород с меньшей степенью уплотнения.

5. Вид жидкой фазы бурового раствора, ингибитора и необходимость применения при вскрытии ПАВ — понизителей поверхностного натяжения на контакте нефть — фильтрат определяются категорией и группой породы, а также активностью пластовых жидкостей. Нефть считается активной при наличии в ней выше 0,3 % нафтеновых кислот. Остаточная вода считается активной, если преобладающим катионом в ней является натрий, а pH > 7 (класс А, по В.А. Сулину).

6. Для предотвращения попадания бурового раствора в трещины вскрываемого пласта необходимо вводить в него крупнодисперсный наполнитель в количестве не менее 5 % от общего количества в растворе твердой фазы. При вскрытии пласта, сложенного относительно прочными трещиноватыми породами (известняками, доломитами, уплотненными песчаниками и алевролитами), диаметр частиц наполнителя должен быть больше 1/3 раскрытости трещин. Перед вскрытием пласта, сложенного мягкими поро-

дами (глина, мергель), в буровой раствор следует вводить наполнитель с диаметром зерен не менее 400 мкм.

7. При отсутствии данных о раскрытости трещин дисперсность наполнителя (максимальный диаметр частиц) определяется возможностью удержания его во взвешенном состоянии в буровом растворе с допустимыми для бурения скважины структурно-механическими свойствами.

8. Для создания условий, позволяющих ликвидировать в отдельных трещинах закупоривающие пробки, в буровой раствор перед вскрытием пластов трещинного типа следует вводить кислоторастворимые компоненты — не менее 30 % от объема крупнодисперсного наполнителя.

Глава 13

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от качества крепления скважин, правильного выбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения, требующих различных режимов бурения и соответствующих буровых растворов, с последующим качественным цементированием.

Одной из основных задач в глубоком разведочном бурении является тщательный учет всех факторов с целью выбора наиболее рациональной конструкции скважин.

13.1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Средняя глубина скважин в России и странах СНГ превысила 3000 м, отдельные скважины имеют глубину 5000—7000 м. Это привело к значительному повышению осевых нагрузок, действующих на спускаемые в скважину обсадные трубы.

На обсадные трубы в скважине действуют следующие нагрузки:

1) растяжение от собственного веса колонны труб;

2) сжатие при частичной разгрузке или установке колонны на забое скважины;

3) внешнее сминающее давление, создаваемое гидростатическим давлением столба жидкости в затрубном пространстве или горным давлением пород;

4) внутреннее избыточное давление, действующее в колонне труб при цементировании или фонтанировании скважин;

5) дополнительные осевые нагрузки, возникающие при спуске колонны обсадных труб и продавливании цементировочной пробки в процессе цементирования; силы трения, действующие при расхаживании колонны; нагрузки, вызванные температурными напряжениями;

6) температурные напряжения, возникающие в эксплуатационной колонне при работе скважины (их действие на колонну регулируется величиной натяжения при обвязке колонн на устье).

Помимо перечисленных основных усилий, действующих на обсадную колонну, величину которых можно с достаточной точностью определить, в обсадных трубах возникают еще дополнительные напряжения:

1) от расхаживания колонны при прихватах;

2) при резком торможении во время спуска колонны;

3) при изгибе колонны в искривленной скважине;

4) при цементировании колонны и т.д.

Точно определить величину этих дополнительных напряжений в на-

стоящее время не представляется возможным, поэтому их учитывают введением различных коэффициентов запаса прочности.

Величина растягивающих усилий и внешнего сминающего давления изменяется по длине эксплуатационной колонны. Страгивающие усилия в момент спуска колонны достигают наибольшего значения в самой верхней трубе (у устья скважины), а наибольшие сминающие давления бывают в нижних трубах (у забоя) в процессе эксплуатации скважины по мере снижения уровня жидкости в колонне. Одновременно на самые нижние трубы, расположенные в фильтровой зоне скважины, может действовать высокое пластовое давление, достигающее значительной величины в процессе эксплуатации (особенно при выносах песка).

Сминающее усилие, определяемое разностью гидростатических давлений столбов жидкости за трубами и в колонне, возникающее в процессе спуска последней в скважину, незначительно.

При расчете эксплуатационной колонны величину каждого усилия согласно принятой методике подсчитывают отдельно. Верхние трубы рассчитывают на полную осевую нагрузку от собственного веса колонны, а нижние — на наибольшее сминающее давление. Расчет труб, расположенных в остальных частях колонны, подвергающихся действию как осевых усилий (частично разгруженной колонны после установки ее на забой), так и сминающих, производится или на оба вида нагрузок, или же на одну из них, в зависимости от степени влияния каждого из усилий на отдельные части колонны.

При эксплуатации газовых скважин обсадные трубы по всей длине эксплуатационной колонны находятся под воздействием сравнительно постоянного внутреннего давления газа, примерно равного пластовому давлению. При этом разность между внутренним и наружным гидростатическими давлениями достигает максимального значения у устья скважины. В этом случае после определения длины отдельных секций колонну проверяют на внутреннее давление, испытываемое трубами, учитывая противодавление столба жидкости за колонной.

Расчетом проверяют верхнюю трубу секции с наименьшей толщиной стенки или с минимальным пределом текучести материала и трубу последней секции, расположенную у устья скважины.

Если обсадную колонну спускают в скважину на клиньях, то обсадные трубы проверяют на смятие, определяя удельное давление. Поверочный расчет ведут для труб всех верхних секций, рассчитываемых на страгивание.

Промежуточная колонна работает в основном на растяжение от собственного веса. Рассчитывают ее на страгивающие усилия от действия осевой нагрузки (при определении собственного веса как промежуточной, так и эксплуатационной колонн согласно принятой методики не учитывают потерю веса от погружения в жидкость, а также вероятное уменьшение веса от трения труб о стенки скважины при спуске колонны в скважину) и проверяют на сминающее усилие или на внутреннее давление в тех случаях, когда плотность промывочной жидкости за колонной больше или меньше плотности жидкости, находящейся внутри промежуточной колонны. Институт АзНИИбурнефть рекомендует учитывать для глубоких скважин потери веса колонны от погружения в жидкость. Учет сминающих давлений при полном опорожнении колонны привел бы к необходимости устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки, в чем нет надобности.

Увеличение толщины стенки труб, предусматриваемое иногда при проектировании промежуточных колонн для предупреждения возможного протирания их бурильными трубами, не гарантирует нужных результатов и потому не рекомендуется. Промежуточные колонны в газовых скважинах, на которых установлено противовыбросовое оборудование, на максимальное внутреннее давление при выбросе рассчитывают так же, как и эксплуатационные колонны.

13.2. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Для обеспечения крепления ствола скважины в него спускают обсадные колонны различного назначения. Они собираются (свинчиваются или реже свариваются) из обсадных труб, различающихся по диаметру, толщине стенки, марке стали, конструкции соединительных элементов, профилю резьбы и т.д. Обсадные трубы должны отвечать требованиям работы в соответствующих условиях, а также процессам спуска и цементирования, и поэтому их выбор определяется совместным решением целевой функции и уравнений связи — ограничений на комплекс технических, технологических, геологических и конъюнктурных условий.

Сортамент отечественных обсадных труб и основные технические характеристики приведены в табл. 13.1.

Сортамент остальных ТУ на обсадные трубы полностью соответствует ГОСТ 632—80. Отличаются: наличием ленты ФУМ, полимеризующим покрытием, упрочненными концами, толщиной цинкового покрытия. Трубы диаметрами 178, 194, 340, 408, 508 мм марки стали «Т» отечественными заводами не выпускаются. Механические свойства отечественных обсадных труб сведены в табл. 13.2.

Сортамент обсадных труб по стандартам АНИ в основном соответствует ГОСТ 632—80 по наружному диаметру, толщине стенки и весу 1 м трубы. В стандарте АНИ отсутствуют трубы следующих диаметров: 146, 324, 351, 377, 426 мм, но имеется труба диаметром 197 мм. По стандартам АНИ выпускаются обсадные трубы с треугольной короткой и длинной резьбами, резьбами «Батресс» и «Экстрем Лайн». Прочностные характеристики этих труб приведены в табл. 13.3.

В связи с тем, что резьбовые соединения обсадных труб не всегда обеспечивают надежную герметичность обсадных колонн, для повышения ее, а также с целью нормального свинчивания обсадных труб без задиров и заеданий поверхность резьб следует покрывать специальными уплотнительными составами — смазками, которые должны противостоять высоким контактным давлениям, возникающим на поверхности витков резьбы в процессе ее свинчивания и докрепления.

Свойство смазок предохранять резьбовые соединения от задиров обеспечивается за счет таких компонентов, как графит и чешуйчатая медь, а уплотняющая способность состава достигается посредством добавок свинцового порошка и цинковой пыли.

Для смазки резьбовых соединений нефтепромысловых труб отечественная нефтеперерабатывающая промышленность выпускает ряд уплотнительных составов, используемых в скважинах с широким диапазоном забойных температур (табл. 13.4).

Для резьбовых соединений, работающих в условиях высоких темпера-

Таблица 13.1

Сортамент обсадных труб

ГОСТ 632 – 80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Треугольная резьба				ОТТМ	Масса 1 м трубы, кг	ОТТГ
		короткая	Масса 1 м гладкой трубы, кг	удлиненная	Масса 1 м гладкой трубы, кг			
114	5,2	Д	11,0	–	–	–	–	–
	5,7	Д	15,2	–	–	–	–	–
	6,4	ДКЕ	16,9	ДЕЛМ	16,9	ДЕЛМ	16,9	–
	7,4	ДКЕ	19,4	ДЕЛМРК	19,4	ДЕЛМРК	19,4	–
	8,6	ДКЕЛМРТ	22,3	ДЕЛМРТК	22,3	ДЕЛМРТК	22,3	ДЕЛМРТК
	10,2	–	–	ЛМРТ	26,7	ЛМРТ	26,7	ЛМРТ
127	5,6	Д	16,7	–	–	–	–	–
	6,4	ДКЕ	19,4	ДЕЛМ	19,1	ДЕЛМ	19,1	–
	7,5	ДКЕЛ	22,1	ДЕЛМРТК	22,4	ДЕЛМРТК	22,1	–
	9,2	ДКЕЛМРТ	26,3	ДЕЛМРТК	26,7	ДЕЛМРТК	26,7	ДЕЛМРТК
	10,2	–	–	ДЕЛМРТ	30,7	ДЕЛМРТ	30,7	ДЕЛМРТ
140	6,2	ДКЕ	20,4	–	–	Д	20,4	–
	7,0	ДКЕ	22,9	ДЕЛМК	22,9	ДЕЛМК	22,9	–
	7,7	ДКЕЛ	25,1	ДЕЛМРТК	25,1	ДЕЛМРТК	25,1	–
	9,2	ДКЕЛМРТ	29,5	ДЕЛМРТК	29,5	ДЕЛМРТК	29,5	ДЕЛМРТК
	10,5	ДКЕЛМРТ	33,6	ДЕЛМРТК	33,6	ДЕЛМРТК	33,6	ДЕЛМРТК
146	6,5	ДКЕ	22,3	–	–	Д	22,3	–
	7,0	ДКЕ	24,0	ДЕЛМК	24,0	ДКЕ	24,0	–
	7,7	ДКЕ	26,2	ДЕЛМК	26,2	ДЕЛМРТК	26,2	–
	8,5	ДКЕЛМРТ	28,8	ДЕЛМРТК	28,8	ДЕЛМРТК	28,8	ДЕЛМРТ
	9,5	ДКЕЛМРТ	32,0	ДЕЛМРТК	32,0	ДЕЛМРТК	32,0	ДЕЛМРТК
	10,7	ДКЕЛМРТ	35,7	ДЕЛМРТК	35,7	ДЕЛМРТК	35,7	ДЕЛМРТК
168	7,3	ДКЕЛ	29,0	ДЕ	29,0	ДЕ	29,0	–
	8,0	ДКЕ	31,6	ДКЕЛ	31,6	ДКЕЛ	31,6	–
	8,9	ДКЕЛМРТ	35,1	ДЕЛМРТК	35,1	ДЕЛМРТК	35,1	ДЕЛМРТК
	10,6	ДКЕЛМРТ	41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМРТК
	12,2	ДКЕЛМРТ	46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМРТК
	5,9	Д	24,9	–	–	–	–	–
	6,9	ДКЕ	29,1	–	–	Д	29,1	–
	8,1	ДКЕЛ	33,7	ДЕЛК	33,7	ДЕЛК	33,7	–
	9,2	ДКЕЛМРТ	38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМРТК
	10,4	ДКЕЛМРТ	42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМРТК
	11,5	ДКЕЛМРТ	47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМРТК
	12,7	ДКЕЛМРТ	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМРТК
	13,7	–	–	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ
	15,0	–	–	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ
194	7,6	ДКЕ	35,0	–	–	Д	35,0	–
	8,3	ДКЕ	38,1	ДЕЛМРТК	38,1	ДЕЛМРТ	38,1	–
	9,5	ДКЕЛМРТ	43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМРТК
	10,9	ДКЕЛМРТ	49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМРТК
	12,7	ДКЕЛМРТ	56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМРК	56,7	ДЕЛМРТК
	15,1	–	–	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ
219	6,7	Д	35,1	–	–	–	–	–
	7,7	ДКЕ	40,2	–	–	ДКЕ	40,2	–
	8,9	ДКЕЛМ	46,3	ДЕЛМК	46,3	ДЕЛМК	46,3	ДЕЛМ
	10,2	ДКЕЛМРТ	52,3	ДЕЛМРТК	52,3	ДЕЛМРТК	52,3	ДЕЛМРТК
	11,4	ДКЕЛМРТ	58,5	ДЕЛМРТК	58,5	ДЕЛМРТК	58,5	ДЕЛМРТК
	12,7	ДКЕЛМРТ	64,6	ДЕЛМРТК	64,6	ДЕЛМРТК	64,6	ДЕЛМРТК
	14,2	ДКЕЛМРТ	71,5	ДЕЛМРТК	71,5	ДЕЛМРТК	71,5	ДЕЛМРТК
245	7,9	ДКЕ	46,2	–	–	ДКЕ	46,2	–
	8,9	ДКЕЛМ	51,9	ДЕЛМК	51,9	ДЕЛМК	51,9	ДЕЛМ
	10,0	ДКЕЛМРТ	58,0	ДЕЛМРТК	58,0	ДЕЛМРТК	58,0	ДЕЛМРТК
	11,1	ДКЕЛМРТ	63,6	ДЕЛМРТК	63,6	ДЕЛМРТК	63,6	ДЕЛМРТК

Масса 1 м трубы, кг	ТБО	Масса 1 м трубы, кг	ТУ 14-3-714 – 78 ТУ 14-3-1658 – 89		ТУ 14-3-1599 – 88		ТУ 14-3-1575 – 88	
			ОГ 1М	Масса 1 м трубы, кг	Электросварные с резьбой «Батресс»	Масса 1 м трубы, кг	Резьба треугольная крупная	Масса 1 м трубы, кг
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
22,3	–	–	–	–	–	–	–	–
26,7	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
26,7	ДЕЛМРТК	22,0	–	–	–	–	–	–
30,7	ДЕЛМРТК	26,7	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	Дс	22,9	–	–
–	–	–	–	–	Дс	25,1	–	–
29,5	ДЕЛМРТК	29,5	–	–	–	–	–	–
33,6	ДЕЛМРТК	33,6	ДЕЛМ	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	Дс	22,4	–	–
–	–	–	–	–	Дс	24,8	–	–
–	–	–	–	–	Дс	26,3	–	–
28,8	ДЕЛМРТ	28,8	–	–	Дс	26,8	–	–
32,0	ДЕЛМРТК	32,0	–	–	Дс	32,0	–	–
35,7	ДЕЛМРТК	35,7	–	–	Дс	35,7	–	–
–	–	–	–	–	Дс	29,0	–	–
–	–	–	–	–	Дс	31,6	–	–
35,1	ДЕЛМРТК	35,1	–	–	Дс	35,0	–	–
41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМ	41,2	Дс	41,2	–	–
46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМ	46,5	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	ДЕЛМР	33,7	–	–	–	–
38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМР	38,2	–	–	–	–
42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМР	42,8	–	–	–	–
47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМР	47,2	–	–	–	–
51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	–	–	–	–
55,5	ЕЛМРТ	55,5	–	–	–	–	–	–
60,8	ЛМРТ	60,8	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	ДЕЛМР	38,1	–	–	–	–
43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМР	43,3	–	–	–	–
49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМР	49,2	–	–	–	–
56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМР	56,7	–	–	–	–
66,5	ЛМРТ	66,5	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	Дс	40,1	–	–
46,3	–	–	ДЕЛМР	46,3	Дс	46,1	–	–
52,3	–	–	ДЕЛМР	52,3	Дс	52,3	–	–
58,5	–	–	ДЕЛМР	58,5	–	–	–	–
64,6	–	–	ДЕЛМР	64,6	–	–	–	–
71,5	–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	Дс	46,1	–	–
51,9	–	–	ДЕЛМР	51,9	Дс	51,7	–	–
58,0	–	–	ДЕЛМР	58,0	Дс	57,8	–	–
63,6	–	–	ДЕЛМР	63,6	–	–	–	–

ГОСТ 632 – 80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Треугольная резьба				ОТТМ	Масса 1 м трубы, кг	ОТТГ
		короткая	Масса 1 м гладкой трубы, кг	удлиненная	Масса 1 м гладкой трубы, кг			
	12,0	ДКЕЛМРТ	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК
	13,8	ДКЕЛМРТ	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК
	15,9	–	–	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ
273	7,1	ДКЕ	46,5	–	–	–	–	–
	8,9	ДЕЛМК	57,9	–	–	ДЕЛМК	57,9	ДЕЛМ
	10,2	ДЕЛМРТК	65,9	–	–	ДЕЛМРТК	65,9	ДЕЛМРТК
	11,4	ДЕЛМРТК	73,3	–	–	ДЕЛМРТК	73,7	ДЕЛМРТК
	12,6	ДЕЛМРТК	80,8	–	–	ДЕЛМРТК	80,8	ДЕЛМРТК
	13,8	ДЕЛМРТК	88,5	–	–	ДЕЛМРТ	88,5	ДЕЛМРТ
	15,1	ЕЛМРТ	96,5	–	–	ЕЛМРТ	96,1	ЕЛМРТ
	16,5	ЛМРТ	104,5	–	–	ЛМРТ	104,5	ЛМРТ
299	8,5	ДКЕ	60,5	–	–	ДКЕ	60,5	–
	9,5	ДКЕЛМРТ	67,9	–	–	ДКЕЛМ	67,9	–
	11,1	ДЕЛМРТК	78,3	–	–	ДЕЛМК	78,3	–
	12,4	ДЕЛМРТК	87,6	–	–	ДЕЛМРТК	87,6	–
	14,8	ЕЛМРТДК	108,5	–	–	ЕЛМРТ	108,5	–
324	8,4	Д	66,1	–	–	–	–	–
	9,4	ДЕЛК	73,6	–	–	ДЕЛМК	73,6	–
	11,0	ДЕЛМРТК	84,8	–	–	ДЕЛМК	84,8	–
	12,4	ДЕЛМРТК	95,2	–	–	ДЕЛМРТК	95,2	–
	14,0	ДЕЛМРТК	106,9	–	–	ДЕЛМРТ	106,9	–
340	8,4	Д	68,5	–	–	–	–	–
	9,4	ДЕЛК	78,6	–	–	ДЕЛК	78,6	–
	10,9	ДЕЛК	88,6	–	–	ДЕЛК	–	–
	12,2	ДЕЛМК	98,5	–	–	ДЕЛМК	98,5	–
	13,1	ДЕЛМРТК	105,2	–	–	ДЕЛПМТ	105,2	–
	14,0	ДЕЛМРТК	112,2	–	–	ДЕЛМРТ	112,2	–
	15,4	ЛМРТ	123,5	–	–	ЛМРТ	123,5	–
351	9,0	ДК	75,9	–	–	–	–	–
	10,0	ДЕЛК	84,1	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕЛМК	92,2	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕЛМК	100,3	–	–	–	–	–
377	9,0	ДК	81,7	–	–	–	–	–
	10,0	ДЕК	90,5	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕЛК	99,3	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕЛК	108,0	–	–	–	–	–
406	9,5	ДК	93,2	–	–	–	–	–
	11,1	ДЕК	108,3	–	–	–	–	–
	12,6	ДЕК	122,1	–	–	–	–	–
	16,7	ДЕ	160,1	–	–	–	–	–
426	10,0	ДК	102,7	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕК	112,6	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕК	122,5	–	–	–	–	–
473	11,1	ДК	125,9	–	–	–	–	–
508	11,1	ДК	136,3	–	–	–	–	–
	12,7	Д	155,1	–	–	–	–	–
	16,1	Д	195,6	–	–	–	–	–

			ТУ 14-3-714—78 ТУ 14-3-1658—89		ТУ 14-3-1599—88		ТУ 14-3-1575—88	
Масса 1 м трубы, кг	ТБО	Масса 1 м трубы, кг	ОГ 1М	Масса 1 м трубы, кг	Электросварные с резьбой «Батресс»	Масса 1 м трубы, кг	Резьба треугольная крупная	Масса 1 м трубы, кг
68,7	—	—	ДЕЛМР	68,7	—	—	—	—
78,7	—	—	—	—	—	—	—	—
89,5	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
57,9	—	—	—	—	—	—	—	—
65,9	—	—	—	—	—	—	—	—
73,7	—	—	—	—	—	—	—	—
80,8	—	—	—	—	—	—	—	—
88,5	—	—	—	—	—	—	—	—
88,5	—	—	—	—	—	—	—	—
104,5	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	СД	84,4
—	—	—	—	—	—	—	СД	92,6
—	—	—	—	—	—	—	СД	100,7
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	СД	90,8
—	—	—	—	—	—	—	СД	99,7
—	—	—	—	—	—	—	СД	108,4
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	СД	103,0
—	—	—	—	—	—	—	СД	113,0
—	—	—	—	—	—	—	СД	123,0
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 13.2

Механические свойства обсадных труб

Показатель	Группа прочности стали								
	С	Д	$Д_с$	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	527	668	550	700	703	773	879	1019	1125
Предел текучести, МПа:									
не менее	387	387	320	500	562	668	773	949	1055
не более	562	562	—	—	773	879	984	1160	1265

Таблица 13.3

Прочностные характеристики импортных обсадных труб

Марка	Предел текучести, МПа	
	минимальный	максимальный
H-40	276	552
У-55, К-55	379	552
N-80	552	758
C-75	517	620
L-80	552	655
C-90	620	724
C-95	655	758
P-105	724	931
O-125	8	

тур (до 200 °С), рекомендованы смазки на силиконовой основе, которые выпускаются под шифрами Р-402 и Р-113 (ТУ 38-101-330—73).

Разработанная ВНИИГазом смазка Р-402 применяется для промежуточных и эксплуатационных колонн из обсадных труб по ГОСТ 632—80, а также труб ОТТГ1 и ТБО, спускаемых в нефтяные и газовые скважины. Силиконовая основа этой смазки позволяет наносить ее на резьбы труб и при отрицательных температурах до —30 °С.

Высокотемпературная смазка Р-113 предназначена для нанесения на резьбовые соединения левых переводников, замковых соединений и всех видов насосно-компрессорных труб.

Для скважинных условий с забойными температурами до 100 °С реко-

Таблица 13.4

Состав смазок (массовая доля, %) для резьбовых соединений обсадных труб

Тип смазки	Основа						
	Силиконовая жидкость № 6	Масло МВП или веретенное	Масло машинное	Загуститель	Эпоксидный компаунд К-150	Присадки	Итого
Р-402	22	—	9	5	—	—	36
Р-113	19,8	—	8,8	6,4	—	—	35
Р-2МВП		14	18,4	4,6	—	—	37
Р-416	—	24,3	3,5	6,4	—	0,8	35
УС-1	—	—	—	—	55,7	—	55,7
Лента ФУМ	Фторопластовый уплотнительный						

мендуется применять смазки типа Р-2МВП и Р-416, которые изготовляют соответственно по ТУ 38-101-332—73 и ТУ 38-101-385—73.

Состав Р-2МВП отличается от смазки Р-402 содержанием жировой основы, он характеризуется меньшей температуростойкостью и морозоустойчивостью. В связи с этим при температуре окружающего воздуха ниже —5 °С перед нанесением на резьбу смазку необходимо подогревать до температуры 5—10 °С. Область использования смазки Р-2МВП охватывает промежуточные и эксплуатационные колонны, компонуемые из всех видов отечественных и импортных обсадных труб в нефтяных и газовых скважинах.

Уплотнительный состав Р-146 рекомендуется применять для смазки резьб левых переводников, замковых соединений и всех видов насосно-компрессорных труб.

Для повышения степени герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах с забойными температурами до 130 °С совместно с ВНИИГазом разработан и рекомендован к промышленному применению полимеризующийся уплотнительный состав УС-1. Основные его компоненты — эпоксидный компаунд К-153, отвердитель и наполнитель, которые смешиваются в соотношении масс 1:0,2:0,6. К недостаткам этого состава следует отнести необходимость введения в него отвердителя непосредственно перед применением, что в определенной мере ограничивает сроки его использования, а присущая смазке УС-1 токсичность требует выполнения специальных правил техники безопасности при работе с ней.

Эффективное уплотнение резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб как в заводских, так и в промысловых условиях до температур 200 °С может быть достигнуто использованием перспективного фторопластового уплотнительного материала — ленты ФУМ, разработанной ВНИИГазом (изготовляется по ТУ 6-05-1388—70).

Технология применения ленты ФУМ для уплотнения резьбовых соединений предусматривает намотку двух ее слоев на поверхность резьбы при условии, чтобы последняя перекрывалась лентой не менее чем на 2/3 полной длины нарезки. При этом резьбу труб, не требующую специальной подготовки (обезжиривания), перед накладыванием ленты, следует очистить от загрязнений и предохранительной смазки, а затем покрыть минеральным маслом (типа СУ или МВП).

К мероприятиям, направленным на повышение герметичности резьбо-

Наполнители							Отвердитель
Графитовый порошок	Свинцовый порошок	Цинковая пыль	Медная пудра	Свинцовый сурик	Сернистый свинец	Итого	
20	28	12	4	—	—	64	—
—	58	—	—	2	5	65	—
18	29	12	4	—	—	63	
—	18	—	—	2	5	65	—
10,35	14,4	6,22	2,13	—	—	33,1	11,2

материал — из фторопласта 4Д

вых соединений, следует отнести металлизацию резьб напылением цинка, которая рекомендуется для обсадных колонн диаметром 146 мм, спускаемых в нефтяные скважины. При этом цинковое покрытие наносят на резьбу муфты, которую перед свинчиванием дополнительно покрывают одной из смазок (Р-2МВП или Р-402).

13.3. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Все обсадные колонны по своему назначению разделяются следующим образом.

Направление — первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие специфические особенности. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны бывают следующих видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Для тяжелых условий бурения (искривление ствола, большое количество долблений) и конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн — поворотные или сменные.

Эксплуатационная колонна — последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуата-

ционной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкций скважины — количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

б) назначение и цель бурения скважины;

в) предполагаемый метод заканчивания скважины;

г) способ бурения скважины;

д) уровень организации техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

е) уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая стратиграфия и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывается как фактор неизменный.

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенствования всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны базироваться и определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях является рациональной. В первую очередь это относится к

глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше факторы, и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, наиболее эффективную технологию проводки и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

а) характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

б) проницаемость пород и пластовые (поровые) явления;

в) наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

г) температуру горных пород по стволу;

д) углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их толщины, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложняются работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, если пластовые давления превосходят давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разница температур требует применения различных типов тампонажных цементов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп набора кривизны.

Колебания зенитного и азимутного углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин в стволе вследствие их заклини-

вания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола были минимальными. Проектная конструкция нарушается, что, как правило, приводит к ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до заданной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-миллиметровой эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обусловливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

а) давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

б) незначительная вязкость газа обусловливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;

в) интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

г) возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

д) длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;

качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;

достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов, при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород, скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 13.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкция скважины, мм	377×273×146(168)	351×245×146(168)

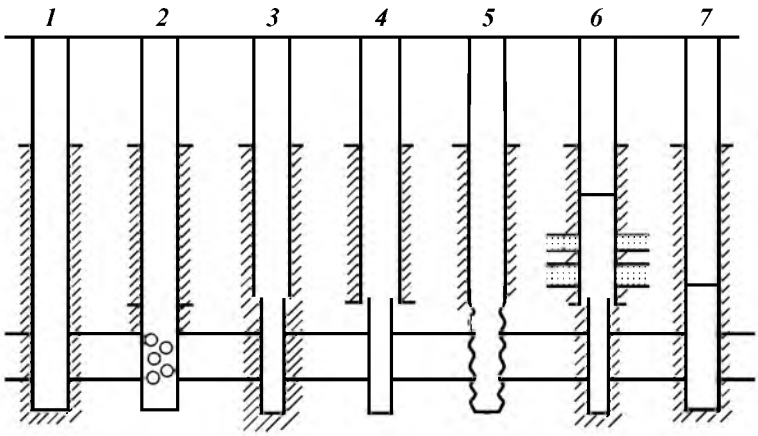


Рис. 13.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:
1 — сплошная колонна, зацементированная через башмак; *2* — сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия под пластом; *3, 4* — зацементированная колонна с хвостовиком; *5* — колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с отрытым забоем); *6, 7* — комбинированные колонны, спущенные секциями

Наименьший диаметр работоспособного электробура равен 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей, а также уменьшения диаметра эксплуатационной колонны. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния ствола скважины.

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважин, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного ис-

кривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

13.3.1. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечить высокое качество строительства такого долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

До настоящего времени конструкции скважин выбирали, как правило, без достаточно систематизированного анализа определяющих факторов и базировались в основном на принципах минимального расхода металла или борьбы с осложнениями в процессе бурения.

Вопросами разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин занимался ряд исследователей в нашей стране и за рубежом. Основной предпосылкой было гидродинамическое совершенство конструкции с целью получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определение необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других случаях определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения по нескольким зонам в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Отсутствие единой методики выбора конструкций скважин в одних случаях приводит к большим затратам средств на ликвидацию осложнений в процессе бурения, а в других — к излишнему расходованию металла на крепление скважин.

Вместе с тем есть и рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q, т.е. расхода Q, отнесенного к площади забоя:

$$q = 4Q/\pi D^2,$$

где D — диаметр скважины.

Условием использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах является реализация на забое 2/3 общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного 2/3, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

В табл. 13.5 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы создают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный КПД гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от гидродинамики давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служит основой методики.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1/(\Delta p_2 - \Delta p_1),$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из приведенного выше выражения, необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H_1'' из-за незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

Таблица 13.5

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6$^5/_8$″	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7$^1/_2$″	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8″	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9″	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9″	0,69

$$H_1'' = p_2/\Delta p_2,$$

где p_2 — давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны, которую рассчитывают по формуле

$$H_2 = p_3/\Delta p_4,$$

где H_2 — глубина спуска промежуточной колонны; p_3 — максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 — минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газоводонефтепроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{пл}/\alpha',$$

где $p_{пл}$ — максимальное возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов, принятый равным 0,02 МПа/м.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина — эквивалент градиента давления (рис. 13.2).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в такой последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 13.2, точки 1, 2 ..., 19 — пластовых давлений, точки 20, 21, ..., 39 — давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* касательно к крайним точкам эквивалентов градиентов пластового (порового) дав-

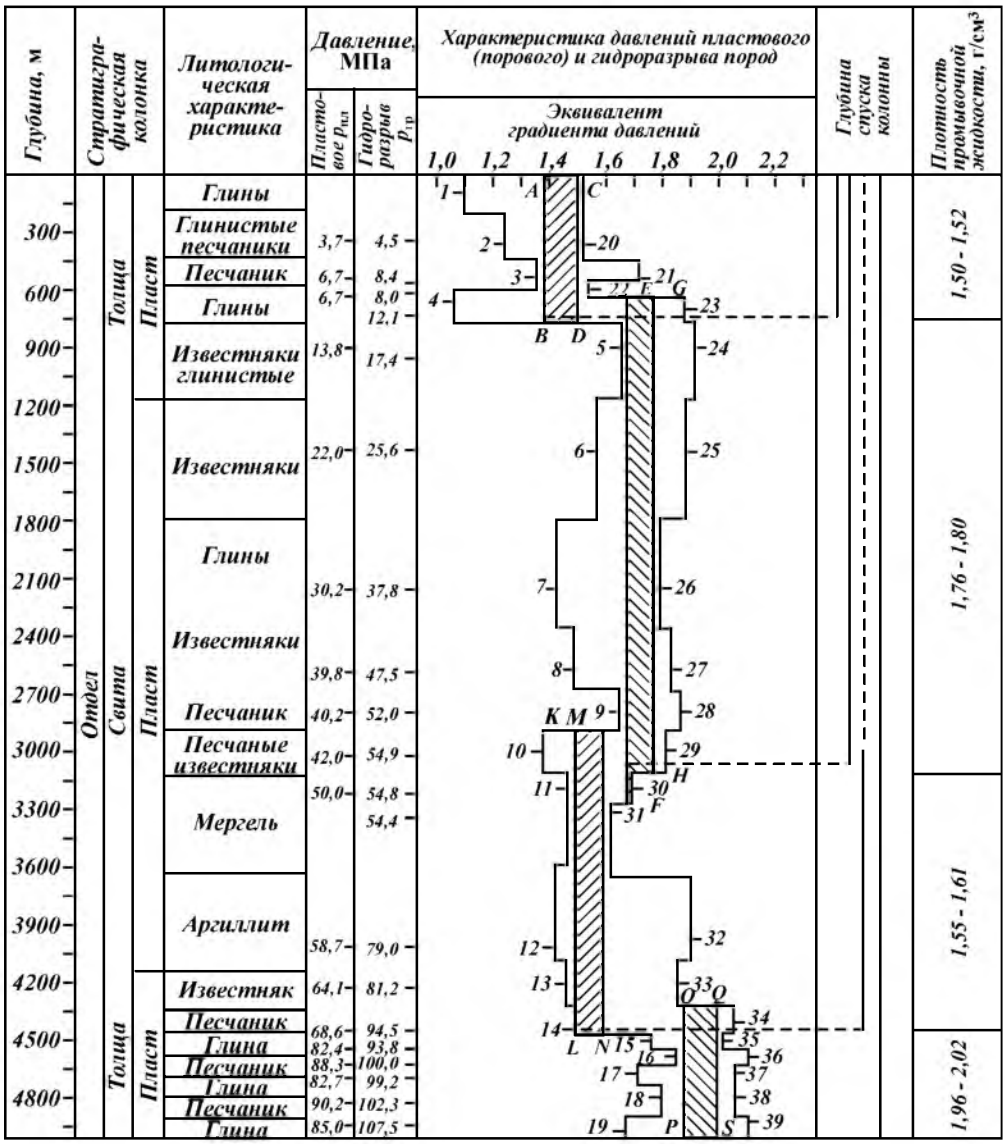


Рис. 13.2. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

ления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMH*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления

скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10—20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10—15 %, а для скважин глубже 1200 м — на 5—10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости до 1,45 г/см^3 допускаются не больше чем на 0,02 г/см^2, а для более высокой плотности — не больше чем на 0,03 г/см^3 (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора — требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

13.4. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАРУЖНОГО ДАВЛЕНИЯ

Методика Г.М. Саркисова. Расчетное наружное давление определяют по составному столбу бурового и тампонажного растворов с учетом нагрузки цементного кольца. В отдельных случаях для скважин, бурящихся в сложных геологических условиях, с разрешения нефтегазодобывающего объединения допускается определение наружного давления по всему стволу скважины по столбу бурового раствора.

Формулы для расчетных давлений зависят от соотношения между L, h, H, z_0, причем z_0 является глубиной, на которой наружное давление при разгрузке цементного кольца достигает гидростатического и определяется по одной из следующих формул:

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_ц - \rho_р)h + k(\rho_ц - \rho_р)L}{\rho_ц - k(\rho_0 - \rho_в)}; \qquad (13.1)$$

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_ц - \rho_р)h + k(\rho_ц - \rho_р)L + \rho_ц H}{\rho_ц - k(\rho_0 - \rho_н) - \rho_в}, \qquad (13.2)$$

где L — глубина скважины, м; h — расстояние от устья скважины до уров-

ня тампонажного раствора в затрубном пространстве, м; H — расстояние от уровня жидкости в колонне, м; k — коэффициент разгрузки цементного кольца; $\rho_ц$, $\rho_р$, ρ_0, $\rho_в$, $\rho_н$ — плотность соответственно тампонажного и бурового растворов, продавочной жидкости, воды и жидкости в колонне, кг/м^3.

В зависимости от положения уровней h и H возможны следующие случаи.

1. $h \geq H$ (уровень жидкости в колонне выше уровня подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве).

По формуле (13.2) находят z_0. Если при этом окажется, что $z_0 < h$, то расчетные давления p_L, p_h, p'_h, p_H (МПа) соответственно на глубинах L, h и H определяют по следующим формулам (причем на глубине h получаются два значения давлений):

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_ц - \rho_н)L - (\rho_ц - \rho_р)h + \rho_н H](1-k); \\ p_h &= 10^{-6} g[(1-k)\rho_н H - k(\rho_ц - \rho_0)(L-h) + (1-k)(\rho_р - \rho_н)h]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_н h - \rho_н (h-H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g \rho_р H. \end{aligned}\right\} \qquad (13.3)$$

Здесь и далее g — ускорение силы тяжести, м/с^2.

Если же окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_ц - \rho_н)L - (\rho_ц - \rho_р)h + \rho_ц H](1-k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_в z_0 - \rho_н (z_0 - H)]; \\ p_h &= 10^{-6} g[\rho_в h - \rho_н (h-H)]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_р h - \rho_н (h-H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g \rho_р H. \end{aligned}\right\} \qquad (13.4)$$

2. $h < H$ (уровень жидкости в колонне выше уровня подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве).

По формуле (13.2) определяют z_0. Если при этом окажется, что $z_0 > H$, то давление определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_ц - \rho_н)L - (\rho_ц - \rho_р)h + \rho_н H](1-k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_в z_0 - \rho_н (z_0 - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g \rho_в H; \\ p_h &= 10^{-6} g \rho_в h; \\ p'_h &= 10^{-6} g \rho_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (13.5)$$

Если при расчетах по формуле (13.1) окажется, что $z_0 < H$, то тогда z_0 надо вычислять по формуле (13.2). Если при этом новом расчете $z_0 > h$, то давление находят по формулам

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_ц - \rho_н)L - (\rho_ц - \rho_р)h + \rho_н H](1-k);\\ p_н &= 10^{-6} g[(\rho_ц - k\rho_0)H - (1-k)(\rho_ц - \rho_р)h - k(\rho_ц - \rho_0)L];\\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_в z_0;\\ p_h &= 10^{-6} g\rho_в h;\\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (13.6)$$

Если при определении z_0 по формуле (13.1) окажется, что $z_0 < h$, то

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_ц - \rho_н)L - (\rho_ц - \rho_р)h + \rho_н H](1-k);\\ p_н &= 10^{-6} g[(\rho_ц - k\rho_0)H - (1-k)(\rho_ц - \rho_р)h - k(\rho_ц - \rho_0)L];\\ p_h &= 10^{-6} g([(1-k)\rho_р + k(\rho_ц - \rho_0)]h - k(\rho_ц - \rho_0)L);\\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (13.7)$$

3. $H = L$ (полное опорожнение скважины).

По формуле (13.1) вычисляют z_0. Если окажется, что $z_0 < h$, то давления вычисляют по формулам

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[\rho_р h + \rho_ц(L-H)](1-k);\\ p_h &= 10^{-6} g[(1-k)\rho_р h - k(\rho_ц - \rho_0)(L-h)];\\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (13.8)$$

Если же при вычислении z_0 окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[\rho_р h + \rho_ц(L-h)](1-k);\\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_в z_0;\\ p_h &= 10^{-5} g\rho_в h;\\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (13.9)$$

После определения расчетных давлений необходимо построить эпюру (рис. 13.3). При построении эпюры для глубин L, H, h, z_0 откладывают в горизонтальном направлении в принятом масштабе значения давлений p_L, $p_н$, p_h, p'_h, p_{z_0} и полученные точки A, B, C, D, E (соседние) соединяют между собой прямолинейными отрезками.

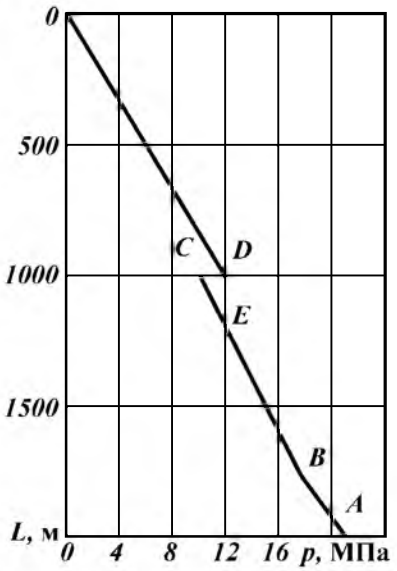


Рис. 13.3. эпюра давлений

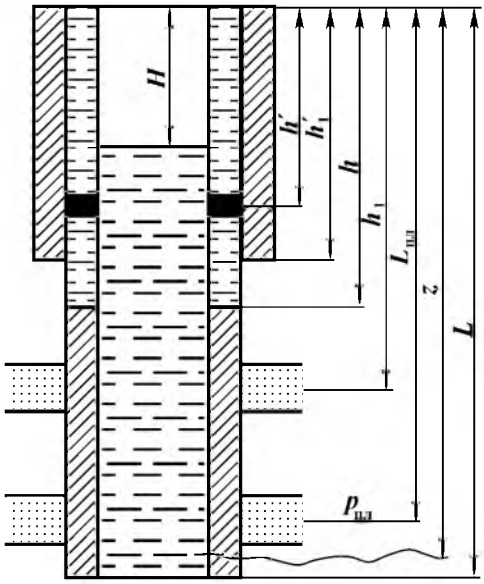


Рис. 13.4. Схема крепления скважины

На глубине h эпюра имеет скачок, так как для p_h получено два значения. Для выравнивания эпюры из точки, соответствующей большому значению p_h, необходимо провести вниз вертикальную линию до пересечения с лежащей ниже частью эпюры. Отрезок этой вертикали, начиная от точки пересечения и до уровня h принимается за линию эпюры на этом участке.

Приведенные выше формулы получены для идеального случая крепления скважин. При выводе расчетных формул принимают, что обсадная колонна окружена упругими цементными оболочками и горными породами. Пластовое давление пористых, насыщенных жидкостью и газом горизонтов принимают равным гидростатическому давлению соответствующего столба воды. Поставленная задача о взаимодействии цементной оболочки и обсадной колонны решается с использованием формулы Ламе для определения радиальных деформаций трубы и цементной оболочки. Приравнивая радиальные перемещения точек контактной поверхности трубы и оболочки, находят коэффициент разгрузки цементного кольца.

Схема крепления скважин приведена на рис. 13.4.

В постановке и решении задач по расчету обсадных колонн на сопротивляемость смятию имеется ряд недостатков.

При бурении скважин в большинстве районов вскрывают горизонты с давлениями насыщающего их флюида, превышающими гидростатическое. Поэтому внешнее давление на колонну снизится до пластового, а не до гидростатического давления столба воды. Кроме того, необходимо доказать применимость условий неразрывности контактной поверхности трубы и оболочки в условиях скважины. Экспериментальные работы по исследованию прочности обсадных труб, окруженных цементной оболочкой, показали, что жидкость из модели пласта проникала между поверхностью патрубка и цементным кольцом. Следовательно, несмотря на наличие цементного

кольца, активное давление на колонну создавалось жидкостью. Исследованиями качества цементирования скважин акустическим цементомером, проведенными в последние годы, установлено, что после испытания обсадной колонны на герметичность контакт ее с цементным кольцом ухудшается. Все это косвенно указывает на то, что значения радиальной деформации наружной поверхности обсадной колонны и внутренней поверхности цементной оболочки могут быть не равны.

Методика ВНИИБТ. Расчетное наружное давление на колонну определяют с учетом пластовых давлений высоконапорных горизонтов. Сразу после продавки тампонажного раствора наружным давлением для обсадной колонны является:

а) давление составного столба бурового и тампонажного растворов при $z > h$ (z — глубина, для которой определяют давление)

$$p_н = [h\rho_р + (z - h)\rho_ц]10^{-6}g; \tag{13.10}$$

б) давление столба бурового раствора при $z \le h$

$$p_н = 10^{-6}\, z\, \rho_р\, g; \tag{13.11}$$

в) давление столба тампонажного раствора при $h = 0$

$$p_н = z\, \rho_ц\, g. \tag{13.12}$$

В интервале подъема тампонажного раствора после ОЗЦ наружное давление для обсадной колонны определяется по следующей формуле:

$$p_н = zm, \tag{13.13}$$

где m — модуль градиента пластового давления.

При спуске колонн секциями и при двухступенчатом цементировании наружное давление определяется так же, как для колонн, спускаемых и цементируемых в один прием.

Определение внутреннего давления

После цементирования обсадных колонн внутреннее давление $p_в$ в любом сечении определяется по формуле

$$p_в = z\, \rho_0 g + p_у, \tag{13.14}$$

где $p_у$ — давление на устье скважины в конце закачки продавочной жидкости в процессе испытания на герметичность, при освоении и эксплуатации.

Внутреннее давление в скважине из условия аварийного фонтанирования вскрываемых пластов из-под проектируемой колонны рассчитывают так:

$$p_в = z\, \rho_ф g + p_0, \tag{13.15}$$

где p_0 — давление на устье при аварийном фонтанировании.

Давление опрессовки обсадной колонны

$$p_{опр} = 1{,}2(p_{пл} - L\rho_ф g). \tag{13.16}$$

Давление на устье

$$p_{у} = p_{пл} - L\rho_{ф}g. \qquad (13.17)$$

Расчетную внешнюю нагрузку определяют как разность между наружным и внутренним давлениями.

Определение сопротивляемости труб смятию

Критическое давление для трубы, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести металла, согласно данным Г.М. Саркисова, определяется по формуле

$$p_{кр} = 1{,}1k_{min}\left\{\sigma_{т} + Ek_0^2\rho\left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right) - \right.$$

$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_{т}Ek_0^2\rho\left(1 - \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right)\right]^2 - 4Ek_0^2\rho\sigma_{т}}\right\}, \qquad (13.18)$$

где $k_{min} = \delta_{min}/D$; $k_0 = \delta_0/D$ (здесь δ_{min} — минимальная толщина стенки, принимаемая равной $0{,}875\delta$; δ — номинальная толщина стенки трубы; δ_0 — средняя толщина стенки, принимаемая равной $0{,}905\delta$; D — наружный диаметр обсадной трубы); $\sigma_{т}$ — предел текучести материала трубы; E — модуль упругости материала трубы; ρ — разностенность труб, принимаемая равной 1,034; e — овальность обсадной трубы.

Значения $p_{кр}$, подсчитанные по формуле (13.18) при указанных значениях δ_{min} и δ_0, приведены в инструкции.

На основе данных аналитических и экспериментальных работ Т.Е. Еременко предложил формулу для расчета значения сминающего давления для обсадных труб:

$$p_{с} = 1{,}1k\left(A - \sqrt{A^2 - B}\right), \qquad (13.19)$$

где

$$A = \sigma_{т} + Ek^2\left[(1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3) + \frac{3e}{2k}(1 - 2\beta + \lambda\beta^2)\right];$$

$$B = 4Ek^2\sigma_{т}(1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3);$$

$k = 0{,}931\delta/D$; h — глубина пластического слоя, м; β — коэффициент пластичности, равный h/δ; $\lambda = 0{,}95$ — относительное уменьшение модуля упругости при переходе в пластичную область.

Для облегчения подсчета значений β рекомендуются эмпирические формулы:

при $k \le 0{,}055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0{,}1\sigma_{т}}{Ek^2} + 0{,}03; \qquad (13.20)$$

при $k > 0{,}055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0{,}1\sigma_т}{Ek^2} - \frac{0{,}01\sigma_т}{0{,}01\sigma_т + 130} + 0{,}23. \quad (13.21)$$

Если вычисленные по формулам (13.20) и (13.21) значения получаются с отрицательным знаком, то β принимают равной нулю.

На основе экспериментальных работ, выполненных во ВНИИБТ, АзНИИбурнефти и б. ВНИИКРнефти, предложены эмпирические формулы для расчета минимальных значений сминающих давлений:

для труб из стали групп прочности *С* и *Д*

$$p_с = 0{,}9\sigma_т(2{,}5k - 0{,}047); \quad (13.22)$$

для труб из стали групп прочности *k* и *Е*

$$p_с = 0{,}9\sigma_т(2{,}37k - 0{,}038). \quad (13.23)$$

Трубы с $k = 0{,}02 \div 0{,}06$ проверяют на устойчивость формы по формуле

$$p_с = 0{,}8\frac{2Ek^3}{1-\mu^2}, \quad (13.24)$$

где *k* — отношение номинальной толщины стенки трубы к ее наружному давлению.

Расчет обсадных колонн на внутреннее давление

Избыточное внутреннее давление определяют по формуле

$$p'_р = p_в - p_н. \quad (13.25)$$

Критическое внутреннее давление для труб рассчитывают по формуле Барлоу

$$p_{кв} = \frac{\sigma_т(D^2 - d^2)}{2D^2}, \quad (13.26)$$

где *D* и *d* — наружный и внутренний диаметры трубы соответственно.

При подборе труб необходимо исходить из условия $p'_р \le p_{кв}/a_в$, где $a_в$ — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление.

13.5. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющими факторами при выборе конструкции забоя и ее параметров являются тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близкорасположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k для однородного плата не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$k > 1{,}0$ мкм^2; $k = 0{,}05 \div 0{,}1$ мкм^2;

$k = 0{,}5 \div 1{,}0$ мкм^2; $k = 0{,}01 \div 0{,}05$ мкм^2;

$k = 0{,}1 \div 0{,}5$ мкм^2; $k = 0{,}001 \div 0{,}01$ мкм^2.

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газоводонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, то он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — процесс весьма

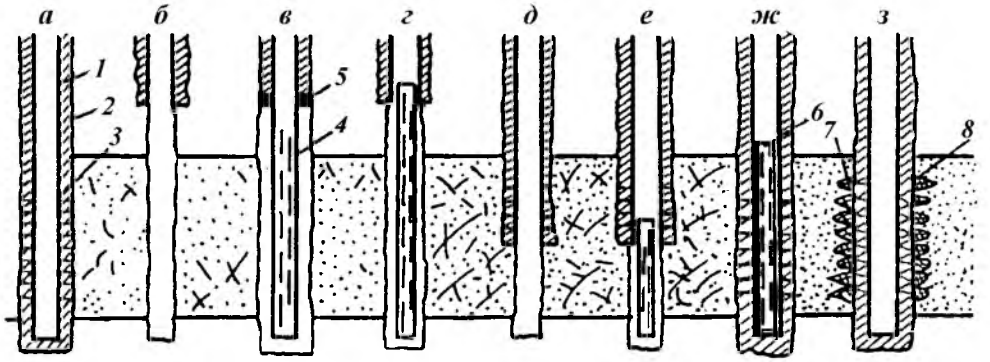


Рис. 13.5. Типы конструкций забоев скважин:
1 — эксплуатационная колонна; *2* — цементное кольцо; *3* — перфорационные отверстия; *4* — перфорированный (на поверхности) фильтр; *5* — пакер типа ПДМ конструкции ВНИИВТ; *6* — забойный фильтр; *7* — зона разрушения в слабоцементированном пласте; *8* — проницаемый тампонажный материал

сложный и полностью не регламентированный результатами исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по нашему мнению, является методика, разработанная Н.М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: grad $p_{пл} > 0{,}1$ МПа/10 м; grad $p_{пл} = 0{,}1$ МПа/10 м; grad $p_{пл} < 0{,}1$ МПа/10 м.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой ($k_п$) или трещинной ($k_т$) проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм^2.

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10—0,25; 0,25—0,50 и 0,50—1,0 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующий тип конструкции: эксплуатационная колонна (хвостовик) спускается в ствол скважины в продуктивном пласте, цементируется, перфорируется, хотя на практике апробированы следующие четыре типа конструкций (рис. 13.5).

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 13.5, *а*).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. Продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 13.5, *б*, *в*, *г*).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. Нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 13.5, *д*, *е*).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. Против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 13.5, *ж*) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 13.5, *з*).

13.6. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

Способы спуска обсадной колонны

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от забоя и до устья или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола.

Способ спуска колонн и порядок спуска секции зависят от геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

назначения обсадной колонны;

глубины спуска;

конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;

техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;

давления высоконапорных горизонтов и градиента гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;

гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможности углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны в один прием от забоя до устья скважин используется при следующих условиях:

а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение трех-четырех суток при оставлении их без промывки, т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;

б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевой системы;

в) при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;

г) при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

При разработке конструкций глубоких скважин должны использоваться безмуфтовые резьбовые или сварные обсадные колонны, которые позволяют усовершенствовать конструкции многоколонных скважин, осуществлять крепление стволов при малых кольцевых зазорах, значительно увеличивать проектные глубины бурящихся скважин и изолировать интервалы осложнений, крепление которых не было предусмотрено первоначальным проектом работ.

Использование сварных эксплуатационных колонн в газовых скважинах обеспечивает и гарантирует их герметичность.

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

а) если призабойная зона не промывается в течение полутора-двух суток и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);

б) если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

в) при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом гидроразрыва;

г) когда с целью сохранения верхней части обсадной колонны от протирания в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней ее части;

д) если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим условиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные межу собой мощной устойчивой толщей горных пород;

применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилеметрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

потайные колонны — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Обсадные трубы к спуску в скважину подготовляют централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификат и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключающими сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин и других повреждений.

Кривизна трубы (стрела прогиба), измеряемая на середине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна концевых участков трубы, равных 1/3 длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и по внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьбы по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать:

Для ниппеля	$+0{,}36-0{,}22$
Для муфты	$+0{,}22-0{,}36$

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному d необходимо проверять с помощью жесткого цилиндрического шаблона:

Условный диаметр обсадной колонны, мм	114 – 219	245 – 340	407 – 508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, должны быть подвергнуты (на трубной базе или непосредственно на буровой) гидравлическому испытанию на внутреннее давление в соответствии с требованиями действующих инструкций. Трубы, которые не выдержали испытаний, следует отбраковывать.

Оборудование. Технологическая оснастка обсадных колонн

Под понятием «технологическая оснастка обсадных колонн» подразумевается определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. Поэтому применение технологической оснастки при креплении скважин обязательно.

Изделия технологической оснастки одного наименования имеют несколько конструктивных модификаций, отличающихся друг от друга принципом действия.

Количество типов и размеров оснастки в зависимости от условий применения и диаметров обсадных колонн образует более 250 типоразмеров.

Головки цементировочные

Головки цементировочные относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения они могут применяться при цементировании различными способами.

В настоящее время серийно выпускаются головки типов ГЦК, ГУЦ по ТУ 39-1021—85 и ГЦУ по ТУ 39-921—84. Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных стропах талевой систе-

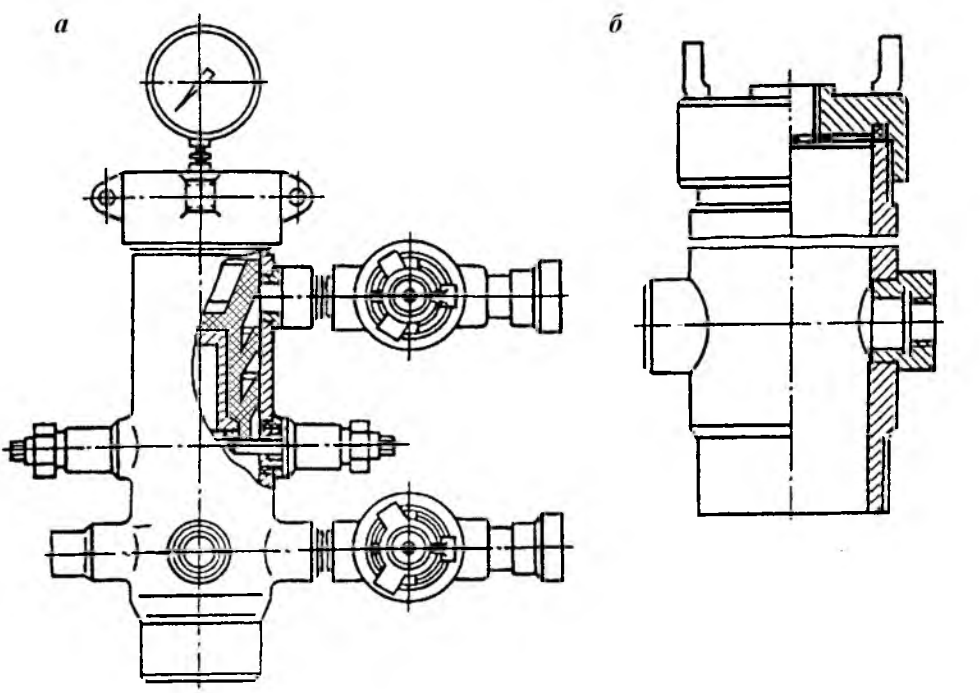


Рис. 13.6. Головки цементировочные:
а — типа ГУЦ; *б* — типа ГЦК

Таблица 13.6

Параметры цементировочных головок типа ГУЦ

Шифр головки	$p_{раб}$, МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
ГУЦ 140-168×400	40,0	140 146 168	1148	1148	875	305
ГУЦ 178-194×320	32,0	178 194	1190	1190	935	325
ГУЦ 219-245×320	32,0	219 245	1225	1225	970	365
ГУЦ 273-299×250	25,0	273 299	1270	1270	1060	375
ГУЦ 324-340×100	10,0	324 340	1320	1320	1100	410

Таблица 13.7

Параметры головок типа ГЦУ

Параметр	Шифр головки					
	ГЦУ-140-146	ГЦУ-168	ГЦУ-245	ГЦУ-273	ГЦУ-324	ГЦУ-340
Условный параметр, мм	140 – 146	168	245	273	324	340
Максимальное рабочее давление, МПа	40	40	32	25	10	10
Максимальная длина пробок, устанавливаемых в головку, мм	430	430	515	647	655	665
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	209	245	295	305
Число присоединительных боковых отводов	3	3	3	3	3	3
Высота головки, мм	865	870	1050	1145	1180	1190
Монтажная база напорных трубопроводов, мм	1100	1150	1205	1220	1285	1285
Масса, кг	188	237	337	353	462	446

мы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Головки цементировочные типа ГУЦ (рис. 13.6, *а*) (табл. 13.6) поставляются с кранами высокого давления. При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладываются заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК (рис. 13.6, *б*).

Последние изготавливаются размерами 377 и 426 мм на давление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементировочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементировочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементировочные головки типа ГЦУ (рис. 13.7) (табл. 13.7) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин и управления ее пуском.

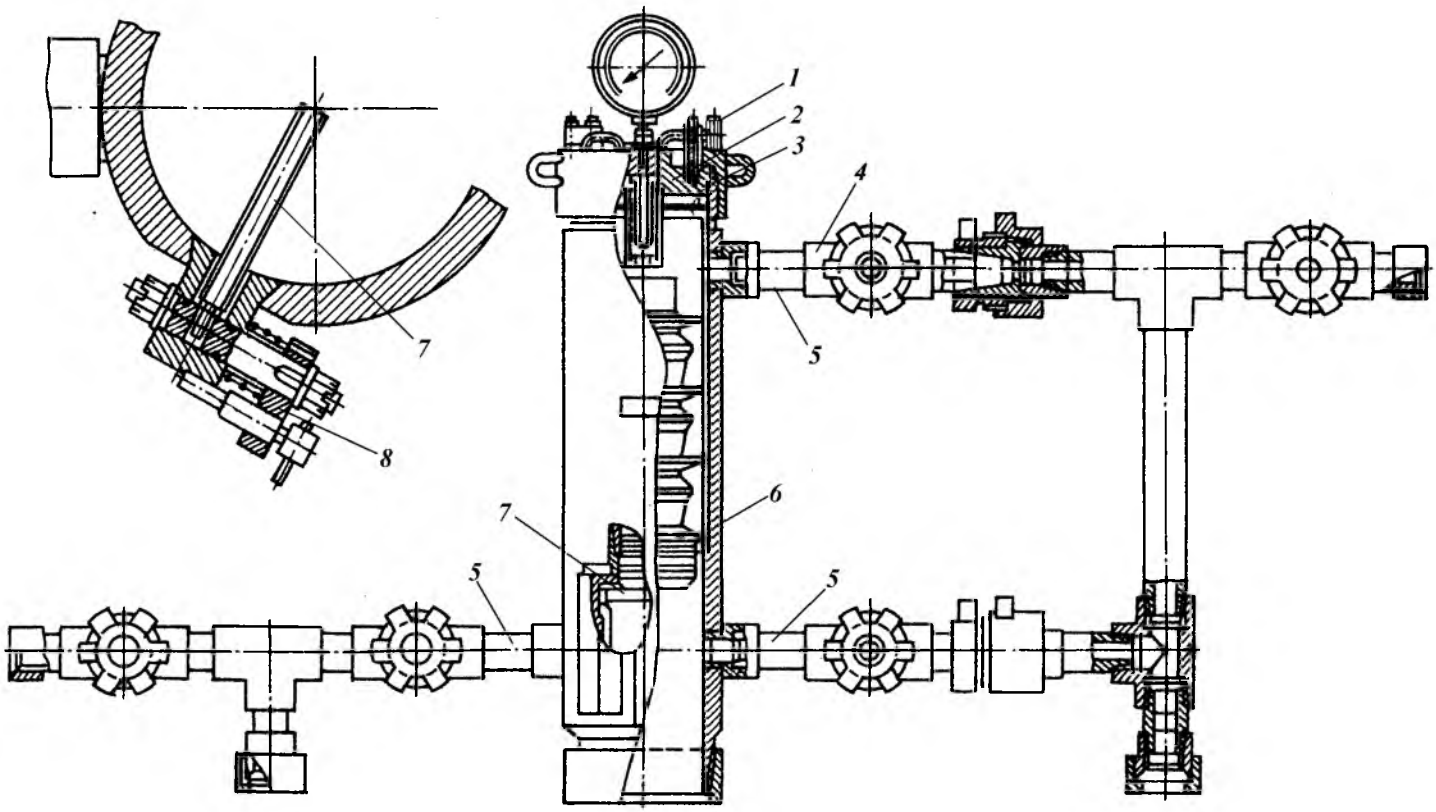


Рис. 13.7. Универсальная цементировочная головка типа ГЦУ:
1 — съемник; *2* — крышка; *3* — гайка; *4* — кран проходной; *5* — присоединительные линии; *6* — корпус; *7* — фиксатор пробки; *8* — указатель начала движения пробки

Универсальность головок типа ГЦУ заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны в подвешенном на буровом крюке состоянии, а также с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают наличие остаточных давлений над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

Разделительные пробки

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используется несколько типов пробок, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис. 13.8) предназначены для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эта пробка может быть использована как секционная. Основные параметры этих пробок приведены в табл. 13.8.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис. 13.9) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри бурильных труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор пока не достигнет нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней секции пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо. Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207—76 для обсадных колонн следующих диаметров: 114—140, 146, 168, 178—194, 219—245, 273—299, 324—351, 377 и 407—426 мм.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН (рис. 13.10) разработаны в

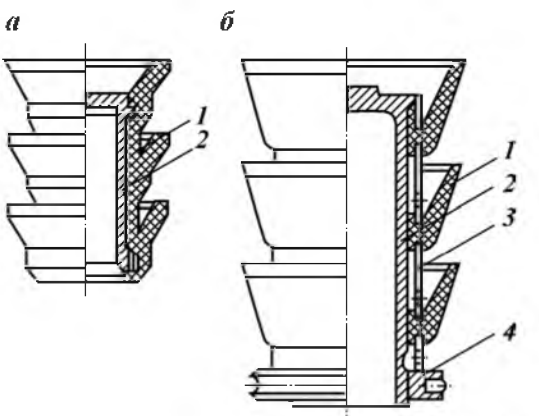


Рис. 13.8. Пробки продавочные верхние типа ПП:
а — с пригуммированными резиновыми манжетами; *б* — с наборными резиновыми манжетами; *1* — резиновые манжеты; *2* — алюминиевый корпус; *3* — дистанционная втулка; *4* — стяжная гайка

Таблица 13.8

Параметры пробок типа ПП

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-114×146	ПП-146×168	ПП-178×194	ПП-219×245
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	114 – 146	146 – 168	178 – 194	219 – 245
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	130	154	180	230
минимальный	96	124	154	195
Максимальный допустимый перепад давления, МПа	6,0	6,0	6,0	6,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	136	158	185	236
высота	227	205	225	320
Масса, кг	3,8	5,2	6,6	13,2

Продолжение табл. 13.8

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-273×299	ПП-324×351	ПП-377	ПП-407×426
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	273 – 299	324 – 351	377	407 – 426
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	282	331	359	406
минимальный	249	301	353	382
Максимальный допустимый перепад давления, МПа	4,5	4,5	3,0	3,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	285	335	364	410
высота	365	415	560	620
Масса, кг	16,8	25	59	7,5

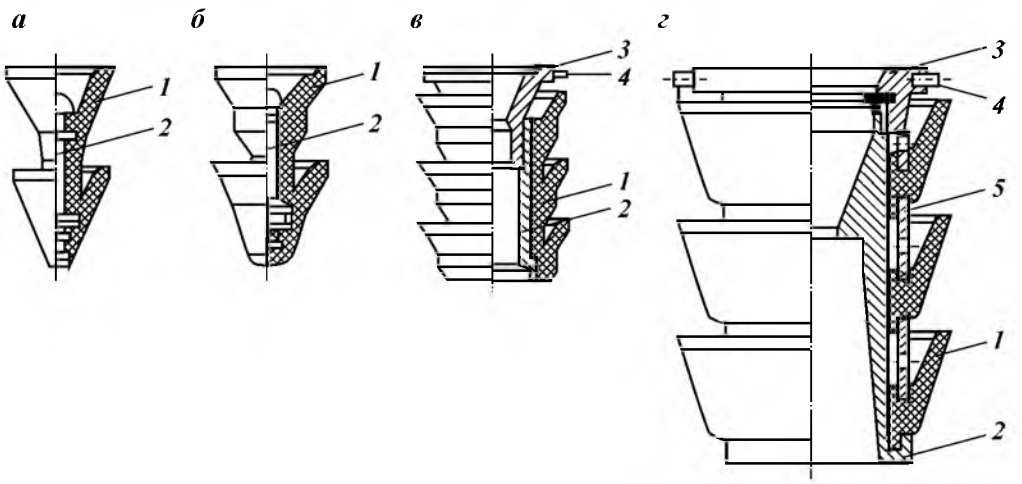


Рис. 13.9. Пробки разделительные двухсекционные типа СП:
а, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; *в, г* – нижняя секция пробок для обсадных труб; *1* – резиновые манжеты; *2* – корпус; *3* – седло; *4* – срезные калибровочные штифты; *5* – дистанционная втулка

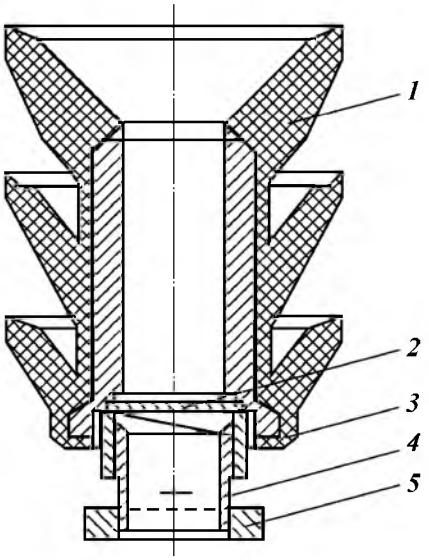


Рис. 13.10. Пробки разделительные нижние типа ПЦН:
1 — резиновые манжеты с сердечником; *2* — жестяная мембрана; *3* — гайка; *4* — кольцевой нож; *5* — упорное кольцо

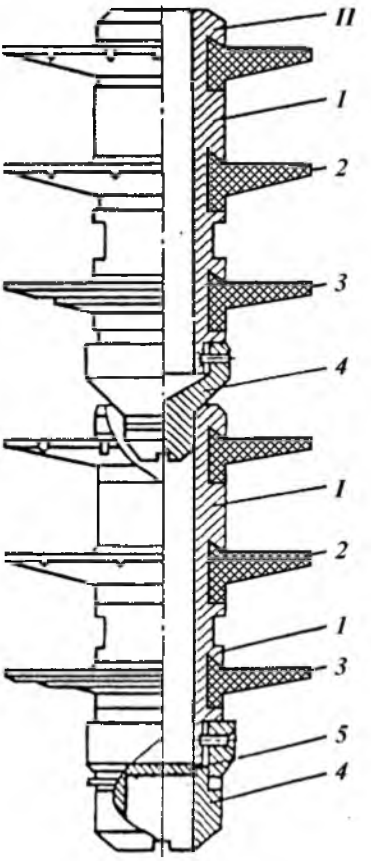


Рис. 13.11. Комплект разделительных пробок типа КРП:
I — нижняя; *II* — верхняя

б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Отличительной особенностью их является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого устанавливается мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Комплект разделительных пробок типа КРП (рис. 13.11) разработан в б. ВНИИКРнефти, применяется для разделения буферной жидкости, тампонажного и бурового растворов и облегчения герметичной посадки на упругое кольцо клапана типа ЦКОД при цементировании. Комплект состоит из двух частей: нижней пробки, устанавливаемой в обсадную колонну, и

Таблица 13.9

Параметры пробок типа КРП

Параметр	Шифр пробки		
	КРП-140-146	КРП-168	КРП-178
Условный диаметр, мм	140—146	168	178
Диаметр манжет пробок, мм	143	164	174
Перепад давления, выдерживаемого верхней пробкой и комплектом на упорном кольце, МПа	10,0	10,0	10,0
Давление срабатывания диафрагмы при посадке на упорное кольцо, МПа	1,2	1,2	1,2
Рабочая температура, °С, не более	130	130	130
Длина пробки, мм, не более	315/335*	350/360	350/360
Масса комплекта, кг, не более	4,55	6,0	6,13
Наименьший допустимый диаметр сужения в обсадной колонне, мм, не менее	88	106	111

*В числителе дана длина нижней пробки, в знаменателе — верхней.

верхней пробки, устанавливаемой в цементировочную головку. Каждая пробка содержит полый, легко разбуриваемый корпус *1*, наконечники из алюминиевого сплава *4* и резиновые манжеты *2, 3*. Нижняя пробка имеет разрушаемую диафрагму *5*. Нижние манжеты *3* пробок имеют канавки с заостренными кромками и служат для очистки стенок обсадной колонны от остатков вытесняемой жидкости. Манжеты *2* имеют по периферии треугольные вырезы и, кроме разделения жидкостей, служат также для центрирования пробки по оси обсадной колонны.

При остановке нижней пробки на упорном кольце под действием избыточного давления ее диафрагма разрывается на отдельные лепестки, открывая таким образом канал для прохождения тампонажного раствора. Верхняя пробка при посадке на нижнюю, благодаря наличию уплотняющего элемента, позволяет обеспечить герметичность соединения. Конструктивное исполнение пробок предотвращает их всплытие в случае отказа обратного клапана.

Основные параметры пробок приведены в табл. 13.9.

Клапаны обратные

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис. 13.12) предназначены для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц — цементировочный, К — клапан, О — обратный, Д — дроссельный. Добавление в шифре «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 (табл. 13.10) изготавливают по ТУ 39-01-08-281—77 для обсадных колонн диаметрами 114—194 мм, а клапаны ЦКОД-2 (табл. 13.11) — по ТУ 39-01-08-281—77 для обсадных колонн диаметрами 219—426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливают либо в башмаке колонны, либо на 10—20 м выше него.

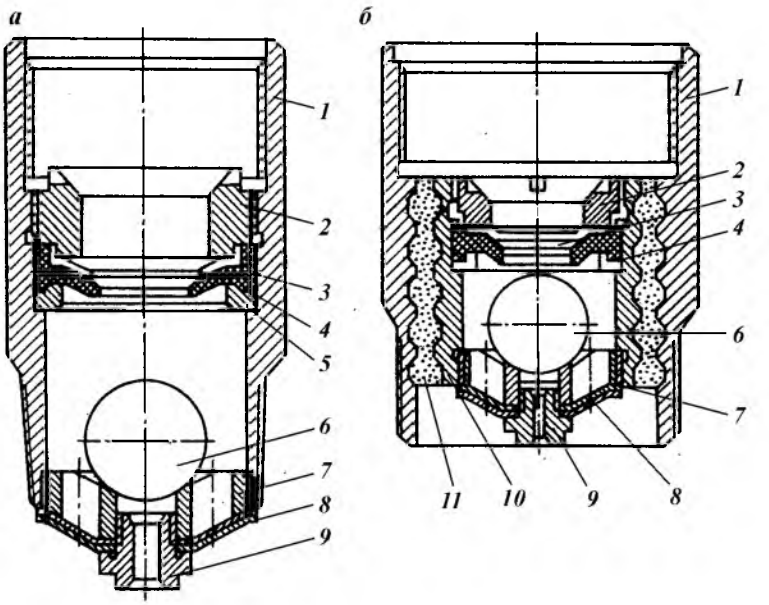


Рис. 13.12. Клапаны обратные ЦКОД-1 (*а*) и ЦКОД–2(*б*):
1 — корпус; *2* — нажимная гайка; *3* — набор резиновых шайб; *4* — резиновая диафрагма; *5* — опорное кольцо; *6* — шар; *7* — ограничительное кольцо; *8* — резинотканевая мембрана; *9* — дроссель; *10* — чугунная втулка; *11* — бетонная или пластмассовая подвеска

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрезные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение.

При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД

Таблица 13.10

Параметры обратных клапанов ЦКОД-1

Параметр	Шифр клапана			
	ЦКОД-114-1; ЦКОД-114-1-ОТТМ; ЦКОД-114-1-ОТТГ	ЦКОД-127-1; ЦКОД-127-1-ОТТМ; ЦКОД-127-1-ОТТГ	ЦКОД-140-1; ЦКОД-140-1-ОТТМ; ЦКОД-140-1-ОТТГ	ЦКОД-146-1; ЦКОД-146-1-ОТТМ; ЦКОД-146-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	114	127	140	146
Максимальное рабочее давление, МПа	15	15	15	15
Максимальная допустимая температура, °С	200	200	200	200
Диаметр шара, мм	45	45	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	10	Регулируем 4–14	14	14
Наружный диаметр клапана, мм	133	146	159	166
Длина клапана, мм	288/355*	330/365	344/370	344/370
Масса клапана, кг	11/12,3*	14/14,9	16,7/17,8	19,4/20,9

Продолжение табл. 13.10

Параметр	Шифр клапана		
	ЦКОД-168-1; ЦКОД-168-1-ОТТМ; ЦКОД-168-1-ОТТГ	ЦКОД-178-1; ЦКОД-178-1-ОТТМ; ЦКОД-178-1-ОТТГ	ЦКОД-194-1; ЦКОД-194-1-ОТТМ; ЦКОД-194-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	168	178	194
Максимальное рабочее давление, МПа	15	15	15
Максимальная допустимая температура, °С	200	200	200
Диаметр шара, мм	76	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14	20	20
Наружный диаметр клапана, мм	188	198	216
Длина клапана, мм	344/370*	325/368	318/330
Масса клапана, кг	24,4/25,8*	29,5/30,7	32/33,7

*В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

Таблица 13.11

Параметры обратных клапанов ЦКОД-2

Параметр	Шифр клапана				
	ЦКОД-219-2; ЦКОД-219-2-ОТТМ; ЦКОД-219-2-ОТТГ	ЦКОД-245-2; ЦКОД-245-2-ОТТМ; ЦКОД-245-2-ОТТГ	ЦКОД-237-2; ЦКОД-273-2-ОТТМ; ЦКОД-273-2-ОТТГ	ЦКОД-292-2; ЦКОД-292-2-ОТТМ	ЦКОД-324-2; ЦКОД-324-2-ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	219	245	273	292	324
Максимальное рабочее давление, МПа	10	10	7,5	7,5	7,5
Наружный диаметр клапана, мм	245	270	299	324	351
Длина клапана, мм	318/350*	365/420	340/387	345	350
Масса клапана, кг	39/41,5*	57,2/58,6	58,6/60	66,3	76,5

Продолжение табл. 13.11

Параметр	Шифр клапана				
	ЦКОД-340-2; ЦКОД-340-2-ОТТМ	ЦКОД-351-2	ЦКОД-377-2	ЦКОД-407-2	ЦКОД-426-2
Условный диаметр клапана, мм	340	351	371	407	426
Максимальное рабочее давление, МПа	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0
Наружный диаметр клапана, мм	365	376	402	432	451
Длина клапана, мм	350	365	370	374	380
Масса клапана, кг	82	86,4	96	105	115

*В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последнее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементировочной пробки. Установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречаются аббревиатуры ОТТМ, что означает, что применена трапецеидальная резьба, и ОТТГ — высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219—426 мм рассчитаны на применение при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимальную допустимую температуру 200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Башмаки колонные

Башмаки колонные типа БКМ (рис. 13.13, *а*) (табл. 13.12) по ОСТ 39-011—87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметром 114—508 мм с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы циркуляции бурового раствора. В верхней части корпуса имеется резьба, при помощи которой башмак соединяется с нижней обсадной трубой.

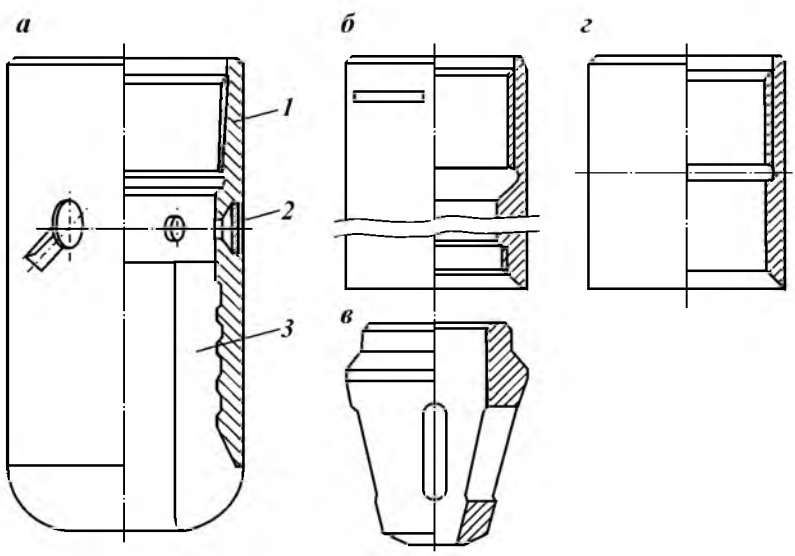


Рис. 13.13. Башмаки колонные:
а — типа БКМ; *1* — корпус; *2* — заглушка; *3* — направляющая насадка; *б* — типа БП с чугунной направляющей насадкой; *в* — направляющая насадка; *г* — типа Б

Таблица 13.12

Параметры башмаков типа БКМ

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр отверстия каналов, мм	Число отверстий каналов	Масса, кг, не более
114	133	274	50	12	4	12
127	146	274	60	12	4	13
140	159	296	70	15	6	15
146	166	298	70	15	6	16
168	188	303	80	15	6	20
178	198	330	90	20	6	23
194	216	350	100	20	6	30
219	245	360	110	20	6	38
245	270	378	120	20	8	42
273	290	382	130	20	8	44
299	324	385	150	20	8	46
324	351	390	160	20	8	50
340	365	395	170	20	8	53
351	376	405	180	20	8	58
377	402	405	190	20	8	65
406	432	410	200	20	8	70
426	451	425	220	20	10	78
473	508	425	250	20	10	85
508	533	425	280	20	10	98

Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случаях, когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки крепят к нижней трубе колонны.

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмаки типа БП (рис. 13.13, *в*) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис. 13.13, *в*).

Центраторы

Центраторы предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине в целях достижения качественного разобщения пластов при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажным за счет некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

Рис. 13.14. Центратор:
1 — петлевые проушины; *2* — гвозди; *3* — спиральные клинья; *4* — ограничительные кольца; *5* — пружинные планки; *6* — пазы сегментов

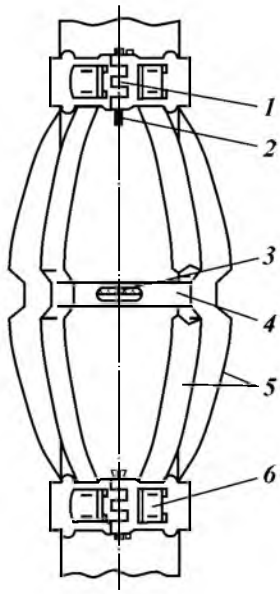


Таблица 13.13

Параметры центраторов ЦЦ-1

Шифр центратора	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Число планок	Масса, кг, не более
ЦЦ-1 40/191—216-1	7 850	6	9
ЦЦ-1 46/191—216-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 46/222—251-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 68/216—245-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-1 68/251—270-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-2 19/270-1	10 456	8	14
ЦЦ-2 45/295—320-1	10 450	8	15,0

Примечание. В шифре центратора ЦЦ-1 число перед косой означает диаметр обсадной колонны (в мм), для которой он предназначен; после косой дан интервал диаметров (в мм) скважины, в которую спускают колонну.

В разработке центраторов принимали участие ВНИИБТ и б. ВНИИКРнефть.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям могут применяться и в наклонно направленных скважинах (за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок).

Наибольшее распространение получили центраторы ЦЦ-1 рис. 13.14 (табл. 13.13). Они выпускаются серийно по ТУ 39-01-08-283—77.

Скребки

Скребки предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявления при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 13.15) — разъемный и состоит из корпуса *2*, половинки которого соединяются с помощью штыря *3*. Рабочие элементы скребков *1* выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми вовнутрь концами были направлены вверх, обеспечивая себе минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центратора.

Турбулизаторы

Турбулизаторы типа ЦТ предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают против границ зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга.

Турбулизатор (рис. 13.16) (табл. 13.14) состоит из неразъемного корпуса *1* и лопастей *2*. Лопасти устанавливаются в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35°, и крепятся к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирально-

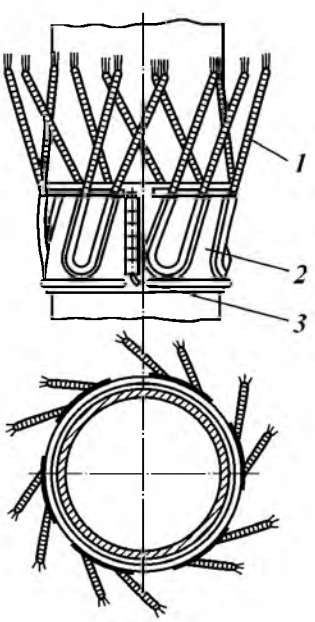


Рис. 13.15. Скребок разъемный типа СК

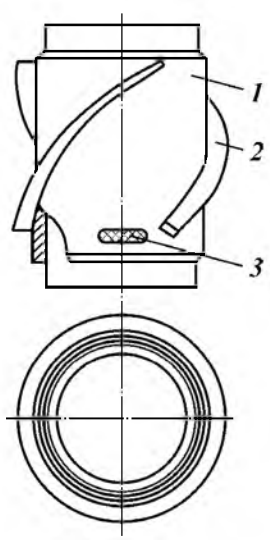


Рис. 13.16. Турбулизатор типа ЦТ

Таблица 13.14

Параметры турбулизаторов типа ЦТ

Шифр турбулизатора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина лопасти, мм	Масса, кг, не более
ЦТ-1 14/151	170	116	95	2,0
ЦТ-1 27/165	186	129	105	2,5
ЦТ-1 40/191	210	142	115	3,0
ЦТ-1 40/216	236	142	115	3,0
ЦТ-1 40/212–216	210	142	115	3,0
ЦТ-1 46/212–216	210	148	120	3,5
ЦТ-1 46/216	236	148	120	3,5
ЦТ-1 68/212–216	210	171	135	4,5
ЦТ-1 68/216	236	171	135	4,5
ЦТ-1 78/245	266	181	145	5,0
ЦТ-1 94/245	266	197	160	6,0
ЦТ-2 19/270	290	222	180	8,0
ЦТ-2 45/295	293	248	200	8,5

Примечание. Для всех типоразмеров число лопастей – 8, а максимальная нагрузка на корпус турбулизатора – 7850 Н.

го клина *3*, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов б. ВНИИКРнефть. Они изготавливаются по ТУ 29-01-08-284–77.

Муфты ступенчатого цементирования

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведений операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желеобразования.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметром от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без него (рис. 13.17). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами от 273 до 340 мм (рис. 13.18).

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса размещены нижняя и верхняя втулки, также

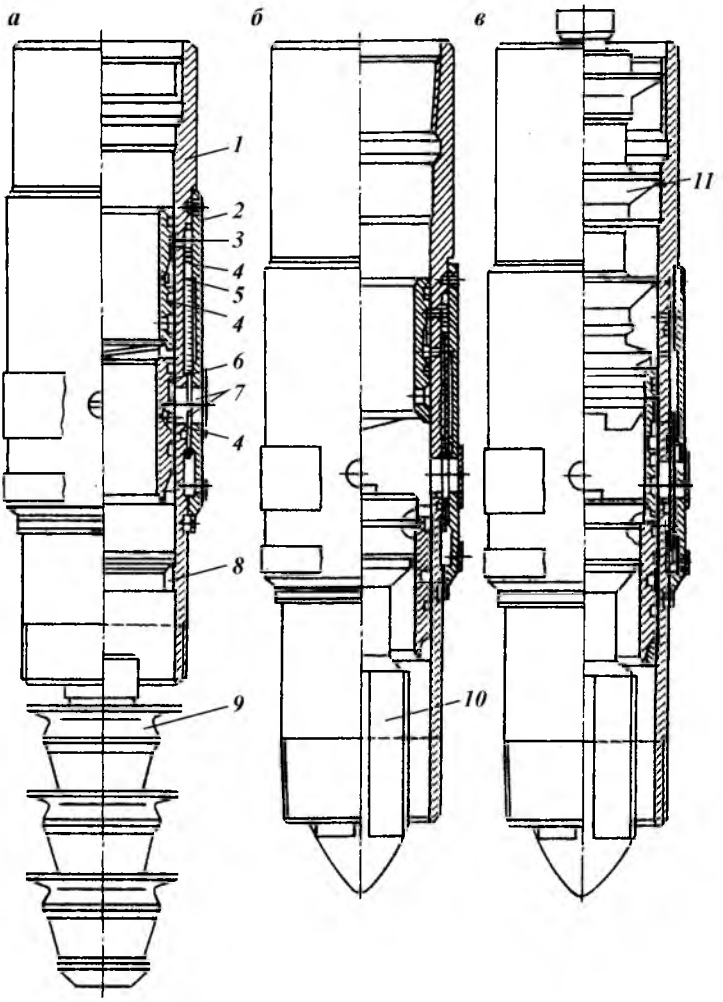


Рис. 13.17. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:
а, б, в — различные положения втулки; *1* — корпус; *2* — обойма; *3, 6* — верхняя и нижняя втулки; *4* — срезные винты; *5* — заслонка; *7* — циркуляционное отверстие; *8* — упорное кольцо; *9, 10, 11* — пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме имеется несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, а нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

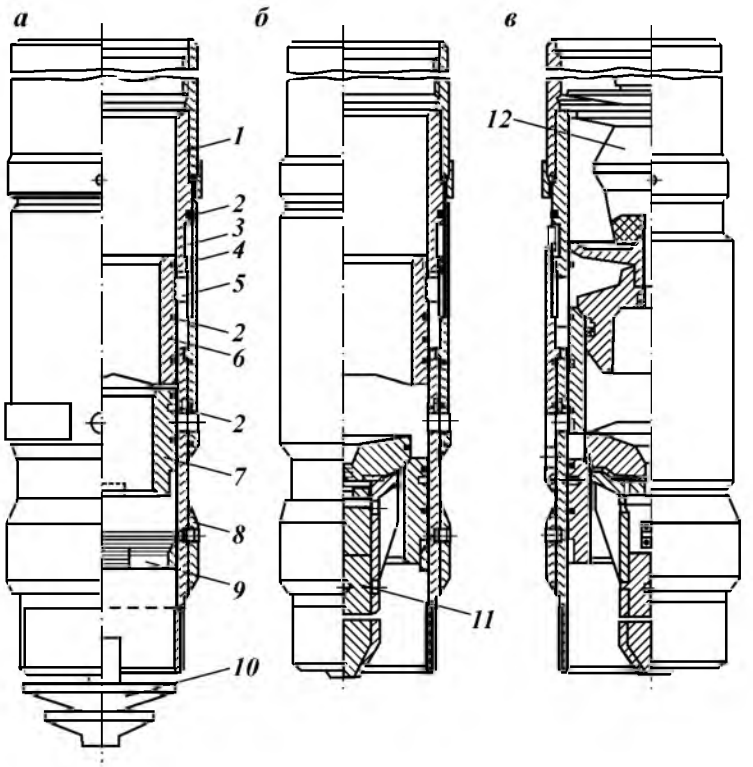


Рис. 13.18. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-2:
а, б, в — различные положения втулки; *1* — корпус; *2* — срезные винты; *3* — стопорное кольцо; *4* — заслонка; *5* — сухарь; *6*—*7* — верхняя и нижняя втулки; *8, 9* — наружное и внутреннее упорные кольца; *10, 11, 12* — пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка — в нижней части конусный поясок с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный поясок с уплотнением для посадки на седло верхней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632—80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

Глава 14

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Все способы цементирования имеют одну цель — вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства скважины и поднять последний на заданную высоту. В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементированием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня. Существует несколько методов цементирования. Из них наиболее распространен метод прямого цементирования, применяемый с некоторыми вариациями и изменениями с начала прошлого века (Перкинс, А. Богушевский).

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления «новых» залежей нефти и, особенно, газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифонообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления может быть еще большим. Процесс цементирования скважин — операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны.

1. Разобщение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе безусадочного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномерная толщина цементного камня со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобщения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

2. Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений; проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

3. Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4. Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенным (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлениям. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5. Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

Краткосрочность операции цементирования скважин не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению.

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузки, коррозия и т.д.). Количественно оценить все факторы сложно, что объясняется скудностью исследовательского материала, сложностью моделирования процессов и сложностью получения достоверных результатов. Основные трудности при этом заключаются в отсутствии информации (почти полное) об условиях, в которых предстоит формироваться цементному камню, и о свойствах материала, который образуется в скважине в результате замещения им бурового раствора.

Профиль ствола в азимут каждой его точки, расположение, глубина, форма и перемежаемость горных пород, состояние бурового раствора, степень его «защемленности», размеры зон «защемленности», возникновение «центров» движения бурового раствора, толщина фильтрационной корки, размеры зон смешения бурового и тампонажного растворов, концентрация растворов по сечениям, а также события на границах — у стенок скважины и обсадной колонны — явления случайные. Случайным является и сам факт качественного или некачественного разобщения пластов.

Цементирование скважин должно быть скорее некачественным, так как за один цикл закачки цементного раствора при принятой технологии невозможно добиться полного вытеснения бурового раствора без специальных мероприятий. Поэтому к качеству цементирования надо подходить как к явлению случайному и делать все возможное для его повышения. Работоспособность цементного камня также определяется рядом случайных событий.

Необходимо с начала бурения управлять процессами формирования ствола скважины, приближать его конфигурацию к «идеальному» цилиндру, создавать будущие условия работы цементного камня с учетом максимального срока безаварийной эксплуатации скважин и обеспечения охраны недр. Зачастую ствол получается таким, что заведомо может гарантировать только некачественное цементирование вследствие создания такой конфигурации и такого профиля ствола, из которого полное вытеснение бурового раствора невозможно.

Негативным фактором является отсутствие (иногда полное) информации о состоянии цементного камня в скважине. Используемые приборы фиксируют не качество цементирования, полноту вытеснения бурового раствора цементным, отсутствие или наличие каналов в цементном раство-

ре-камне, а некоторую разность плотностей растворов и камня на их границах, наличие или отсутствие контакта колонны (и только!) с цементным камнем — и все это неповторяемо, непостоянно и неоднозначно.

Высокое качество цементирования любых скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной.

Качество цементирования скважин в настоящее время определяется неоднозначно, а соответствующие методы оценки порой дают противоречивые и взаимоисключающие результаты.

Высокое качество цементирования скважин (результат работы) следует отличать от успешного проведения процесса цементирования. Этот процесс может быть выполнен успешно, а качество цементирования останется низким. Известны случаи, когда операция завершалась при чрезмерно больших давлениях или в ходе ее отмечались поглощения либо другие осложнения, однако качество цементирования было высоким.

Для обеспечения герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо создать контакт безусадочного цементного камня, обсадной трубы и стенки скважины. В процессе цементирования не должно быть гидроразрыва пластов.

В обеспечении герметичности скважин одно из центральных мест занимает технология цементирования.

Под технологией цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать соблюдение выработанных норм и правил работы с целью наиболее полного заполнения заколонного пространства скважины тампонажным раствором определенного качества (взамен бурового) на заданном участке и обеспечения контакта цементного раствора-камня с поверхностью обсадной колонны и стенкой скважины при сохранении целостности пластов.

Технологический процесс цементирования определяется геологическими, технологическими и субъективными факторами. При анализе влияния различных факторов на качество цементирования скважин субъективный фактор может не рассматриваться, так как предполагается, что операторы имеют необходимую квалификацию и нарушений в проведении технологического процесса нет.

Технологические факторы необходимо совершенствовать, однако не все из них могут быть изменены. Геологические факторы следует тщательно изучать и учитывать при назначении определенных параметров технологического процесса. Например, склонность пород к гидроразрыву необходимо брать за основу при назначении высоты подъема тампонажного раствора, изменении его плотности и обеспечении скорости движения растворов в заколонном пространстве.

Большинство технико-технологических факторов управляемые. Во всех случаях следует стремиться к тому, чтобы все режимные параметры оказывали воздействие на процесс цементирования для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным. Важное значение при этом имеют состояние ствола скважины, его чистота, конструкция скважины, геометрия заколонного пространства и его гидродинамическая характеристика. На практике качественное цементирование скважин достигается с большим трудом, если ему не уделено должное внимание еще в процессе бурения, т.е. при формировании ствола. Ускоренная проводка скважин без одновременного учета требований для последующего качественно-

го цементирования приводит к заведомо некачественному разобщению пластов.

К отличительным особенностям цементирования скважин относятся:

использование техники, которая позволяет цементировать скважины на достаточно высоком уровне;

разнообразие применяемых способов цементирования (сплошное, двухступенчатое, секциями, обратное и др.);

широкий ассортимент специальных тампонажных цементов, позволяющий охватить практически все геолого-физические условия скважин.

Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов можно, применяя комплекс мероприятий технического характера и усовершенствуя технологию цементирования, а не изыскивая «универсальные» способы цементирования.

В настоящее время изучено значительное число факторов, определяющих качество цементирования скважин. К основным из них относятся те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени:

1) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;

2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

3) режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве;

4) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;

5) качество и количество буферной жидкости;

6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

7) применение скребков;

8) центрирование колонны;

9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

При проведении цементировочных работ необходимо учитывать, что применение одного мероприятия требует осуществления или изменения другого. Так, очищение стенок скважины от глинистой корки скребками при расхаживании обсадных колонн в большинстве случаев не может быть выполнено без обработки используемых тампонажных растворов для снижения показателя фильтрации и т.д.

Таким образом, технологические факторы, способствующие повышению качества цементировочных работ, взаимосвязаны и взаимозависимы.

Технологические свойства буровых и тампонажных растворов — это комплекс свойств указанных жидкостей, влияющих на наиболее полное замещение одной жидкости другой без нарушения процесса цементирования.

К ним относятся реологические параметры, показатель фильтрации, абразивные свойства, седиментационная устойчивость, способность не загустевать при взаимном перемешивании, сохранять подвижность в течение процесса цементирования и т.д. При основном цементировании такие свойства, как механическая прочность и проницаемость тампонажного

камня, не могут считаться технологическими, тогда как, например, при установке цементных мостов для забуривания стволов скважин прочность камня — это технологический параметр процесса.

На качество цементировочных работ влияют статическое и динамическое напряжение сдвига бурового раствора, его вязкость и показатель фильтрации, а также толщина, механические свойства и проницаемость фильтрационной корки.

Даже при удовлетворительных характеристиках бурового раствора он не может быть вытеснен в полном объеме из-за наличия застойных зон и каверн. Глинистая корка остается на стенках скважины.

При закачке и продавке цементный раствор смешивается с глинистым. При этом иногда наблюдается сильное загущение смеси, что приводит к резкому повышению давления. Подбором оптимальных составов тампонажных растворов во многих случаях можно уменьшить загущение смесей или исключить его.

Успех работы по цементированию скважин часто определяется показателем фильтрации тампонажных растворов. В результате отфильтровывания воды раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются. Если процесс цементирования осуществляется с очищением стенок скважины от глинистой корки, необходимо принимать эффективные меры для резкого снижения показателя фильтрации цементного раствора.

Реологические характеристики тампонажных и буровых растворов определяются природой базисных материалов и наполнителей, зависят от их соотношения, количества и природы введенных реагентов, температуры, давления, конструктивных особенностей аппаратуры, методики определения параметров.

Тампонажные (как и глинистые) растворы обладают свойством тиксотропии.

Вытеснение бурового раствора тампонажным характеризуется коэффициентом вытеснения $k_в$. Под коэффициентом вытеснения бурового раствора тампонажным понимают отношение объема вытесненного бурового раствора ΔV (или закачанного цементного при отсутствии поглощения или проявления) к полному объему V скважины (с учетом объема труб) до высоты подъема тампонажного раствора.

Закономерности вытеснения одной жидкости другой изучены далеко не полностью даже для таких жидкостей, как вода, керосин, бензин, нефть и т.д. Что касается вязкопластичных жидкостей, какими являются буровой и тампонажный растворы, изучение процессов их смешивания и вытеснения в скважине еще более сложно. Так, чтобы обеспечить практически полное вытеснение этих растворов на отдельных участках скважины, необходимо особым образом подготовить ствол скважины, оборудовать обсадную колонну, составить рецептуру буровых и тампонажных растворов и по определенной гидравлической программе закачать и продавить тампонажный раствор до заданной высоты подъема.

Анализ лабораторных и промысловых данных показывает, что моделировать процессы смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов сложно. Следует учесть, что в условиях скважины объем оставшегося бурового раствора не ограничен объемом пристенного слоя: он остается в кавернах, желобных выработках, застойных зонах, в виде глинистой корки и т.д. Существенно затрудняет изучение этих процессов наличие

желобов, каверн, прилегание обсадной колонны к стенкам скважины. Теоретические и экспериментальные исследования усложняются в случае турбулентного течения вязкопластичных жидкостей, в первую очередь тампонажных растворов.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн. Все они могут быть разделены на две большие группы — первичные и вторичные (ремонтные, повторные, восстановительные) способы цементирования нефтяных и газовых скважин. Первичные процессы цементирования проводятся после бурения (первичные), вторичные (ремонтные) — после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности затрубного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному затрубному пространству и т.д.

Каждая из названных групп может иметь подгруппы и подразделения.

14.1. ПЕРВИЧНЫЕ СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Сплошное цементирование с двумя пробками (рис. 14.1)

После спуска в скважину колонны обсадных труб с установленным над башмаком стоп-кольцом на верхней трубе монтируется цементировочная головка. В цементировочной головке закрепляется верхняя цементировочная (разделительная) пробка. В головках некоторых конструкций и нижняя цементировочная пробка монтируется в корпусе.

Цементировочная головка соединяется с цементировочными насосами или насосами буровой. После промывки скважины в колонну продавливается нижняя цементировочная пробка (рис. 14.1, *а*). Если нижняя цементировочная пробка вставлена в цементировочную головку, то она продавливается в колонну. Одновременно в работу включаются насосы цементировочных агрегатов и цементно-смесительные машины, приготовляющие цементный (тампонажный) раствор.

После закачки в скважину необходимого количества цементного раствора сбрасывают верхнюю цементировочную пробку (рис. 14.1, *б*). Цементный раствор движется между двумя пробками, которые отделяют его от бурового раствора, предохраняя от загрязнения в обсадной колонне (рис. 14.1, *в*).

Вслед за верхней цементировочной пробкой закачивают продавочную жидкость (чаще всего буровой раствор), которой цементный раствор продавливают в затрубное пространство. Продавливание начинается с момента посадки нижней пробки на стоп-кольцо и продавливания диафрагмы в пробке (рис. 14.1, *г*). Это достигается незначительным повышением давления в колонне.

Подсчитывается количество продавочной жидкости, закачиваемой в скважину. Когда остается около $1-2$ м^3 продавочной жидкости, интенсивность ее закачки снижают. Процесс ведут до схождения пробок, посадки верхней пробки на нижнюю. Этот момент называется моментом «стоп» и характеризуется повышением давления.

Применение нижней цементной пробки весьма целесообразно: цементный раствор не смешивается с буровым в трубах, уменьшаются раз-

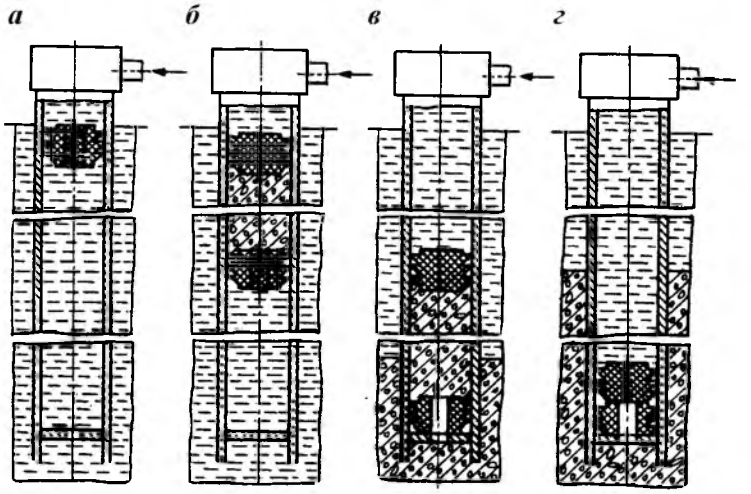


Рис. 14.1. Схема цементирования скважины с двумя пробками (по стадиям)

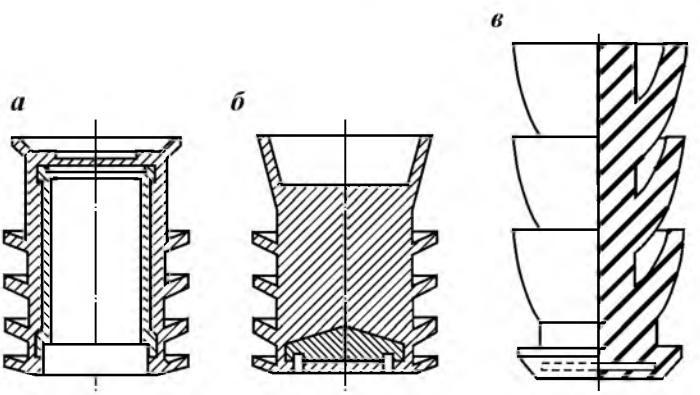


Рис. 14.2. Схема цементировочных (разделительных) пробок:
а — нижняя; *б*, *в* — верхние

меры зоны смешения растворов в затрубном пространстве; меньше возможность увеличения давления при прокачке цементного раствора в затрубном пространстве.

Перед тампонажным раствором закачивают буферную жидкость, предназначенную для предупреждения смешения бурового и тампонажного растворов, для очистки ствола и стенок скважины.

На рис. 14.2 представлены различные цементировочные пробки; их назначение — разделение цементного и глинистого растворов и фиксация окончания процесса цементирования скважин.

Сплошное цементирование с одной (верхней) пробкой

При цементировании нефтяных и газовых скважин обычно пользуются, к сожалению, одной (верхней) цементировочной пробкой. Операция осуществляется по схеме, описанной для сплошного цементирования с

двумя пробками, с той лишь разницей, что нижняя цементировочная пробка отсутствует, верхняя пробка садится на стоп-кольцо, что сопровождается ростом давления.

Процесс цементирования считается оконченным.

Цементирование хвостовика и нижних секций обсадных колонн

Хвостовики и нижние секции обсадных колонн при их секционном спуске цементируют в большинстве случаев одинаково. Иногда хвостовики цементируют без разделительных цементировочных пробок. В этом случае процесс цементирования заключается в следующем.

После подготовки ствола скважины на бурильной колонне на заданную глубину спускают хвостовик. Обсадная колонна (хвостовик) соединяется с бурильными трубами с помощью левого переводника. При спуске хвостовик и бурильные трубы заполняют буровым раствором. Затем в тру-

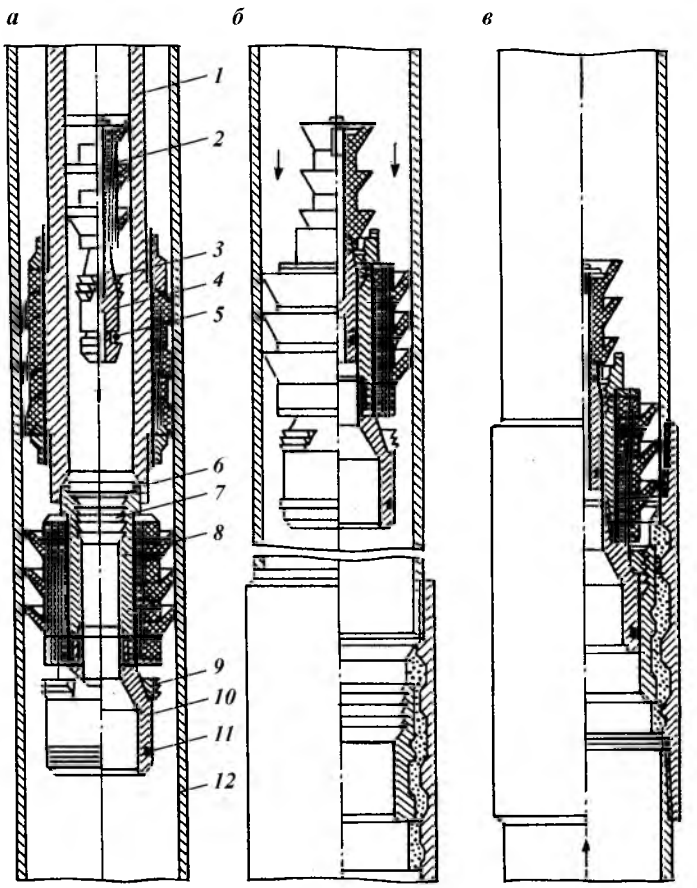


Рис. 14.3. Схема разделительной пробки при цементировании хвостовика:
а, б, в — этапы следования частей пробки; *1* — труба; *2* — верхняя часть пробки; *3, 4* — нижняя часть пробки; *5, 11* — кольцо; *6, 7* — узел соединения; *8* — пробка; *9* — шлицы; *10* — переводник; *12* — труба

бы закачивают необходимое количество цементного раствора, продавливаемого продавочной жидкостью (буровым раствором). Количество продавочной жидкости принимают равным внутреннему объему бурильных труб и хвостовика, исключая объем цементного раствора в нижней части обсадных (цементный стакан). После продавки цементного раствора вращением вправо отвинчивают бурильные трубы от хвостовика и приподнимают их на несколько метров. Через бурильные трубы прокачивают буровой раствор, чтобы удалить из них и скважины излишки цементного раствора, поднявшегося выше верхней муфты хвостовика. Скважина промывается, пока не будет прокачан буровой раствор в количестве, равном полуторному или двойному объему скважины (выше хвостовика).

При цементировании хвостовиков успешно применяют цементировочную пробку. Пробка состоит из двух частей: нижняя часть подвешивается на специальном патрубке в хвостовике с помощью штифтов, верхняя часть пробки освобождается и движется по колонне бурильных труб. Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней и перекрывает его, создается избыточное давление и штифты срезаются. Обе части пробки движутся вместе, разделяя буровой раствор от цементного, давая возможность фиксировать давление «стоп» (рис. 14.3). Для спуска хвостовиков и секций обсадных колонн (кроме верхней) и удержания их в подвешенном положении существуют специальные устройства — подвески, конструкции которых различны.

Манжетное цементирование

Манжетное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением или с сильно дренированными, подверженными гидроразрыву пластами. На обсадную колонну в нижней части устанавливают манжету (корзину), в интервале крепления которой обсадную колонну перфорируют. Стоп-кольцо устанавливают выше отверстий перфорации. Цементируют как обычно, однако цементный раствор выходит не из-под башмака колонны, а из отверстий. Наличие манжеты не позволяет цементному раствору опускаться ниже места ее установки. Давление на пласт в нижней части скважины остается прежним. Участок ствола скважины выше манжеты цементируют.

Двухступенчатое цементирование скважин

Двухступенчатое цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Целесообразно его использовать в следующих случаях: 1) при наличии зон поглощения в нижележащих пластах; 2) при наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части; 3) если на буровую нельзя одновременно вызвать большое количество цементировочных агрегатов; 4) при поглощении цементного раствора. Применение двухступенчатого способа цементирования может способствовать экономии цемента.

При двух- (иногда трех-) ступенчатом цементировании колонну цементируют в две стадии — вначале цементируют нижнюю часть колонны, затем — верхнюю часть.

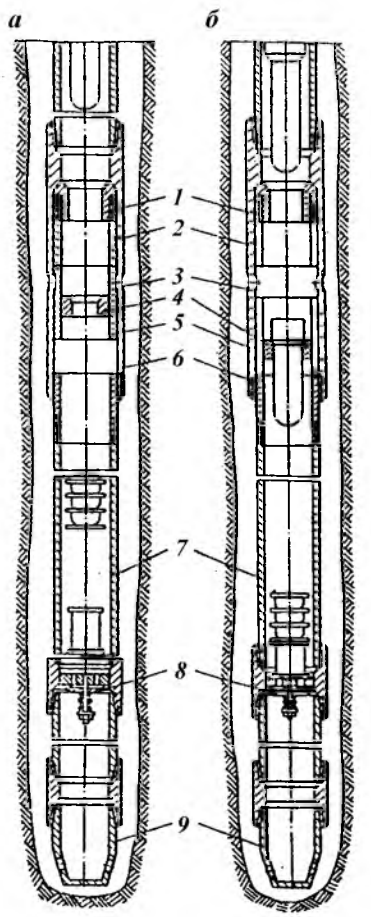


Рис. 14.4. Схема двухступенчатого цементирования:
а — положение до открытия отверстий в цементировочной муфте: *б* — положение при открытии отверстий в цементировочной муфте; *1* — верхнее седло; *2* — верхний цилиндр; *3* — отверстия для выхода цементного раствора; *4* — нижнее седло; *5* — нижний цилиндр; *6* — муфта для двухступенчатого цементирования; *7* — обсадная колонна; *8* — обратный клапан; *9* — направляющий башмак

Рассмотрим более подробно способ двухступенчатого цементирования (рис. 14.4). На выбранной глубине на обсадную колонну при ее спуске устанавливают специальную муфту, имеющую отверстия. При цементировании нижней части обсадной колонны они закрыты. После промывки скважины в колонну помещают нижнюю цементировочную (разделительную) пробку; при цементировании с одной пробкой нижнюю цементировочную пробку не применяют. Затем закачивают цементный раствор, после чего сбрасывают вторую цементировочную (разделительную) пробку. Продавочной жидкостью, взятой в количестве, примерно равном объему нижней части обсадной колоны, продавливают цементный раствор. Затем в колонну помещают третью цементировочную (разделительную) пробку, диаметром больше двух первых.

Когда верхняя цементировочная (разделительная) пробка садится на первую, третья пробка подходит к цементировочной муфте и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость получает выход через отверстия специальной муфты. После промывки поднявшегося выше отверстий специальной муфты цементного раствора в течение некоторого времени (с учетом затвердения цементного раствора за нижней секцией колонны) закачивают новую порцию цементного раствора, которая выходит из отверстий и поднимается выше муфты в затрубном пространстве. За цементным раствором сбрасывают четвертую пробку, которая является одновременно запорной и разделительной. После выдавливания всего цементного раствора через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает ниппель, закрывая отверстия. Процесс цементирования считается законченным.

Описанный двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями, используя первые две пробки или одну из них.

Успех проведения процесса при двухступенчатом способе цементирования определяется в основном качественностью и надежностью муфты в работе.

Обратное цементирование скважин (через затрубное пространство)

Под обратным цементированием понимают процесс, когда тампонажный раствор заливается (закачивается) в затрубное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или продавливается насосами.

Способ обратного цементирования известен давно. Однако широкого распространения он пока не получил из-за некоторых недостатков, основным из которых является трудность практического определения конца операции, т.е. момента, когда цементный раствор входит в башмак цементируемой колонны.

Этот способ довольно часто применяют как ремонтно-восстановительный при обнаружении течей в эксплуатационных обсадных колоннах. Использовать его целесообразно, если в разрезе скважины имеются непрочные пласты, подверженные гидроразрыву при небольших давлениях.

Прежде процесс обратного цементирования скважин сводился к следующему. Когда скважина считалась подготовленной после вытеснения глинистого раствора из обсадной колонны водой через башмак в затрубное пространство, закрывался кран на колонной головке. Вокруг колонны устанавливалась специальная обшивка из досок в виде плотного ящика, в который закачивался цементный раствор. Раствор начинали закачивать, одновременно открыв кран на головке обсадной колонны для выхода жидкости. В скважине восстанавливалась циркуляция. Скорость циркуляции, а следовательно, и процесса цементирования регулировалась степенью открытия крана на головке и могла быть доведена до большой величины.

Конец операции определялся моментом понижения давления на головке. Цементирование должно вестись таким образом, чтобы емкость вокруг колонны все время была наполнена цементным или (затем) глинистым раствором (если предусмотрено цементирование затрубного пространства не на всю высоту).

В настоящее время способ обратного цементирования значительно усовершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества перед обычным.

Один из способов оборудования устья скважин приведен на рис. 14.5. С целью определения специальными приборами момента входа цементного раствора в колонну его можно активировать радиоактивными изотопами. Для этого используют соли и другие материалы, наличие которых в цементном растворе изменяет его свойства и дает возможность четко фиксировать границу между буровым и тампонажным растворами. Количество закачиваемого в затрубное пространство скважины цементного раствора контролируется или по расчету, или прибором гамма-каротажа (когда цемент затворяется водой, активированной радиоактивными изотопами). Прибор спускают в колонну и за первой порцией цементного раствора вводят ампулу с радиоактивным изотопом через лубрикатор.

Затрубное пространство можно герметизировать превентором или специальными устройствами. Выходящий из обсадных труб буровой раствор через специальные отводы направляется в желоб.

При закачке цементного раствора по расчету необходимо тщательно учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения цементного раствора при цементировании, сжимаемость раствора и другие факторы. Наиболее надежным методом контроля за движением цементного раствора

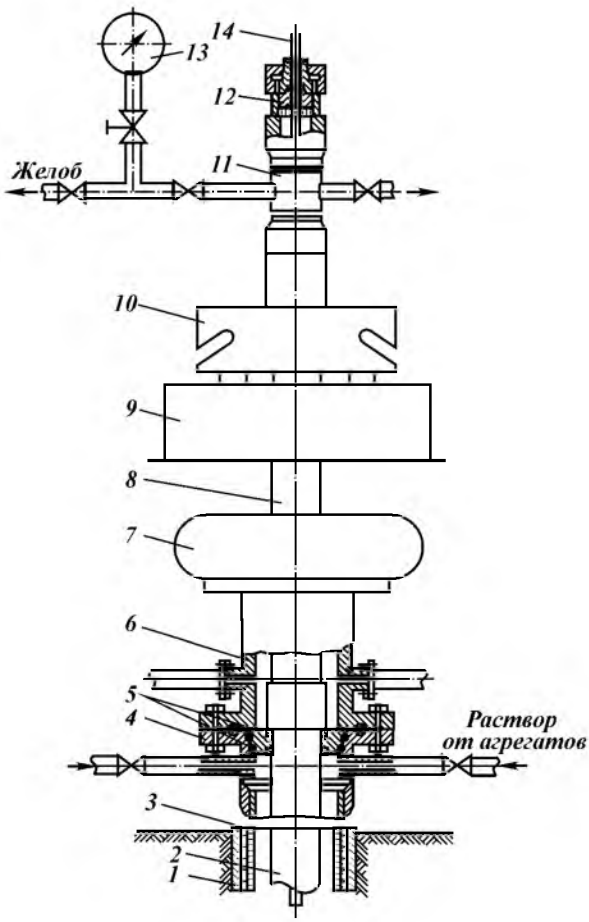


Рис. 14.5. Оборудование устья скважины при обратном цементировании:
1 — направление; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — промежуточная колонна; *4* — колонный фланец; *5* — уплотнения; *6* — крестовина; *7* — превентор; *8* — бурильная труба диаметром 141 мм; *9* — ротор *10* — элеватор; *11* — переводник; *12* — сальниковое уплотнение; *13* — манометр; *14* — каротажный кабель

в затрубном пространстве скважины является метод гамма-каротажа для фиксации местоположения верхней части цементного раствора.

Применяя обратный способ цементирования, можно так подобрать свойства цементного раствора, что после его закачки в затрубное пространство скважины он может схватиться почти одновременно по всей высоте подъема.

14.2. ПОВТОРНЫЕ (ИСПРАВИТЕЛЬНЫЕ) СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Под повторными способами цементирования понимают исправительные способы, применение которых вызвано необходимостью проведения ремонтных работ в результате обнаружения течи, нарушения герметичности колонны или поступления пластовых вод в скважину через отверстия перфорации вместе с нефтью или газом.

Все повторные (исправительные) способы цементирования сводятся к транспортированию некоторого количества цементного раствора (определяемого расчетом) в скважину, обсаженную колонной труб или не обса-

женную ими. Цель применения повторных способов цементирования — добиться герметизации колонны или изоляции продуктивного пласта. В некоторых случаях причиной исправительных работ является необходимость восстановления герметичности зацементированного затрубного пространства, в котором образовались каналы и началось движение газа (воды или нефти).

Цементный раствор транспортируется в скважину по трубам малого диаметра. Закачанный в них раствор продавливается буровым раствором в пространство за трубами малого диаметра. Трубы поднимают, промывают буровым раствором, и после затвердения цементного раствора цементирование считается оконченным. Цементный камень, полученный в скважине описанным способом, называется цементным мостом.

В некоторых случаях находящийся в скважине цементный раствор стараются задавить в каналы пласта или в отверстия в колонне, являющиеся причиной ее негерметичности. Тогда пространство между обсадными трубами или между трубами малого диаметра и стенкой скважины герметизируют и создают давление прокачиванием в трубы бурового раствора. Эта операция называется цементированием под давлением или установкой моста под давлением.

14.3. МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют тампонажным.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов в самых различных геолого-технических условиях: от −15 до +250 °С и от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства размером от нескольких миллиметров до 0,5 м, в каналах длиной от нескольких сот до нескольких тысяч метров при наличии самых разнообразных пород в разрезе скважины, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легко растворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и другими видам разрушений.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства. Нужен ряд растворов, изготовляемых из разных цементов и обрабатываемых химическими реагентами, при использовании различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготовляют тампонажные растворы, могут быть классифицированы по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1. По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — без добавок, 2 — с добавками.

2. По температуре применения (°С) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — для низких температур (ниже +15), 2 — для нормальных

температур (от +15 до +50), 3 — для умеренных температур (от +50 до +100), 4 — для повышенных температур (от +100 до +150), 5 — для высоких температур (от 150 до 250), 6 — для сверхвысоких температур (выше +250), 7 — для циклически меняющихся температур.

3. По плотности тампонажного раствора (кг/м^3) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — легкие (ниже 1400), 2 — облегченные (1400—1650), 3 — нормальные (1650—1950), 4 — утяжеленные (1950—2300), 5 — тяжелые (выше 2300).

4. По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам, 2 — устойчивые к сульфатным водам, а также к хлоркальциево-натриевым, 3 — устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам, 4 — устойчивые к магнезиальным водам, 5 — устойчивые к полиминеральным водам.

5. Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения применяют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

14.3.1. ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ

Под тампонажным цементом понимается продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и др.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген-Т и др.) добавок, после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция (CaO) с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать, длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO_2 приводит к некоторому замедлению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

Оксид магния (MgO) в избыточных количествах (более 4,5 %) вызыва-

ет увеличение объема и разрушение твердеющего цементного камня. Это объясняется тем, что MgO, находясь в химически не связанном состоянии в клинкере, медленно вступает во взаимодействие с водой в то время, когда раствор уже затвердел.

Свободный, т.е. химически не связанный, оксид кальция — вредная составляющая, процесс его гидратации протекает с увеличением объема твердой фазы. Для предотвращения указанных отрицательных последствий содержание свободного оксида кальция не должно превышать 1 %.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около 1450 °С) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относятся трехкальциевый $3CaO{\cdot}SiO_2$ и двухкальциевый $2CaO{\cdot}SiO_2$ силикаты.

К минералам-плавням относятся следующие соединения: трехкальциевый алюминат $3CaO{\cdot}Al_2O_3$, пятикальциевый триалюминат $5CaO{\cdot}3Al_2O_3$, однокальциевый алюминат $CaO{\cdot}Al_2O_3$, четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO{\cdot}Al_2O_3{\cdot}Fe_2O_3$, однокальциевый феррит $CaO{\cdot}Fe_2O_3$, двухкальциевый феррит $2CaO{\cdot}Fe_2O_3$, минерал Торопова $46CaO{\cdot}16Al_2O_3{\cdot}7Fe_2O_3$.

Кроме минералов, в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5—12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относятся алит и белит. Алит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката ($2CaO{\cdot}SiO_2$). Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относятся: трехкальциевый силикат $3CaO{\cdot}SiO_2$ (C_3S), двухкальциевый силикат $2CaO{\cdot}SiO_2$ (C_2S), трехкальциевый алюминат $3CaO{\cdot}Al_2O_3$ (C_3A), четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO{\cdot}Al_2O_3{\cdot}Fe_2O_3$ (C_4AF).

Активные минеральные добавки к вяжущим веществам

При производстве тампонажных портландцементов применяются активные добавки. Согласно ОСТ 21-9—81, активными минеральными добавками называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Активные минеральные добавки разделяются на две группы: I — природные (естественные), II — искусственные.

I группа.

А. Добавки осадочного происхождения:

а) диатомиты — горные породы, состоящие преимущественно из скопления микроскопических панцирей диатомитовых водорослей и содержащие в основном кремнезем в аморфном состоянии;

б) трепелы — горные породы, состоящие из микроскопических преимущественно округлых зерен и содержащие главным образом кремнезем в аморфном состоянии;

в) опоки — уплотненные диатомиты и трепелы;

г) глиежи — породы, образующиеся в результате природного обжига глины при подземных пожарах и в угольных пластах.

Б. Добавки вулканического происхождения:

а) пеплы — породы, содержащие алюмосиликаты и находящиеся в природе в виде рыхлых, частично уплотненных отложений;

б) туфы — уплотненные и сцементированные вулканические породы;

в) пемзы — камневидные породы, характеризующиеся пористым губчатым строением (вспученное вулканическое стекло);

г) трассы — метаморфизованные разновидности вулканических туфов.

II группа:

а) кремнеземистые отходы — отходы, богатые кремнекислотой, полученные при извлечении глинозема из глины;

б) обожженные глины — продукт искусственного обжига глинистых и самовозгорающихся пород в отвалах пустых шахтных пород (глинистые и углистые сланцы);

в) топливные золы и шлаки — побочный твердый продукт, образующийся в процессе сжигания при определенном температурном режиме некоторых видов топлива, в составе минеральной части которых преобладают кислотные оксиды;

г) доменные гранулированные шлаки (кислые и основные) — силикатные расплавы (кислые и основные), получаемые при выплавке чугуна и обращаемые в мелкозернистое состояние путем быстрого их охлаждения.

14.3.2. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Широкое разнообразие геолого-технических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цементов.

Шлакопесчаные цементы

Роль вяжущего материала в шлакопесчаных цементах исполняет шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а роль замедлителя — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Доменные шлаки, издавна применяемые в строительной практике, по химическому составу приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него обычно меньшим содержанием окиси кальция.

В строительной промышленности используют несколько различных видов вяжущих материалов на базе доменных шлаков. Доменные шлаки, как основные, так и кислые, применяют в цементной промышленности главным образом в гранулированном виде.

Свойства шлаковых цементов существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и выше процессы схватывания и твердения интенсифицируются и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в аг-

рессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак — это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном — комовой. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться, и гидравлические свойства его снижаются.

Шлакопесчаные цементы для крепления скважин с забойной температурой выше 200 °С и давлениями до 100 МПа

Для цементирования скважин с забойной температурой более 200 °С и давлениями до 100 МПа наиболее перспективны смеси на базе кислых доменных шлаков, имеющие приемлемые сроки схватывания и дающие плотный безусадочный камень.

Сроки схватывания растворов из кислых шлаков увеличиваются при повышении дозировки кварцево-магнетитового песка Так, даже при температурах 250—300 °С и давлении 100 МПа на базе доменных шлаков можно подобрать смеси, обладающие необходимыми свойствами для цементирования, и получить непроницаемый камень достаточной прочности.

При температуре более 100 °С и высоких давлениях измельченные гранулированные ферромарганцевые шлаки начинают проявлять вяжущие свойства. Эти шлаки в качестве вяжущего могут быть использованы при температурах 150—300 °С, верхняя граница области применения ферромарганцевых шлаков составляет 350—400 °С.

При температуре 175 °С и давлении 70 МПа начало схватывания химически не обработанного ферромарганцевого шлакопесчаного раствора составляет 4,5—5,5 ч, при температуре 200 °С и давлении до 100 МПа начало схватывания — не более 3 ч.

Если необходимо использовать ферромарганцевый шлак при более низких температурах, то требуется обрабатывать его ускорителями сроков схватывания либо вводить обычный доменный шлак. Сильный ускоритель для данного шлака — кальцинированная сода, введение которой в количестве 1 % от массы шлака позволяет при температуре 125 °С и давлении 40 МПа получать растворы с началом схватывания 2—2,5 ч. Введение предельного шлака в ферромарганцевый позволяет значительно расширить область его применения.

Шлакопесчаные цементы совместного помола

Наибольший эффект замедления сроков схватывания шлакопесчаных растворов обеспечивается при совместном помоле шлака и кварцевого песка. Если при прочих равных условиях начало схватывания шлакопесчаного

раствора с немолотым кварцевым песком наступает через 1 ч, то при использовании молотого оно увеличивается ориентировочно до 1 ч 30 мин. При использовании шлакопесчаного цемента совместного помола начало схватывания удлиняется до 4 ч.

Эффект замедления сроков схватывания растворов из шлакопесчаных цементов совместного помола наблюдается при температурах до 200—250 °С и давлениях до 100—120 МПа. Замедляющая способность песка, совместно измельченного со шлаком, характерна для всех кварцевых песков, не содержащих ускоряющих примесей.

Шлакопортландцементы

Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементов при температурах ниже 100—120 °С необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относится портландцемент. В табл. 14.1 приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с различным содержанием тампонажного портландцемента.

Шлаковый раствор при температуре 22 °С весьма медленно схватывается. Добавление 10 % портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания раствора, причем основную роль при этом играет портландцемент. Дальнейшее увеличение его дозировки способствует незначительному последовательному ускорению сроков схватывания. С возрастанием температуры до 75 °С активность шлака увеличивается и добавка 30 % портландцемента приводит к ускорению сроков схватывания, что объясняется в основном сроками схватывания раствора из портландцемента: чем быстрее схватывается портландцемент, тем интенсивнее схватывается смесь.

Механическая прочность смесей приведенных составов изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного раствора будут несколько медленнее сроков схватывания растворов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых растворов. Шлакопортландцементные растворы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 80—90 °С. Сроки схватыва-

Таблица 14.1

Изменение сроков схватывания шлакопортландцементных смесей при температуре 22 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Сроки схватывания, ч—мин	
Шлак	Цемент	Вода	начало	конец
100	0	29	60—00	64—00
90	10	29	6—50	8—00
80	20	29	6—50	7—40
70	30	30	6—40	7—40
50	50	30	6—00	7—10
30	70	46	5—25	6—50
10	90	40	5—00	6—35
0	100	40	5—00	6—35

Таблица 14.2

Физико-механические свойства шлакопортландцементных образцов, твердеющих при 75 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Предел прочности, МПа, образцов, выдержанных в течение			
Шлак липецкий	Портланд-цемент	Вода	2 сут		10 сут	
			на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие
100	0	42	–	–	2,4	8,5
90	10	42	2,3	4,7	2,7	11,7
80	20	43	3,5	15,2	5,2	16
70	30	44	4,6	16,9	5,6	20,2
60	40	44	5,3	20,9	6	20,7
50	50	43	5,9	22,1	6,3	22,1
40	60	42	6	22,3	6,9	23
30	70	41	7,4	27,9	7,2	–
20	80	40	8,9	30,9	8,1	33,5
10	90	38	8,9	37,4	6,3	30,2
0	100	35	10	41,9	–	–

ния этих смесей регламентируются в основном сроками схватывания портландцемента и наступают, как правило, очень быстро.

Шлакопортландцементные образцы при твердении в условиях действия температуры 75 °С с возрастом увеличивают механическую прочность, если в смесь введено до 60 % портландцемента (табл. 14.2).

Номенклатура специальных тампонажных цементов

Большинство специальных тампонажных цементов (табл. 14.3) разработано в б. ВНИИКРнефти, а их выпуск освоен Константиновским и Ильским заводами утяжелителей.

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Цемент ШПЦС-120 отличается от ШПЦС-200 повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяются в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению они делятся на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

Шифры цементов: ШПЦС — шлакопесчаный цемент совместного по-

Таблица 14.3

Основная характеристика специальных тампонажных цементов

Марка цемента	Водоцементное отношение	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Плотность (средняя), г/см^2	Температурные пределы применения, °С	
				рекомендуемые	допустимые
ШПЦС-120	0,45	18 – 20	1,8 – 1,83	100 – 150	40 – 160
ШПЦС-200	0,4	18 – 20	1,78 – 1,83	150 – 250	100 – 250
УЦГ-1	0,35	20 – 21	2,06 – 2,15	20 – 100	20 – 100
УЦГ-2	0,32	20 – 21	2,16 – 2,3	20 – 100	20 – 100
УШЦ1-120	0,35	19 – 22	2,06 – 2,15	100 – 150	40 – 160
УШЦ2-120	0,32	19 – 20	2,16 – 2,3	100 – 150	40 – 160
УШЦ1-200	0,35	20 – 23	2,06 – 2,15	150 – 250	100 – 250
ОЦГ	0,95 – 1,05	20 – 24	1,4 – 1,5	50 – 100	30 – 120

мола, УЦГ — утяжеленный тампонажный цемент, УШЦ — утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 и 2) после буквенного обозначения указывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Плотность раствора цементов первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) составляет 2,06—2,15 г/см^3, второго (УЦГ-2, УШЦ2-120, УШЦ2-200) — 2,16—2,3 г/см^3. Последнее число в шифре цементов обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температуре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 — при 200 °С и давлении 60 МПа, цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 — при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготовляют совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или раздельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых тампонажных смесей однородностью гранулометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью; при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промысловых условиях.

Перед каждым цементированием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

В б. ВНИИКРнефти разработаны облегченные шлаковые магнезиальные цементы. В качестве вяжущего вещества использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка — палыгорскит. Цемент ОШЦ-220 — это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4:1, ОШЦ-120 — та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня из цементов ОШЦ-200 и ОШЦ-120 приведены ниже.

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности на сжатие, МПа, образцов цемента:						
ОШЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОШЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Облегченные шлаковые цементы на основе гранулированного доменного шлака и палыгорскита устойчивы против магнезиальной коррозии, термостойки и могут быть рекомендованы для изоляции соленасыщенных водоносных горизонтов, а также отложений бишофита и карналлита в нефтяных и газовых скважинах при высоких температурах и давлениях. Для повышения начальной прочности цементного камня и регулирования сроков схватывания раствора рекомендуется увеличить количество портландцемента до 5—10 % и ввести жидкость затворения КМЦ-500 в количестве 0,3—0,5 % от массы сухой смеси. В качестве среды затворения может быть рекомендован только насыщенный раствор хлорида магния.

14.4. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Свойства цементного раствора зависят от многих факторов, таких как химико-минеральный состав, качество и количество наполнителей, водоцементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Основные свойства цементного раствора применительно к скважинам следующие: водосодержание, подвижность (растекаемость), плотность, показатель фильтрации, динамическое сопротивление сдвигу, структурная вязкость, седиментационная устойчивость, время загустевания, сроки схватывания и некоторые другие. К свойствам цементного камня следует отнести механическую прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионную устойчивость в агрессивных средах и модуль упругости.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами.

Водосодержание. Водосодержание характеризуется водоцементным отношением, т.е. отношением массы воды к массе твердого тампонажного материала. Для стандартных тампонажных портландцементов с удельной поверхностью 2500 – 3500 $см^2/г$ водоцементное отношение может колебаться в пределах от 0,5 до 0,6.

Растекаемость. Важное свойство цементного раствора — подвижность, которую в начальный момент после затворения определяют с помощью усеченного конуса АзНИИ путем отсчета среднего диаметра расплывшегося раствора в двух направлениях (наибольшее и наименьшее).

Плотность. Одна из важных характеристик цементного раствора — плотность. Она зависит от плотности сухих тампонажных материалов и жидкости затворения, а также от водоцементного отношения. Это практически единственный показатель качества раствора, контролируемый в процессе его приготовления и транспортирования в скважину.

Для стандартного цементного раствора при В/Ц = 0,5 (в соответствии с требованиями ГОСТ 1581 – 85) его расчетная плотность составляет 1,81 – 1,85 $г/см^3$.

В промысловых условиях ее чаще всего определяют с помощью ареометров АГ-1 и АГ-2 в каждой точке затворения независимо от наличия станции контроля цементирования СКЦ, которая обеспечивает автоматическую регистрацию и запись средней плотности закачиваемого в скважину раствора. Непрерывный контроль плотности тампонажного раствора достигается применением радиоактивных плотномеров.

Показатель фильтрации. Под воздействием перепада давления в цементном растворе происходит процесс водоотделения, который называется фильтрацией. Скорость фильтрации в значительной мере зависит от принятого В/Ц: она обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности цемента (тонкости помола), количеству наполнителя и вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Вследствие высокой фильтрации цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются, в результате образования толстых цементных корок возможен прихват обсадной колонны во время ее расхаживания.

Фильтрация цементного раствора может быть определена с помощью специального прибора УВЦ, разработанного во ВНИИКАнефтегазе, или прибора ВМ-6, который применяется для измерения фильтрации бурового раствора при давлении 0,1 МПа (в этом случае говорят о предельной фильтрации за определенное время).

Седиментационная устойчивость. Под седиментационной устойчивостью подразумевают способность частиц тампонажного раствора оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести. Этот параметр зависит

от разности плотностей твердой и жидкой фаз тампонажного раствора, микроструктуры порового пространства, вязкости жидкости затворения.

Вследствие сильно развитой межфазной поверхности тампонажные растворы агрегативно неустойчивы. О характере и степени седиментационных перемещений в основной части столба тампонажного раствора с достаточной точностью можно судить по характеру и степени перемещений верхнего уровня твердой составляющей раствора.

При цементировании обсадных колонн в газовых скважинах и скважинах с наличием зон АВПД появляется необходимость нормирования седиментационной устойчивости тампонажных растворов, для повышения которой может быть рекомендован к использованию весь комплекс мероприятий по снижению показателя фильтрации цементных растворов.

Загустевание. Спустя некоторое время после затворения и механического перемешивания начинает проявляться способность цементных растворов к структурообразованию, которое выражается последовательно в загустевании и схватывании растворов. Загустевание тампонажных растворов оценивают консистометром.

Существенно влияют на загустевание цементных растворов природа цемента, тонкость его помола, В/Ц, температура, давление и некоторые другие факторы.

Увеличить время загустевания тампонажных растворов можно, используя замедлители процессов структурообразования, качество и количество которых подбирают с учетом конкретных условий скважин (к числу замедлителей относятся ССБ, КМЦ, гипан НТФ, ОЭДФ, ВКК, хромпик и др.).

Сроки схватывания. Возможность применения тампонажных растворов в отечественной практике в большинстве случаев определяется сроками схватывания, которые зависят от химикоминерального состава цемента, его удельной поверхности, В/Ц, химических реагентов, вводимых в раствор, температуры, давления и других факторов.

При прочих равных условиях с повышением удельной поверхности цемента и уменьшением В/Ц сроки схватывания цементного раствора уменьшаются. На их уменьшение температура влияет более существенно, чем давление, а их совместное воздействие еще эффективнее.

Механическая прочность цементного камня. Прочность тампонажного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, растяжению или изгибу. Изготовленные определенной формы образцы цементного камня испытывают на прочность, причем определяют напряжение, соответствующее разрушению образца.

Механическая прочность цементного камня зависит от многих факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав цемента, В/Ц, удельная поверхность цемента, наличие наполнителей и химических добавок, условия твердения и др. Существенно влияют на прочность цементного камня также температура и давление.

Проницаемость цементного камня. Под проницаемостью цементного камня понимают его способность пропускать через себя жидкости или газы при определенном перепаде давления. Для обеспечения надежного разделения пластов цементный камень в затрубном пространстве должен иметь минимально возможную проницаемость для пластовых флюидов.

Проницаемость цементного камня изменяется в процессе его твердения и существенно зависит от природы цемента и наполнителей, В/Ц, условий и времени твердения и т.д.

Регулирование свойств цементного раствора и камня с помощью реагентов

Усложнение геолого-технических условий сооружения скважин, а также совершенствование техники и технологии их бурения и крепления повышают уровень требований к тампонажным материалам и приготавляемым из них растворов. Это вызывает необходимость целенаправленного изменения свойств цементных растворов и образующегося камня путем обработки их химическими реагентами.

К показателям тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью технологии или особенностями условий скважины, относятся время загустевания или сроки схватывания, реологические свойства, седиментационная устойчивость для тампонажных растворов и механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость для тампонажного камня.

При количественном изменении одного показателя тампонажного раствора изменяется другой (или другие) параметр, и в некоторых случаях в нежелательном направлении. Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров.

Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других — в противоположном. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать противоположные воздействия.

Применение тампонажных цементов в различных условиях связано с использованием следующих реагентов:

ускорителей схватывания и твердения тампонажных растворов — хлоридов кальция, натрия, калия и алюминия, сульфатов натрия и калия, углекислых калия и натрия, едкого натра, кремнекислых натрия и калия (жидкого стекла), нитратов натрия и кальция, нитрит-нитрита кальция, нитрит-нитрит-хлорида кальция с мочевиной, мочевины, нитрит-нитрит-сульфата натрия, сульфаниловой кислоты, триэтаноламина, мелассы;

пластификаторов (разжижителей) — С-3, 10—03, НТФ, ОЭДФ, ССБ, КССБ, ПАШ, ВЛХК, этилсиликоната натрия, метилсиликоната натрия, СПД, мылонафта, НЧК, ПФЛХ, ФХЛС, сульфированного нитролигнина, нитролигнина, оксила, синтана-5 и синтана ПЛ, Д-4 и Д-12, гексаметафосфата и нитрофосфата, ВРП, ГИФ-1, хромпика;

замедлителей схватывания и твердения — НТФ, ОЭДФ, винной кислоты и ее солей, борной кислоты, хромпика, гипана, оксила, КССБ, СДБ, ФХЛС, ПФЛХ, сульфированного нитролигнина, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), малеинового ангидрида, гексаметафосфата и нитрофосфата, КДБ, ПАД-3;

понизителей фильтрации — гипана, СДБ, КССБ, ПФЛХ, ФХЛС, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиоксиэтилена, бентонитовой глины, сульфированного нитролигнина, поливинилового спирта (ПВС), метаса, полиакриламида, К-4, метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, декстрина, модифицированного крахмала;

пеногасителей — НЧК, окисленного петралатума, соапстока, ЖЖТ, РС, кальциевого мылонафта, флотомасла, полиметилсилоксана, скрубберного конденсата, Т-66, стеарокса-6, АГ-2, АГ-3, НГВ-1, полиамида, стеарата алюминия, ПЭС, ОКП-50, СЖК, ВМС, ВМС-12, П-79, сивушного масла, карболениума.

При выборе реагента необходимо исходить из того, что многие реагенты по своему технологическому эффекту равноценны. Поэтому необходимо учитывать их стоимость, расстояние до завода-изготовителя, агрегатное состояние (например, применение реагентов в виде жидкостей затруднено в зимнее время, и особенно в северных регионах), условия поставки (некоторые реагенты заводы-изготовители поставляют только крупными партиями — не менее вагона, цистерны).

Ускорители схватывания и твердения. Для сокращения времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) в тампонажные растворы вводят ускорители процессов схватывания и твердения. При выборе реагента необходимо учитывать, что, как правило, Na_2SO_4, K_2SO_4, $Ca(NO_3)_2$, ННК, ННС эффективны для растворов, приготовленных на основе низко- и среднеалюминатных цементов, а реагенты, содержащие хлор-ионы, — на основе и высокоалюминатных.

14.5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Отечественными исследователями выполнен большой объем теоретических, экспериментальных и промышленных исследований процессов смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов, буферной жидкости в скважине.

Основные результаты теоретических работ, лабораторных и промышленных экспериментов заключаются в следующем.

1. Процесс вытеснения жидкостей из кальциевого пространства подчинен строгой закономерности и может быть поставлен в зависимость от обобщенного параметра Рейнольдса вытесняющей жидкости.

2. Коэффициент вытеснения $K_в$ имеет максимальные значения при структурном и турбулентном режимах. Создание турбулентного потока предпочтительнее, так как обеспечивается более высокая степень вытеснения по сравнению со структурным потоком. Проведение процесса при низких значениях Re затруднительно из-за возможного видоизменения структурного режима в переходный.

3. Абсолютная величина рассматриваемого коэффициента максимальна при вытеснении воды и значительно снижается при использовании буровых растворов.

При турбулентном режиме течения влияние динамического напряжения сдвига буровых и тампонажных растворов проявляется в меньшей степени, чем действие инерционных сил.

Установлено, что связь между коэффициентом вытеснения и скоростью аналогична связи между коэффициентом вытеснения и Re. Следовательно, вода, движущаяся при высоких числах турбулентности, обеспечивает эффективное вытеснение растворов в скважине и поэтому должна в чистом виде с добавлением различных ПАВ использоваться при цементировании всех скважин и установках мостов, где это допускается геолого-техническими условиями. С увеличением Re значение $K_в$ возрастает.

Эффективность вытеснения растворов из кольцевого пространства скважины целесообразно ставить в зависимость от режима течения вытесняемой жидкости, а определять только во взаимосвязи и взаимозависимости с режимами течения вытесняемой и вытесняющей жидкостей.

Для обеспечения турбулизации рекомендуется в раствор вводить пластификаторы.

Достижение турбулизации за счет увеличения скорости потока в условиях малых кольцевых зазоров и высоких реологических показателей цементных растворов — задача весьма сложная и часто неразрешимая. В подобной ситуации турбулизация потока может быть обеспечена путем механического воздействия на поток турбулизирующими элементами — турбулизаторами.

Буферные жидкости

Под буферной жидкостью понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами, которая способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4—1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4—0,6.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептур буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептур разработаны различные классификации.

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу действующего ОСТа. По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей — низковязкие.

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на однофазные, двухфазные, трехфазные и многофазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирофосфат натрия), нефть, газ, кислоты (грязевая, соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом).

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы, турбулизаторы и др.).

Многофазные буферные жидкости включают в себя, кроме жидкой, газообразной фаз и химических реагентов, разнообразные твердые вещества.

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной

практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобщаемых жидкостей.

Эффективность очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора повышают, применяя комплексные буферные жидкости. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая — жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного раствора вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования призабойной зоны после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементировочную пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Центрирование обсадных колонн в скважине

Для создания условий максимального вытеснения бурового раствора тампонажным обсадные колонны центрируют. В случае применения пружинных центраторов с незначительной деформируемостью циркуляция и

течение вязкопластичных буровых растворов восстанавливаются без образования застойных зон даже в области структурного режима течения в скважинах. При значительной деформации пружинных центраторов (до диаметра долота) их эффективность незначительна. Вытеснение следует вести при турбулентном движении растворов.

Центраторы также облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов, облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн, благодаря центрированию из верхних концов.

Как правило, центраторы устанавливают на колонне в средней части каждой обсадной трубы, т.е. там, где происходит наибольший ее изгиб. Не рекомендуется размещать центраторы в зоне расположения муфт обсадной колонны.

Центрирование колонн способствует равномерному распределению цементного раствора вокруг обсадной колонны, повышает качество разобщения пластов, улучшает проходимость обсадной колонны по стволу скважины. Именно этот эффект центрирования обсадных колонн постоянно привлекает внимание специалистов. В последние годы было разработано и опубликовано несколько методик и инструкций по центрированию обсадных колонн в скважинах.

Расхаживание обсадных колонн при цементировании скважин

Расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования и расхаживание обсадных колонн с использованием тампонажных растворов с пониженным показателем фильтрации существенно повышают качество разобщения пластов, способствуя увеличению полноты вытеснения бурового раствора.

Одна из причин положительного влияния расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора — разрушение его структуры и изменение положения колонны в процессе движения относительно стенок скважины, что открывает доступ потоку буферной жидкости и тампонажного раствора в застойные зоны и желобные выработки. При этом происходит турбулизация потока.

Расхаживать колонны для повышения качества их цементирования следует во время движения буферной жидкости и тампонажного раствора. Целесообразна эта операция и до выхода раствора в заколонное пространство. Свойства бурового раствора, защемленного в суженных местах, значительно изменяются: структура разрушается, напряжение сдвига снижается.

Структура бурового раствора в защемленных застойных зонах разрушается и в том случае, когда колонне обсадных труб сообщают вращательное движение.

К факторам, наличие которых вызывает необходимость расхаживания колонн при цементировании скважин, относятся (кроме увеличения полноты вытеснения бурового раствора): 1) возможность прихвата колонн; 2) возникновение в них больших (при защемлении колонн) растягивающих

усилий в результате значительной разницы температур находящихся в скважине и закачиваемых в нее жидкостей.

Результаты геофизических исследований цементировочных работ подтверждают, что расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования с использованием растворов с пониженной водоотдачей существенно повышает качество разобщения пластов, так как увеличивается полнота вытеснения бурового раствора.

Цементирование секционных колонн и хвостовиков

Увеличение глубины скважин, рост забойных температур и давлений, наличие в разрезе горизонтов с аномально высокими и низкими давлениями, чередование устойчивых и склонных к гидроразрыву пород вызывают необходимость изменять технологию спуска обсадных колонн, способы крепления и цементирования скважин. В связи с этим получило развитие крепление скважин хвостовиками и специальными обсадными колоннами, применение двухступенчатого способа цементирования, цементирования способом обратной циркуляции и т.д. Эти способы, имеющие специфические особенности цементирования, не позволяют обеспечить герметичность затрубного пространства. С их помощью преодолеваются трудности, связанные со спуском тяжелых колонн в осложненный ствол, подъемом тампонажного раствора на заданную высоту и т.д.

Крепление скважин обсадными колоннами-хвостовиками впервые в практике буровых работ в нашей стране разработано и применено на Кубани. До этого хвостовики использовались только при заканчивании скважин в качестве последней колонны. Крепление скважин хвостовиками (секциями) предусматривает применение разъединителя от подвесного устройства. Для конкретных условий выбирают определенный тип разъединителя или подвесного устройства.

Хвостовики и секции обсадных колонн разгружают на забой, подвешивают при помощи различных устройств, которые отличаются друг от друга способом подвески, принципом действия механизма и конструктивными особенностями. Различают подвесные устройства «на цементе», клиновые и упорные. Технологический процесс в значительной мере определяется качеством и выбором разъединителя, обеспечивающего безаварийный спуск с последующим разъединением бурильных труб и обсадных. Разъединители подразделяются на резьбовые и безрезьбовые (кулачковые, замковые, шпилевые). Секции обсадных колонн соединяют с помощью стыкующихся устройств, которые различаются по двум признакам: возможности обеспечения промывки и особенностям конструкций уплотнительных элементов.

После спуска первой секции обсадную трубу со специальными муфтами и левым переводником навинчивают под бурильный инструмент и продолжают спуск колонны на этом инструменте с доливом колонны. В верхней части первой секции на расстоянии 6—8 м от специальной муфты и друг от друга устанавливают два центрирующих пружинных фонаря. Длину бурильной колонны подбирают таким образом, чтобы ведущая труба заходила в скважину в процессе цементирования не менее чем на 2/3 ее длины.

Нижнюю секцию обсадной колонны цементируют через бурильный инструмент, ведущую трубу и вертлюг с двухгорловым отводом и двумя

шлангами, к которым подключают цементировочные агрегаты. В месте подключения буровых шлангов к двухгорловому отводу вертлюга устанавливают задвижки высокого давления.

Для обеспечения высокого качества цементирования и достижения необходимой высоты подъема раствора в заколонном пространстве особое внимание обращают на подсчет количества продавочной жидкости и точность ее замера в процессе продавки. Ввиду того, что нижнюю секцию цементируют без цементировочной пробки, во избежание перекачки продавочной жидкости и оголения башмака колонны в колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 25 м.

После окончания продавки цементного раствора в заколонное пространство проверяют герметичность закрытия обратных клапанов методом снижения давления и замера количества вытекаемой жидкости. При негерметичности их закрытия два-три раза продавливают вытекший из колонны раствор, снижая его уровень до обеспечения герметичности. Затем обсадную колонну постепенно разгружают на забой, отвинчивают и поднимают бурильный инструмент.

Для обеспечения нормального соединения обеих секций необходимо знать точное местонахождение «головы» нижней секции, которое определяют с помощью каротажных работ. Перед спуском второй секции обсадной колонны незакрепленную часть в случае необходимости шаблонируют трехшарошечным долотом, места посадок инструмента прорабатывают. Низ второй секции обсадной колонны оборудуют чугунной направляющей пробкой и соединительным патрубком. На соединительный патрубок надевают уплотнительное кольцо и обваривают с муфтой обсадной трубы и патрубком. В стыке первой и второй труб помещают стоп-кольцо. На первой и второй трубах устанавливают два центрирующих фонаря, которые должны обеспечить соединение двух частей колонны.

После допуска колонны скважину промывают и доводят параметры бурового раствора до указанных в плане работ. При правильном соединении двух секций вследствие уменьшения зазора между соединительным патрубком и корпусом специального патрубка резко повышается давление. После посадки колонну поднимают на высоту, обеспечивающую открытие цементировочных отверстий, но не допускающую полного разъединения секций между собой. После падения давления цементируют верхнюю секцию обычным способом через заливочную головку с помощью верхней разъединительной пробки. По окончании цементирования верхнюю секцию опускают до закрытия цементировочных отверстий в патрубке с разгрузкой на 0,08—0,12 мН от собственного веса верхней секции. При этом уплотнительное кольцо садится на конус на специальной муфте, что обеспечивает дополнительную герметизацию места соединения секций.

Широкое распространение получила технология цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн с цементировочным пробками.

Ступенчатый способ цементирования обсадных колонн

Двухступенчатое цементирование осуществляют с помощью цементировочных муфт. Муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными конусными резьбами на конце и обоймой, смонтированной на его внешней поверхности и образующей на части длины

кольцевой зазор. В корпусе и обойме выполнены боковые цементировочные отверстия.

Цементирование первой ступени проводят обычным способом. Тампонажный раствор отделяют от продавочной жидкости разделительной пробкой, которая свободно минует внутренние втулки муфты и движется вниз до посадки на стоп-кольцо. После получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо останавливают насосы и опускают в колонну открывающую пробку, которая погружается в продавочную жидкость средней плотности со скоростью около 1 м/с.

По достижении пробкой седла нижней втулки возобновляют нагнетание жидкостей в скважину. Под действием давления нагнетания втулка сдвигается вниз и открывает боковые отверстия. Далее скважину промывают через боковые отверстия, а затем закачивают в колонну цементный раствор для цементирования второй ступени. При этом цементный раствор отделяют от продавочной жидкости закрывающей пробкой. Дойдя до муфты, закрывающая пробка садится на верхнюю втулку и сдвигает ее вниз, открывая отверстия в корпусе над заслонкой. Создавая избыточное давление 7,0—8,0 МПа, заслонку перемещают вниз и герметично перекрывают боковые отверстия в корпусе и обойме муфты. Процесс цементирования заканчивается при закрытии боковых отверстий в муфте. После затвердевания цементного раствора внутренние втулки муфты разбуривают.

Отсутствие обратного движения жидкости проверяют через открытый кран на цементировочной головке или агрегате, что также подтверждает успешное закрытие отверстий муфты.

Ниже и выше муфты на расстоянии 2—3 м устанавливают по одному пружинному фонарю для центрирования муфты. Чтобы не допустить перекачки цементного раствора и оголения башмака колонн, высоту цементного стакана несколько увеличивают (до 40—50 м) в расчете на последующее разбуривание.

Опыт проведения двухступенчатого цементирования выявил некоторые недостатки способа: оголение башмака, наличие незначительного незацементированного участка в заколонном пространстве, неполадки с муфтой.

Манжетный способ цементирования скважин

Этот способ применяется, когда попадание тампонажного раствора ниже интервала цементирования нежелательно.

В этом случае обсадную колонну оборудуют манжетой, представляющей собой воронку, изготовленную из эластичного материала, который армирован металлическими полосами. Верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины, вследствие чего тампонажный раствор из перфорированного участка трубы длиной 5—30 м не проникает при нагнетании в затрубное пространство скважины, находящееся ниже манжеты. В трубах ниже манжеты устанавливают диафрагму, пропускающую жидкость только в направлении снизу вверх.

Обратное цементирование колонн

Под обратным цементированием понимают процесс заливки (закачивания) тампонажного раствора в заколонное пространство сверху и перемещения его на любую глубину. В настоящее время способ обратного це-

ментирования значительно усовершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества по сравнению с обычным способом.

Технологические особенности обратного цементирования заключаются в следующем. Для проверки герметичности предыдущей колонны и устьевой части скважины необходимо провести обратную промывку насосами при давлении 8—9 МПа, т.е. при давлении, которое ожидается в процессе цементирования. Заколонное пространство можно герметизировать с помощью превентора или специальных металлических колец, одно из которых устанавливают заранее в колонном фланце предыдущей колонны. Цементный раствор закачивают через два 51—76-мм отвода, приваренные к предыдущей колонне, или через крестовину превентора. Выходящий из трубного пространства буровой раствор направляют через специальный отвод, имеющий два пробковых крана, в желоба. Количество закачиваемого раствора контролируют или по расчету, или прибором гамма-каротажа (ГК), спущенным в колонну через специальный лубрикатор. В этом случае вслед за первой порцией цементного раствора вводят ампулу с радиоактивными изотопами.

При закачке цементного раствора по расчету следует учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения раствора в процессе цементирования, сжимаемость раствора и др. Обычно коэффициент, учитывающий все эти факторы, устанавливают опытным путем.

На практике известны способы прямого, обратного и ступенчатого цементирования скважин. Наибольшее распространение получил первый из них. Ступенчатый способ цементирования применяется, как правило, в случаях высокопроницаемых горизонтов с низким пластовым давлением или при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту.

Детальное рассмотрение способа обратного цементирования показывает, что он имеет ряд преимуществ:

1) исключается необходимость подбора рецептур тампонажного раствора в зависимости от забойных условий. Можно добиться одновременного схватывания всего раствора, получив монолитный цементный камень с одинаковой прочностью по всему стволу;

2) сокращаются затраты времени на операции по цементированию;

3) ограничиваются одной зоной смещения глинистого и цементного растворов;

4) гидравлический расчет более точен для призабойной зоны, так как гидравлические потери в колонне обсадных труб проще поддаются расчету;

5) возможна закачка тампонажного раствора в турбулентном потоке без опасения разрыва пласта и возникновения поглощений, что важно при вытеснении промывочной жидкости из затрубного пространства;

6) требуются меньшие мощности оборудования для цементирования.

Несмотря на это, применение способа обратного цементирования ограничено из-за отсутствия средств контроля за процессом цементирования.

С целью предотвращения поглощений при цементировании эксплуатационных колонн применяют способ ступенчатого цементирования скважин с подъемом тампонажного раствора за обсадной колонной в две ступени и более. Сущность способа заключается в том, что в результате уменьшения интервала цементирования в один прием на пласты действует меньшее давление, в связи с чем уменьшается опасность поглощений.

Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании

В настоящее время в различных нефтегазовых районах применяют несколько отличающихся друг от друга технологических схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов. Это отличие обусловлено спецификой геолого-технических, а иногда и климатических условий данного района, что определяет выбор конструкции скважины, способа цементирования и тампонажного материала для каждого конкретного района.

Отличие этих схем заключается в использовании различного числа цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин, а также в применении специальных устройств или механизмов, повышающих качество раствора или цементирования в целом и улучшающих условия труда обслуживающего персонала. Схема обвязки оборудования при использовании 20—40 т сухого тампонажного материала для приготовления раствора приведена на рис. 14.6.

При использовании 40—60 т сухого материала для приготовления и нагнетания тампонажного раствора применяют большее число агрегатов, позволяющих аккумулировать весь сухой материал в трех точках затворения. Если масса сухого материала превышает 60 т, то изменяется схема обвязки цементировочных агрегатов и цементносмесительных машин (рис. 14.7).

Во всех этих схемах, как правило, предусматривается такое соотношение между численностью цементосмесительных машин и цементировочных агрегатов, при котором обеспечивается бесперебойное приготовление и нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Обыч-

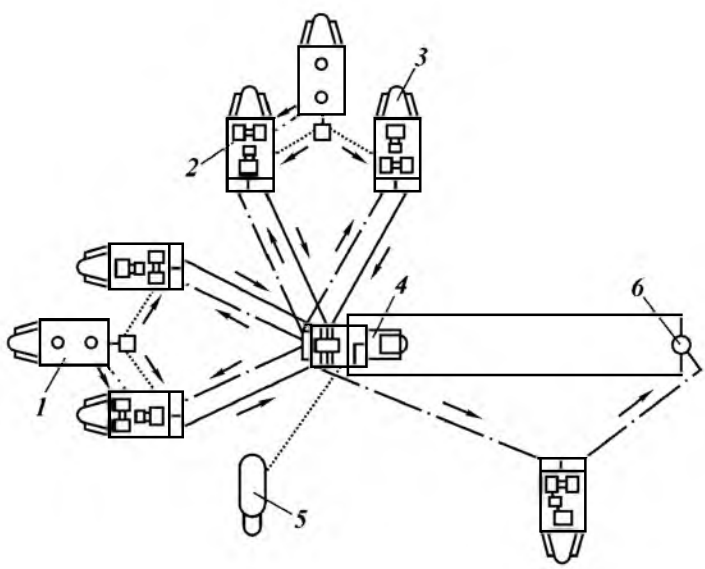


Рис. 14.6. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20—40 т сухого тампонажного материала:
1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; *2* — цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* — цементировочный агрегат 3ЦА-400А; *4* — блок манифольда 1БМ-700; *5* — станция контроля цементирования; *6* — цементировочная головка; штрихпунктир — движение продавочной жидкости; сплошная линия — движение тампонажного раствора

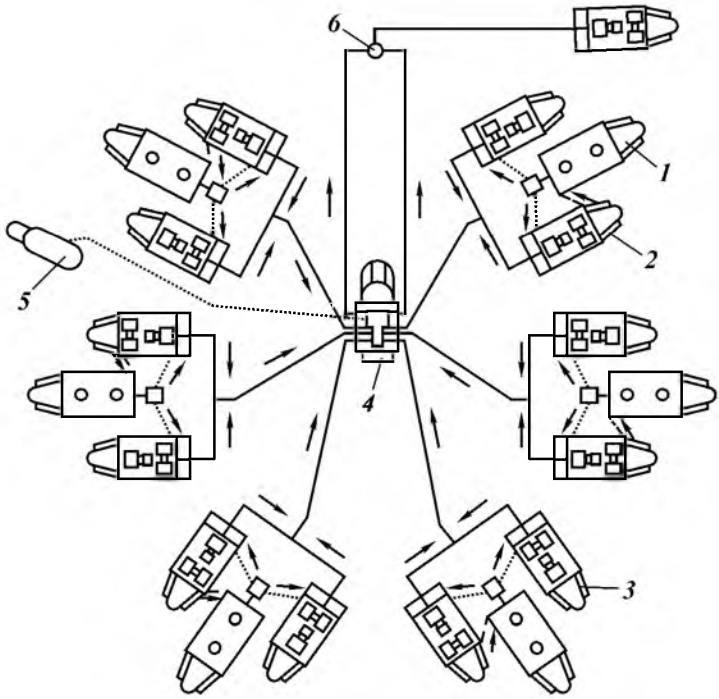


Рис. 14.7. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием более 60 т сухого материала.
Усл. обознач. см. на рис. 14.6

но с одной цементосмесительной машиной 2СМН-20 работают два цементировочных агрегата, один из которых (имеющий водоподающий насос) подает жидкость на затворение в гидровакуумное смесительное устройство цементосмесительной машины, а второй (не имеющий водоподающего насоса) вместе с первым нагнетает готовый раствор в скважину. При этом суммарная подача жидкости (по паспортным данным) двумя агрегатами несколько больше производительности цементосмесительной машины. Как правило, для продавливания верхней разделительной пробки используют агрегат ЗЦА-400А, который обвязывают с цементировочной головкой.

В различных районах страны в связи со специфическими условиями схемы обвязки оборудования несколько видоизменяются.

В б. Грознефти и Краснодарнефтегазе использовали осреднительные емкости, смонтированные на автомашине и имеющие перемешивающие устройства. Прежде чем подать раствор в скважину, его некоторое время перемешивают в этой емкости; благодаря этому повышается его однородность, что существенно улучшает качество цементирования. Представляется целесообразным организовать серийное изготовление таких емкостей. На рис. 14.8 показана схема расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с применением осреднительной емкости и использованием резервуара вместимостью 40 $м^3$ для заготовки воды затворения.

Иногда для аккумулирования жидкости затворения используют пере-

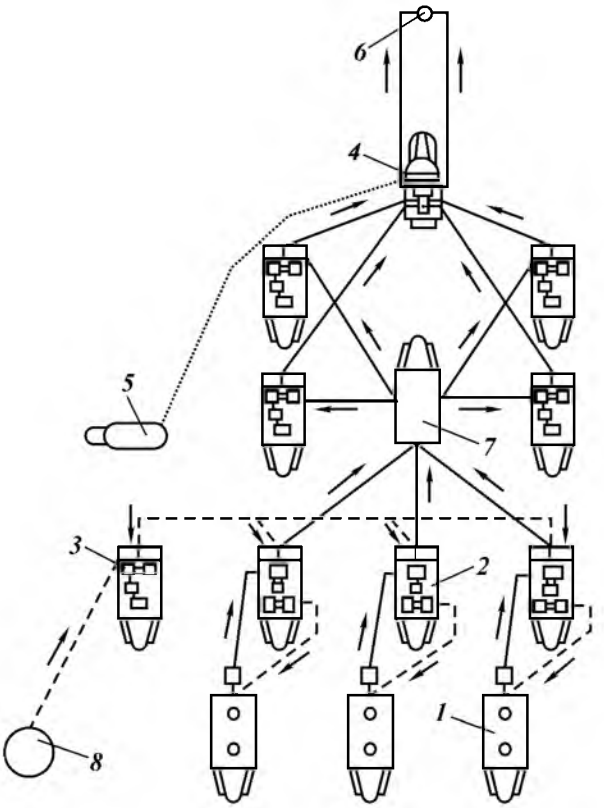


Рис. 14.8. Схема обвязки агрегатов при цементировании облегченным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара для заготовки жидкости затворения:
1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; *2* — цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* — цементировочный агрегат 3ЦА-400А; *4* — блок манифольда 1БМ-700; *5* — станция контроля цементирования СКЦ-2М; *6* — цементировочная головка; *7* — осреднительная емкость; *8* — резервуар; пунктиром обозначено движение жидкости затворения

движные емкости различной вместимости (рис. 14.9). Пунктирными линиями показано направление движения воды, сплошными — тампонажного раствора, штрихпунктирными — продавочной жидкости. При работе по этой схеме после приготовления и нагнетания тампонажного раствора при его продавливании смесительные машины и обвязанные с ними цементировочные агрегаты могут быть отсоединены и отправлены на базу.

В б. ВНИИКРнефти разработана и внедрена специальная технологическая схема приготовления и нагнетания тампонажного раствора (рис. 14.10), исключающая его потери (особенно при использовании вспенивающих реагентов) и позволяющая увеличить подачу насосов цементировочных агрегатов за счет создания подпора на приеме.

В ЗапСиббурнефти для приготовления растворов из лежалых цементов иногда используют фрезерно-струйную мельницу, соединенную с оборудованием по схеме, указанной на рис. 14.11 (разработана в б. ВНИИКРнефти); используется также схема цементирования скважин с применением гидравлического способа активации цемента, при котором поток тампо-

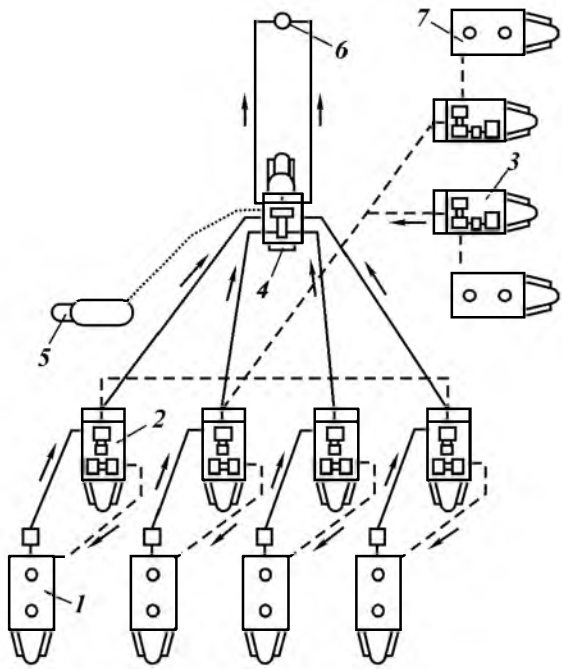


Рис. 14.9. Схема обвязки агрегатов с использованием двух емкостей для аккумулирования жидкости затворения вместимостью по 25 м^3:
1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; *2* — цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* — цементировочный агрегат 3ЦА-400А; *4* — блок манифольда 2БМ-700; *5* — станция контроля цементирования СКЦ-2М; *6* — цементировочная головка; *7* — емкость

нажного раствора под большим давлением подается в устройство, где соударяется со стенкой или встречным потоком; в результате этого разрушаются комкообразные включения и повышается степень гидратации.

С целью увеличения степени вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины при цементировании, а следовательно,

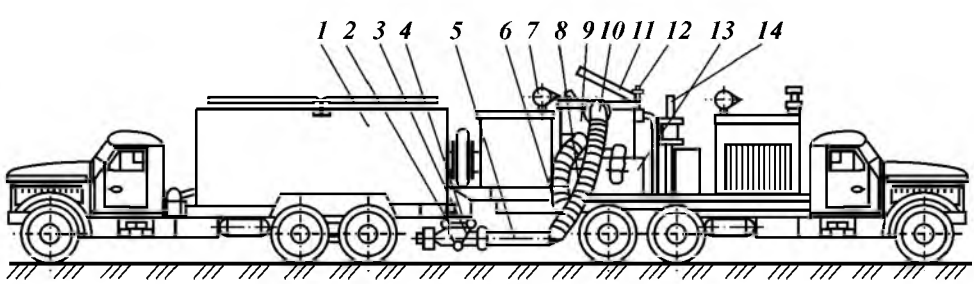
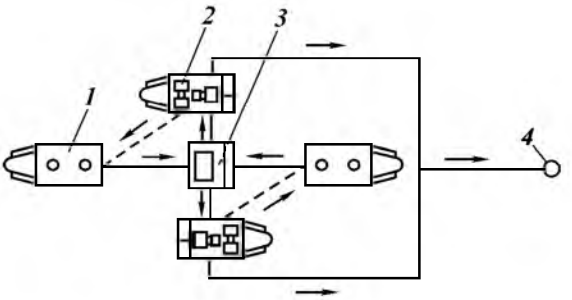


Рис. 14.10. Технологическая схема приготовления и нагнетания вспененных растворов:
1 — бункер цементосмесительной машины; *2* — обратный клапан гидровакуумного смесительного устройства; *3* — приемная воронка бункера цементосмесительной машины; *4* — гидровакуумное смесительное устройство; *5* — напорная труба; *6* — всасывающий коллектор насоса; *7* — трубопровод; *8* — клапан; *9* — приемная часть; *10* — гофрированный шланг; *11* — откидная крышка; *12* — уровнемер; *13* — насос цементировочного агрегата; *14* — сливной патрубок

Рис. 14.11. Технологическая схема приготовления и закачки тампонажных растворов с применением фрезерно-струйной мельницы:
1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; *2* — цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* — фрезерно-струйная мельница; *4* — цементировочная головка



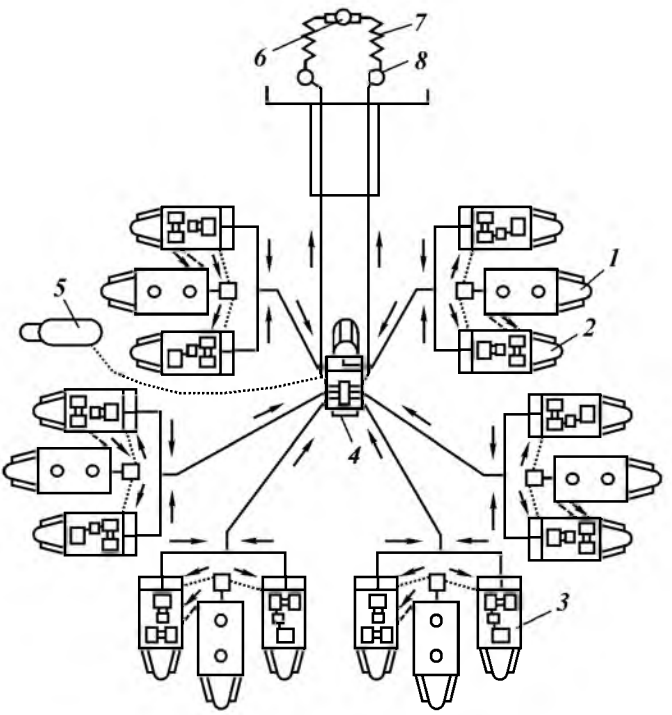


Рис. 14.12. Схема размещения и обвязки оборудования при цементировании скважины с расхаживанием колонны:
1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; *2* — цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* — цементировочный агрегат 3ЦА-400А; *4* — блок манифольда 1БМ-700; *5* — станция контроля цементирования; *6* — цементировочная головка; *7* — шарнирные звенья гибкого металлического шланга; *8* — стояк

для повышения его качества были разработаны и внедрены способ применения и комплекс устройств, позволяющих в процессе цементирования проводить осевое перемещение обсадной колонны.

На рис. 14.12 представлена схема расположения оборудования и отдельных устройств, обеспечивающих расхаживание колонны в процессе нагнетания жидкости при цементировании.

14.6. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Различными авторами предложен ряд методов расчета цементирования скважин. Применяемые методики расчета излагаются в одной и той же последовательности и описывают определение:

1) потребного количества цементного раствора, цемента и воды для приготовления раствора;

2) потребного количества бурового раствора для продавки цементного раствора в затрубное пространство;

3) давления на головке колонны к моменту окончания цементирования;

4) количества цементного и бурового растворов, закачиваемых на различных скоростях агрегата;

5) времени, потребного на цементирование скважины, а также количества агрегатов и цементосмесительных машин.

Расчет первых трех разделов весьма прост. Суть методики определения количества жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегатов (по Т.Е. Еременко и А.А. Федорову) заключается в следующем.

Рассмотрим момент цементирования (рис. 14.13), когда уровни цементного раствора в колонне и за колонной выравнялись. К этому моменту в колонну должно быть закачано определенное количество бурового раствора.

Введем обозначения: $\gamma_{г.р}$ — плотность бурового раствора; $\gamma_{ц.р}$ — плотность цементного раствора; p — допустимое давление агрегата на данной скорости; $p_г$ — потери на преодоление гидравлических сопротивлений; h_0 — высота цементного раствора в скважине; l_0 — высота столба бурового раствора над верхней пробкой.

В момент выравнивания уровней цементного раствора в скважине давление на головке колонны, которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, будет равно:

а) при одинаковой плотности глинистого раствора $\gamma'_{г.р}$ в колонне и $\gamma''_{г.р}$ за колонной (т.е. $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$) — давлению на преодоление гидравлических сопротивлений, т.е. $p_г$, которое определяется заранее;

б) при неодинаковой плотности бурового раствора (т.е. $\gamma'_{г.р} \neq \gamma''_{г.р}$) — некоторому давлению

$$p_0 = p_г + l_0(\gamma'_{г.р} - \gamma''_{г.р})g. \qquad (14.1)$$

При дальнейшей закачке бурового раствора в колонну высота столба его в колонне будет увеличиваться, цементного раствора — уменьшаться, а в кольцевом пространстве — возрастать. Давление на головке колонны будет возрастать за счет создания разности высот столбов цементного и глинистого растворов в колонне и кольцевом пространстве. Давление на головке колонны будет увеличиваться пропорционально снижению уровня цементного раствора в колонне (при условии постоянного внутреннего диаметра колонны и постоянного диаметра скважины), т.е. пропорционально повышению столба бурового раствора над верхней пробкой.

Исходя из этого, можно составить уравнение для любого промежуточного момента цементирования (рис. 14.14).

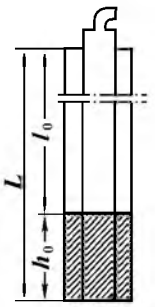


Рис. 14.13. Схема положения уровней в колонне и скважине

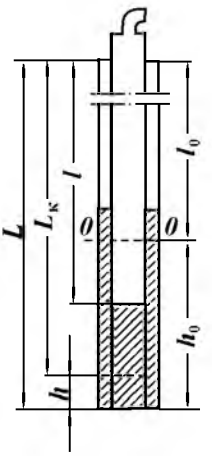


Рис. 14.14. Схема промежуточного положения уровней

При увеличении высоты столба бурового раствора в колонне от l_0 до l давление на головке колонны возрастает от $p_0(p_г)$ до p, т.е.

$$l - l_0 = a_1(p - p_0) \tag{14.2}$$

или

$$l - l_0 = a_1(p - p_г). \tag{14.3}$$

Из этого уравнения можно определить значение l при заданном p:

$$l = l_0 + a_1(p - p_0) \tag{14.4}$$

при $\gamma'_{г.р} \neq \gamma_{г.р}$ или

$$l = l_0 + a_1(p - p_г) \tag{14.5}$$

при $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$.

В формулах a_1 — коэффициент пропорциональности, показывающий, на сколько метров должен увеличиваться столб бурового раствора над верхней пробкой, чтобы давление на головке колонны возросло на 0,1 МПа. Коэффициент a_1 можно определить при использовании конечных значений p и l, исходя из следующих рассуждений: при увеличении столба бурового раствора в колонне от l_0 до $l_к$ (конец цементирования, см. рис. 14.14) давление на головке колонны возрастает от p_0 до $p_к$. Подставив в уравнение (14.14) $p_к$ вместо p и $l_к$ вместо l и решив уравнение относительно a_1, получим

$$a_1 = (l_к - l_0)/(p_к - p_0). \tag{14.6}$$

Исходя из равенства столбов цементного и бурового растворов, заменяем разность столбов бурового раствора разностью столбов цементного раствора

$$l_к + h = l_0 + h_0, \tag{14.7}$$

где h — высота цементного стакана, оставляемого в колонне.

После подстановки получаем уравнение для нахождения a_1:

$$a_1 = (h_0 - h)/(p_к - p_0) \tag{14.8}$$

(это при условии $\gamma''_{г.р} \neq \gamma'_{г.р}$).

Для случая, когда $\gamma''_{г.р} = \gamma'_{г.р}$ ($p_0 = p_г$), величину a_1 найдем следующим образом. Из уравнения $p_к = p_\gamma + p_г$ получаем, что $p_\gamma = p_к - p_0$. После чего уравнение (14.8) примет вид

$$a_1 = (h_0 - h)/p_\gamma. \tag{14.8а}$$

Подставляя в уравнения (14.4) и (14.5) значения p_{IV}, p_{III}, p_{II} и p_I максимального давления, допускаемого при работе на IV, III, II, I скоростях агрегата, определяем высоты столбов бурового раствора над верхней пробкой, при которых агрегат должен быть переключен на следующую (меньшую) скорость:

$$\left.\begin{aligned} l_{IV} &= l_0 + a_1(p_{IV} - p_0) \\ l_{III} &= l_0 + a_1(p_{III} - p_0) \end{aligned}\right\} \text{ и т.д.} \tag{14.9}$$

Для упрощения расчета можно вместо l_{III}, l_{II}, l_I определять сразу h_{III}, h_{II}, h_I — высоту столбов глинистого раствора, закачиваемого на III, II, I скоростях агрегата. Исходя из уравнений

$$h_{III} = l_{III} - l_{IV};\quad h_{II} = l_{II} - l_{III};\quad h_I = l_I - l_{II},$$

после подстановки и приведения в (14.9) находим

$$\left.\begin{aligned} h_{III} &= a_1(p_{III} - p_{IV}); \\ h_{II} &= a_1(p_{II} - p_{III}); \\ h_I &= a_1(p_к - p_{II}). \end{aligned}\right\} \tag{14.10}$$

В общем виде расчет цементирования скважины по этой методике приведен ниже.

1. Объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, находим по формуле

$$V_{ц.р} = 0,785(k'D_д^2 - D_н^2)H_{ц.р} + 0,785d_{вн}^2 h_1 \tag{14.11}$$

где k' — коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в диапазоне 1,05—1,3); $D_д$, $D_н$, $d_{вн}$ — соответственно диаметр долота, наружный и внутренний диаметры колонны в мм; $H_{ц.р}$ — высота подъема цементного раствора за колонной в м; h — высота цементного стакана в м.

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_ц = \frac{1}{1+W} V_{ц.р}\gamma_{ц.р}, \tag{14.12}$$

где W — водоцементное отношение.

3. Потребное количество воды для затворения цемента

$$V_в = WG_ц, \tag{14.13}$$

где $V_в$ — потребный объем воды в м^3.

4. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = F_т(L - h), \tag{14.14}$$

где $F_т$ — площадь внутреннего сечения колонны в м^3.

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед схождением пробок), которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, состоит из двух величин:

$$p_к = p_г + p_\gamma,$$

где $p_г$ — давление, затрачиваемое на преодоление гидравлических потерь; p_γ — давление, затрачиваемое на преодоление разности весов столбов бурового и цементного растворов в колонне и в затрубном пространстве.

Так как здесь движутся две жидкости — цементный и буровой растворы (в колонне и за колонной), то обычные формулы трубной гидравлики неприменимы. Для определения этой величины пользуются эмпирическими формулами.

6. По величине $p_к$ выбирают цементировочный агрегат.

7. Количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата:

а) для многих случаев (при $p_{IV} > p_г$) весь цементный раствор может быть закачан на IV скорости цементировочного агрегата; если $p_{IV} < p_г$, то столб цементного раствора, который должен быть закачан на III скорости до переключения агрегата на IV скорость, может быть определен по формуле

$$h'''_{ц.р} = (p_г - p_{IV})/(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р})g; \tag{14.15}$$

б) высоты столбов глинистого раствора, которые могут быть закачаны при работе агрегата на различных скоростях:

$$h_0 = V_{ц.р}/(F_т + k_1F_к); \quad l_0 = L - h_0; \quad a_1 = (h_0 - h)/p_\gamma; \tag{14.16}$$

$$l_{IV} = l_0 + a_1(p_{IV} - p_г); \quad h_{III} = a_1(p_{III} - p_{IV}) \quad \text{и т.д.}$$

в) количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, равно

$$V_{IV} = l_{IV} \cdot F_т \quad \text{и т.д.} \tag{14.17}$$

8. Время цементирования при условии работы одного цементировочного агрегата

$$T_ц = t_{IV} + t_{III} + t_{II} + t_I + t, \tag{14.18}$$

где t_{IV}; t_{III}; t_{II}; t_I — время работы агрегата на соответствующей скорости; t — время на отвинчивание стопорных болтов цементировочной головки для закладывания или освобождения пробок;

$$t_{IV} = \frac{V^{IV}_{ц.р} + V^{IV}_{г.р}}{q_{IV}}; \quad t_{III} = \frac{V^{III}_{ц.р} + V^{III}_{г.р}}{q_{III}}; \quad t_{II} = \frac{V''_{г.р}}{q_{II}}; \quad t_I = \frac{V'_{г.р}}{q_I},$$

где q_{IV}; q_{III}; q_{II}; q_I — производительность агрегата на соответствующей скорости.

9. Потребное количество цементосмесительных машин:

а) по грузоподъемности

$$m = G_{Ц}/G_{М}, \qquad (14.19)$$

где $G_{М}$ — емкость бункера одной цементосмесительной машины в т;

б) по производительности

$$m = \frac{\sum q^{IV}_{ц.А}}{q_{М}}, \qquad (14.19а)$$

где $\sum q^{IV}_{ц.А}$ — суммарная производительность всех агрегатов при работе на высшей скорости; $q_{М}$ — максимальная производительность одной цементосмесительной машины.

Количество цементосмесительных машин, так же как количество агрегатов, принимается большее из полученных при двух подсчетах.

14.7. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Заключительные работы после цементирования скважины включают: 1) ожидание затвердения цементного раствора, закачанного в затрубное пространство скважины (ОЗЦ); 2) терморадиометрию для установления границ цементного камня за колонной (ОЦК); 3) оборудование устья скважины для ее эксплуатации; 4) разбуривание обратного клапана и цементного стакана; 5) опрессовку и испытание колонны на герметичность; 6) перфорацию колонны; 7) спуск насосно-компрессорных труб и освоение скважины.

После того, как цементный раствор закачан в колонну и поднят на заданную высоту в затрубном пространстве, скважину оставляют в покое для твердения цементного раствора.

Колонну держат под давлением, которое было в ней к концу продавки, для чего перекрывают краны на цементировочной головке.

Длительность времени твердения цементного раствора (ОЗЦ) в практике бурения нефтяных и газовых скважин принята 24 ч для эксплуатационных колонн, 16 ч — для промежуточных колонн и 12 ч — для кондукторов.

В течение периода твердения цементного камня следят за показаниями манометра на цементировочной головке. В скважинах с повышенной температурой на забое давление внутри колонны может подняться выше допускаемого. В этом случае его снижают. В зависимости от качества используемого цемента, величины водоцементного отношения, глубины скважины и ее геологических особенностей (например, высокой забойной температуры) время, отводимое на твердение цементного камня, может изменяться; однако, независимо от условий, ОЗЦ не должно превышать 24 ч.

По истечении срока твердения цементного раствора снимают цементировочную головку и приступают к определению фактической высоты подъема цементного кольца при помощи электротермометра, спускаемого в колонну.

АКЦ необходимо производить сразу же после окончания цементирования (конца схватывания цементного раствора).

По окончании электротермометрических работ для определения высоты подъема цементного раствора и характера его расположения вокруг колонны в скважине приступают к оборудованию устья скважины.

Цель обвязки устья скважины — укрепить эксплуатационную колонну и герметично перекрыть межтрубное пространство между всеми выходящими на дневную поверхность колоннами.

В зависимости от назначения и конструкции скважины для обвязки устья применяют оборудование, соответствующее одной из трех типовых схем.

По первой схеме предусматривается обвязка устья скважины одноколонной конструкции для колонн диаметром 114, 141 и 168 мм, рассчитанных на рабочее давление 7,5 и 12,5 МПа. Оборудование состоит из фланца диаметром 203 мм (8″), навинчиваемого на резьбу эксплуатационной колонны. Наружные диаметры фланцев унифицированы, размеры их соответствуют размерам фланцев крестовины фонтанной арматуры.

По второй схеме — для двухколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб диаметром 273×168 мм и 299×168 мм, рассчитанных на рабочее давление 12,5 МПа. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца, металлической прокладки, шпилек и гаек.

По третьей схеме — для трехколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб: 462×273×168 мм; 426×299×168 мм, рассчитанных на рабочее давление 12,5, 20,0 и 30,0 МПа. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца (14 или 16″), шести клиньев диаметром 273 или 299 мм для подвески промежуточной колонны, резинового пакера диаметром 273 или 299 мм и катушки.

Для контроля межтрубного пространства в корпусах колонных головок имеется по два 50-мм отвода, из которых один закрывается пробкой, а другой является выкидом с установленной на нем задвижкой и манометром.

Концы промежуточных и эксплуатационных колонн привариваются к катушкам колонных головок плотным герметизирующим швом.

При разбуривании в колонне упорного кольца, обратного клапана и цементного стакана применяют пикообразные долота без наварки твердым сплавом диаметром меньшим внутреннего диаметра колонны на 6—10 мм. Для разбуривания в 146-мм колонне используют бурильные трубы диаметром 73 мм, в 168-мм — бурильные трубы диаметром 89 мм. Во избежание повреждения колонны в процессе разбуривания металлических деталей необходимо соблюдать осторожность — уменьшить скорость вращения долота и осевую нагрузку на него.

Обратный клапан целесообразно разбуривать специальным фрезером с последующим извлечением металлических кусков магнитным пауком.

После промывки водой или буровым раствором приступают к испытанию колонны на герметичность одним из двух существующих способов: опрессовкой водой или снижением уровня жидкости.

Эксплуатационную колонну в эксплуатационных скважинах испытывают на герметичность опрессовкой, в разведочных скважинах применяют оба способа — опрессовку водой и снижение уровня жидкости оттартыванием ее или поршневанием.

При испытании колонны опрессовкой на устье устанавливают цементировочную головку и, заполнив скважину водой, создают при помощи бурового насоса или насоса цементировочного агрегата давление, величина которого устанавливается в зависимости от диаметра и марки стали труб.

Если через 30 мин давление в колонне не снизится больше чем на 0,5 МПа, то колонна считается герметичной.

По второму способу колонна испытывается понижением уровня жидкости.

Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в ней после снижения до заданной глубины не поднимается более чем на 1 м в колоннах диаметром 146—168 мм и на 0,5 м — в колоннах диаметром 219 мм и выше в течение 8 ч.

При неудовлетворительных результатах испытание повторяют, и если окажется, что колонна негерметична, то приступают к обследованию состояния колонны и к ремонтным работам.

После испытания на герметичность на колонну устанавливают задвижку на случай фонтанирования скважины во время перфорации колонны. В результате перфорации, т.е. пробивки в колонне пулевых отверстий на уровне продуктивных горизонтов, нефть и газ получают возможность войти во внутреннюю полость колонны, откуда их извлекают на поверхность одним из существующих способов эксплуатации скважин.

После установления при помощи перфорации сообщения между продуктивными пластами и эксплуатационной колонной оборудуют устье скважины под эксплуатацию (соответственно категории данной скважины).

Например, при глубинно-насосной эксплуатации устанавливают одну колонную головку или трубный пьедестал; для фонтанного способа эксплуатации — фонтанную арматуру с системой выкидных отводов и манифольдов.

Установке фонтанной арматуры предшествует спуск в эксплуатационную колонну до начала фильтра насосно-компрессорных труб, предназначаемых для подъема по ним нефти или газа в процессе фонтанирования скважины. После спуска колонны-подъемника из насосно-компрессорных труб и окончания монтажа фонтанной арматуры (елки) приступают к выполнению последней операции — к освоению скважины.

Под освоением скважины понимают проведение ряда мероприятий для вызова притока нефти с доведением ее отбора до наибольшего значения для данной категории скважины и для подъема ее на дневную поверхность в сборные резервуары, а газа — в газопроводы.

Процесс освоения скважины — заключительный этап строительства глубокой скважины.

14.8. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Одна из серьезных разновидностей технологии процесса цементирования — установка цементных мостов различного назначения. Повышение качества цементных мостов и эффективности их работы — неотъемлемая часть совершенствования процессов бурения, заканчивания и эксплуатации скважин. Качеством мостов, их долговечностью определяется также надежность охраны недр и окружающей среды. Вместе с тем промысловые данные свидетельствуют, что часто отмечаются случаи установки низкопрочных и негерметичных мостов, преждевременного схватывания цементного раствора, прихвата колонны труб и т.д. Эти осложнения обусловлены не только и не столько свойствами применяемых тампонажных материалов, сколько спецификой самих работ при установке мостов.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным

загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными. Например, только 40—50 % мостов, устанавливаемых в глубоких скважинах Северного Кавказа, являются удачными.

Успешная установка мостов зависит от многих природных и технических факторов, обусловливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и «сцепление» его с горными породами и металлом труб. Поэтому оценка несущей способности моста как инженерного сооружения и изучение условий, существующих в скважине, являются обязательными при проведении этих работ.

Несмотря на то, что из всех видов операций, связанных с цементированием скважин, наибольшее число случаев с неудачным или безрезультатным исходом приходится на установки мостов, этот вопрос еще недостаточно освещен в литературе.

Цель установки мостов — получение устойчивого водогазонефтенепроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газоводонепроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что давления на мосты могут составлять до 85 МПа, осевые нагрузки — до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и других видах работ.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15—0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18—25 м. Наличие же на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1—2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180—250 м. В связи с этим высоту моста $H_м$ следует рассчитывать по формуле

$$H_м \geq H_0 - Q_м/\pi D_с[\tau_м], \qquad (14.20)$$

где $Q_м$ — осевая нагрузка на мост, обусловливаемая перепадом давления; $D_с$ — диаметр скважины; $[\tau_м]$ — удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста; H_0 — глубина установки нижней части моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине

корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8—4,6 МПа, толщиной 3—12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8—0,6 МПа на 1 м. При отсутствии корки прорыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует определять и из выражения

$$H_м \geq H_0 - p_м/[\Delta p], \qquad (14.21)$$

где $p_м$ — максимальная величина перепада давлений, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ — допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину определяют в основном в зависимости от способа установки моста, применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (14.20 и 14.21), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_м]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 14.4.

Установка мостов производится по балансовому методу, сущность которого состоит в следующем. Спускают до забоя заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности продавочного раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравновешивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Таблица 14.4

Ориентировочные значения $[\tau_м]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_м]$, МПа
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Вез скребков и жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной колонне		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Вез буферных жидкостей	0,5	0,01

Установка моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и имеет ряд особенностей, которые сводятся к следующему:

1) используется малое количество тампонажных материалов;

2) нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;

3) не применяются резиновые разделительные пробки;

4) во многих случаях производится обратная промывка скважин для «срезки» кровли моста;

5) мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов.

Установка моста — простая по замыслу и способу проведения операция, которая в глубоких скважинах существенно осложняется под действием таких факторов, как температура, давление, газо-, водо-, нефтепроявления и др. Немаловажное значение имеют также длина, диаметр и конфигурация заливочных труб, реологические свойства цементного и бурового растворов, чистота ствола скважины и режимы движения нисходящего и восходящего потоков. На установку моста в необсаженной части скважины значительно влияет кавернозность ствола.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0—6,0 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забуривания нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части (H_1) моста должна обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть (H_0) — надежную изоляцию старого ствола. Высота моста

$$H_м = H_1 + H_0 = \sqrt{2D_c R_c} + H_0,$$

где R_c — радиус искривления ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальная величина интенсивности искривления ствола составляет 1° на 10 м, что соответствует радиусу искривления 573 м. Значение H_0 определяют из условий (14.20 и 14.21).

Характерно, что число неудачных или безрезультатных операций одинаково велико при производстве работ как в обсаженной, так и в открытой части ствола скважины.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов — закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста, с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продавочной жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эф-

фективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Опыт установки мостов в глубоких высокотемпературных скважинах показывает, что в районах, которые отличаются высокими геотермическими условиями, установленные цементные мосты часто оказывались непрочными и негерметичными. В некоторых случаях при продавливании цементный раствор преждевременно схватывался в заливочных трубах.

Глава 15

ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Освоение скважины — это особый технологический цикл, который завершает ее строительство. Качество освоения и результаты последующей эксплуатации скважин зависят от того, насколько удается восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов-коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта. Качество освоения скважин, в конечном итоге, определяет темпы и характер разработки месторождений.

Под освоением скважин понимается комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимальный дебит нефти (газа) или лучшую приемистость пласта при закачке в него флюидов. Иногда освоение совмещают с гидроразрывом пласта, но это скорее исключение из правила[1].

Процесс освоения скважины заключается в возбуждении скважины, очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) от жидкости и прочих загрязняющих примесей, находящихся в стволе, в проведении необходимых работ для улучшения фильтрационной характеристики призабойной зоны продуктивного пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забой (в ПЗП), создаваемого столбом бурового раствора (или иной жидкости), различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток нефти или газа в скважину.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

заменой бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,5 г/см^3);

заменой бурового раствора водой;

снижением уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание);

использованием аэрированных жидкостей и пенных систем;

поршневанием с подкачкой газообразного агента;

промывкой скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

В ряде работ отечественных исследователей доказана эффективность

[1] Некоторые специалисты в термин «освоение скважин» вкладывают более широкий смысл — все этапы заканчивания скважин, иногда и разбуривание пород продуктивного пласта.

воздействия на ПЗП с целью очистить ее и, следовательно, повысить дебит скважины путем создания многократных мгновенных депрессий — репрессий.

При анализе состояния дел по освоению скважин прослеживаются два основных направления повышения эффективности работ:

улучшение организации работ с целью сократить значительные потери непроизводительного времени;

разработка новых технических решений и технологических процессов, более надежных и эффективных.

Задача вторичного вскрытия — создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

расстояние до контактов — водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);

пластовое давление и температура в интервале перфорации;

число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы. Нефтенасыщенный пласт перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части.

15.1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ. ПЕРФОРАТОРЫ

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типа ПНКТ, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ), ПР, ПРК и КПРУ, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки, обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину:

10 – 15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5 – 10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4 – 7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100 – 150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию рекомендуется выполнять за один спуск перфоратора. Слабопроницаемые сцементированные пласты рекомендуется вскрывать гидропескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация	90 – 95
В том числе с депрессией на пласт	2 – 4
Пулевая перфорация	2 – 3
Гидроабразивная	1 – 2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.)	0,5

В подавляющем большинстве случаев все виды перфорационных работ в скважинах производятся при репрессии ($\Delta p_р$) на продуктивный пласт. Величина репрессии не должна превышать 5 – 10 % от значения пластового давления (но не более 2,5 – 3,5 МПа), в зависимости от глубины скважины.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5 – 1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300 – 1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется также стреляющими и гидропескоструйными перфораторами. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные.

Гидропескоструйная перфорация, относимая некоторыми авторами даже не к средствам вскрытия, а к средствам интенсификации притока, как показал промысловый опыт, не дает существенных преимуществ перед широко распространенной кумулятивной перфорацией. По этой причине, а также в связи с большой трудоемкостью широкого распространения гидропескоструйная перфорация пока не получила.

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные орудийные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии рас-

ширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. Поиск конструкторов по повышению эффективности пулевых перфораторов привел к созданию конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пуль осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400—500 мм против 60—70 мм у перфораторов с горизонтальным расположением стволов, а скорость пули на выходе из ствола достигает 900—1000 м/с. Такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера (при средней прочности пород).

Для вторичного вскрытия пластов применяют пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм соответственно. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравновешивания сил отдачи парные стволы идут в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 имеет двухствольную конструкцию, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенным диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже.

Тип перфоратора	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм	140	180	200

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими (предельная температура и максимальное допустимое давление) так и геологическими условиями.

Механизм образования кумулятивной струи состоит в следующем. При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. При наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6—8 км/с), при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал (в 400—600 раз меньше).

Перфораторы подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО.

Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО — перфораторы ПКО98, ПКО73.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах стра-

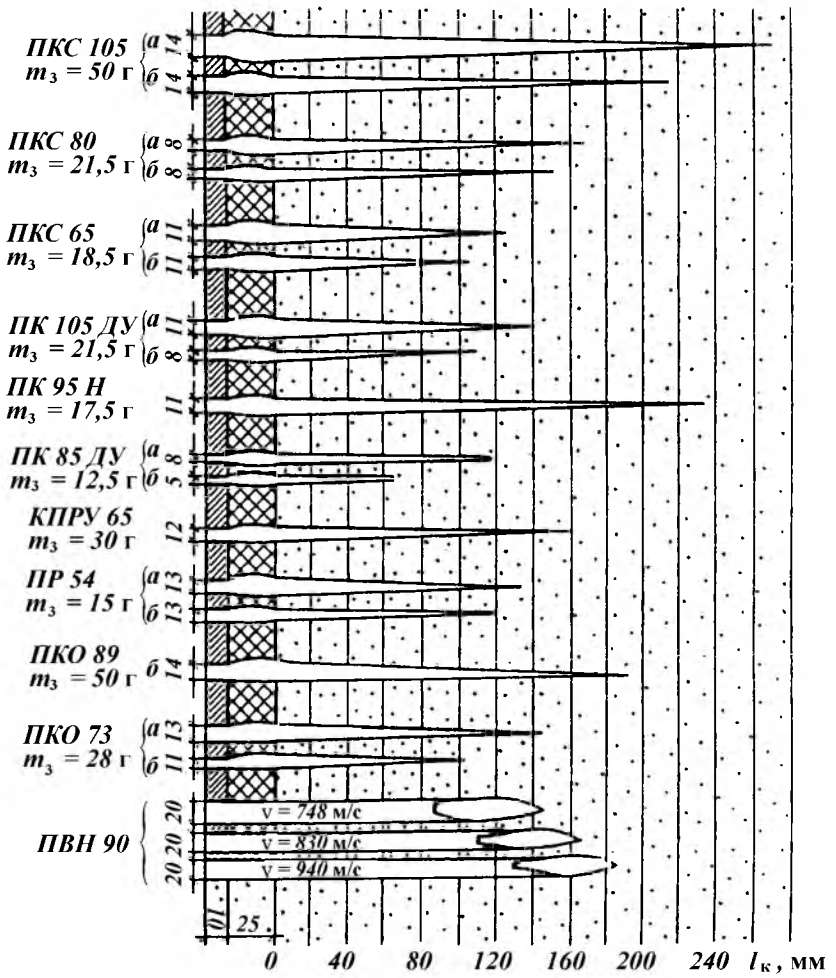


Рис. 15.1. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода):
а – в поверхностных условиях; *б* – при давлении 30 МПа; $m_з$ – масса заряда; *v* – скорость пули на выходе из ствола

ны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемых при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа приведены на рис. 15.1, пробивная способность перфораторов показана на рис. 15.2.

Образование канала в преграде при гидропескоструйном способе перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, и абразивного действия песка, содер-

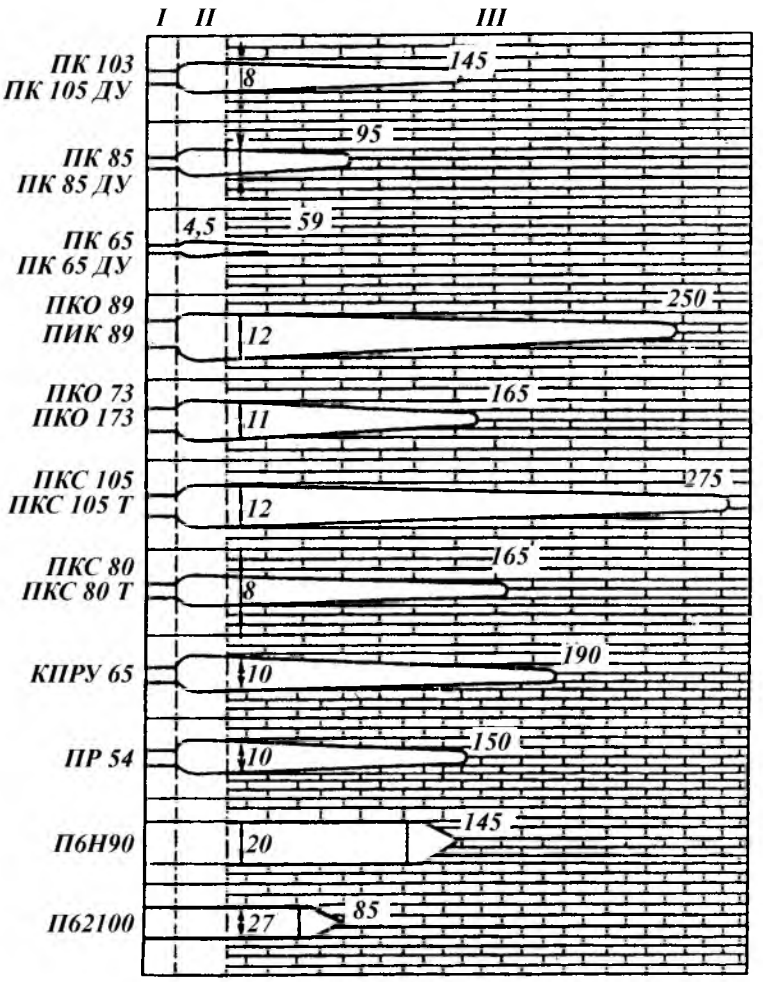


Рис. 15.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж}$ = 20 МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж}$ = 45 МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа):
I — обсадная труба; *II* — цементное кольцо; *III* — порода

жащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключающий воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1—6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используют насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала ко-

леблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости — от 1 до 7 $м^3$, песка — от 50 до 700 кг.

В условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах ее применяют довольно редко.

15.2. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые обусловлены искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоствольной зоне пласта и на стенке скважины (точнее, на границе скважина — пласт). Сгущение линий токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, вскрывшей продуктивный пласт на всю толщину. Так как нарушается геометрия течения жидкости и газа, рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Существующая технология вторичного вскрытия пластов перфорацией предполагает спуск перфораторов в скважину на каротажном кабеле в зону перфорации с заполнением скважины обычно тем же буровым раствором, с использованием которого вскрывали бурением продуктивный пласт. В момент сообщения скважины с пластом в последний через перфорационные каналы под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет фильтроваться буровой раствор. В поры породы вокруг перфорационных каналов проникают как твердые частицы из раствора, так и фильтрат из него.

В табл. 15.1 приведены результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в большей степени снижается коэффициент со-

Таблица 15.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

Тип бурового раствора	Содержание фракций размером менее 1 мкм, %	Среднеарифметическое значение диаметра пор, мкм	Коэффициент совершенства канала
Хроматный	17,4	3,76	0,66
		4,62	0,65
Известковый	19,3	3,32	0,59
		5,00	0,43
Обработанный УЩР	28,1	3,36	0,39

вершенства перфорационных каналов. Очевидно, через перфорированный канал в поровое пространство из раствора потоком фильтрата заносятся наиболее мелкие твердые частицы, которые при обратном потоке пластовой жидкости не удаляются из пор. В тех случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся (И.Н. Гайворонский).

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой оказывает особенно отрицательное влияние при вскрытии высокопроницаемых пластов. Технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводила к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые — при перфорации.

На рис. 15.3, *б* показано совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. В рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно, проводя следующие мероприятия:

применяя в качестве задавочного раствора минерализованную (например, пластовую) или пресную воду, облагороженную добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);

используя растворы на нефтяной основе;

применяя высококонцентрированные растворы солей.

Характерная особенность предлагаемых задавочных растворов — отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

ПАВ, вводимые в перфорационную жидкость, должны удовлетворять следующим требованиям:

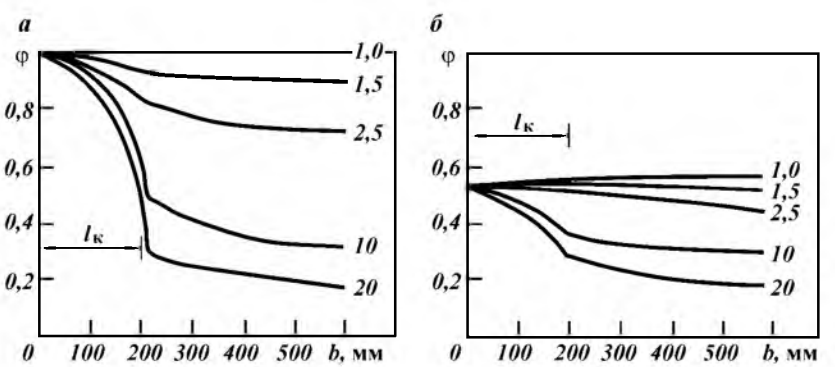


Рис. 15.3. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью:
а — $l_к$ = 200 мм, $d_к$ = 6,35 мм, n = 13 отверстий на 1 м, $r_с$ = 75 мм, $R_к$ = 100 м; *б* — $\beta_э$ = 20, δ = 12,7 м, $l_к$ = 200 мм, $d_к$ = 6,35 мм, n = 13 отверстий на 1 м, $r_с$ = 75 мм, $R_к$ = 100 м; шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода — углеводородная среда;

улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;

препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворами на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, $УФЭ_8$, $КАУФЭ_{14}$, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода — нефть при малой концентрации (0,1—0,3 %). Ионогенные (анионные — сульфонол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, интенсивнее адсорбируются на поверхности породы.

При использовании буровых растворов на нефтяной основе перфорацию также следует проводить с применением подобных задавочных растворов.

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см^3. Раствор хлористого кальция способствует агрегированию глинистых частиц в пласте, в результате чего в некоторой степени снижаются негативные последствия применения при бурении буровых (глинистых) растворов на водной основе.

Более кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, которая может осуществляться в двух вариантах:

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле внутри колонны НКТ;

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на колонне НКТ.

Перфорация на депрессии — наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, поскольку в момент создания перфорационных каналов под действием больших градиентов давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы призабойной зоны. К тому же для газовых скважин и для нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на

устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубка устанавливают лубрикатор — устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижая уровень раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создают необходимый перепад между пластовыми и забойными давлениями, выбранный применительно к данным геолого-техническим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов перфораторов не должно превышать 150 — 300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и, особенно, газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Устройство лубрикатора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробития в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 15.4). Поэтому наибольший эффект ожидается от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяют следующую технологию. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяют дополнительно один-два заряда в индивидуальных оболочках, которые срабатывают отдельно от всего перфоратора при подаче электрического импульса с поверхности. После включения в работу вскрытой этими зарядами части газоносного пласта и полного удаления жидкости с забоя скважины осуществляется срабатывание всей сборки перфоратора в среде природного газа.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту (с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах) используют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые

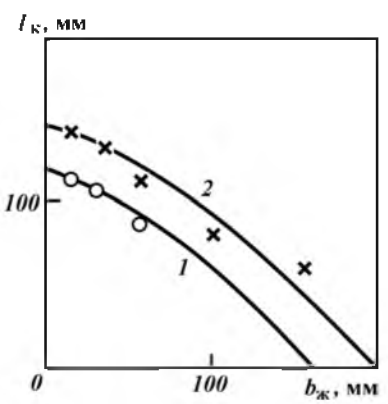


Рис. 15.4. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов.
Перфораторы: *1* — ПК103; *2* — ПР54

срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия. Перфоратор срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов и имеют марку ПНКТ89 и ПНКТ73. В них имеются устройства для передачи детонации от секции, что позволяет их свинчивать друг с другом для одновременного вскрытия интервала пласта толщиной до 50 м и более. После срабатывания перфоратора и соединения скважины с пластом простреляный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

К недостаткам этого способа перфорации следует отнести невозможность спуска в зону работающего пласта геофизических приборов (дебитометров, термометров и т.д.). Кроме того, данный способ не позволяет произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при ее длительной работе в процессе эксплуатации слабосцементированных пластов.

15.3. ВЫБОР ПЛОТНОСТИ ПЕРФОРАЦИИ И ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Она определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 15.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шла-

Таблица 15.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм^2	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1	6	12
	< 0,1	10 – 12	12 – 18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18 – 20	12 – 20
Карбонатные аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18 – 20	20 – 24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01	10 – 12	18 – 20
	< 0,01	12	18 – 24
Тонкослоистые		20	20 – 24

ма и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности ПКО-89 или близкой к этой величине, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине (табл. 15.3). Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

неудовлетворительное состояние цементной оболочки, близкое расположение ВНК и (или) ГНК;

недостаточные зазоры между перфоратором и стенкой обсадных труб;

большой угол наклона скважины — все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад (40°);

содержание в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

необходимость спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

возможность выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитывают следующие особенности перфораторов:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ (см. табл. 15.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

для многих типов перфораторов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого их можно применять;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть применены в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с большим углом искривления — больше 0,7 рад (40°) перфораторы типа ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типа ПР, КПРУ, ПНКТ;

Таблица 15.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ79, ПВТ73
	Корпусные					Вескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО89	ПКО73, ПКОТ89	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е″) 70	120 (сталь Е″)	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	—	—	10	20(ЗПКО73) 10(ЗПКО73Е) 20(ЗПКО89) 10(ЗПКО89Е)	40 50	10 10	—	—	—
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	1 1—2	1—3	1—3	1—3	1—3	1—3	1 1—2	1—2	1—3
Репрессия («+») Депрессия («—»)	+		+ —	+	+	+	— +	— +	+
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) 20(100 °С)* 45(100 °С)* 15(100 °С)	40(100 °С) 20(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С)	100*	100	300	12
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6	10 6(ЗПКО89) *10(ЗПКОО89Е)	10	6 11 6	10	8	2
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

* Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ-70, ПВТ-73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий и пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

При гидропескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2—4 отверстия на 1 м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидропескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5—6,0 мм. Технология проведения гидропескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

15.4. ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В нашей стране более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим в настоящее время единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнять эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов.

За рубежом отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости для перфорации без твердой фазы или содержащие кислоторастворимые наполнители.

В отечественной практике аналогичные способы ведения работ пока не нашли широкого применения по различным причинам.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ или НКТ с перфоратором ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100—150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфонола, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). Затем перфоратор ПНКТ или башмак НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть,

дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100—150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидропескоструйной перфорации следующие. Жидкости:

должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

не должны загрязнять окружающую среду;

должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации;

жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимой величины.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более высокий эффект по сравнению с перфорацией в среде бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта-коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследовании, представленные на рис. 15.5, из которых видно, что при концентрации твердых частиц в перфорационных жидкостях 485 мг/л резко ухудшаются коллекторские свойства пород. Вследствие этого дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов потребовало решения вопросов глубокой очистки перфорационных жидкостей от взвешенных частиц. В результате в зарубежной практике получила распространение технология вторичного вскрытия, которую можно считать третьим этапом ее развития.

Отличительной особенностью этой технологии является проведение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц в перфорационной среде.

Новая технология предусматривает замещение бурового раствора в скважине перфорационной жидкостью без твердой фазы в несколько этапов:

замена бурового раствора в эксплуатационной колонне водой;

отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ

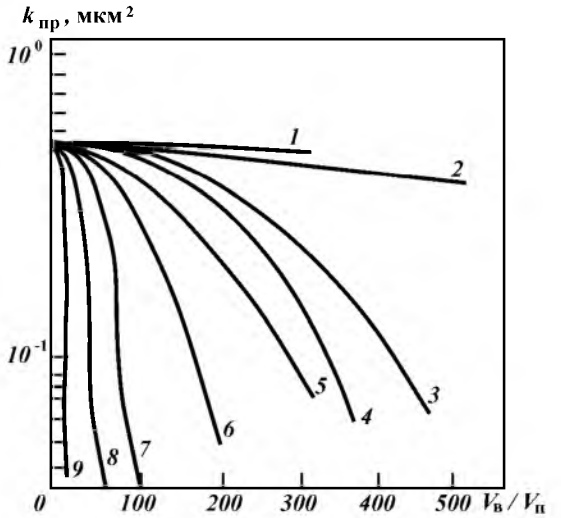


Рис. 15.5. Снижение проницаемости керна в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды $V_в$ к объему порового пространства керна $V_п$.

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Концентрация твердой фазы, мг/л	2	2,5	14	26	48	50	84	110	485

по замкнутому циклу емкость — насос — фильтр, а для удаления вымываемых твердых частиц — скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др.

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия.

К наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+, K^+ и Ca^{2+}. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1,40 г/см^3 целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелого — бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одной из главных проблем является выбор буферного разделителя. Он должен предотвратить смешение перфорационной среды и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необхо-

димостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе; с другой — показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

При использовании водных растворов в качестве буферных разделителей возможно разделение перфорационной жидкости и бурового раствора в процессе последовательного их течения в колонне. Однако при этом отмечается значительное загрязнение жидкости полимерами, которые отрицательно влияют на фильтрационные свойства коллектора. Предотвратить этот процесс, а также надежно изолировать жидкость можно при использовании в качестве буферного разделителя инвертной эмульсии. В этом случае буферная жидкость противоположна по природе смачивания разделяемым жидкостям. Взаимного растворения жидкостей не происходит, что предотвращает загрязнение специальных жидкостей (СЖ) компонентами буферного разделителя.

15.5. ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При вызове притока флюидов из коллектора необходимо учитывать вещественный состав пласта, качество его сцементированности, условия залегания, характер проявления вод и др. Недоучет конкретных условий может привести к разрушениям слабосцементированной породы в приствольной зоне, нарушениям цементного кольца, деформации эксплуатационной колонны, прорыву посторонних вод и т.д.

Считают, что приток будет интенсивным при создании высоких депрессий на пласт, достигаемых за короткий промежуток времени, причем после начала притока рекомендуется некоторое время поддерживать форсированный режим работы скважины для хорошей очистки призабойной зоны пласта. В некоторых случаях (прочный пласт-коллектор, отсутствие подошвенной воды) подобный подход приемлем, но указанная точка зрения противоречит современным требованиям к освоению скважин. Результативность ее зависит от эффективности разрушения блокады в ПЗП. Вид блокады характеризует степень ущерба для реактивного пласта и определяет эффективное воздействие, обеспечивающее прорыв этой блокады и восстановление продуктивности скважины (пласта). Приведенные в табл. 15.4 категории блокады ПЗП классифицированы по степени загрязнения с учетом процессов, происходящих с той или иной интенсивностью в ПЗП при вскрытии пласта бурением.

Эти процессы неравнозначны, и оценить степень влияния их на фильтрационные характеристики пласта можно лишь при учете реальных горно-геологических условий. В табл. 15.5 процессы, происходящие в ПЗП, систематизированы по признакам воздействия. Движущей силой приведенных в табл. 15.5 процессов являются:

перепады давления на пласт и интенсивность их приложения;

разность забойной и пластовой температур;

результирующее давление физико-химических процессов, которые определяются наличием контракционного градиента, градиента напряжения смачиваемости, электродвижущими силами и т.д.

Таблица 15.4

Классификация блокад ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Категория блокады	Характеристика блокады	Признаки, определяющие блокаду	Воздействие, обеспечивающее прорыв блокады
I	Проникновение не изменяет фазовой проницаемости в ПЗП	Нормированная репрессия. Оптимальный состав депрессионной среды бурового раствора. Высокая подвижность пластовых агентов и флюидов. Низкая активность физико-химических процессов в ПЗП	Одноцикловое приложение депрессии при ее оптимальной скорости
II	Блокада фильтратом бурового раствора (снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая продолжительность от момента вскрытия пласта до вызова притока. Повышенная репрессия. Интенсивная прямоточная капиллярная пропитка, осмотические перетоки в пласт. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Фазовые переходы в ПЗП	Одноцикловое или поэтапное снижение депрессии с оптимальной интенсивностью; предварительное воздействие с целью сократить зоны проникновения
III	Блокада твердой фазой бурового раствора при несущественном проникновении фильтрата (изменение структуры фильтрующего пространства)	Низкая проницаемость фильтрационной корки. Высокое содержание в буровом растворе коллоидной глины и барита. Сравнительно высокая вязкость фильтрата	Импульсное приложение максимальной по величине депрессии
IV	Блокада твердой фазой и фильтратом раствора (изменение объема и структуры пространства, снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая репрессия. Высокое содержание в растворе адгезионно-активной фазы и адсорбционно-активных реагентов. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Гидрофилизация ПЗП и набухание глинистого цемента	Многоцикловое приложение оптимальной по величине депрессии; предварительное воздействие с целью интенсификации притока
V	Блокада буровым раствором трещин и перфорационных каналов	Гидроразрыв ПЗП и поглощение бурового раствора. Высокая прочность в структуре раствора	Гидровибровоздействие или многоцикловое воздействие с приложением оптимальной депрессии при максимальной скорости

Воздействие на ПЗП приводит к снижению подвижности агентов, насыщающих эту зону, к изменению структуры и объема фильтрующего пространства, что в конечном счете снижает продуктивность пласта.

Изменение структуры фильтрующего пространства характеризуется перераспределением размеров пор за счет физического проникновения дисперсной фазы буровых растворов. Это проникновение определяется соотношением размеров частиц твердой фазы и пор и характерно для поверхностных участков ствола, где происходит интенсивная кольматация с перераспределением пор по размерам.

Более равномерное изменение объема фильтрующего пространства происходит в результате набухания, формирования или размывания адсорбционных и гидратных пленок на поверхности пор.

Таблица 15.5

Причины изменения продуктивности ПЗП

Признак воздействия на ПЗП	Процессы в призабойной зоне продуктивного пласта	Причины блокады ПЗП
Термодинамическая неуравновешенность пластовых забойных условий	Изменение свойств пластовых флюидов соответственно забойным условиям. Выделение газа из нефти. Конденсирование новообразований. Растворение газа в фильтрате. Высаливание и комплексообразование. Перераспределение водонасыщенности. Образование эмульсии и газовых депрессий	Снижение подвижности пластовых флюидов. Снижение подвижности фаз ПЗП без изменения объема и структуры фильтрующего пространства
Проникновение дисперсной среды буровых растворов в ПЗП через фильтрационную корку[1]	Набухание гидратирующих минералов. Донасыщение поверхности фильтрующих каналов водной фазой. Гидрофилизация поверхности фильтрующих каналов. Адсорбция асфальтосмолистых компонентов пластовых нефтей. Адсорбция химических реагентов из фильтратов буровых растворов. Адгезия сконденсированной в пластовых условиях твердой фазы	Снижение подвижности фаз ПЗП и снижение эффективного радиуса (объема) фильтрационных каналов
Проникновение тонкодисперсной фазы в ПЗП растворов[1]	Адгезия твердой фазы буровых растворов на поверхности фильтрующих каналов. Частичная или полная закупорка фильтрующих каналов	Изменение структуры фильтрующего пространства (перераспределение пор по размерам)
Проникновение бурового раствора в ПЗП[1]	Структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора. Формирование внутренней фильтрационной корки на проницаемых стенках каналов и трещин	Заполнение перфорационных и фильтрующих каналов и трещин загустевающей со временем суспензией
Высокое напряжение на скелет породы[2]	Образование и деформация трещин. Разрушение скелета породы	Разрушение структуры фильтрующего пространства

[1] Формирование зоны проникновения.
[2] Деформация породы.

Существенно влияет на подвижность углеводородов в зоне проникновения перераспределение водонефтегазонасыщенности и наличие внесенных или сконденсированных в пластовых условиях веществ, находящихся во взвешенном состоянии.

Снижение подвижности жидких углеводородов в ПЗП за зоной проникновения происходит при снижении температуры и давления в околоскважинном пространстве при циркуляции бурового раствора за счет фазовых переходов (выделение твердых или газообразных компонентов).

Разрушение или деформация проницаемого пространства, которые

Таблица 15.6

Способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Способы вызова и интенсификации притока	Категория блокады ПЗП, разрушаемой при применении способа
Замена раствора на более легкий раствор	I; II
Замена на аэрированные растворы	I; II
Использование струйных насосов	I; II; IV
Поршневание (свабирование)	I; II
Вытеснение раствора газом	II; IV
Нагнетание газовых пачек	II; IV
Использование пусковых отверстий	I; II
С помощью испытателя пластов	III
Метод мгновенных глубоких депрессий	III
Метод переменных давлений	III; IV; V
Метод плавного снижения и мгновенного увеличения депрессии	III; IV
Вибровоздействие	II; IV; V

возможны как при вскрытии пласта бурением, так и при вызове притока из него, определяются уровнем значений репрессий и депрессий на пласт.

Технология вызова из продуктивных пластов притока должна учитывать категорию блокады ПЗП. В табл. 15.6 приведены рекомендуемые способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП.

Универсального способа разрушения любого типа блокады ПЗП при вызове притока в настоящее время нет, поэтому при выборе метода воздействия на пласт необходимо учитывать состояние призабойной зоны, особенно в низкопроницаемых пластах. Различия в характере воздействия разными способами вызова притока определяются уровнем депрессии, скоростью и цикличностью ее приложения. Выбор способа вызова притока для конкретных объектов в скважине производят с учетом объективных возможностей производства. В условиях поисково-разведочного бурения определение категории блокады ПЗП затруднено и низка вероятность получения притока из низкопрочных коллекторов при приложении высоких депрессий. В этих условиях рекомендуется вызов притока из пласта осуществлять поэтапно, обеспечивая последовательное наращивание возбуждающего действия на ПЗП. Показателями этого воздействия являются перепад давления (депрессия) и характер его приложения, разность пластовой и забойной температур. Непосредственному вызову притока из пласта может предшествовать физико-химическое воздействие на призабойную зону за счет регулирования состава жидкости освоения.

Абсолютное значение депрессии определяют, исходя из величины максимальной гидравлической репрессии, которая была при циркуляции бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением. Величина депрессии должна быть более чем в 2 раза больше. В этом случае коэффициент восстановления нефтепроницаемости ПЗП достигает 60—70 %.

Минимальная депрессия, обеспечивающая разрушение блокады и движение фильтрата раствора к забою, в низкопроницаемых отложениях должна быть не менее 6,5—8 МПа. Однако при депрессиях такого уровня восстановление проницаемости призабойной зоны невысокое.

Вовлечение пластовых агентов и флюидов в движение к забою скважины из фильтрующих каналов различного размера происходит неоднозначно. Снижение скорости приложения депрессии способствует более

полному охвату фильтрующих каналов и, как правило, более высокому дебиту. С другой стороны, разрушение блокады ПЗП, срыв фильтрационной корки эффективнее происходит при высоких скоростях приложения депрессии. Оптимальный диапазон скорости приложения депрессии 0,5—5 МПа/ч. Возбуждение притока пластового флюида или газа из закольматированной ПЗП зависит также от адгезионной активности твердой фазы буровых растворов и коллекторских свойств породы. Для глинистых и утяжеленных буровых растворов прорыв газа осуществляется в основном при срыве корок, требующем более высокой депрессии и скорости ее приложения, особенно в низкопроницаемых коллекторах.

Эффективное напряжение, испытываемое матрицей коллектора, может оказаться в этих ситуациях выше предела упругости и даже предела прочности породы. При проектировании технологии вызова притока эти процессы необходимо учитывать. В случае отсутствия прочностных данных призабойной зоны целесообразно использовать методы вызова притока с плавным приложением депрессии. Это позволит выйти на оптимальный режим при максимальных напряжениях в породах, находящихся в призабойной зоне пласта. Однако при применении для вскрытия пласта бурением бурового раствора с тонкодисперсной и адгезионно-активной твердой фазой эффективность плавного приложения депрессии снижается.

Восстановление подвижности вязких и тиксотропных жидкостей в ПЗП обеспечивается циклическим воздействием. Создание депрессии в импульсном режиме (с частотой до нескольких сотен герц) способствует разрушению эмульсии, газовых пузырей, гидратных слоев и усадке набухших глин, а также очистке ПЗП от твердой фазы.

Таким образом, технология вскрытия пласта бурением и последующая технология вызова притока взаимосвязаны, и только с учетом этой зависимости можно получить при вызове притока максимально возможную продуктивность осваиваемого пласта.

В практике заканчивания скважин депрессию на пласт создают, заменяя буровой раствор в скважине на более легкий (вода, нефть, газированный раствор, специальные жидкости, пена) или снижая уровень жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом, воздухом), реже тартанием или свабированием.

Свабирование и тартание применяют редко из-за их взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля за процессом. В США эти способы снижения давления в ПЗП применяются значительно шире, так как буровые обеспечены надежной противовыбросовой арматурой, лубрикаторами и контрольными устройствами.

В РФ разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки типа АГУ-8К. Производительность установки 5—6 $м^3$/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа. Широкое применение ограничивается дефицитом установок и отсутствием в нефтегазовых районах страны заводов по производству азота (заправочных станций). В США для этой цели широко используется газификационная установка фирмы «Кадд Прешер Контрол». Особенностью установки является наличие в комплекте лебедки с намотанными на ее барабан тонкими трубами диаметром 25—31 мм, которые при операциях по вызову притока принудительно пропускают в НКТ через лубрикатор на глубину более 5000 м.

Способы и технологические приемы по вызову притока из пласта,

применяемые в отечественной практике и за рубежом, примерно одинаковые.

В американской практике большинство скважин (исключение составляют скважины с низкими пластовыми давлениями) оборудуют специальным комплектом внутрискважинного оборудования, состоящего из НКТ, пакеров, циркуляционного клапана и других приспособлений для проведения операций по освоению и глушению скважин, созданию противодавления в межколонном пространстве для предотвращения смятия обсадных труб и защиты обсадных колонн от воздействия высокого давления и агрессии пластовых флюидов.

В табл. 15.7 представлены данные о передвижных воздушных компрессорах, выпускаемых в РФ и США, которые используют при освоении скважин.

В последнее время у нас разработана передвижная компрессорная установка типа СД 9/101 на рабочее давление 9,9 МПа при подаче 9 $м^3$ /мин. Осваивается ее выпуск для нефтяной промышленности, ведутся работы по созданию более совершенных моделей.

В РФ разработан передвижной агрегат ПНКА-1 для приготовления и нагнетания пены или аэрированной жидкости. Производительность агрегата (по пене) 10 $м^3$/ч, максимальное давление нагнетания 10 МПа, содержание воздуха в пене 35—45. Получаемая с помощью этого агрегата пена имеет недостаточную степень аэрации (до 45), что не во всех случаях позволит эффективно использовать его при освоении скважин.

В РФ и за рубежом проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением самогенерирующихся пенных систем. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих при закачке этих веществ раздельно непосредственно в скважине.

Большое внимание при этом уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды. Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин.

Перед освоением скважину оборудуют комплексом управляемых клапанов-отсекателей. Внутренняя поверхность обсадной колонны, внешняя и внутренняя поверхности НКТ обрабатываются ингибитором коррозии пу-

Таблица 15.7

Характеристика передвижных воздушных компрессоров, выпускаемых в РФ и США

Параметр	США				РФ			
	Фирма «Инжерсолл-Рэнд»	Фирма «Элиот»			Тип компрессора			
		Модель						
		38МВ	32МВ	25МВ	УКП-80	КС 16/100	КПУ 16/250	СД 9/101
Мощность, кВт	3169,2	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	220,6	301,5	500,1	132,4
Подача, $м^3$/мин	85	600	300	100	8	16	16	9
Давление нагнетания, МПа	10,5	20	50	70	8	10	25	9,91
Масса, т	6,35	13,2	9,53	7,3	16,1	23	28,5	10

тем замены жидкости, заполняющей скважину, на жидкость, содержащую ингибитор коррозии.

В скважинах с пластовым давлением выше гидростатического и АВПД вызов притока нефти осуществляется заменой бурового раствора на более легкую жидкость, инертную к сероводороду.

В скважине с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД) и содержанием сероводорода в нефти до 6 % приток вызывают нагнетанием природного или нефтяного газа, по согласованию с местным органом Госгортехнадзора, двух- или многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу, инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % по объему. После получения притока через ингибиторный клапан в продукцию скважины вводится ингибитор коррозии. Освоение скважин осуществляется с соблюдением правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Если в процессе заканчивания скважины проницаемость породы призабойной зоны снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения мероприятий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны. В противном случае скважина может оказаться «сухой» или вызов притока при применении обычных методов может произойти, но только по немногочисленным пропласткам, имеющим повышенную проницаемость, а это приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкой конечной величине нефтегазоотдачи.

Следует иметь в виду, что в газонасыщенных коллекторах проникший раствор выносится потоком газа только из крупных поровых каналов. Пласты с аномально высоким пластовым давлением часто высокой репрессии, а создать в процессе вызова притока равную по абсолютной величине депрессию, с целью удаления проникшего в пласт раствора, технически невозможно.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирают в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. На протяжении десятков лет для восстановления проницаемости призабойной зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породы материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидропескоструйная перфорация. Для обработки карбонатных пород применяется раствор соляной кислоты, в случае терригенных коллекторов — смесь растворов плавиковой и соляной кислот.

Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости разрыва и расклинивающего агента (обычно кварцевого песка) под давлением, достаточным для раскрытия существующих или возникновения новых трещин в породе. Этот метод характеризуется высокой гибкостью процесса — в качестве жидкости разрыва могут применяться вода, нефть, кислотный раствор, в качестве расклинивающего агента — различные твердые материалы. С целью снижения давления разрыва и инициирования развития трещин предварительно рекомендуется провести дополнительную кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию.

Важным является то обстоятельство, что кислотная обработка и ГРП

применимы практически при любой степени снижения проницаемости призабойной зоны. Относительно высокая стоимость этих методов не должна служить препятствием к их применению, поскольку затраты быстро окупаются.

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется снижать уровень жидкости в скважине в целях снижения забойного давления, то устье скважины оборудуют согласно схеме рис. 15.6 и приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной.

Прежде всего буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфонол, ДС-РАС и др.) принимают в диапазоне 0,1 – 0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщиной продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены. Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, $\alpha = 5 \div 10$) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотностью) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительную за-

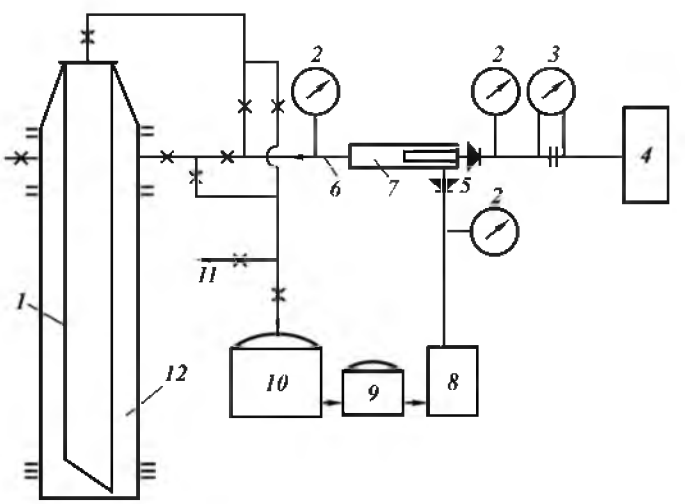


Рис. 15.6. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:
1 – НКТ; *2* – манометры; *3* – расходомер воздуха; *4* – компрессор; *5* – обратные клапаны; *6* – аэратор; *7* – нагнетательная линия; *8* – насос; *9* – мерная емкость; *10* – накопительная емкость для пенообразующей жидкости; *11* – выкид пены; *12* – затрубное пространство

мену водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта. Распределение плотности пены по глубине скважины дано в табл. 15.8.

Промысловая практика показывает, что при использовании компрессора типа УКП-80 для образования пены в течение 7—8 ч снижается забойное давление в скважине глубиной 5000—6000 м на величину, равную 80—85 % гидростатического. Поэтому нет смысла применять более мощные компрессоры для вызова притока жидкости и газа из пласта двухфазной пеной. Напротив, можно использовать и менее мощные компрессоры. Однако при этом продолжительность вызова притока будет несколько больше. Таким образом, зная характеристику компрессора и задаваясь предельным давлением нагнетания, можно проектировать режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены.

При замене в скважине жидкости на двухфазную пену, а затем пены с большой плотностью на меньшую для постепенного снижения забойного давления необходимо прежде всего добиваться устранения пульсации давления. Достигается это путем постепенного и плавного снижения расхода жидкости. При необходимости расход жидкости можно довести до 0,5—0,3 л/с при сохранении подачи компрессора на неизменном уровне.

Таким путем можно добиться существенного снижения давления на забое скважины, соблюдая при этом режим вызова притока жидкости и газа из пласта (плавность и отсутствие пульсации давления). Это очень важно для предотвращения преждевременного прорыва подошвенной воды, нижних и верхних вод, расположенных над кровлей и в подошве продуктивного пласта. Кроме того, плавный и постепенный режим снижения забойного давления предотвратит деформацию цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале продуктивного пласта, а также разрушение призабойной зоны при наличии слабосцементированных коллекторов.

После достижения заданной величины забойного давления с учетом энергии сжатых пузырьков останавливают насос и компрессор, дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. Следует отметить, что некоторые разновидности вызова притока жидкости и газа из пласта, применяемые иногда в промысловой практике, неправомерно противопоставляются пенным системам. Например, вызов притока с применением азота некоторыми промысловыми специалистами считается особым способом. На самом деле азот, как воздух, природный газ и другие, является газовой фазой пенной системы и его использование для образования пены даст лучшие результаты, чем самостоятельное при-

Таблица 15.8

Плотность пены по глубине скважины

Глубина, м	Плотность пены, г/см^3		Глубина, м	Плотность пены, г/см^3	
	измеренная	рассчитанная		измеренная	рассчитанная
200	0,27	0,26	1000	0,47	0,49
400	0,32	0,31	1200	0,52	0,55
600	0,36	0,37	1400	0,56	0,61
800	0,41	0,43			

менение азота для вызова притока из пласта. Некоторые специалисты считают возможным после уменьшения забойного давления путем постепенного снижения плотности пены в скважине оставшийся столб пены продавить (удалить из ствола скважины) воздухом. Такой способ совершенно неприемлем, так как применение воздуха в момент начала притока нефти или газа может вызвать серьезные осложнения. Мнение сторонников такого технологического приема, считающих, что применение воздуха на конечном этапе вызова притока из пласта несколько ускорит процесс заканчивания скважин, ошибочно. Во-первых, ускорение в этом случае может измеряться часами, не более. Во-вторых, задача состоит не в том, чтобы ускорить вызов притока на несколько часов или даже на сутки, а главным образом в том, чтобы обеспечить в процессе вызова притока при использовании пенных систем высокую продуктивность скважины за счет очистки призабойной зоны пласта и вовлечения в работу низкопроницаемых прослоев.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является наиболее прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения скважин как разведочных, так и добывающих. Дальнейшее совершенствование этого способа должно идти по пути создания более компактных агрегатов для образования пены, условий для быстрого разрушения на поверхности поступающей из скважины пены в целях обеспечения непрерывной циркуляции.

15.5.1. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗОТНЫХ ГАЗИФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ТИПА АГУ-8К

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха -30 °С и 50 °С. При планировании и проведении процессов освоения следует учитывать ограниченный объем жидкого азота в установке АГУ-8К.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). Регулируя среднюю плотность закачиваемой в скважину системы и используя упругие свойства газа и пены, по мере их выпуска из скважины можно снизить противодавление на пласт в необходимых пределах.

Область применения различных азотсодержащих циркуляционных флюидов — газообразного азота, газированной им жидкости (пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотсодержащих

систем — последовательной в один и более циклов промывки скважин газированной азотом жидкостью (пеной), которая, при необходимости, может быть вытеснена из скважины азотом.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин и очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пеной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Подаваемый в пласт вместе с кислотой газ обеспечивает более глубокий охват призабойной зоны кислотным воздействием и заполнение части перового пространства коллектора нереагирующим и незакупоривающим агентом — азотом. Последнее в значительной мере способствует более легкому удалению продуктов реакции из пласта при вызове притока и более рациональному использованию кислоты в процессе обработки, что в конечном счете обеспечивает лучшую очистку и рост проницаемости призабойной зоны пласта и повышение его нефтеотдачи.

Операция по азотно-кислотному воздействию на пласт повышает начальную производительность скважин вследствие увеличения проницаемости призабойной зоны.

Технология предусматривает газификацию на скважине жидкости, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта и азотно-кислотную обработку призабойной зоны.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

Предельное снижение уровня жидкости при вызове притока путем вытеснения из скважины газообразным азотом составляет 2700 м, если скважина была заполнена водой, и 3300 м, если скважина заполнена нефтью плотностью 850 кг/м^3.

Наиболее целесообразно освоение скважин глубиной 2000 — 5000 м газированными азотом системами (пеной). Азотно-кислотная обработка призабойной зоны может быть совмещена с вызовом притока нефти и газа из пласта. Продуктивный (перспективный) пласт при этом должен быть представлен устойчивыми породами.

15.5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов состоит в приготовлении с помощью последних, насосного и компрессорного оборудования двухфазных пен, закачивании их в скважину для вытеснения воды и создании необходимой величины депрессии на забое за счет меньшей плотности пены и ее самоизлива. Она имеет свои особенности. Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать в качестве источников сжатого воздуха компрессоры пневматической системы буровых установок при кустовом и разведочном бурении. В качестве источников сжатого воздуха могут быть использованы передвижные компрессоры высокого давления. Применение эжектора при использовании компрессоров высокого давления позволяет упростить управление процессом приготовления и закачивания пены и повысить качество последней.

Основными факторами улучшения условий взрывобезопасности при освоении скважин с помощью технологического процесса с использованием эжекторов по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом являются:

уменьшение вероятности внутрискважинного воспламенения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления при применении компрессоров буровых установок.

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов предназначена для освоения разведочных и эксплуатационных скважин с пластовым давлением, равным или ниже гидростатического, если после замены раствора, находящегося в скважине, на воду не был получен приток.

Предельная глубина скважин, на которой может быть использован процесс вызова притока пенами с использованием эжекторов, 3000 м.

Процесс вызова притока с использованием эжекторов должен обеспечивать снижение забойного давления. Ниже приведены значения максимального снижения забойного давления (в % от гидростатического) при вызове притока пеной из скважины, заполненной водой.

Глубина скважины, м	1500	2000	2500	3000
Максимальное снижение забойного давления при использовании оборудования:				
компрессоры буровых установок (КТ-6, КТ-7, КСЭ-57)	40/50	30/45	25/35	20/30
передвижные компрессоры типа УКП-80, СД-9/101; КПУ-16/100	85	80	75	70

Перед проведением процесса вызова притока с использованием эжекторов в скважину спускают лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5—10 м выше интервала перфорации. Устье оборудуется трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечивалась возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременного выброса жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность осуществления последующего самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при прове-

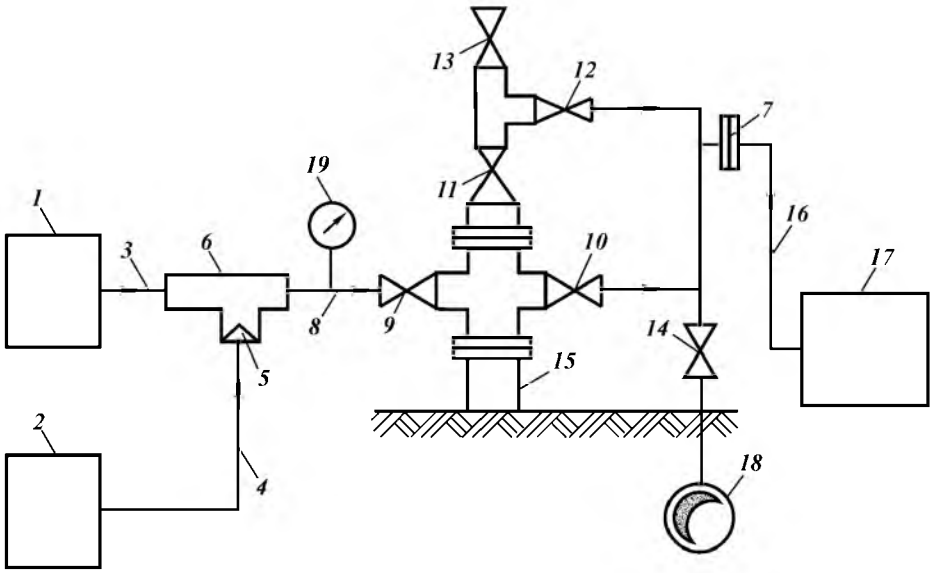


Рис. 15.7. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при вызове притока пенами с использованием эжектора:
1 — цементировочный агрегат; *2* — компрессор; *3* — линия для подачи пенообразующей жидкости; *4* — воздухопровод; *5* — обратный клапан эжектора; *6* — эжектор; *7* — заглушка; *8* — пенопровод; *9, 10, 11, 12, 13, 14* — задвижки; *15* — эксплуатационная колонна; *16* — выброс пены; *17* — накопительная емкость; *18* — нефтепромысловый коллектор; *19* — манометр

дении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки представлена на рис. 15.7.

Обвязка эжектора осуществляется таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

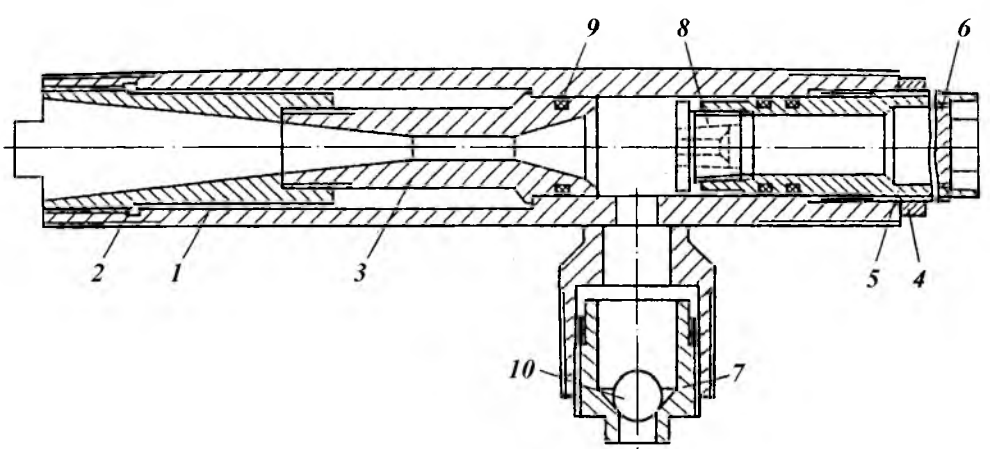


Рис. 15.8. Эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2:
1 — корпус эжектора; *2* — диффузор; *3* — камера смесительная; *4* — гайка; *5* — втулка; *6* — решетка; *7* — седло обратного клапана; *8* — насадок; *9* — уплотнение; *10* — шар

Подвод сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки осуществляется от ресивера с помощью резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или по временному разборному трубопроводу из НКТ.

При кустовом бурении подвод воздухопровода от действующей буровой к групше осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заблаговременно в период их обвязки с коллектором. Конец провода проводится к центру группы скважин и оборудован запорным вентилем. Общий вид эжектора ЭЖГ-2 представлен на рис. 15.8. Пенообразующая жидкость для двухфазной пены может быть приготовлена непосредственно в процессе закачивания пены в скважину.

Параметры технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают, исходя из необходимости создания требуемой величины снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Воздействие на призабойную зону пласта многократными мгновенными депрессиями-репрессиями

Сотрудниками Ивано-Франковского института нефти и газа во главе с Р.С. Яремийчуком на основе анализа фильтрационных процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта, было показано, что в момент мгновенного снижения давления или его восстановления происходит следующее:

возникают высокие градиенты давления, направленные либо из пласта в скважину, либо из скважины в пласт;

высокие градиенты давления из пласта в скважину совпадают практически во времени со снятием давления на забой, а следовательно, с отсутствием сил, прижимающих дисперсную фазу к скелету породы либо к трещинам в пласте, что облегчает вынос частиц в скважину;

высокий градиент давления из скважины в пласт позволяет изменять положение застрявших частиц в перегибах пор либо в извилистых трещинах, что при последующем снижении давления облегчает их вынос в скважину;

максимальный градиент давления возникает на расстоянии 1,05 – 1,07 радиуса скважины;

в прискважинной зоне пласта возникают градиенты скоростей распространения депрессионной воронки между скелетом пласта, дисперсной фазой и пластовым флюидом.

При мгновенной смене давлений в скважине меняется напряженно-деформированное состояние из-за смены радиального и кольцевого напряжений, что способствует раскрытию трещин либо их распространению в сторону пласта.

Теоретически представляется возможным быстрейшее восстановление фильтрационной способности пород путем воздействия на призабойную зону пласта циклически повторяющимися переменными давлениями, посредством чередования резко создаваемых глубоких депрессий и их выравнивания до пластового давления или депрессий с репрессиями.

Такую теоретическую предпосылку подтвердили исследования на образцах коллекторов месторождений Западной Сибири, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами.

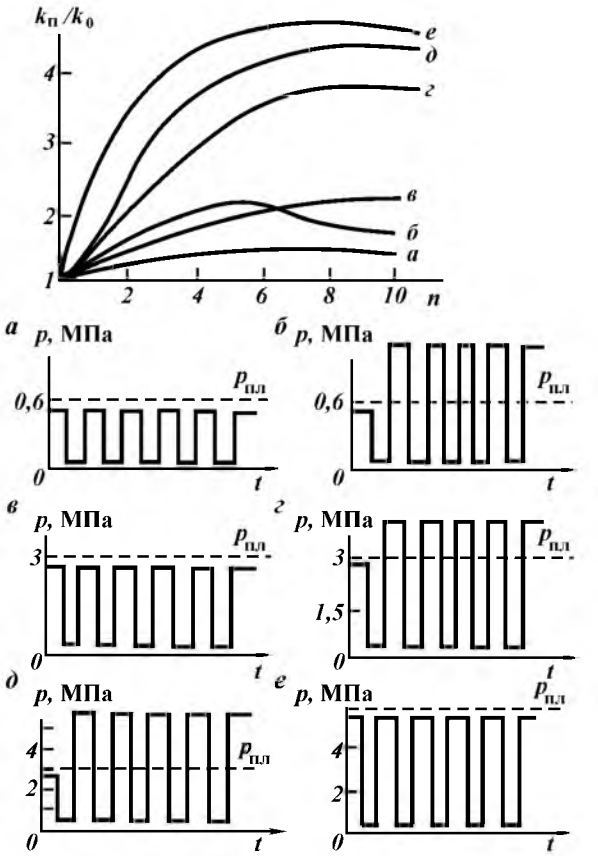


Рис. 15.9. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости песчаника $k_п/k_0$ от числа циклов *n* и вида воздействия на коллектор (*а*–*е*):
а – депрессии ($p_д$ = 0,6 МПа); *б* – депрессии ($p_д$ = 0,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 0,6 МПа); *в* – депрессии ($p_д$ = 3 МПа); *г* – депрессии ($p_д$ = 3 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 1,5 МПа); *д* – депрессии ($p_д$ = 3 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = = 3 МПа); *е* – депрессии ($p_д$ = 6 МПа)

Как показали результаты исследований, величина резко создаваемых депрессий или репрессий с депрессиями, их число (число циклов), частота каждого цикла воздействия и вид воздействия зависят от многих факторов: литолого-петрографических особенностей коллекторов, их пористости и проницаемости, размеров пор и структуры порового пространства, состава и свойств флюидов, процессов, происходящих в коллекторах при вытеснении водными растворами нефти и наоборот, и др. Очень важно и то, на какой стадии эксплуатации (освоения) находятся скважины и разработка месторождения в целом и какие методы воздействия на ПЗП необходимо провести с целью восстановления ее проницаемости.

На рис. 15.9 и 15.10 показана эффективность воздействия на коллектор переменными давлениями в зависимости от технологических параметров.

Важное значение при воздействии переменными давлениями имеет полупериод одного цикла. На рис. 15.11 приведены кривые увеличения

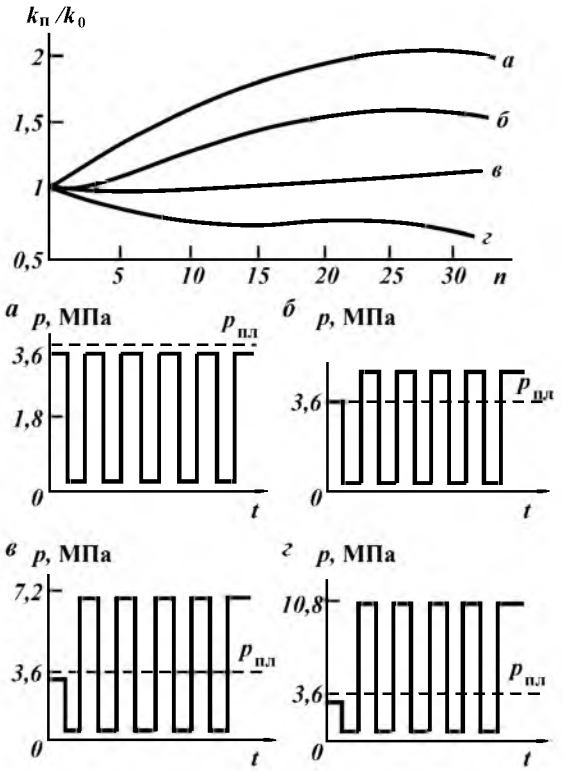


Рис. 15.10. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита $k_п/k_0$ от числа циклов n и вида воздействия на коллектор (*а–г*):
а – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа); *б* – депрессии ($p_д$ = = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 1,8 МПа); *в* – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 3,6 МПа); *г* – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 7,2 МПа)

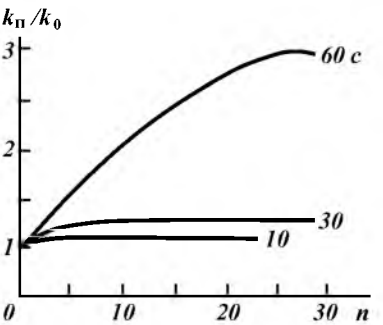


Рис. 15.11. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита $k_п/k_0$ от числа циклов n и полупериода одного цикла воздействия

проницаемости образца породы в зависимости от числа циклов при различных полупериодах каждого цикла воздействия. В целом для исследованных образцов, характеризующихся довольно широким диапазоном фильтрационно-емкостных параметров, эффективность воздействия переменными давлениями получена при полупериодах одного цикла воздействия от 20 – 30 до 150 – 200 с.

15.5.3. СВАБИРОВАНИЕ (ПОРШНЕВАНИЕ)

Одним из способов снижения давления на забой является свабирование (поршневание). Сваб – поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Глубина погружения сваба зависит от мощности агрегата, на котором установлена лебедка, размеров лебедки и прочности каната, на котором спускается сваб.

Различают максимальную глубину погружения и глубину погружения под уровень. Первая зависит от прочности каната и мощности агрегата, вторая — от диаметра НКТ, плотности жидкости и прочности каната. По мере снижения уровня жидкости в скважине глубина погружения под уровень уменьшается.

Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, то общее снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому при отсутствии притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением производят при установленных на устье фонтанной арматуре и противовыбросовом сальниковом устройстве (лубрикаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящейся в скважине жидкости, т.е. замены ее пластовым флюидом.

Снижение уровня в скважине с помощью желонки — один из способов уменьшения давления на забой. Это один из самых старых методов вызова притока из пласта. Тартание может быть использовано при испытании неглубоких скважин с низкими пластовыми давлениями.

Желонка изготовляется из тонкостенных труб диаметрами 89 и 114 мм, в нижней части ее имеется клапан, а в верхней — приспособление для крепления каната. Желонка спускается в скважину на канате под уровень жидкости, наполняется, а затем поднимается на поверхность. Иногда желонку опускают в интервал перфорации и многократным подъемом и спуском ее создают эффект поршневания. Работы по снижению уровня жидкости в скважине ведутся медленно, так как объем желонок невелик. Например, для снижения уровня на 500 м в колонне диаметром 168 мм желонкой диаметром 114 мм и длиной 10 м необходимо сделать более 110 рейсов.

Глубина спуска ограничивается прочностью и длиной каната, на котором спускается желонка. В последние годы тартание при испытании скважин используется редко.

15.6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, ко-

эффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

По каждой вновь вводимой из бурения скважине проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости q и ее обводненности $n_{\text{в}}$ от глубины измерения H в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости Δq и обводненности $n'_{\text{в}}$ для отдельных участков перфорированного интервала;

отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.

Глава 16

БУРОВОЕ И ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Строительство нефтяных и газовых скважин в связи с большим разнообразием геологических и географических условий требует использования разнообразных технических средств: буровых установок, включающих в свой комплект различные машины и механизмы; технических средств для морского бурения; специальных видов оборудования устья скважин и забойных двигателей; специфического цементировочного оборудования и оснастки.

16.1. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Буровые установки (БУ) представляют собой совокупность наземных сооружений, бурового оборудования и механизмов, силового привода, контрольно-измерительных приборов, вспомогательных грузоподъемных механизмов, средств автоматизации и механизации трудоемких и тяжелых процессов. БУ должны соответствовать целям бурения, конструкциям скважин, климатическим, геологическим и географическим условиям. В связи с этими требованиями БУ можно разделить на три основные группы: для геологоразведочного бурения; для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения; для сверхглубокого разведочного и эксплуатационного бурения.

Основной объем буровых работ в нефтяной и газовой промышленности выполняется БУ двух последних групп. С помощью буровых установок для геологоразведочного бурения бурят вращательным способом, используя вращатель роторного или шпиндельного типа, с очисткой забоя от выбуренной породы промывкой водой или глинистым раствором буровыми насосами, продувкой забоя компрессорами, а также при помощи шнеков. Можно выделить следующие типы буровых установок для геологоразведочного бурения:

с транспортировкой выбуренной породы с помощью шнековой колонны ШАК-4 (до 30 м), УШ-2Т (до 60 м), УШБТ-М (до 75 м);

для колонкового бурения УКБ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 8 с соответствующими глубинами бурения до 12,5/25, 50/100, 200/300, 300/500, 500/800, 800/1200, 1200/2000, 2000/3000 (в числителе и знаменателе указаны глубины бурения в м при использовании соответственно твердых сплавов и алмазов);

легкие самоходные буровые установки для роторного бурения УРБ2А (до 200 м), УРБ-ЗАМ (до 300 м) и 1БА15В (до 500 м).

Буровые установки для бурения скважин на нефть и газ глубиной от 1500 до 8000 м предназначены для вращательного способа бурения ротором

или забойными двигателями (турбобур, электробур и объемные забойные двигатели) с приводом от ДВС и электроприводом.

Современные буровые установки представляют собой сложные инженерные комплексы, обычно включающие в свой состав: буровые сооружения (вышка, основания, укрытия, мостки и стеллажи для бурильных и обсадных труб); спускоподъемное оборудование (лебедка, кронблок, талевый блок, крюк и крюкоблок); оборудование для выноса выбуренной породы из скважины и удаления последней из системы циркуляции (буровые насосы или компрессоры, циркуляционные системы, сита, песко- и илоотделители, устройства для приготовления буровых растворов и ввода различных реагентов); оборудование для вращения бурильной колонны (ротор, вертлюг); силовой привод; средства автоматизации и механизации спускоподъемных операций и подачи долота; противовыбросовое оборудование; контрольно-измерительные приборы.

Наличие большого числа элементов, их размеры и массовые характеристики обусловливают сложность транспортирования, монтажа и демонтажа буровых установок. Указанные операции по способу их осуществления могут быть подразделены на крупноблочный, мелкоблочный и поагрегатный методы монтажа и демонтажа.

Крупноблочный метод используют для буровых установок, состоящих из отдельных блоков, в которые объединены несколько агрегатов и узлов, и являющихся отдельной транспортабельной монтажной единицей. Эти блоки перевозят специальными транспортными средствами только по открытой местности. Блок обычно состоит из жестко соединенных между собой цельносварных металлоконструкций, на которых смонтированы агрегаты и узлы буровой установки. Такие блоки перевозят в районах с ровным рельефом при отсутствии на пути следования промышленных и гражданских сооружений, а также иных препятствий, мешающих транспортированию.

Мелкоблочный метод применяют при большей дифференциации блоков, что позволяет перевозить отдельные единицы универсальными транспортными средствами по железной и шоссейной дорогам и с помощью воздушного транспорта. Этот метод используют в сложных природно-географических условиях в труднодоступных районах.

Поагрегатный метод применяют для буровых установок, собираемых из отдельных агрегатов, секций и элементов, которые перевозят универсальными транспортными средствами.

Основания буровых установок представляют собой комплекс металлоконструкций и предназначены для установки на них оборудования, агрегатов и механизмов с целью обеспечения удобной эксплуатации, снижения вредных вибраций, сокращения сроков монтажа и демонтажа. В зависимости от размещаемого на них оборудования основания разделяют на следующие блоки: вышечный, предназначенный для установки вышки и механизма крепления неподвижной ветви талевого каната; лебедочный; подсвечников; энергетический; насосный; элементов для приготовления буровых растворов.

Число используемых блоков зависит от типа буровых установок, габаритов и массы устанавливаемого оборудования. При установке оснований буровых комплексов обычно сооружают фундаменты, которые должны обеспечивать удельное давление (в МПа) на грунт в зависимости от вида пород (не более):

Пластическая глина	0,1 – 0,25
Твердая глина	0,3 – 0,6
Пластический суглинок	0,1 – 0,25
Твердый суглинок	0,25 – 0,4
Сухой песок	0,2 – 0,3
Влажный песок	0,15 – 0,25
Гравий	0,5 – 0,6
Щебень	0,4 – 0,6
Пластический мергель	0,3 – 0,5
Растительная земля	0,05

При этом масса фундамента должна обеспечивать поглощение вибрационных нагрузок, быть достаточной для компенсации опрокидывающих моментов, а материал его должен быть устойчивым к температурным и другим атмосферным воздействиям, иметь необходимые прочностные характеристики на сжатие и ударные нагрузки. В бурении используют стационарные и передвижные фундаменты. Первые менее выгодны и обычно используются для бурения скважин на большие глубины с продолжительным сроком строительства. В зависимости от типа оборудования и скважин для сооружения фундаментов используют лесоматериалы, бетоны и металлоконструкции.

Для работы с трубами в процессе бурения с целью их подачи на рабочую площадку к ротору для наращивания бурильной и обсадной колонн в буровые сооружения включают мостки со стеллажами, представляющие собой металлические рамы из нескольких секций, укрепленные на горизонтальных стойках. К раме, перекрытой рельефным железом, приварены рельсы для подающей к наклонному желобу тележки. Мостки соединяют с рабочей площадкой наклонной рамой под обеспечивающим удобное затаскивание труб углом. Для хранения труб у мостков с правой и левой стороны имеются стеллажи из легких металлоконструкций, плоскость продольных балок которых располагается на одном уровне с плоскостью мостков.

Для обеспечения нормальной работы персонала буровой и бурового оборудования в составе буровых сооружений предусмотрены укрытия, которые обычно подразделяются на две группы: укрытия вышки и укрытия привышечных сооружений, в которых установлены силовой привод, буровые насосы, оборудование для приготовления и очистки буровых растворов, спускоподъемные механизмы и др.

Укрытия привышечных сооружений представляют собой металлоконструкции на специальных колоннах, установленных на фундаменте. На колоннах укреплены легкие стропильные фермы. Металлоконструкции также облицовывают защитными листами.

16.1.1. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ОАО «УРАЛМАШ»

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

К преимуществам установок относятся:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками (регулируемыми и нерегулируемыми);

высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

наличие регуляторов, обеспечивающих автоматическую (заданную оператором) подачу и режимы нагружения инструмента на забой;

высокая степень механизации буровых работ, в том числе спуско-подъемных операций (СПО), за счет использования механизмов АСП, обеспечивающих сокращение времени их выполнения на 40 % (по желанию заказчика возможна поставка установок с ручной расстановкой свечей);

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость управления и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (специальное исполнение установок).

Высокие эксплуатационные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их использования в различных природно-климатических условиях — от Крайнего Севера до тропиков.

Установки обладают универсальными монтажно-транспортными качествами и в зависимости от класса и назначения перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями (модулями) на трейлерах и поагрегатно транспортом общего назначения. Для установок кустового исполнения (К), предназначенных для бурения скважин на грунтах с низкой несущей способностью, предусмотрена возможность перемещения оборудования в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки.

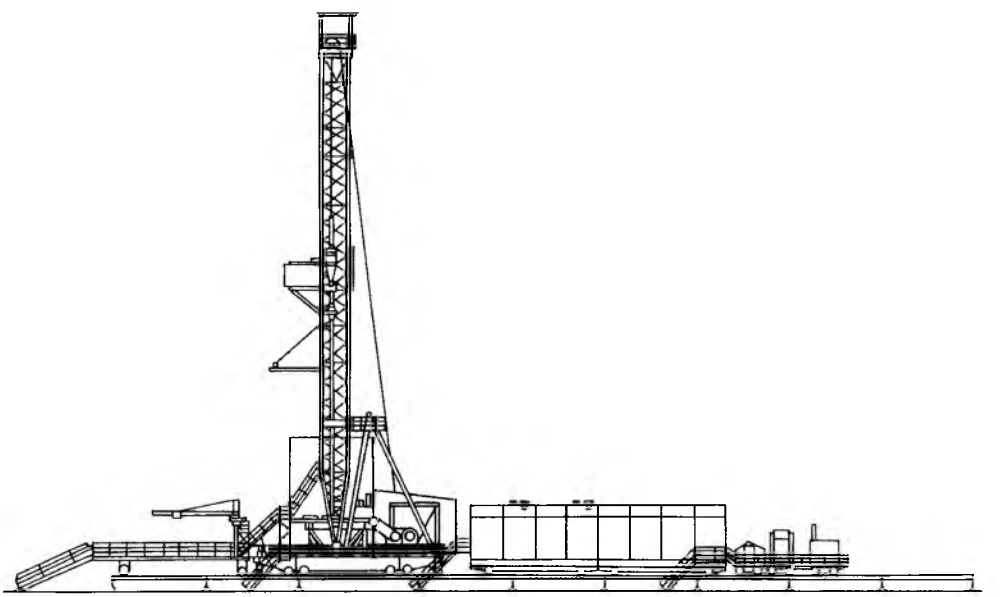


Рис. 16.1. Буровая установка БУ3200/200-2М2Я

Таблица 16.1

Технические характеристики буровых установок Уралмашзавода

Параметры	Тип буровой установки															
	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК2М2У, БУ3200/200ЭУК-2М2Я	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У	БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200ДГУ – 1М, БУ3200/200ДГУ-1У, БУ3200/200ДГУ-Т	БУ5000/320ДГУ-1, БУ5000/320ДГУ-1Т	БУ5000/320ЭР	БУ5000/320ЭР-0	БУ5000/320ЭУК-Я	БУUNOC320ДЕ	БУ6500/400ЭР	БУ5000/450ЭР-Т	БУ8000/500ЭР, БУUNOC500ДЕ	НБО-1К	НБО-Д	НБО-Э	БОЗД86-1	БОЗД86-2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000		2000	2000	3200	3200				4000	4500	5000	2000	2250	2250	3200	3260
Условная глубина бурения, м	3200		3200	3200	5000	5000				6500	5000	8000	3200	3600	3600	5000	5000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2±0,05		0,1 – 0,2	0,2	0,2	0,1 – 0,2				0,1 – 0,2	0,2	0,2	0,2	0,19	0,18	0,16	0,16
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,5		1,5	1,5	1,82	1,6				1,6	1,5	1,6	1,5	1,58	1,5	1,43	1,43
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670		670	670	1100	1100				1475	1100	2200	670	710	700	690	690
Диаметр отверстия в стволе ротора, мм	700		700	700	700	700				700	700	950	700	700	700	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370		370	280	370	370				440	440	500	370	370	370	218	218
Мощность бурового насоса, кВт	950		950	950	950	950			1180	950	1180	1180	600	600	600	600	600
Вид привода	Э		ЭР	ДГ	ДГ	ЭР				ЭР	ЭР	ЭР|ДЕ	Э	Д	Э	Д	Д
Площадь подсвечников при размещении свечей диаметром 114 мм, м^2	4000		4000	4000	6000	6000				8000	5500	8200	4000	–	–	4000	4000
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2	6,0	7,2	6,0	8,0	8,0	6,2	9,4	8,0	8	8	10	7,2	–	–	6,5	6,5/8,0
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	5,7	4,7	5,7	4,7	6,7	6,7	5,0	7,4	6,7	6,7	6,7	8,5	5,7	–	–	5,2	5,2/6,7

Таблица 16.2

Комплектность буровых установок и наборов бурового оборудования

Механизмы и агрегаты	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК-2М2У, БУ3200/200ЭУК-2МЯ	БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У, БУ3200/200ДГУ-1Т*	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У	НБО-1К	БУ5000/320ЭУК-Я
Лебедка буровая	ЛБУ22 – 720	ЛБУ22 – 670	ЛБУ22 – 720	ЛБУ22 – 720	ЛБУ22 – 720	ЛБУ37 – 1100
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБ-600А	УНБТ-950А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	–	АСП-3М1	АСП-3М1	АСП-3М1	–	–
Кронблок	УКБ-6 – 250	УКБА-6 – 250	УКБА-6 – 250	УКБА-6 – 250	УКБ-6 – 250	УКБ-6 – 400
Талевый блок	–	УТБА-5 – 200	УТБА-5 – 200	УТБА-5 – 200	–	–
Крюкоблок	УТБК-5 – 225	–	–	–	УТБК-5 – 225	УТБК-5 – 320
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА
Вышка	ВМР-45×200У	ВМА-45×200 – 1	ВМА-45×200 – 1	ВМА-45×200 – 1	ВМР-45×200У	ВМР-45×320
Привод основных механизмов	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13 – 62 – 8 – УХЛ2 Буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54 – 6 – УХЛ2	Лебедки, ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС450-1000 – УХЛ2	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от трех силовых агрегатов типа СА-10	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13 – 62 – 8 – УХЛ2 Буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15 – 54 – 6 – УХЛ2		Лебедки, ротора и насосов: индивидуальный от электродвигателя 4ПС450-1000 – УХЛ2
Циркуляционная система	ЦС3200ЭУК-2М – VI		ЦС3200 – VI ЦС3000ДГУ-1Т*	ЦС3200 – 01 – VI	ЦС3200ЭУК-2М – VI	–

Продолжение табл. 16.2

Механизмы и агрегаты	БУ5000/320ДГУ-1Т, БУ5000/320ДГУ-1,	БУ5000/320ЭР-0	БУ5000/320ЭР, БУUNOC320ДЕ	БУ5000/450ЭР – Т	БУ6500/450ЭР	БУ8000/500ЭР	БУUNOC500ДЕ
Лебедка буровая	ЛБУ37 – 1100Д	ЛБУ37 – 1100	ЛБУ37 – 1100	ЛБУ42 – 1100Т	ЛБУ2000ПМ	ЛБУ3000ПМ1	ЛБУ3000ПМ1
Насос буровой	УНБТ – 950А	УНБТ – 950А	УНБТ – 950А	УНБТ – 1180А1	УНБТ – 950А	УНБТ – 1180А1	УНБТ – 1180А1
Ротор	Р – 700	Р – 700	Р – 700	Р – 700	Н – 700	Р – 9500	Р – 700
Комплекс механизмов АСП	АСП-3М4	АСП-3М4	АСП-3М4	–	АСП-3М5	АСП-3М6	АСП-3М6
Кронблок	УКБА-6 – 400	УКБА-6 – 400	УКБА-6 – 400	УКБ-7 – 500	УКБА-7 – 500	УКБА-7 – 600	УКБА-7 – 600
Талевый блок	УТБА-5 – 320	УТБА-5 – 320	УТБА-5 – 320	–	УТБА-6 – 400	УТБА-6 – 500	УТБА-6 – 500
Крюкоблок	–	–	–	УТБК-6 – 450	–	–	–
Вертлюг	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-450МА	УВ-450МА	УВ-320МА, УВ-450МА	УВ-450МА
Вышка	ВМА-45×320	ВМА-45×320	ВМА-45×320	ВУ-54×450	ВУ-45×400	ВУ-45×500А	ВУ-45×500А

Привод основных механизмов	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от 4 силовых агрегатов типа СА-10	Буровой лебедки: электродвигатель 4ПС-450 – 1000 – УХЛ2 Буровых насосов: электродвигатель 4ПС-450 – 1000 – УХЛ2		Лебедки, ротора и буровых насосов: индивидуальный от электродвигателей 4ПС-450 – 1000 – УХЛ2	Лебедки: электродвигатель ДПЗ 99/85 – 6КМ2 Ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450 – 1000 – УХЛ2	Лебедки: электродвигатели ДПЗ 99/85 – 6КМ2 Ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450 – 1000 – УХЛ2	
Циркуляционная система	ЦС5000ДГУ-1Т, ЦС5000ДГУ-1	ЦС5000ЭУ	ЦС5000ЭР – VI	ЦС5000, 450ЭР – Т	ЦС6500ЭР	ЦС8000ЭР	Комплекс оборудования зарубежных фирм

Продолжение табл. 16.2

Механизмы и агрегаты	НБО-Э	НБО-Д	БОЗД86-1	БОЗД86-2
Лебедка буровая	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200Д – I	ЛБУ-1200Д – II
Насос буровой	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	–	–	–	–
Кронблок	УКБ-6 – 270	УКБ-6 – 270	УКБ-7 – 400	УКБ-7 – 400
Талевый блок	УТБ-5 – 225	УТБ-5 – 225	УТБ-6 – 320	УБТ-6 – 320
Крюкоблок	УТБК-5 – 225	УТБК-5 – 225	УТБК-6 – 320	УТБК-6 – 320
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-320МА
Вышка	–	–	–	ВМР-45×320 – I
Привод основных механизмов	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13 – 62 – 8 – УХЛ2 Буровых насосов: электродвигатель СДБМ99/46 – 8 – УХЛ2	Лебедки, ротора и одного бурового насоса: групповой от 3 дизелей В2500ТКС4 Второго бурового насоса: групповой от 2 дизелей В2500ТКС4		
Циркуляционная система	–	–	–	–

Примечания. 1. Циркуляционная система может поставляться в любой комплектации, включая оборудование зарубежных фирм. 2. Допускается любая комплектация оборудования по требованию заказчика.

В табл. 16.1 даны технические характеристики буровых установок и наборов бурового оборудования, в табл. 16.2 указаны основные комплектующие механизмы и агрегаты.

На рис. 16.1 приведен общий вид одной из установок.

В буровых установках с дизель-электрическим приводом БУUNOC 500ДЕ и БУUNOC320ДЕ в качестве источника энергии используются дизель-электрические станции фирмы Caterpillar, а для очистки бурового раствора — оборудование зарубежных фирм.

Буровые лебедки

Буровые лебедки конструкции Уралмашзавода характеризуются высокой приводной мощностью, оптимальными соотношениями диаметра барабана и талевого каната, оборудованы надежными тормозными системами и регуляторами подачи долота на забой, а также механизмами для правильной укладки талевого каната на барабане.

Шифр лебедок: ЛБУ22—720 — лебедка буровая Уралмашзавода, натяжение ходового конца талевого каната 22 т (220 кН), расчетная мощность на входном валу лебедки 720 кВт. В некоторых шифрах указывается только расчетная мощность (например, ЛБУ3000).

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

В табл. 16.3 приведены параметры буровых лебедок, а на рис. 16.2 — общий вид лебедки ЛБУ37—1100.

Регуляторы подачи долота (РПД), характеристики которых приведены в табл. 16.4, позволяют автоматически поддерживать заданную оператором (бурильщиком) скорость подачи инструмента и в случае необходимости могут быть использованы в качестве аварийного привода для подъема бурильной колонны, а также при подъеме и опускании буровой вышки.

Буровые насосы

Завод «Уралмаш» выпускает буровые насосы двух типов: двухпоршневой насос двустороннего действия — дуплекс УНБ-600А (рис. 16.3) и трехпоршневые насосы одностороннего действия — триплекс УНБТ-950А, УНБТ-1180А1 и УНБТ-750 (рис. 16.4).

Шифр насосов УНБ-600А — уралмашевский насос буровой мощностью 600 кВт; УНБТ-950А — уралмашевский насос буровой трехпоршневой мощностью 950 кВт.

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

В табл. 16.5 приведены параметры буровых насосов, в табл. 16.6—16.8 — характеристики (подача, давление) на различных втулках, в табл. 16.9 — размеры насосов.

Таблица 16.3

Параметры буровых лебедок

Показатели	Буровые лебедки							
	ЛБУ22 – 720	ЛБУ22 – 670	ЛБУ37 – 1100	ЛБУ2000ПС	ЛБУ3000М1	ЛБУ – 1200	ЛБУ – 1200(Д – 1)	ЛБУ – 1200(Д – 2)
Максимальное усилие в канате, кН	220	220	370	365	460	273	289	289
Расчетная мощность на входном валу, кВт	720	670	1100	1475	2200	710	690	690
Диаметр талевого каната, мм	28	28	35	35	38	32	32	32
Диаметр бочки барабана, мм	650	500	685	835	935	800	800	800
Длина бочки барабана, мм	840	1180	1373	1445	1540	1030	1030	1030
Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей)/на ротор	4	2	4	2	2	5/4	5/4	5/4
Диаметр тормозных шайб, мм	1180	900	1270	1450	1600	1450	1450	1450
Ширина тормозной колодки, мм	230	230	230	230	260	230	230	230
Тип вспомогательного тормоза	ТЭИ-710 – 45	ТЭИ-710 – 45	ТЭИ-800 – 60	Основной электродвигатель		УТГ-1450	УТГ-1450	УТГ-1450
Габаритные размеры, мм:								
длина	6854	7866	8333	8430***	8725***	7250	7407	7430
ширина	3208*	3100	3230*	3480***	3464***	3545	2776	2903
высота	2695	2207	2208	2540***	2560***	2865	2420	2420
Масса, кг	31 490	34 000	39 050	39 330***	49 200***	26 320	23 875	24 450

* Транспортный размер.

*** Параметры приведены без основного электродвигателя.

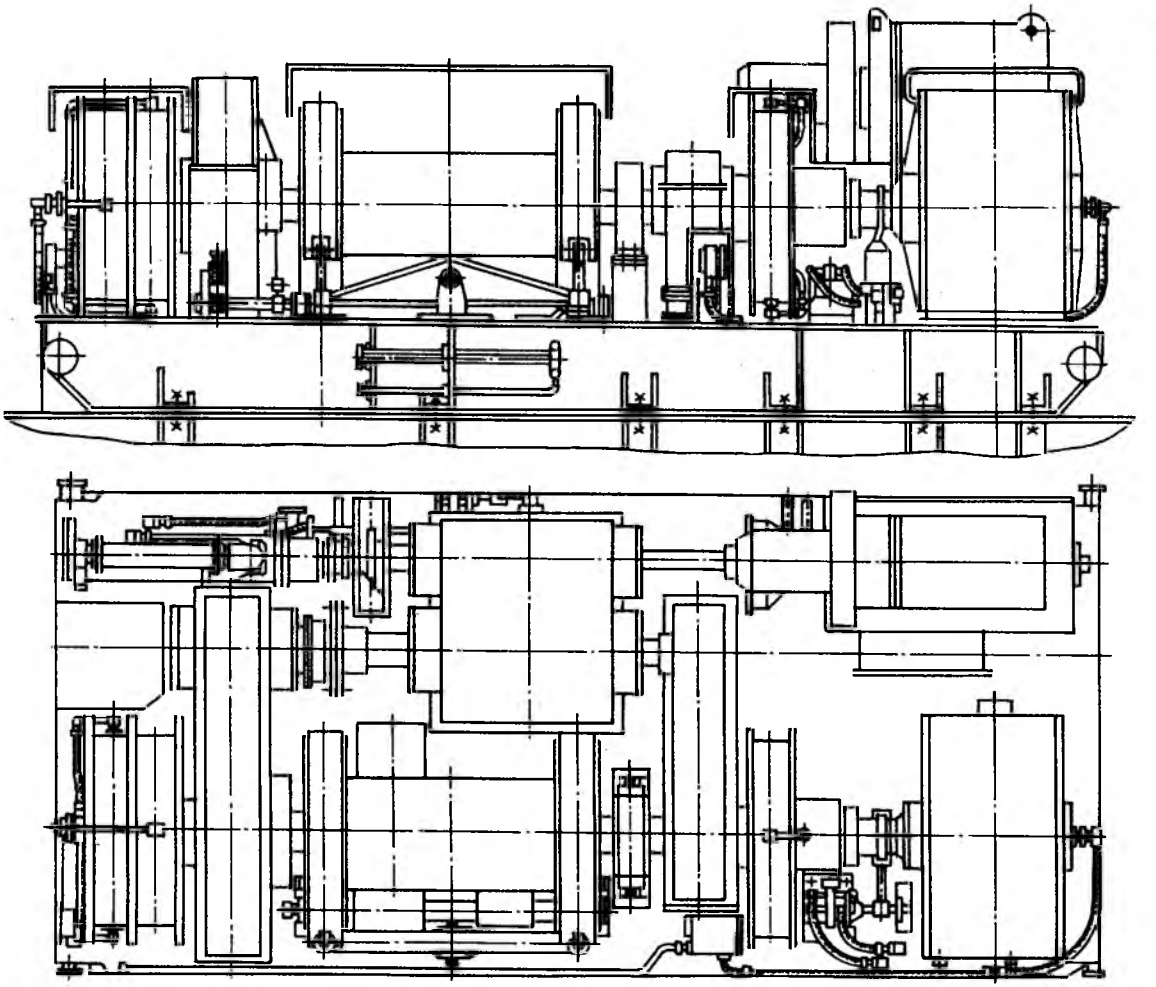


Рис. 16.2. Буровая лебедка ЛБУ37−1100

Таблица 16.4

Параметры регуляторов подачи долота

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

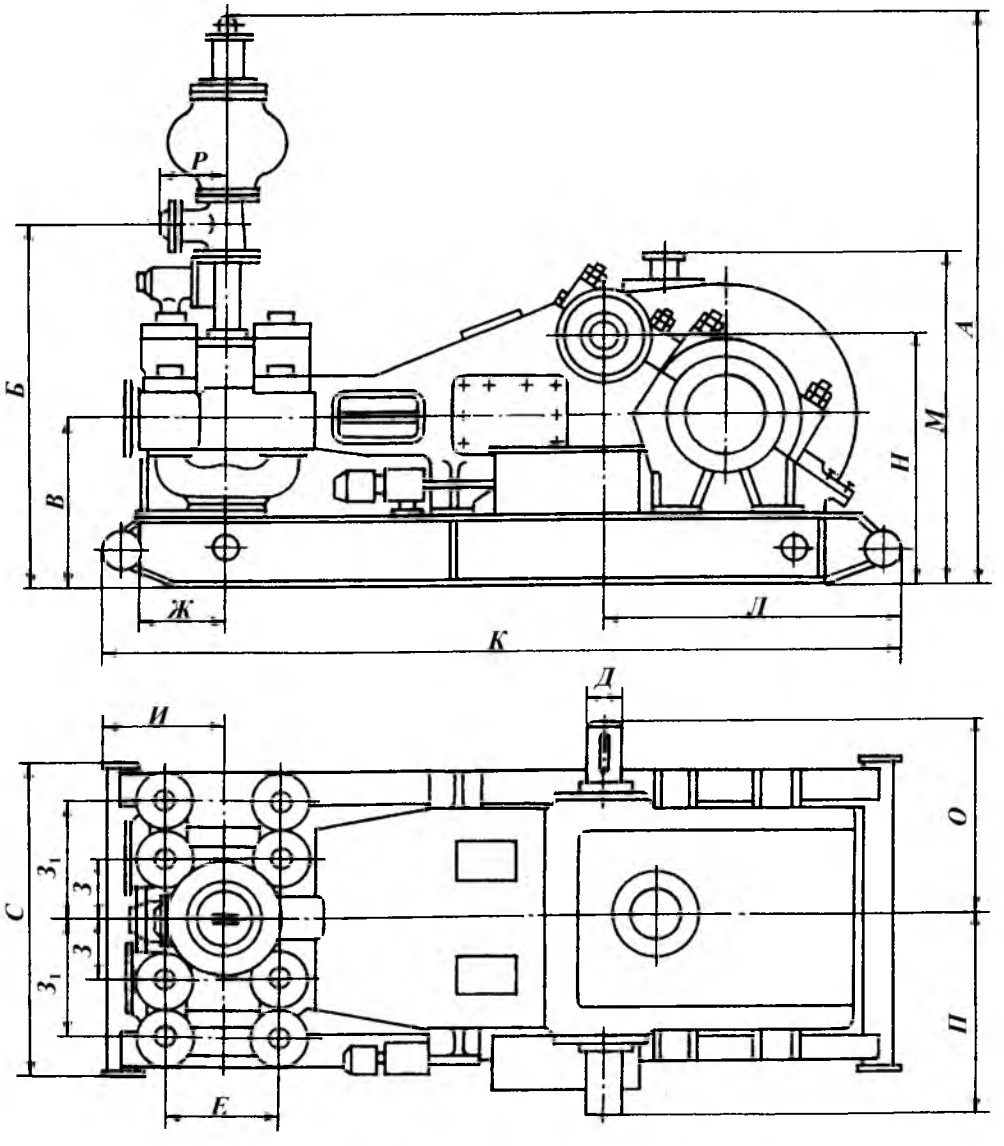


Рис. 16.3. Буровой насос УНБ-600А

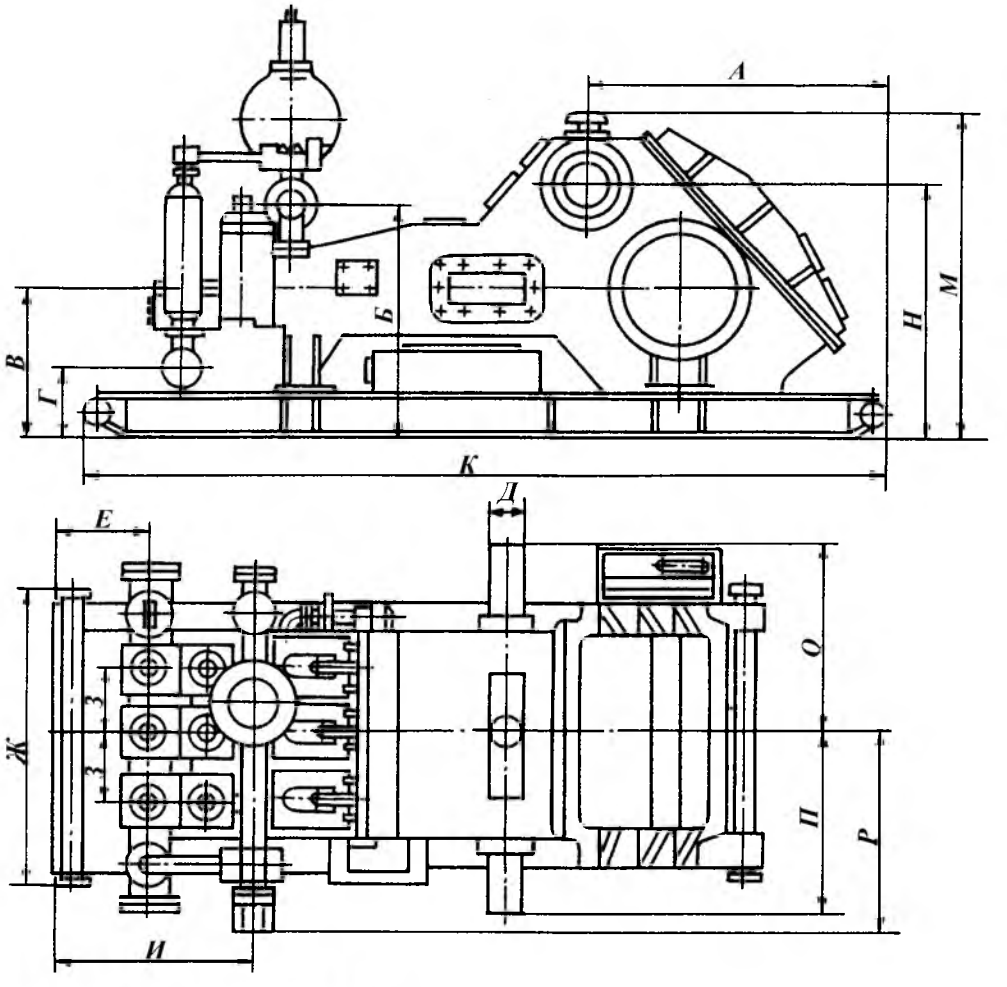


Рис. 16.4. Буровой насос УНБТ-750

Таблица 16.5

Параметры буровых насосов

Показатели	Насосы		
	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Мощность насоса, кВт	600	950/1180	750
Число цилиндров	2	3	3
Максимальное число ходов поршня в минуту	65	125	160
Максимальная частота вращения входного вала, об/мин	320	556	687
Длина хода поршня, мм	400	290	250
Максимальное давление на выходе, МПа	25	32	35
Максимальная идеальная подача, л/с	51,9	46	50,7
Размер клапана по стандарту АНИ	№ 9	№ 7	№ 7
Тип зубчатой передачи	Косозубая	Шевронная	Шевронная

Продолжение табл. 16.5

Показатели	Насосы		
	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Передаточное число редуктора	4,92	4,448	4,307
Гидравлический блок	Литой	Кованый	Кованый
Условный проход, мм:			
входного коллектора	275	250	250
выходного коллектора	109	100	100
Габаритные размеры базовой модели, мм:			
длина	5100	5390	5030
высота	1877	2204	2057
ширина	2626	2757	2530
Масса базовой модели, кг	22 985	22 800/22 810	17 180
Диаметр шкива, мм	1400, 1700, 1800	1000/710	818
Тип пневмокомпенсатора на выходе		Сферический	
Высота насоса с краном, мм	3976	3620	3684
Ширина насоса со шкивом, мм	3016	3205	2961
Масса насоса с компенсатором, шкивом и краном, кг	25 500 – 26 310	24 468 – 24 475	18 560

Примечание. Параметры базовой модели приведены без шкива, компенсатора и консольно-поворотного крана.

Таблица 16.6

Характеристика буровых насосов УНБТ-950А и УНБТ-1180А1

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см^2)		Подача идеальная, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	125	115	100	85	75	50	25	1
180	19,0 (190)	23,5 (235)	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2	0,368
170	21,0 (210)	26,5 (265)	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2	0,328
160	24,0 (240)	30,0 (300)	36,4	33,5	29,12	34,7	21,84	14,56	7,28	0,2911
150	27,5 (275)	32,0 (320)	31,9	29,3	25,52	21,7	19,14	12,76	6,38	0,255
140	32,0 (320)	32,0 (320)	27,8	25,5	22,24	18,9	16,68	11,12	5,56	0,222

Таблица 16.7

Характеристика бурового насоса УНБ-600А

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см^2)	Подача идеальная, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
		65	60	50	40	30	20	10	1
200	10,0 (100)	51,9	47,9	39,9	31,9	23,9	16,0	8,0	0,798
190	11,5 (115)	45,7	42,2	35,2	27,7	21,1	14,1	7,0	0,703
180	12,5 (125)	42,0	38,8	32,3	25,8	19,4	12,9	6,5	0,646
170	14,5 (145)	36,0	33,2	27,7	22,2	16,6	11,0	5,5	0,554
160	16,5 (165)	31,5	29,1	24,2	18,4	14,4	9,7	4,8	0,485
150	19,0 (190)	27,5	25,4	21,2	16,9	12,7	8,6	4,3	0,429
140	22,5 (225)	23,3	21,5	17,9	14,3	10,7	7,2	3,6	0,358
130	25,0 (250)	19,7	18,9	15,2	12,1	9,1	6,1	3,0	0,303

Таблица 16.8

Характеристика бурового насоса УНБТ-750

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см^2)	Подача идеальная, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
		160	140	125	115	100	75	50	1
180	13,5 (135)	50,7	44,4	39,6	36,5	31,7	23,8	15,85	0,317
170	15,2 (152)	45,2	39,5	35,3	32,4	28,2	21,2	14,1	0,282
160	17,1 (171)	40,2	35,1	31,4	28,8	25,1	18,8	12,5	0,251
150	19,6 (196)	35,2	30,8	27,5	25,3	22,0	16,5	11,0	0,220
140	22,4 (224)	30,7	25,2	23,7	21,8	19,0	14,2	9,5	0,19
130	26,0 (260)	26,5	23,2	20,7	19,1	16,6	12,4	8,3	0,166
120	35,0 (350)	22,0	19,2	17,1	15,7	13,7	10,3	6,85	0,137

Таблица 16.9

Размеры насосов, мм

Обозначение на рис. 16.3—16.4	Тип насоса			Обозначение на рис. 16.4	Тип насоса		
	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБ-600А	УНБТ-750		УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБ-600А	УНБТ-750
А	2860	3305	2828	И	1405	855	1152
Б	1641	2092	1569	К	5390	510	5030
Б	1036	1035	979	Л	2101	1872	1923
Г	496	625	586	М	2204	2050	2060
Д	230	175	210	Н	1672	1500	1545
Е	1080	720	522	О	1262	1284	1312
Ж	2312	550	1884	П	1312	1305	1219
З	500	345	430	Р	1350	434	1270
$З_1$	—	830	—	С	—	1816	—

Ротор

Основные характеристики роторов приведены в табл. 16.10.

Таблица 16.10

Параметры роторов

Показатели	Тип ротора		
	Р-700	Р-950	Р-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	950	1260
Диаметр отверстия с переводником, мм	560	560, 700	560, 700, 950
Допускаемая статическая нагрузка на стол, кН	5000	6300	8000
Максимальная частота вращения стола ротора, об/мин	350	350	350
Расстояние от центра до цепного колеса, мм	1353	1353	1651
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м	80	120	180
Передаточное число от приводного вала до стола ротора	3,61	3,81	3,96
Тип зубчатой передачи	Коническая		
Приводной вал:			
диаметр (выходной), мм	150	150	150
длина выходной части, мм	165	165	250
размеры шпоночного паза, мм	40×148	40×148	40×153
Подшипники приводного вала	7538	7538	3634
Основная опора	1687/770Х	1687/1060Х	1687/1400Х
Вспомогательная опора	1688/770Х	1688/1060Х	11 689/1400Х
Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм	120, 145, 160	120, 145, 160	120, 145, 160

Продолжение табл. 16.10

Показатели	Тип ротора		
	Р-700	Р-950	Р-1260
Масса, кг	4760	7000	9460
Размеры (рис. 16.3), мм:			
А	680	750	800
Б	200	220	200
Б	2270	2425	2910
Г	1353	1353	1651
Д	740	875	1070
Е	1945	2065	2535
Ж	305	330	360
И	775	925	1115
К	2010	2165	2630
Л	1200	1550	1930
М	1545	1850	2230

Талевые механизмы

Элементы талевого механизма (кронблоки, талевые блоки, крюки) имеют оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната. Канавки канатных шкивов обработаны ТВЧ. Оси шкивов и крюки выполнены из легированной стали высокой прочности. В качестве опор шкивов использованы подшипники с высокой долговечностью.

Крюки литой конструкции позволяют выполнить крюкоблоки меньших габаритов по радиусу вращения и встроить удлиненную литую защелку для автоматического захвата штропов вертлюга. Небольшие габариты по радиусу вращения, наличие гидроамортизатора и ориентира обеспечивают удобство работы при расстановке свечей.

Таблица 16.11

Параметры кронблоков

Показатели	Буровые установки с ручной расстановкой свечей				
	УКБ-6 – 250	УКБ-6 – 270	УКБ-7 – 400 для ЗД86 – 1	УКБ-7 – 400 для ЗД86 – 2	УКБ-7 – 500
Схема кронблока	Б	Б	Е	Е	А
Максимальная нагрузка, кН	2500	2700	4000	4000	5000
Число канатных шкивов	6	6	7	7	7 + 2
Диаметр каната, мм	28	32	32	32	35
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1120	1120	1120	1400
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	1000	1010	1010	1285
Диаметр оси, мм	220	220	260	260	280
Подшипник шкива	97744АМ Конический двухрядный 220×340×100	42244 Роликовый цилиндрический 220×400×65	7097152М Конический двухрядный 260×400×104		7097556М Конический двухрядный 280×420×110
Габаритные размеры, мм:					
длина	3180	2320	2220	3230	6815
ширина	2606	1440	1460	3190	2440
высота	1335	1322	1590	2440	2200
Масса, кг	3885	3430	3560	6400	9515

Продолжение табл. 16.11

Показатели	Буровые установки механизмами типа АСП				
	УКБА-6 – 250	УКБА-6 – 400	УКБА-7 – 500	УКБА-7 – 600	УКБА-7 – 600 для UNOC 500
Схема кронблока	Б	Б	А	Д	А
Максимальная нагрузка, кН	2500	4000	5000	6000	6000
Число канатных шкивов	6	6	7+2	7	7+2
Диаметр каната, мм	28	35	35	38	38
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1400	1400	1500	1500
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	1285	1285	1365	1375
Диаметр оси, мм	220	280	280	380	280
Подшипник шкива	97744ЛМ Конический двухрядный 220×340×100	7097156М Конический двухрядный 280×420×110	7097156М Конический двухрядный 280×420×110	1097976К Конический двухрядный 380×520×150	7097156М Конический двухрядный 280×420×110
Габаритные размеры, мм:					
длина	4390	4390	6750	5090	6920
ширина	2820	3190	3130	2250	3250
высота	1810	2200	2192	2240	2360
Масса, кг	5170	8040	9925	11 683	11 855

Таблица 16.12

Параметры крюкоблоков

Показатели	Крюкоблок				
	УТБК-5 – 225 (НБО-Д, НБО-Э)	УТБК-6 – 320 (ЗД86-1, ЗД86-2)	УТБК-6 – 450	УТБК-5 – 225	УТБК-5 – 320
Максимальная нагрузка, кН	2250	3200	4500	2250	3200
Число канатных шкивов	5	6	6	5	5
Диаметр каната, мм	32	32	35	28	35
Наружный диаметр шкива, мм	1120	1120	1400	1000	1400
Диаметр шкива по дну канавки, мм	1000	1010	1285	900	1285
Диаметр оси шкива, мм	220	260	280	220	280
Исполнение крюка	Пластинчатый	Пластинчатый	Литой	Пластинчатый	Литой
Ход пружины крюка, мм	145	200	200	145	200
Подшипник шкива	42244 Роликоподшипник двухрядный 220×440×65	7097152М Конический двухрядный 260×400×104	7097156М Конический двухрядный 280×420×110	97744ЛМ Конический двухрядный 220×340×100	7097156М Конический двухрядный 220×340×100
Масса, кг	6100	7520	8500	5320	7970
Размеры (см. рис. 16.3), мм:					
H_1	670	710	843	610	850
H_2	1320	1780	875	1260	875
H_3	1430	1260	1612	1430	1612
H_0	3280	3540	3507	3190	3507
H	3950	4250	4350	3800	4090
B	1170	1160	1450	1060	1450
B_1	320	300	700	320	700
B_2	630	630	960	630	960
A	1125	1174	860	1010	860
A_1	665	665	520	665	520
$Д$	220	220	200	220	200
$З_1$	210	210	210	210	210
$З_2$	150	150	150	150	150
d	150	120	120	150	120

Таблица 16.13

Параметры талевых блоков для работы с АСП

Показатели	Талевый блок				
	УТБА-5 – 200	УТБА-5 – 320	УТБА-6 – 400	УТБА-6 – 500	УТБА-6 – 500 (БУUNOC 500ДЕ)
Максимальная нагрузка на крюке, кН	2000	3200	4000	5000	5000
Число канатных шкивов	5	5	6	6	6
Диаметр каната, мм	28	35	35	38	38
Число осей для установки шкивов	2	2	2	2	2
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1400	1400	1500	1500
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	1285	1285	1365	1375
Диаметр оси шкива, мм	220	280	280	380	280
Подшипник шкива:					
тип	КД97744ЛМ	КД7097156М	КД7097156М	КД1097976К	КД7097156М
размеры	220×340×100	280×420×110	280×420×110	380×520×150	280×420×110
Габаритные размеры, мм:					
высота	2215	2705	2735	2845	2845
ширина	1318	1485	1430	1710	1570
Масса, кг	4250	6850	7720	10 580	7420

Таблица 16.14

Параметры вертлюгов

Показатели	Вертлюг		
	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-450МА
Допускаемая (максимальная) нагрузка, кН	2500	3200	4500
Динамическая нагрузка (при 100 об/мин), кН	1450	2000	2600
Максимальное давление прокачиваемой жидкости (раствора) в стволе, МПа	25/32	32/35	40
Габариты сменной верхней трубы, мм:			
внутренний диаметр	75	75	75
наружный диаметр	90	90	90
высота	220	220	250
Твердость рабочей поверхности трубы, HRC	≥55	≥55	≥55
Размеры штропа, мм:			
верхнее сечение $H \times A$	140×150	150×170	170×190
высота	1738	1950	2185
внутренний радиус r	125	125	125
Просвет для подвешивания на крюке B, мм	510	540	832
Диаметр пальца штропа d, мм	115	140	140
Резьба переводника для соединения с ведущей трубой (левая)	З-152Л	З-152Л	З-152Л
Присоединительная резьба ствола (левая)	З-152Л	З-171Л	З-171Л
Соединение ствола с буровым рукавом	Фланцевое	Фланцевое	Фланцевое или резьбовое через проводник с резьбой LP4 API std.5B
Основной опорный подшипник	6 – 19744ХМУ	6 – 19752ХУ	6 – 19760ХУ
Центрирующий подшипник	32140, 32144	32144	2032148М
Габаритные размеры, мм:			
высота с переводником	2850	3000	3360
ширина по пальцам штропа	1090	1212	1375
Масса, кг	2200	2980	4100

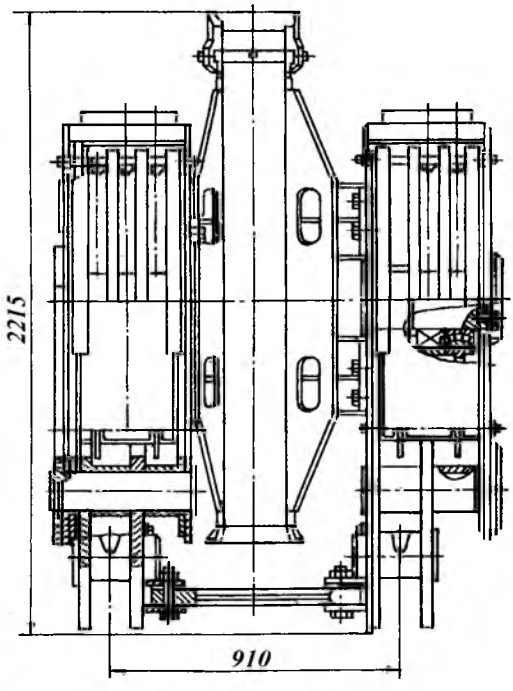


Рис. 16.5. Блок талевый УТБА-5-200

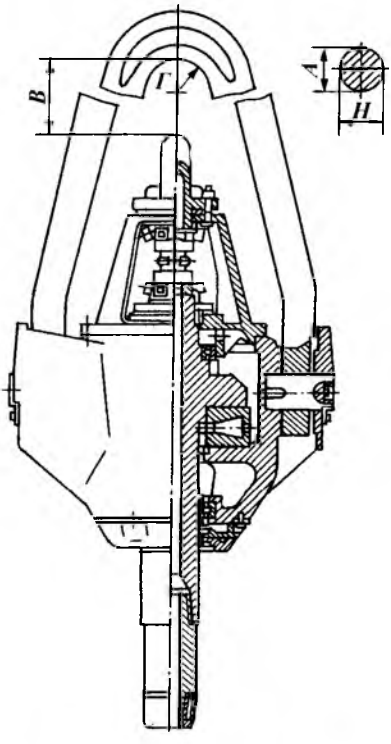


Рис. 16.6. Вертлюг типа УВ-МА

В зависимости от требований заказчика талевые механизмы поставляются в двух модификациях: для ручной расстановки свечей и для использования в комплекте с механизмами типа АСП, включая автоматический элеватор.

В табл. 16.11 — 16.14 приведены основные параметры элементов талевого механизма, на рис. 16.5 — талевый блок, а на рис. 16.6 — вертлюг.

Дизельные агрегаты

Дизельные и дизель-гидравлические агрегаты используются для привода основных механизмов буровых установок (буровой лебедки, ротора и буровых насосов).

Дизельный агрегат включает дизель и системы обслуживания (охлаждения, смазки, запуска, контроля и др.), гарантирующие его надежную работу в пределах заданного срока службы. Дизель-гидравлические агрегаты оборудованы гидротрансформатором с системами его обслуживания.

Дизели снабжены демпферами крутильных колебаний, обеспечивающими их работу в широком диапазоне оборотов коленчатого вала, а также системами предпускового запуска и аварийно-принудительной сигнализации.

В табл. 16.15 приведены характеристики дизельных агрегатов.

Таблица 16.15

Параметры дизеля и дизельных агрегатов

Показатели	СА10-1	СА-30	В2-500ТК – С4
Дизель	6ЧН21/21		12Ч15/18
Число цилиндров	6		12
Расположение цилиндров	Рядное		V-образное
Диаметр цилиндров, мм	210		150
Ход поршня, мм	210		180
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	463,7 (630)		330 (450)
Частота вращения коленчатого вала, об/мин:			
при номинальной мощности	1200		1600
при максимальном крутящем моменте	850		1150
максимально устойчивая холостого хода	540		600
максимальная без нагрузки, ограниченная регулятором	1500		1900
Степень сжатия	13,5		14 – 15
Направление вращения (со стороны вентилятора)	По часовой стрелке		
Удельный расход топлива при номинальной мощности, г/(л.с·ч)	153+8		162+8
Удельный расход масла при номинальной мощности, г/(л.с.·ч):			
на угар	1,0		Не более 1,2
общий	1,34		–
Привод вентилятора	Регулируемый		Не регулируемый
Система наддува	Турбонаддув		
Демпфер крутильных колебаний	Жидкостного типа		
Система смазки	Принудительная под давлением с «сухим» картером		
Система охлаждения	Замкнутая		
Система предпускового подогрева	Имеется		Нет
Система аварийно-принудительной сигнализации	Имеется		Имеется
Назначенный срок (ресурс) до первой переборки, ч	10 000		7000
Срок службы до капитального ремонта, ч	40 000		15 000
Габаритные размеры, мм:			
длина	2515		1850
ширина	950		1036
высота	1800		1070
Масса, кг	4800		1450
Гидротрансформатор	ГЗ – 675	–	–
Мощность номинальная, кВт	463,2	–	–
Номинальная частота вращения, об/мин	1200	–	–
Коэффициент полезного действия с учетом отбора мощности на насос, %	88±2	–	–
Агрегат			
Номинальная мощность на выходе, кВт (л.с.)	375 (510)	441,2 (600)	317 (432)
Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, об/мин	650 – 1000	650 – 1000	750 – 1650
Соединение гидротрансформатора с валом дизеля	Эластичная муфта	–	–
Размер от основания до оси выходного вала, мм	750	490	564
Габаритные размеры, мм:			
длина	4280	3880	2900
ширина	1500	1508	1580
высота	2855	2212	1500
Масса, кг	8500	7200	2200

Комплекс механизмов АСП для производства спускоподъемных операций при бурении скважин

Комплекс механизмов типа АСП (табл. 16.16) предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций. Он обеспечивает:

совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонной бурильных труб;

механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

Схема расположения механизмов АСП на буровой показана на рис. 16.7. На кронблочной площадке установлены амортизаторы *1* и верхний блок *2* или кронштейн поворотный *17* механизма подъема, направляющие канаты *3* центратора, магазин *4*, нижний блок *5* механизма подъема, центратор *8*, механизм расстановки свечей *9*, механизм захвата свечей *10*, канат механизма подъема *11*. На площадке буровой расположены подсвечник *6*, блок цилиндров механизма подъема *7*, автоматический буровой ключ *13*, ротор *15* с пневматическими клиньями. К талевому блоку подвешен автоматический элеватор *12*. Пост АСП *14* размещен на площадке подсвечника. Бурильные свечи *16* устанавливаются на подсвечник.

Таблица 16.16

Параметры комплексов механизмов типа АСП

Показатели	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-3М6
Буровая установка	БУ3200/200	БУ5000/320	БУ6500/400	БУ8000/500
Длина свечи, м	23 – 29	23 – 29	23 – 29	23 – 29
Автоматический элеватор	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-500
Грузоподъемность механизма подъема свечи, кН, в зависимости от давления воздуха:				
0,3 МПа	25	25	25	25
0,7 МПа	58	58	58	58
1,0 МПа	82	82	82	82
Максимальный ход стрелы механизма расстановки свечей, мм	3940	5620	5620	5620
Максимальный ход тележки влево и вправо, мм	2200	2750	3480	3480
Мощность электродвигателя для привода тележки и стрелы, кВт	3,5	3,5	3,5	3,54
Диаметр стальных труб, на работу с которыми рассчитаны механизм захвата свечи и автоматический элеватор, мм:				
бурильных	89 – 146	89 – 146	89 – 146	89 – 146
утяжеленных	108 – 178	108 – 178	108 – 178	108 – 178

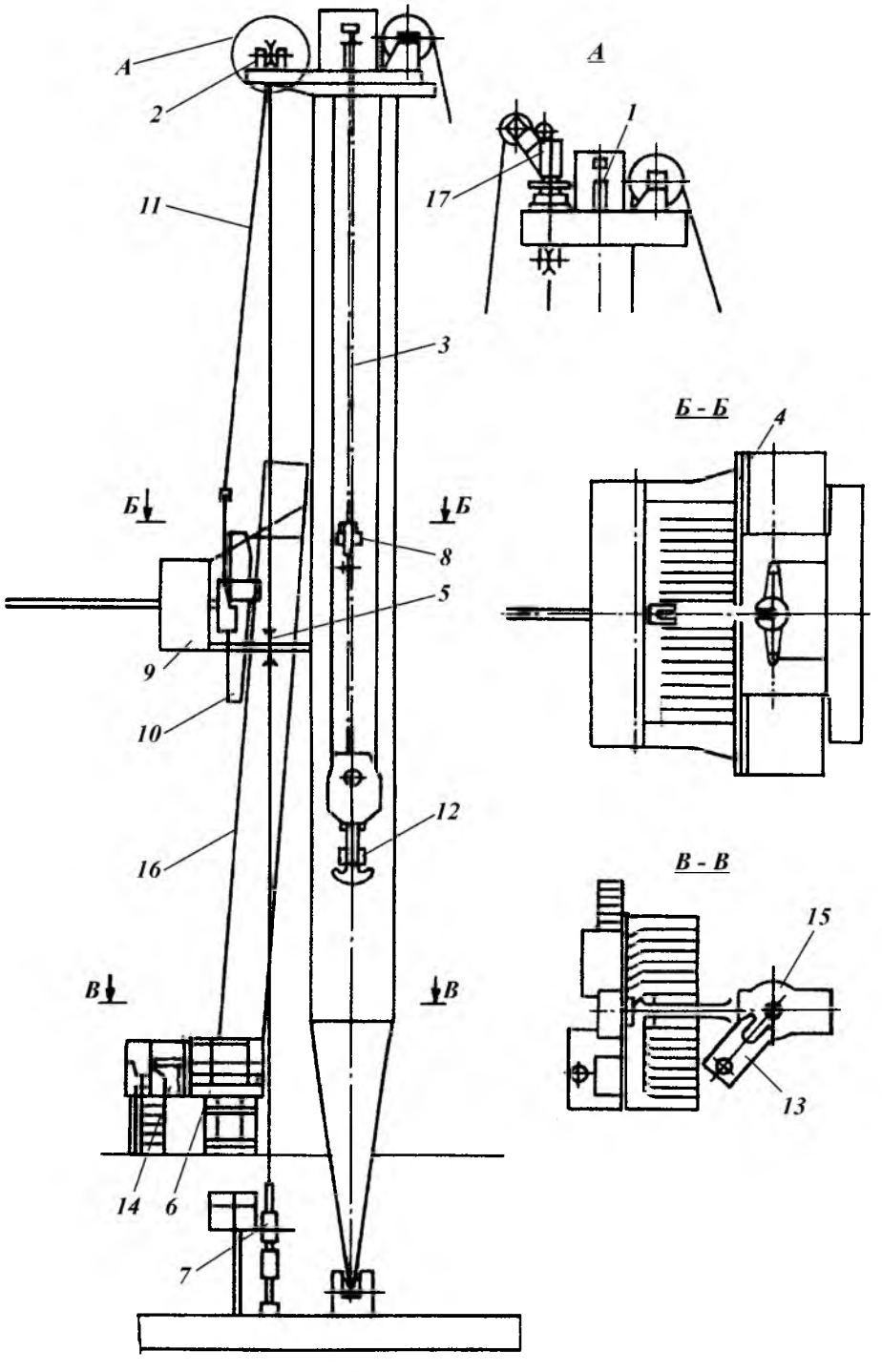


Рис. 16.7. Схема расположения механизмов АСП на буровой

Буровые вышки

Мачтовые буровые вышки для буровых установок завода «Уралмаш» изготовляются следующих типов: А-образные (ВМ), П-образные (ВМП) и четырехопорные (ВУ).

А-образные вышки применяются в буровых установках классов 3200/200 и 5000/320, П-образные — в буровых установках класса 5000/320.

Четырехопорные мачтовые вышки используются в буровых установках классов 6500/400 и 8000/500. Обладая жесткостью башенных, вышки этого типа сохранили монтажные качества мачтовых вышек. Оригинальная схема подъема предусматривает использование в качестве устройства для подъема вышки буровой площадки. Вышки такого типа обеспечивают одновременное размещение двух комплектов свечей: для работы с механизированной их расстановкой, с одной стороны, и для работы с ручной расстановкой — с другой.

Подъем и опускание вышек осуществляются буровой лебедкой с помощью специальных устройств.

Внутри одной ноги вышки имеются лестницы тоннельного типа до подкронблочной площадки, внутри второй ноги — лестницы маршевого типа с переходными площадками (до платформы верхнего рабочего).

В табл. 16.17 и 16.18 приведены основные параметры вышек, на рис. 16.18 — схема их конструкций.

Таблица 16.17

Параметры мачтовых вышек

Показатели	А-образные вышки			П-образные вышки
	ВМА-45×200	ВМР-45×200У	ВМР-45×320, ВМА-45×320	ВМП-45×320
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000	2000	3200	3200
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м	45	45	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	2400	2400	3840	3840
Расстояние между ногами, м	10,3	10,3	10,3	—
База нижняя (расстояние между осями опорных шарниров), м	—	—	—	2,6×10,3
Длина свечи, м	25 — 27	25 — 27	25 — 27	25 — 27
Диаметр и толщина трубы, мм	140×8	140×8	140×14	—
Профиль уголка	—	—	—	200×200×17
Соединение секций между собой	Пальцевое	Пальцевое	Пальцевое	Фланцевое
Длина секций, м	11 940	11 940	11 940	11 900 — 12 750
Габариты сечения ноги, м	1640×2440	1640×2440	1640×2440	1800×3000
Размеры, мм:				
H	44 800	44 800	44 800	44 800
H_1	6200	7200	8200	8200
H_2	3550	4750	5300	2400
H_3	4600	4600	4600	4100
H_4	16 750	17 250	17 750	17 350
A	10 300	10 300	10 300	10 300
A_1	—	—	—	2600
B	620	650	630	250
B_1	9880	9635	4450	5250
Масса, кг:				
секции (максимальная)	3795	3483	4475	7010
вышки	36 290	30 766	41 050	69 450
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью специального приспособления			

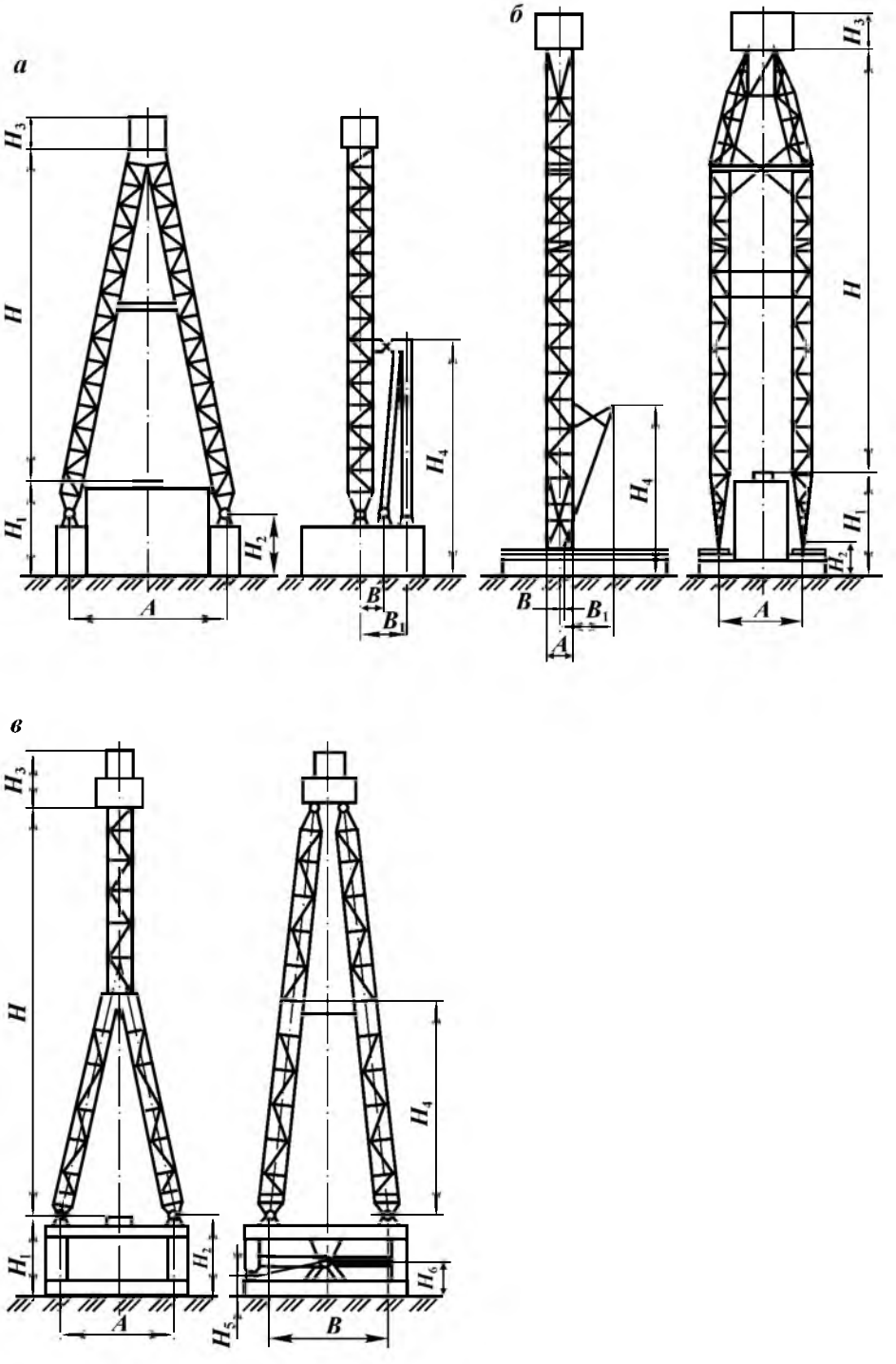


Рис. 16.8. Буровые вышки мачтового типа:
а — А-образные; *б* — П-образные; *в* — четырехопорные мачтовые

Таблица 16.18

Параметры четырехопорных мачтовых вышек

Показатели	ВУ-45×400А, ВУ-45×450	ВУ-45×500
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	4000/4500	5000
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	4800/5400	6000
Расстояние между ногами, м	11×8	11×8
Длина свечи, м	25 – 27	25 – 27
Применяемый профиль уголка:		
верхней части	250×250×16	250×250×16
нижней части	160×160×14	160×160×14
Число секций	12	12
Соединение секций между собой	Фланцевое на болтах	
Длина секций, м	12 865 – 9925	12 865 – 9925
Размеры сечения ног вышки, мм	1840×2340	1840×2340
Размеры, мм:		
H	44 800	44 800
H_1	8200	10 200
H_2	8300	10 300
H_3	5000	5000
H_4	20 000	20 000
H_5	1600	1900
H_6	4136	4950
A	8000	8000
B	11 000	11 000
Масса, кг:		
секции (максимальная)	6400	6400
вышки	63 000	63 000
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью полиспаста	

16.1.2. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ОАО «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»

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

Отличительные особенности установок:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками;

высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость в управлении и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (установки кустового исполнения).

Таблица 16.19

Параметры буровых установок ВЗБТ

Показатели	БУ1600/ 100ДГУ	БУ1600/ 100ЭУ	БУ2500/ 160ДГУМ1	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/175ДЭП-3****	БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПКМ1	БУ2900/ 200ЭПК	БУ200/ 125ДММ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	160	1750	1750	1750	2000	1250
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2500	2900	2900	2900	2900	2000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1 – 0,2	0,22	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,7	1,7	1,95	1,54	1,54	1,66	1,66	1,5
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	300	550	550	550	550	550	300
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	560	560	560	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт	180	180	180	180	180	180	180	180
Мощность бурового насоса, кВт	475	475 (600)*	600	600	600	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э**	ДГ	ЭП ДЭП	ЭП	ЭП	ЭП	Д
Площадь подсвечников для размещения свечей диаметром 114 мм длиной, м^2	2000	2000	3500	3500	3500	3500	3500	2000
Высота основания (отметка пола буровой), м	5,0	5,0 (8)	5,5	6,1	7,75	6	8	6,4
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	3,86	3,86 (6,86)	4,1	4,7	6,4	4,7	6,64	5,05
Масса установки, т	372	343 (375)	359	308 (ЭП 495 (ДЭП))	528	468	706,5	330

* По заказу потребителей.

** Синхронный или асинхронный (АВК) привод.

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

Таблица 16.20

Механизмы и агрегаты буровых установок

Механизмы и агрегаты	БУ1600/100ДГУ	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/ 160ДГУМ1	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПБМ1	БУ2900/200ЭПК	БУ2000/ 125ДММ
Лебедка буровая	Б7.02.00.000	Б7.02.00.000	Сб.02/ЛБ-750	Б1.02.030.000	Б12.02.02.000	Б12.02.02.000-01	М12.02.02.000
Насос буровой	НБТ-475	НБТ-475(НБТ-600-1)	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1
Ротор	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000
Кронблок	Б4.10.00.000	Б4.10.00.000	Сб.10А/БУ2500ЭУ	Б1.10.00.000	Б1.10.00.000	Б38.10.00.000	М11.01.10.000
Крюкоблок	—	—	Сб.11Б/БУ2500ЭУ	Б31.11.00.000	Б31.11.00.000	Б38.11.00.000	М11.14.00.000
Крюк	Б4.34.00.000	Б4.34.00.000	—	—	—	—	—
Талевый блок	Б4.15.00.000	Б4.15.00.000	—	—	—	—	—
Вертлюг	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000
Вышка буровая	Б4.01.00.000	Б4.01.00.000	Сб.01/БУ2500ЭУ	Б1.01.00.000(ЭП) Б11.01.00.000(ДЭП) Б11.01.00.000-01(ЭПК)	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-01	М12.01.00.000
Привод основных механизмов	Лебедки, ротора и насосов: дизель-гидравлические агрегаты Сб.325/CAT-450	Лебедки и ротора: электродвигатель 4АОКБ-450Х-6УХЛ2 Привод насосов: электродвигатель АКСБ-15-44-6-6УХЛ2 (СДБО-99/49-8У2)	Лебедки, ротора и насосов: дизель-гидравлические агрегаты Сб.325/CAT-450	Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3 Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3 Ротора: электродвигатель Д-816	Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3 Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3 Ротора: электродвигатель Д-816		Лебедки и ротора: двигатель ЯМЗ8401.10 (шасси) Насосов: дизель 6V396TC4

Указанные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их эксплуатации в различных регионах — от Крайнего Севера до тропиков.

В зависимости от класса и назначения установки перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями или модулями на трейлерах соответствующей грузоподъемности, поагрегатно транспортом общего назначения. Установки кустового исполнения (К) перемещаются в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки. Буровая установка БУ2900/17ЭПБМ1 спроектирована в блочно-модульном варианте.

В табл. 16.19 даны параметры буровых установок, а в табл. 16.20 — основные комплектующие механизмы и агрегаты (для базовых моделей). В зависимости от пожелания заказчика возможны варианты поставок.

Буровые насосы

ВЗБТ выпускает трехпоршневые насосы одностороннего действия НБТ-475, НБТ-600—1 и НБТ-235, которые характеризуются оптимальными параметрами и конструкцией кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением механической и гидравлической частей, оборудованы пневматическими компенсаторами на входе и выходе и системой смазки трущихся частей (табл. 16.21—16.23).

Возможно различное исполнение насосов с правым (левым) расположением шкива, компенсатора, фланца нагнетательной линии и звездочкой для цепного привода вместо клиноременного.

Таблица 16.21

Параметры буровых насосов

Показатели	Насос		
	НБТ-475	НБТ-600—1	НБТ-235
Мощность, кВт	475	600	235
Число цилиндров	3	3	3
Номинальное число ходов поршня в минуту	145	145	160
Частота вращения входного вала, об/мин	457	453	1454
Длина хода поршня, мм	250	250	160
Максимальное давление на выходе, МПа	25	25	25, 40 кр.
Максимальная идеальная подача, л/с	45,65	45,6	26,74
Диаметр клапана, мм	156	156	120
Тип зубчатой передачи	Косозубая		
Передаточное число редуктора	3,152	3,152	9,09
Гидравлический блок	Кованый		
Условный проход, мм:			
выходного коллектора	95		60
входного коллектора	205		156
Габаритные размеры базовой модели, мм:			
длина	4560		2000
высота	1768		1290
ширина	2180		1667
Масса базовой модели, кг	14 500		3883
Диаметр шкива, мм	1120		—
Компенсатор на выходе	Сферический		
Ширина насоса со шкивом, мм	2605		—
Масса насоса со шкивом и компенсатором, кг	16 250		4271

Примечание. Параметры базовой модели даны без шкива и компенсатора.

Таблица 16.22

Характеристика буровых насосов НБТ-475, НБТ-600–1 и НБТ-235

Насос	Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см^2)	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с
НБТ-600 – 1	180	11,2 (112)	45,57
	170	12,6 (126)	40,55
	160	14,2 (142)	35,80
	150	16,1 (161)	31,34
	140	18,6 (186)	27,14
	130	21,7 (217)	23,21
	120	25,0 (250)	19,54
НБТ-475	180	9,2 (92)	45,67
	170	10,3 (103)	40,66
	160	11,6 (116)	35,92
	150	13,2 (132)	31,46
	140	14,1 (141)	27,28
	130	17,7 (176)	23,37
	120	20,8 (208)	19,72
	110	25,0 (250)	16,33
НБТ-235	160	7,5 (75)	25,74
	140	9,8 (98)	19,70
	120	13,3 (133)	14,42
	100	25,0 (250)	10,05
	80	40 (400)80	6,43

Таблица 16.23

Параметры кронблоков

Показатели	Кронблок				
	Б4.10.00.000	Сб.10А/ БУ2500ЭУ	Б1.10.00.000	Б38.10.00.000	М11.01.10.000
Схема кронблока (см. рис. 16.9)	*б*	*а*	*в*	*в*	*г*
Допускаемая нагрузка, кН	1000	1750	1750	2000	1000
Число канатных шкивов	5	5+1	5+1	5+1	5
Диаметр каната, мм	25	28	28	32	25
Наружный диаметр шкива, мм	900	1000	1000	1000	760
Диаметр шкива по дну канавки, мм	800	900	900	900	660
Диаметр оси шкива, мм	170	170	170	170	170
Габаритные размеры, мм:					
длина	910	2680	2120	816 } Для	1500
ширина	950	1046	910	1000 } секции	1000
высота	950	1400	1080	1080 }	1000
Масса, кг	1100	2260	1470	2263	1180

Примечание. Подшипники шкива – цилиндрический роликоподшипник 42234 (ГОСТ 8328–75), 170×310×52.

Элементы талевого механизма (кронблок, талевый блок, крюк) буровых установок ВЗБТ имеют следующие особенности:

приняты оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната, гарантирующие высокую долговечность талевого каната;

канавки канатных шкивов кронблока и талевого блока обработаны ТВЧ;

оси шкивов выполнены из легированной стали высокой прочности и износостойкости;

литая конструкция крюка, изготовленная из стали высокой прочности, обеспечивает минимальную массу и удобство работы верхового рабочего;

благодаря специальному механизму можно быстро провести перепуск талевого каната, что значительно увеличивает его долговечность.

В табл. 16.24 приведены основные параметры элементов талевого механизма, а на рис. 16.9 общий вид крюкоблока.

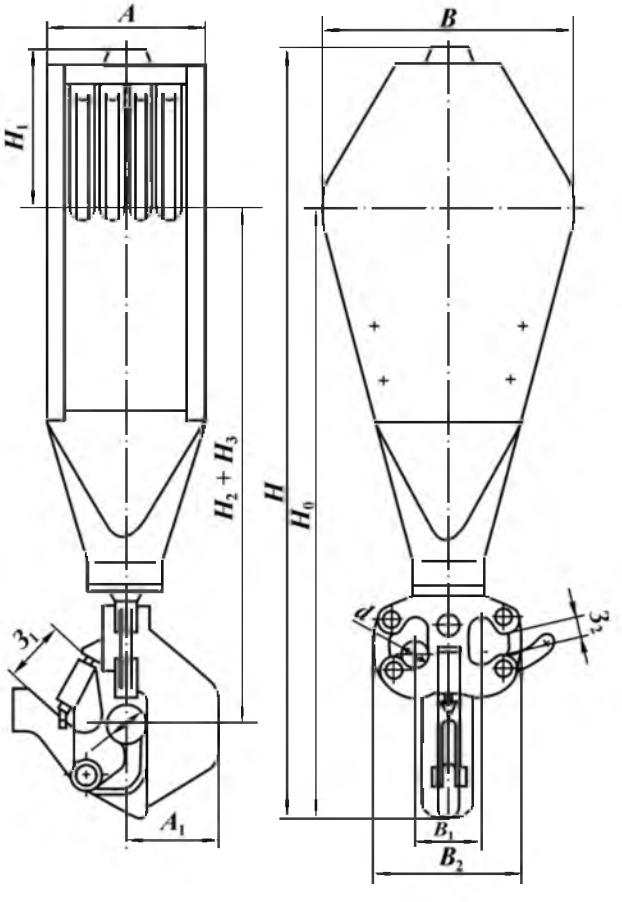


Рис. 16.9. Крюкоблок

Таблица 16.24

Параметры крюкоблоков

Показатели	Крюкоблок	
	Сб.11Б/БУ2500ЭУ, Б31.11.00.000 (Б38.11.00.000)	М11.14.00.000
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750 (2000)	1000
Число канатных шкивов	4	4
Диаметр каната, мм	28 (32)	25
Число осей для установки шкивов	1	1
Наружный диаметр шкива, мм	1000	760
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	660
Диаметр оси шкива, мм	170	170
Исполнению крюка	Литой	Литой
Ход пружины крюка, мм	140	140
Габаритные размеры, мм:		
длина	3264	2750
ширина	660	800
высота	1050	650
Масса, кг	3790	3000
Размеры, мм (см. рис. 16.3):		
H_1	675	420
H_2+H_3	2264	2013
H_0	2589	2328
H	3260	2750
B	1050	800
B_1	380	420
B_2	660	660
A	652	650
A_1	385	385
$Д$	170	170
$З_1$	210	210
$З_2$	150	150
d	110	110

Примечание. Подшипники: шкивов — 42234 (ГОСТ 8328—75), 170×310×52; крюка — опорный 8308, 40×75×26; опорный 889736, 180×300×95.

Дизель-гидравлический агрегат САТ-450

В буровых установках БУ2900/175ДГУМ1 и БУ1600/100ДГУ для привода основных механизмов применяется дизель-гидравлический агрегат САТ-450, состоящий из дизеля В8-500ТК-С4 и турботрансформатора с необходимыми системами их обслуживания. Ниже приведены параметры агрегата.

Параметры агрегата САТ-450

Турботрансформатор	ТТ-560К
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	294 (400)
Номинальная частота вращения, об/мин ($с^{-1}$)	1350 (22,5)
Диапазон частоты вращения выходного вала при КПД не ниже 70 %	3
Коэффициент трансформации	3,3
Максимальное значение КПД с учетом отбора мощности на насос:	
в режиме трансформатора	88±2
в режиме муфты	77±2
Агрегат	
Номинальная мощность на выходном валу, кВт (л.с.)	250 (340)
Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, об/мин	550—1350
Соединение турботрансформатора с валом дизеля	С помощью эластичной муфты
Размер от основания до оси выходного вала, мм	760
Габаритные размеры, мм:	
длина	3257
ширина	1472
высота	2075
Масса, кг	4221

16.1.3. ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

Циркуляционная система буровой установки предназначена для приготовления, очистки, регулирования свойств и циркуляции бурового раствора, обеспечивающего вынос выбуренной породы и подведение мощности к забойному двигателю и долоту. Наземная часть циркуляционной системы может быть разбита на подсистему нагнетания и регулирования подачи бурового раствора и подсистему приготовления, очистки, регенерации и регулирования свойств бурового раствора.

Первая подсистема включает в себя буровые насосы, подпорные центробежные насосы, приемную емкость и обвязку всасывающих и нагнетательных линий насосов.

Для хранения раствора в циркуляционной системе предусматривается несколько емкостей прямоугольного сечения, в том числе приемная емкость со средним полезным объемом 30 – 40 м^3, которые соединены между собой трубопроводами, по которым раствор перепускается из одной емкости в другую. Каждая из подобных емкостей имеет люки для очистки от осадка и секцию растворопровода в виде желоба. Все емкости разделены на два, иногда на три отсека. Для поддержания подвижности бурового раствора используют гидравлические и механические перемешиватели. Применяют обычно механические перемешиватели пропеллерного типа с приводом мощностью 4 и 8 кВт. Гидравлические перемешиватели работают от центробежных или поршневых насосов и представляют собой погруженные под уровень насадки, направленные под различными углами друг к другу.

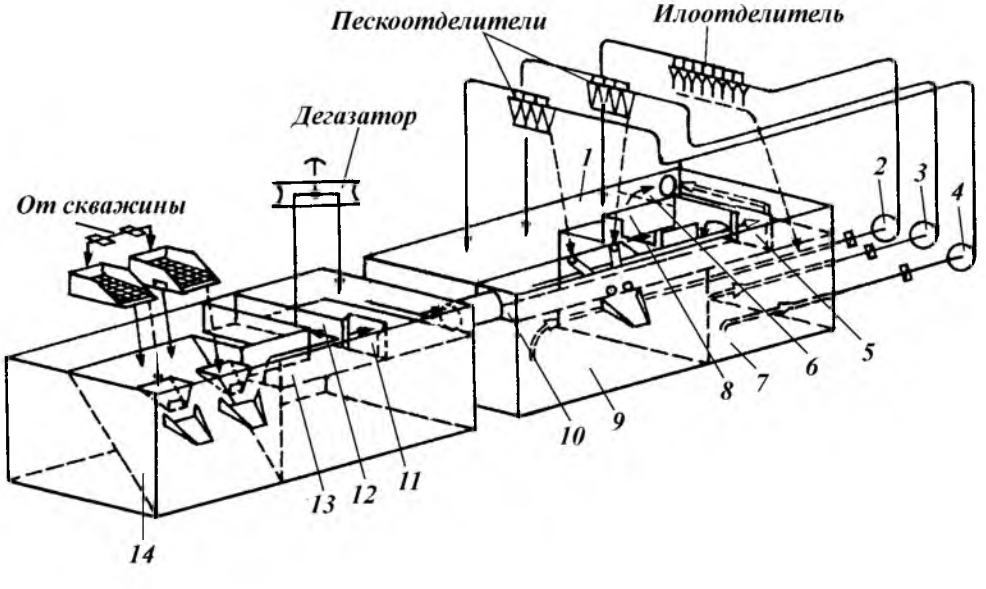


Рис. 16.10. Схема очистки бурового раствора:
1 – отсек гидроциклонов; *2* – шламовый насос илоотделителя; *3, 4* – шламовые насосы пескоотделителя; *5* – шибер; *6, 8* – окно желоба; *7* – отсек илоотделителя; *9* – отсек гидроциклонов; *10* – желоб блока гидроциклонов; *11* – шиберная заслонка; *12* – отсек всасывающей трубы дегазатора; *13* – желоб отсека вибросит; *14* – отстойник отсека вибросит

Вторая подсистема предназначена для осуществления следующих технологических операций: приготовления основы бурового раствора в виде водоглинистой суспензии, соляробитумной смеси или водонефтяной эмульсии; утяжеления бурового раствора; регулирования и стабилизации свойств раствора с помощью химических реагентов; очистки бурового раствора от выбуренной породы и газа.

В связи с повсеместным использованием порошкообразных материалов (глинопорошки, барит и др.) широко применяются при приготовлении водоглинистых суспензий и утяжелении блоки приготовления буровых растворов типа БПР.

Очистка бурового раствора как одна из важнейших операций в современном бурении, от которой существенно зависит эффективность всего процесса строительства скважин, реализуется в самом общем случае согласно схеме, приведенной на рис. 16.10. Следует отметить, что в зависимости от глубин и геолого-географических условий число элементов в схеме может варьироваться. В качестве средств для грубой очистки используют вибросита ВС-1 и ВС-2. Для тонкой очистки бурового раствора используют гидроциклонные шламоотделители, первая ступень которых называется пескоотделителем, а вторая — илоотделителем.

Для очистки от выбуренной породы утяжеленных буровых растворов используют специальные установки.

Для удаления газа из бурового раствора применяют вакуумный дегазатор.

16.2. ПАРАМЕТРЫ И КОМПЛЕКТНОСТЬ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

В зависимости от класса буровой установки, определяемого ее грузоподъемностью и глубиной скважин, а также от сложности технологического процесса бурения буровые установки комплектуются циркуляционными системами (ЦС), включающими набор блоков, оснащенных различным оборудованием для приготовления, очистки и циркуляции бурового раствора.

Расположение блоков циркуляционной системы определяется размещением основного бурового оборудования.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский машзавод» для комплектации буровых установок производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники», представлены на рис. 16.11. В табл. 16.25 приведены сведения о комплекте основного оборудования, в табл. 16.26 параметры циркуляционных систем.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский машзавод» для комплектации буровых установок производства АООТ «Уралмашзавод», представлены на рис. 16.12. В табл. 16.27 даны сведения о комплекте основного оборудования.

При использовании полнокомплектных блоков очистки в 2—3 раза сокращается объем отходов бурения, на 40—60 % уменьшается расход барита и химреагентов. В процессе бурения из блока выходит шлам пониженной влажности, пригодный для перевозки в контейнерах или бортовых транспортных средствах. Такой шлам легко поддается обезвреживанию по известным технологиям при минимуме затрат.

В зависимости от класса буровой установки блок очистки комплекту-

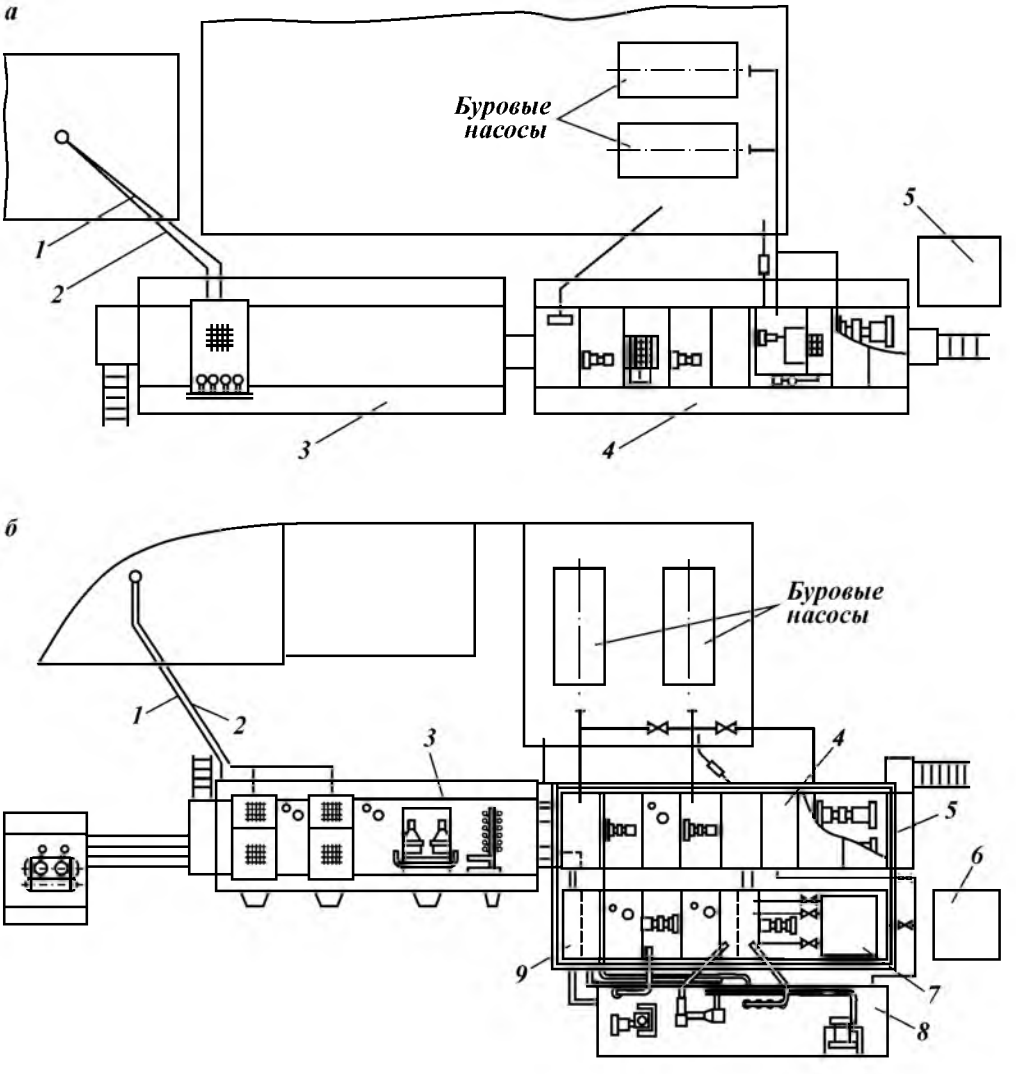


Рис. 16.11. Схемы циркуляционных систем:
а — ЦС100Э(01): *1* — трубопровод долива; *2* — растворопровод; *3* — блок очистки; *4* — приемный блок; *5* — шкаф управления электрооборудованием; *б* — 1ЦСМ2500ДЭП: *1* — трубопровод долива; *2* — растворопровод; *3* — блок очистки; *4* — приемный блок; *5* — укрытие; *6* — блок распределительного устройства; *7* — резервуар химических реагентов; *8* — блок приготовления и обработки бурового раствора; *9* — промежуточный блок

ется: линейным виброситом СВ1Л — 1—3 шт.; пескоотделителем типа ГЦ-360М — 1 шт.; илоотделителем типа ИГ-45/75 — 1 шт.; ситогидроциклонным сепаратором СГС 65/300 — 1 шт.; глиноотделителем на базе центрифуги полной комплектности (два насоса, перемешиватель, приемное устройство, рама) — 1 компл.; блоком флокуляции (по спецзаказу) — 1 компл.; шламовыми насосами типа ГрА 170/40 — 1—3 шт.; дегазатором «Каскад-40» — 1 компл.

Таблица 16.25

Комплектность циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Блок очистки	1	1	1	1
Комплектующее оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	–	2	2	2
вибрационное сито ВС-11	1	–	–	–
пескооотделитель ПГ-60/300	–	–	–	1
пескоотделитель ГЦК-360М	–	–	–	–
илоотделитель ИГ-45/75	–	1	1	1
илоотделитель ИГ-45М	1	–	–	–
ситогидроциклонный сепаратор СГС 45/150	–	–	–	–
ситогидроциклонный сепаратор СГС 65/300	–	1	1	–
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	–	1	1	–
Блок приготовления и обработки бурового раствора БПО-6	–	1	1	3
Промежуточный блок	1	1	1	–
Приемный блок	2	2	2	2
Блок подпорных насосов с насосами ГрА 170/40 или 6Ш8s2	1	–	–	1
Емкость для приготовления жидких химических реагентов	–	1	1	1
Емкость для хранения жидких химических реагентов	–	–	–	1
Емкость для воды	–	–	–	–
Блок-модуль хранения сыпучих материалов	4	6	6	6
Гидравлический перемешиватель	3	5	5	7
Лопастный перемешиватель	1	1	1	1
Электрооборудование	–	–	–	–
Склад для хранения химических реагентов	1	1	1	–
Укрытие				

Примечание. Блоки циркуляционной системы ЦС2500ЭПК расположены под общим укрытием.

Таблица 16.26

Параметры циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»

Параметры	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Пропускная способность средств очистки, м/с, не менее:				
вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м^3 (кассеты с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм)	0,03	0,06	0,06	0,06
ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м^3	–	0,065	0,065	–
илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м^3	0,045	0,045	0,045	0,045
гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м^3	–	0,0015–0,003	0,0015–0,003	–
пескоотделителя	–	–	–	0,06
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м^3), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:				
гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора	–	0,074	0,074	–
виброситом ситогидроциклонного сепаратора	–	0,100	0,100	–
илоотделителем	0,05	0,025	0,025	–
пескоотделителем	–	–	–	0,074
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м^3/с, не менее	–	0,04	0,04	–
Допустимое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	–	2	2	–

Продолжение табл. 16.26

Параметры	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Полезный объем резервуаров для хранения жидких химических реагентов, $м^3$, не менее	–	6	6	9
Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, $м^3$, не менее	60	90	90	120
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	201	370	370	290
Потребляемая мощность, кВт, не более	131	249	249	175
Масса, кг, не более	37 000	71 000	71 000	5 480

Пропускная способность блока очистки соответствует классу применяемой буровой установки и может в зависимости от набора технических средств изменяться от 25 до 90 л/с.

Комплект оборудования размещается на одной или двух емкостях в соответствии с условиями бурения и классом буровой установки.

Гидравлическая схема блока очистки позволяет использовать очистные механизмы в зависимости от условий бурения, вести обработку бурового раствора.

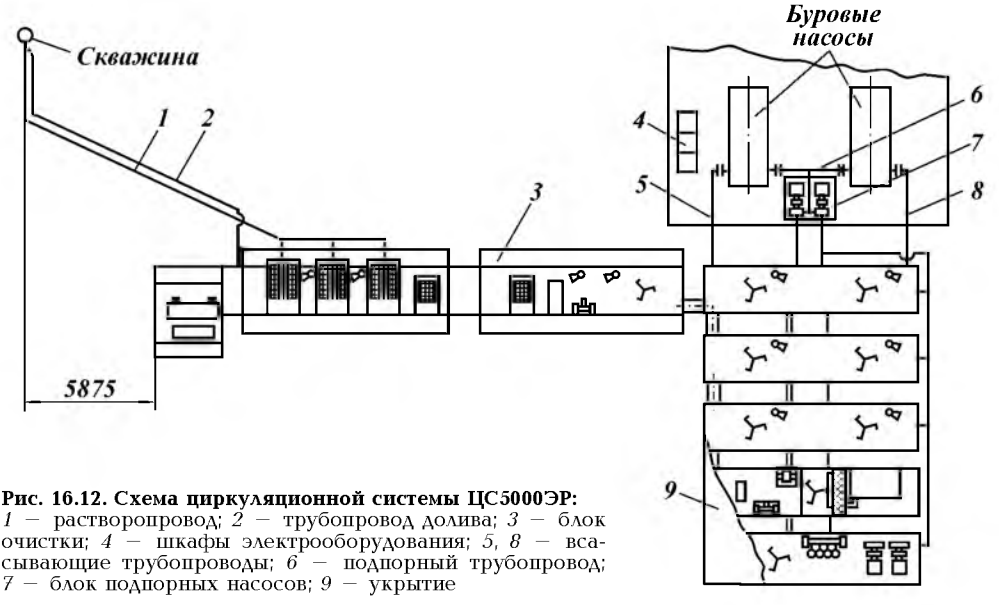


Рис. 16.12. Схема циркуляционной системы ЦС5000ЭР:
1 – растворопровод; *2* – трубопровод долива; *3* – блок очистки; *4* – шкафы электрооборудования; *5*, *8* – всасывающие трубопроводы; *6* – подпорный трубопровод; *7* – блок подпорных насосов; *9* – укрытие

Таблица 16.27

Комплектность поставки циркуляционных систем буровых установок производства ОАО «Уралмаш»

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС3200ЭУК-2М-У1	ЦС3200-У1	ЦС3000ДГУ-1Т	ЦС3200-01-У1
	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК-2М2У, БУ3200/200ЭУК-2М-2Я БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У	БУ3200/200ДГУ-1Т	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У
Блок очистки	1	1	1	1
Комплектующее оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	2	2	1	2
вибрационное сито ВС-11	–	–	–	–
пескоотделитель ПГ-60/300	–	–	–	–
пескоотделитель ГЦК-360М	2	–	–	–
илоотделитель ИГ-45/75	–	–	1	–
илоотделитель ИГ-45М	1	1	–	1
ситогидроциклонный сепаратор СГС 45/150	–	1	–	–
ситогидроциклонный сепаратор СГС 65/300	–	–	–	–
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	–	1	–	1
глиноотделитель на базе центрифуги	–	–	–	–
Блок приготовления и обработки бурового раствора:				
БПО-6	–	1	–	1
БПО-7	–	–	–	–
Промежуточный блок	3	2	2	2
Приемный блок	–	1	1	1
Блок подпорных насосов с насосами ГрА 170/40 или 6Ш8s2	1	2	1	2
Емкость для приготовления жидких химических реагентов	1	–	–	–
Емкость для хранения жидких химических реагентов	2	1	1	1
Емкость для воды	1	–	2	–
Блок-модуль хранения сыпучих материалов	–	–	–	–
Гидравлический перемешиватель	6	6	–	6
Лопастный перемешиватель	7	6	–	6
Электрооборудование	1	1	1	1
Склад для хранения химических реагентов	–	–	–	–
Укрытие	Под общим укрытием	1	–	1
Навес	–	–	–	–

По спецзаказу блок очистки может быть укомплектован расчетной технологией регламентирования компонентного состава и управления свойствами буровых растворов или компьютерной программой для этих целей. Технология позволяет вести оперативное управление процессом приготовления и обработки бурового раствора при наименьших затратах времени и материалов.

16.2.1. БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА АООТ «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»

Циркуляционные системы производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники» скомпонованы в виде цельнометаллических блок-модулей (для северных регионов) или таких же блок-модулей с быстроразборной съемной крышей и мягким укрытием (для южных регионов).

Межблочные соединения блоков быстроразъемные.

Блок-модули снабжены: системой освещения; застекленными окнами; системой приточно-вытяжной вентиляции; люками для очистки емкостей; желобной системой для перетока бурового раствора по емкостям; донными клапанами для слива отработанного бурового раствора; пароподогревателями в донной части емкостей; паровыми калориферами для обогрева помещения.

Средства автоматизации и механизации спускоподъемных операций

В целях облегчения труда буровой бригады, повышения производительности труда и качества технологических операций в современных буровых установках широко используются средства автоматизации и механизации.

Для автоматизации спускоподъемных операций бурильного инструмента широко применяют установки спуско-подъема типа АСП.

В состав комплекса АСП входят автоматический элеватор, механизм захвата свечи, механизм подъема свечи, механизм расстановки свечей, подсвечники и магазины, подвижный центратор и пульт управления.

Автоматический элеватор предназначен для подхвата и освобождения колонны бурильных труб при спускоподъемных операциях. Механизм захвата свечи работает при включении с пульта управления, автоматически захватывая свечу и освобождая ее после установки на подсвечник. Этот механизм состоит из захватного устройства и каретки, которая крепится к скобе стрелы механизма расстановки свечей. Механизм подъема свечи служит для подъема и спуска механизма захвата со свечой при ее переносе и представляет собой блок цилиндров двойного действия с рабочим давлением 0,6 — 0,9 МПа.

Механизм расстановки свечей предназначен для переноса свечи с центра скважины на подсвечник и обратно. Он состоит из рамы с тележкой, перемещающейся по направляющим, и стрелы. Подсвечник представляет собой металлоконструкцию, разделенную на секции и предназначенную для установки на ней свечей. Для удержания верхних концов свечей в определенном порядке используют магазин, разделенный на секции пальцами. Подвижный центратор перемещается по специальным направляющим канатам и удерживает верхний конец свечи в центре скважины при свинчивании и развинчивании. На рис. 16.13 приведен общий вид АСП.

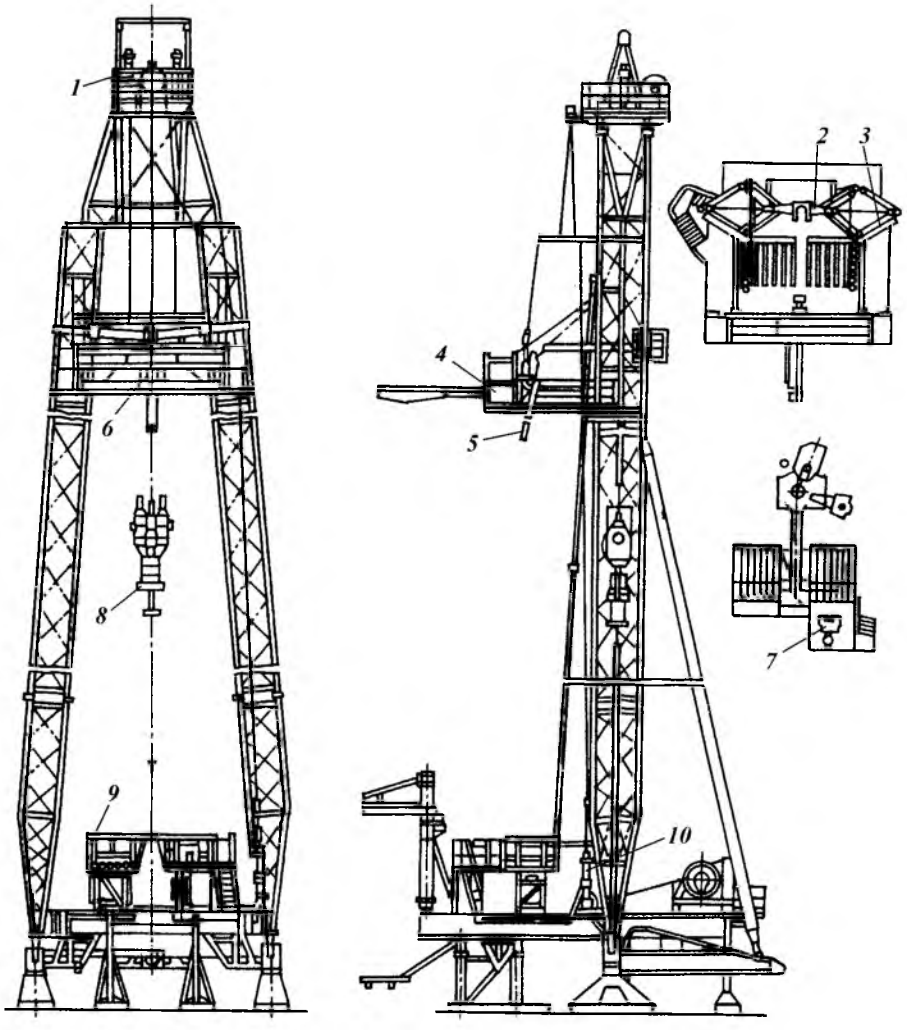


Рис. 16.13. Схема расположения механизмов АСП на буровой:
1 — направляющие канаты центратора; *2* — центратор; *3* — магазин для свечей; *4* — полати; *5* — механизм захвата свечи; *6* — механизм расстановки свечей; *7* — пульт управления АСП; *8* — автоматический элеватор; *9* — подсвечник; *10* — механизм подъема свечи

Для ускорения процесса свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб применяются автоматические ключи. Ниже дана техническая характеристика ключа АКБ-3М2.

Техническая характеристика АКБ-3М2

Диапазон работы ключа, мм:	
для труб с бурильными замками	108 – 216
для обсадных труб	114 – 194
Допустимый износ бурильных замков, мм	9
Частота вращения турбозажимного устройства (при давлении воздуха на входе в пульт 0,1 МПа), об/мин:	
максимальная	84
минимальная	80

Крутящий момент, кН·м:	
номинальный	1,2
максимальный:	
при развинчивании	50
при завинчивании без докрепления	18
при завинчивании с одним докреплением	25
Длина хода блока ключа, мм	10
Давление воздуха в сети (у пульта управления), МПа	0,7 – 0,1
Расход воздуха на один цикл работы, $м^3$	1,2
Габариты, мм	1655×1013×2388
Габариты пульта управления, мм	740×415×1300
Масса ключа, кг	2800

16.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины и агрегаты, которые принято называть установками смесительными (УС).

Цементно-смесительные машины, имеющие в качестве основных узлов бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов, монтируют на автомобилях или прицепах. Существуют два типа смесительных машин: с механической и пневматической разгрузкой бункера. Распространение получили установки смесительные УС6-30, которые являются модернизацией цементно-смесительной машины с механической разгрузкой 2СМН-20.

16.3.1. УСТАНОВКИ СМЕСИТЕЛЬНЫЕ

Установка смесительная механическая УС6-30

Передвижная установка смесительная механическая УС6-30 предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей и др.), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементировочным агрегатом, от насоса которого к смесительному устройству подводится жидкость затворения.

Установка предназначена для работы в районах с умеренным и холодным климатом.

Техническая характеристика установки УС6-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Наибольшая масса транспортируемого материала по дорогам, т:	
с твердым покрытием	11,5
без твердого покрытия, включая участки бездорожья	9,5
Масса догрузки бункера на месте цементирования, т, не более	20,0
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 $г/см^3$ (расчетная), $дм^3/с$	27
Плотность приготавливаемого раствора, $г/см^3$	1,3 – 2,4 (±0,02)
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Наибольшая производительность по сухому цементу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15,0
дозирующих винтовых конвейеров (расчетная)	132,0
Привод винтовых конвейеров	От двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы

Вместимость бункера, м^3	14,5
Устройство смесительное	Гидровакуумное
Давление жидкости, МПа:	
оптимальное	1,5
максимальное	2,0
Диапазон регулирования плотности (от заданной) при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см^3	0,3 – 0,5

Устройство и принцип работы установки

Оборудование установки состоит из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозировочных винтовых конвейеров, устройства смесительного, системы управления и вспомогательного оборудования (рис. 16.14).

Устройство смесительное гидровакуумного типа (рис. 16.15) работает по принципу струйного насоса и представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Сливная труба в рабочем положении одним

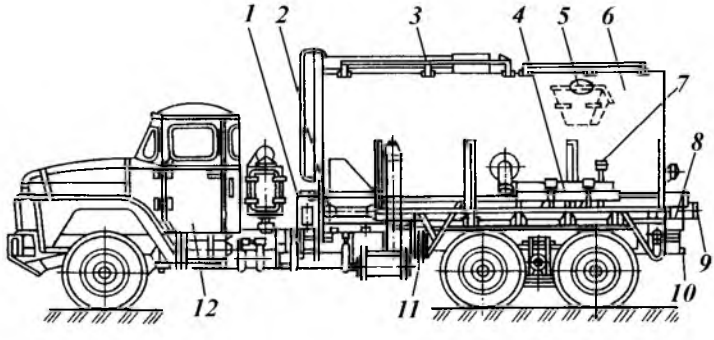


Рис. 16.14. Установка смесительная механическая УС6-30:
1 – коробка отбора мощности; *2* – карданные валы; *3* – привод загрузочного шнека; *4* – загрузочный шнек; *5* – воронка загрузочная; *6* – бункер; *7* – вибратор; *8* – камера приемная; *9* – дозировочные шнеки; *10* – устройство смесительное; *11* – домкраты; *12* – автошасси

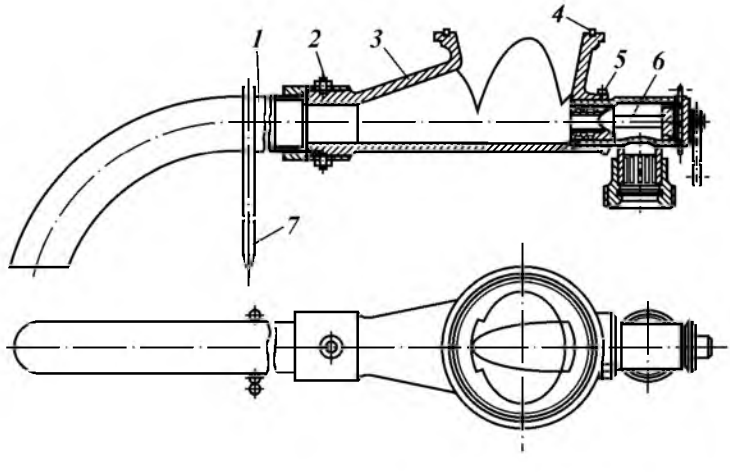


Рис. 16.15. Смесительное устройство:
1 – сборный ствол; *2* – зажимный болт; *3* – корпус смесителя; *4* – уплотнение; *5* – крепление; *6* – щелевидные поворотные насадки; *7* – упорный штырь

концом крепится с помощью болтов-фиксаторов к смесительному устройству, а на другом конце имеет деаэратор. В транспортном положении сливную трубу крепят с правой стороны бункера.

Принцип работы смесительного устройства основан на следующем: струя жидкости затворения, выходя из щелевидного насадка, создает разряжение в камере устройства, при этом тампонажный материал из приемной камеры попадает в сливную трубу, в которой за счет турбулентности потока происходит перемешивание материалов. Далее готовый раствор поступает в приемный бачок насосной установки.

Отличительной особенностью смесительного устройства является возможность регулирования плотности раствора без замены насадки, путем поворота пробки крана гидросмесителя ГРПП на требуемый угол.

Перемещают сухой тампонажный материал внутри бункера установки и подают его к приемной камере и смесительному устройству с помощью двух дозировочных винтовых конвейеров (шнеков), расположенному в бункере.

Установка смесительная механическая ICMP-20

Установка предназначена для приготовления тампонажного раствора при цементировании скважин и для доставки к месту работ сухого тампонажного материала с догрузкой бункера на месте проведения работ. Оборудование установки смонтировано на санях для возможности ее буксировки трактором по снегу. Она может быть использована на морских нефтяных месторождениях, где может быть установлена на эстакаде или на палубе судна, обслуживающего морские месторождения.

На установке отсутствует водоподающий насос, поэтому она должна работать совместно с цементировочным агрегатом (насосной установкой).

Техническая характеристика установки смесительной ICMP-20

Вместимость бункера, $м^3$	14,5
(по цементу), т	20,0
Максимальная масса транспортируемого сухого цемента при буксировке на санях, т	8
Максимальная теоретическая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 $г/см^3$, $дм^3/с$	27
Плотность приготовляемого раствора, $г/см^3$	1,3 – 2,4
Требуемое время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Диапазон регулирования плотности (от заданной при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП), $г/см^3$	0,3 – 0,5
Допускаемые колебания плотности раствора относительно заданной, $г/см^3$, не более	±0,02
Максимально допустимое давление на насадок смесителя, МПа	2
Устройство смесительное	Струйного типа
Монтажная база	Рама
Привод основных и загрузочных шнеков	От установленного двигателя ГАЗ-52 через редуктор и цепную передачу
Максимальная теоретическая производительность по сухому цементу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15,0
дозирующих винтовых конвейеров	132
Габаритные размеры, мм:	
длина	9125
ширина	2600
высота	3350
Масса, кг	6200
Наработка на отказ, ч	200
Средний ресурс до капитального ремонта, ч	1000

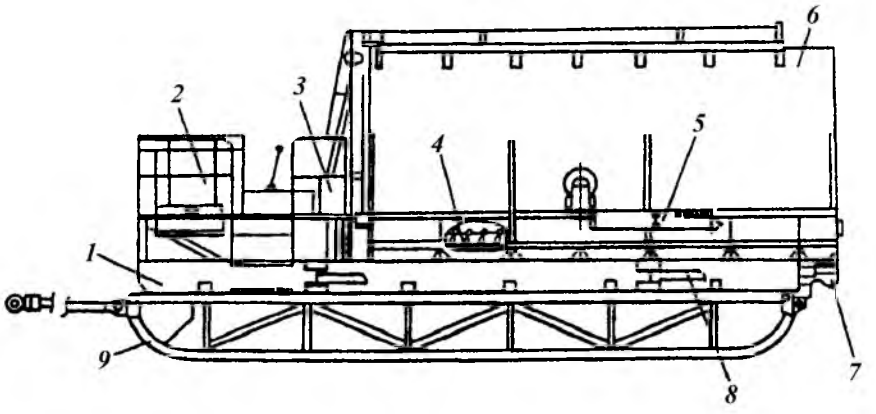


Рис. 16.16. Установка смесительная механическая ICMP-20:
1 — рама монтажная; *2* — силовая установка; *3* — редуктор; *4* — основные шнеки; *5* — разгрузочный шнек; *6* — бункер; *7* — устройство смешивающее; *8* — откидные кронштейны; *9* — сани

Установка смесительная механическая ICMP-20 (рис. 16.16) состоит из смесительного устройства *7* со сменными насадками, бункера *6*, обусловленного основными *4* и загрузочными *5* шнеками, редуктора *3*, а также из силовой установки *2*. Силовая установка расположена на раме *1* и состоит из двигателя ГАЗ-52 с фрикционной муфтой, коробки перемены передач, систем питания, охлаждения и смазки, электрооборудования, управления КИП.

Рама установки цельносварная с четырьмя кронштейнами *8*, по два с каждой стороны, для подвески к вертолету при транспортировании по воздуху. Для транспортирования тягачом рама устанавливается на сани *9*, состоящие из двух полозьев, жестко связанных между собой поперечинами.

Привод всех механизмов установки осуществляется от двигателя ГАЗ-52 через редуктор. Вращение основным шнекам передается от редуктора, а к загрузочному шнеку — через редуктор и систему зубчатых и цепных передач. Управление редуктора осуществляется рычагами, находящимися на редукторе.

В корытах днища бункера размещены два шнека, которые производят подачу цемента из емкости в приемную воронку и дальше на смесительное устройство. Работает смесительное устройство по принципу струйного насоса, благодаря чему из приемной камеры цемент подсасывается водой и, проходя через смесительное устройство и выкидную трубу, перемешивается за счет турбулентного движения.

Установка смесительная пневматическая УС5-30

Установка смесительная УС5-30 оснащена пневматической системой. Цифра 5 в шифре — тип установки, а 30 — производительность приготовления тампонажного раствора в $дм^3/с$ (рис. 16.17).

К преимуществам данной установки следует отнести возможность выполнения следующих технологических операций:

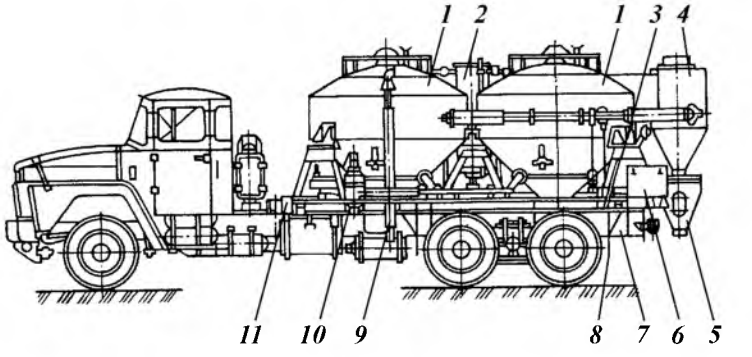


Рис. 16.17. Установка смесительная УС5-30:
1 — бункеры; *2* — фильтрующая система; *3* — вспомогательное оборудование; *4* — циклон; *5* — смесительное устройство; *6* — система управления; *7* — шасси КрАЗ-250; *8* — брызговики; *9* — система выхлопа и обогрева бачка компрессора; *10* — пневмосистема; *11* — привод компрессора

приготовление тампонажного раствора при работе в составе комплекса оборудования, предназначенного для цементирования скважин;

пневматическая перегрузка тампонажных материалов, минуя сепаратор, в другие смесительные установки пневматического или механического типов, а также в склады с помощью собственного или постороннего компрессора;

вакуумная самозагрузка из складов напольного типа и крытых вагонов;

гравитационная и пневматическая загрузка собственных бункеров из складов силосного типа;

загрузка собственных бункеров из автоцементовозов.

К недостаткам установки следует отнести сравнительно небольшое количество перевозимого тампонажного материала в двух имеющихся бункерах (11 т).

Техническая характеристика установки УС5-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Максимальная масса транспортируемого тампонажного материала, т	11,0
Максимальная производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,35 г/см^3, дм^3/с	30
Плотность приготавливаемого раствора, г/см^3	(1,3÷2,4)±0,02
Число бункеров цилиндрово-конической формы	2
Вместимость бункера, м^3	4,0
Система разгрузки тампонажного материала из бункера	Пневматическая
Максимальная производительность разгрузки, т/мин	2,2
Максимальное рабочее давление в бункере, МПа	0,06
Система загрузки бункеров тампонажным материалом	Пневматическая вакуумного типа
Максимальная производительность вакуумной загрузки, т/ч	20
Максимальный вакуум в бункере, МПа	0,06
Точность измерения массомера, кг	±100
Компрессор	
Тип	РКВН-6-У (ротационный)
Подача, м^3/мин	6,0±5 %
Абсолютное давление, МПа:	
нагнетания	0,22
всасывания	0,1

Привод	Через двухвальную коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля, и карданный вал

Смесительное устройство

Тип	Гидровакуумный с поворотной щелевидной насадкой
Давление жидкости, МПа:	
оптимальное	1,5
максимальное	2,0
Угол поворота насадки, градус	90
Диапазон регулирования плотности за счет поворота насадки, г/см^3	0,12÷0,14
Управление установкой	Централизованное с поста, расположенного у смесительного устройства

Оборудование установки (см. рис. 16.17) монтируется на шасси автомобиля КрАЗ-250 и состоит из двух бункеров, коробки отбора мощности с карданным валом, компрессора, пневмосистемы, фильтрующей системы вакуумной загрузки и обеспыливания, смесительного устройства, системы разгрузки и системы управления с устройством для взвешивания гидравлического типа, системы выхлопа и обогрева бачка компрессора.

Бункеры установки предназначены для аккумулирования транспортируемого тампонажного материала и представляют собой две вертикальные влагонепроницаемые емкости цилиндроконической формы (рис. 16.18).

Нижняя часть бункера — коническая с углом при вершине, равным естественному углу откоса цемента. Бункер имеет загрузочный люк с откидной крышкой и встроенным тканевым фильтром, загрузочную трубу для загрузки с помощью вакуумного устройства самой установки или цементовозом. К нижнему фланцу бункера крепится коробка со съемным аэроднищем, к средней части аэроднища внутри бункера подведена раз-

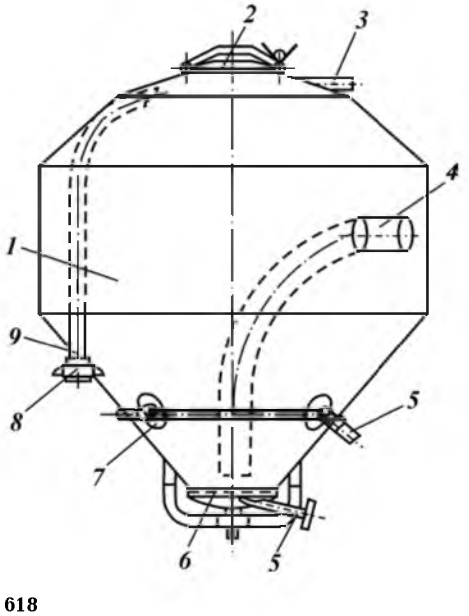


Рис. 16.18. Бункер:
1 — корпус; *2* — крышка люка; *3* — отвод воздуха к фильтру; *4* — труба разгрузочная; *5* — подвод воздуха; *6* — крышка аэроднища; *7* — фланец; *8* — присоединительный узел; *9* — труба загрузки

грузочная труба с раструбом, на одном конце, и выходом в цилиндрическую часть бункера, на другом.

Коробка аэроднища имеет решетку с тканевым фильтром, под которую подводят сжатый воздух от компрессора установки. Оба бункера закреплены на монтажной раме шестью болтами с возможностью демонтажа. Бункеры имеют загрузочную трубу и отводы к фильтру первой ступени.

В верхней части бункера, вокруг загрузочных люков, имеются ограждения. Оба бункера оборудованы стационарными лестницами для подъема к люкам.

Система разгрузки включает продуктопроводы для пневмотранспорта тампонажного материала из бункеров к сепаратору установки и далее к смесительному устройству. Разгрузочные трубы бункеров имеют заслонки и объединены в общий коллектор, который соединен с сепаратором. Управление заслонками выведено с помощью вертикальных тяг к посту управления установкой.

Сепаратор цилиндроконической формы с тангенциальным вводом в верхней цилиндрической части крепится к заднему бункеру установки. В верхней части сепаратора находится колпак для отвода отделяемого воздуха в фильтр. К нижней части сепаратора крепится тканевый рукав. Отделение воздуха от транспортируемого тампонажного материала внутри сепаратора происходит под действием центробежных сил.

Отбор мощности для привода компрессора установки производится с помощью коробки отбора, установленной на раздаточной коробке автомобиля.

Система управления установкой УС5-30 — дистанционная централизованная с поста, расположенного в задней части установки, у смесительного устройства.

Цементно-смесительная машина СМ-4М

Эта машина (рис. 16.19) предназначена для транспортирования сухого цемента на буровую и механизированного приготовления цементного раствора.

Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля ЗИЛ-131А высокой проходимости и включает следующие устройства: смеситель *8*, механизм управления оборотами дозирующего шнека *6*, бункер *4*, муфту редук-

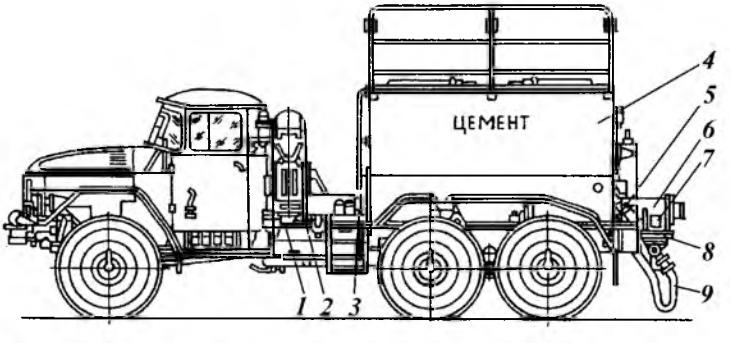


Рис. 16.19. Цементно-смесительная машина СМ-4М

тора *2*, карданный вал *3*, коробку отбора мощности *1*, контрольно-измерительные приборы *5*, приемную воронку *7* и напорную трубу *9*.

Техническая характеристика цементно-смесительной машины СМ-4М

Масса перевозимого цемента в бункере, т:	
по дорогам с различными видами покрытий, включая грунтовые дороги и участки бездорожья	3,0
по дорогам с асфальтовым покрытием хорошего состояния	4,0
Максимальная скорость передвижения, км/ч	80
Производительность машины по раствору, $м^3$/мин	0,4 – 0,6
Плотность приготовляемого раствора, г/$см^3$	1,7 – 2,0
Тип смесителя	Вакуумно-гидравлический
Давление жидкости перед смесительным устройством, МПа	0,6 – 0,1
Привод дозирующего шнека	От двигателя автомобиля
Монтажная база	Шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131А
Габаритные размеры, мм:	
длина	7080
ширина	2380
высота	2500
Масса, т	6,800
Погрузчик цемента в бункер	Стационарный или другие средства

Устройство и принцип работы отдельных узлов машины СМ-4М

Машина СМ-4М представляет собой сочетание ряда узлов: бункера, дозирующего шнека, привода шнека, смесительного устройства и контрольно-измерительных приборов. Для монтажа оборудования используют шасси автомобиля ЗИЛ-131А без лебедки, с которого сняты буксирный прибор и задник буфера. Схема управления машиной СМ-4М приведена на рис. 16.20.

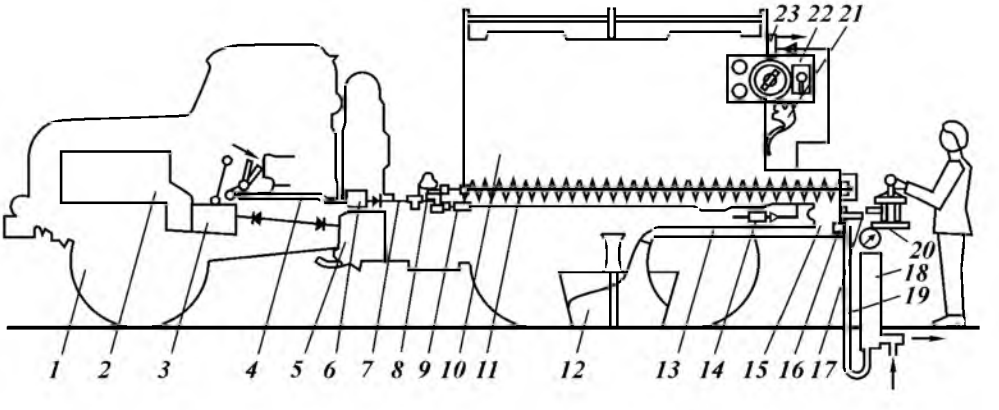


Рис. 16.20. Схема управления цементно-смесительной машины СМ-4М:
1 – шасси автомобиля ЗИЛ-131А; *2* – двигатель автомобиля; *3* – коробка перемены передач; *4* – управление коробкой отбора мощности; *5* – коробка раздаточная; *6* – коробка отбора мощности; *7* – вал карданный; *8* – редуктор; *9* – датчик тахометра; *10* – бункер; *11* – шнек; *12* – бачок цементировочного агрегата; *13* – труба напорная; *14* – кран пробковый; *15* – устройство смесительное; *16* – штуцер сменный; *17* – шибер приемочной воронки; *18* – регулятор давления; *19* – труба обводная; *20* – рычаг дублирующего управления педалью акселератора; *21* – фара поворотная с выключателем; *22* – щиток прибора с тахометром, выключателем зажигания и двумя контрольными лампами; *23* – вибратор пневматический С-820

Цемент загружают в бункер через люки стационарным шнеком или другими средствами, имеющимися на цементном складе. Дозирующий шнек приводится в движение от двигателя через коробку перемены передач (вторую передачу), коробку отбора мощности (КОМ-1), установленную на раздаточной коробке автомобиля, карданный вал, редуктор и предохранительную муфту.

Включают коробку отбора мощности из кабины водителя рычагом управления. Цемент подается шнеком к задней стенке бункера в приемную воронку и далее в смесительное устройство.

С другой стороны к смесительному устройству через регулятор давления подводится вода. Струя воды, истекающая из сопла штуцера смесительного устройства, создает в нем разрежение и, захватывая цемент, направляет его в напорную трубу, в которой благодаря турбулентности потока цемент перемешивается с жидкостью.

В зависимости от заданной плотности раствора и производительности в смесительное устройство устанавливают штуцер необходимого сечения. В комплект входят штуцера с диаметрами отверстий 9,55; 11,0; 12,35; 13,5; 14,6 и 15,6 мм.

Плотность цементного раствора регулируют, изменяя количество цемента, подаваемого в смесительное устройство.

Смесительное устройство вакуумно-гидравлического типа со сменными штуцерами подвешивается к приемной воронке с помощью специального разъемного хомута.

Установки осреднительные

Осреднительные установки предназначены для улучшения качества тампонажного раствора за счет повышения его однородности по всему объему и более полного его диспергирования. Эффект применения этих установок в силу различия их конструкции неодинаков. Достаточный эффект применения осреднительной установки достигается при сочетании определенных ее параметров (вместимости, кратности перемешивания и величины подачи используемой жидкости). Для расчетов необходимо задаваться качеством готового раствора (величиной колебаний его плотности на выходе из осреднительной установки), фактическими данными колебаний его плотности на входе осреднительной установки и требуемой пропускной способностью, обеспечивающей непрерывность цикла нагнетания тампонажного раствора в скважину.

В б. ВНИИКРнефти разработана конструктивная схема и предложена технология приготовления и осреднения двух типов тампонажных растворов, которую можно осуществить, используя цементировочное оборудование. Осреднительную установку можно использовать также как емкость для приготовления затворяющей и буферных жидкостей и для накопления продавочной жидкости.

Техническая характеристика установки для двух типов тампонажных растворов

Производительность по осреднению раствора, л/с, не более:	
для большого отсека (две цементно-смесительные машины)	30
для малого отсека (одна цементно-смесительная машина)	15
Колебания плотности раствора на выходе из осреднительной установки, г/см^3, не более:	
из частых и облегченных цементов	±0,03
из утяжеленных цементов	±0,05

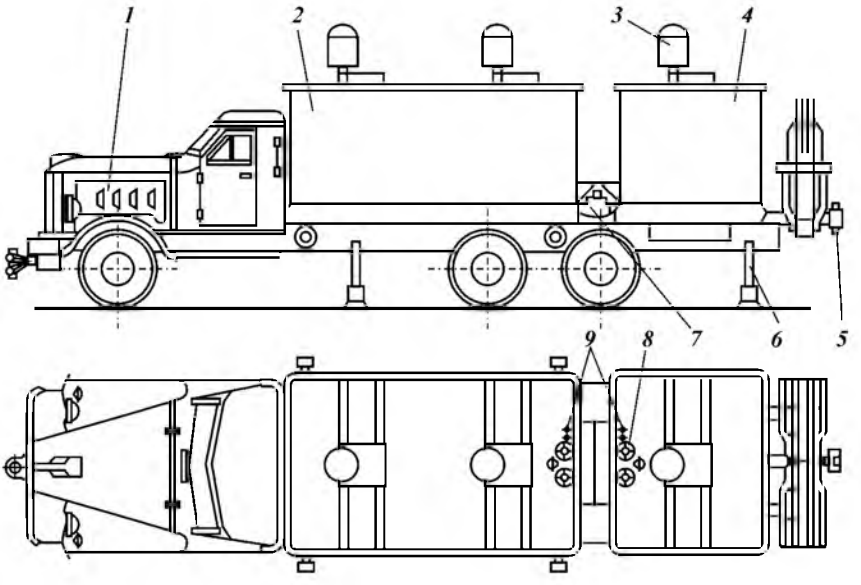


Рис. 16.21. Общий вид осреднительной установки:
1 — шасси автомобиля; *2* — второй отсек; *3* — мотор-редуктор; *4* — первый отсек (мерный бак); *5* — обвязка; *6* — домкраты; *7* — трехходовой кран; *8* — донные клапаны; *9* — рычаги управления

Допустимые колебания плотности раствора на входе в емкость, г/см^3, не более	±0,1
Применяемые материалы для приготовления тампонажных материалов	Цемент, гельцемент, многокомпонентные композиции на основе песка, цемента и т.д.

Общий вид осреднительной установки представлен на рис. 16.21.

16.3.2. УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ И ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ

Разработан комплекс оборудования для цементирования скважин в труднодоступных районах, состоящий из цементировочного агрегата, цементовозов и смесительного блока. Каждый агрегат представляет собой единый блок, который может быть использован не только при цементировании скважин, но и для проведения ряда других работ. Цементировочный агрегат можно применять для нагнетания жидкостей при гидропескоструйной перфорации, установке нефтяных ванн, глушении фонтанов и т.д. Смесительный блок может быть использован при цементировании обсадных колонн с помощью буровых насосов, для подачи воды и т.д.

Цементировочные агрегаты в специальном исполнении отличаются друг от друга транспортными базами и способами доставки к месту проведения работ. Они могут быть смонтированы на раме (5ЦА-320), на санях (5ЦА-320С), а также на прицепе с болотными гусеницами (5ЦА-320ГБ).

Цементировочный агрегат 5ЦА-320 (рис. 16.22)

Цементировочные агрегаты типа 5ЦА-320 состоят из силовой установки, включающей двигатель внутреннего сгорания с воспламенением от

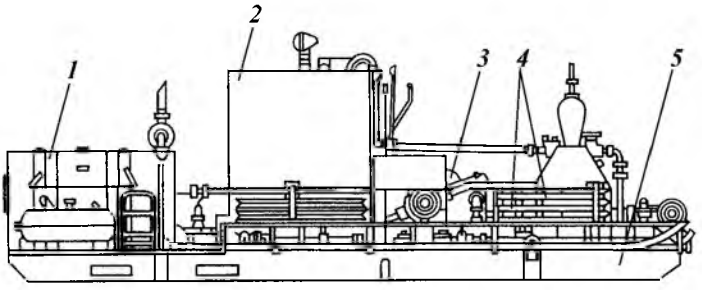


Рис. 16.22. Цементировочный агрегат 5ЦА-320:
1 — силовая установка с коробкой передач; *2* — мерный бак; *3* — цементировочный насос; *4* — манифольд; *5* — рама

сжатия и пятискоростную коробку передач; цементировочного насоса 9Т; мерного бака вместимостью 4 м^3; вспомогательного оборудования и пульта управления, смонтированных на транспортной базе.

Агрегаты этого типа разработаны АзИНМАШем и грозненским заводом «Красный молот». Ими же разработана вся сопроводительная документация к этим агрегатам, в том числе инструкция по уходу и эксплуатации.

Техническая характеристика агрегатов типа 5ЦА-320

Приводная мощность, кВт	176
Максимальное давление, МПа	32,0
Максимальная подача, л/с	23,5
Гидравлическая мощность, кВт	105
Габариты агрегата на раме (5ЦА-320), мм:	
длина	6680
ширина	2650
высота	2510
Масса агрегата, кг	7993

Цементировочный насос 9Т

Тип	Поршневой горизонтальный двухцилиндровый двойного действия с глобоидной червячной передачей
Диаметр сменных цилиндровых втулок, мм	100, 115 и 127
Ход поршня, мм	250
Передаточное число глобоидной передачи	20,5
Максимальная частота вращения вала насоса, об/мин	133
Максимальное давление, МПа	32

Установка насосная УНБ1Р-400

Данная насосная установка предназначена для выполнения тех же работ, которые выполняются и другими насосными установками (на морских нефтяных и газовых скважинах, расположенных на отдельных основаниях и приэстакадных площадках; может быть использована при бурении отдельно расположенных и кустовых скважин), но отличается от них тем, что ее оборудование смонтировано не на шасси автомобиля, а на раме (буква «Р» в шифре).

В ее состав входит следующее оборудование (рис. 16.23): силовая установка с дизельным двигателем и фрикционной муфтой, промежуточный вал, коробка перемены передач, зубчатая муфта, насос 11Т, манифольд и прочее оборудование, аналогичное оборудованию цементировочного агрегата 3ЦА-400А.

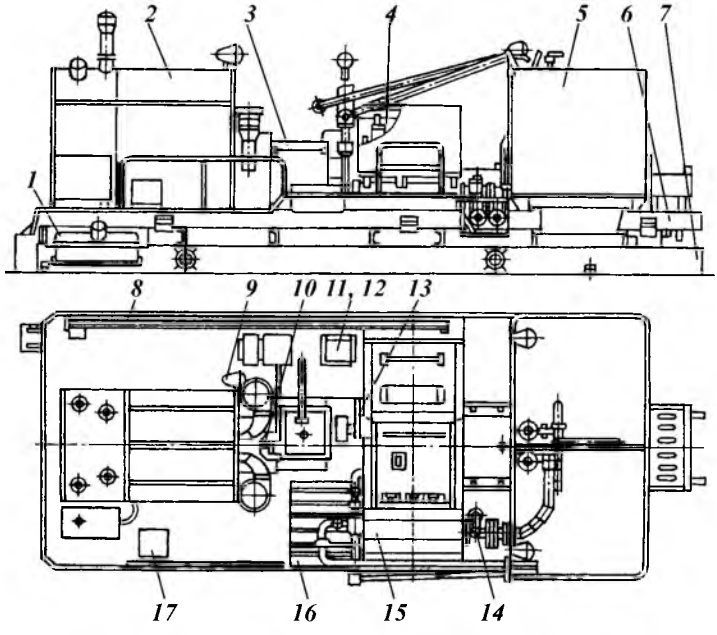


Рис. 16.23. Насосная установка УНБ1Р-400:
1 — установка топливных баков; *2* — силовая установка; *3* — коробка перемены передач; *4* — насос; *5* — бак замерный; *6* — монтаж агрегата; *7* — подрамник; *8* — трубопровод вспомогательный; *9* — электрооборудование; *10* — вал промежуточный; *11* — пост управления; *12* — приборы контрольно-измерительные; *13* — редуктор с муфтой; *14* — манифольд; *15* — ограждение гидравлической части насоса; *16* — установка аккумуляторов; *17* — инструментальный ящик

Техническая характеристика установки насосной УНБ1Р-400

Полезная мощность, кВт	257
Максимальное давление, МПа	40
Идеальная подача при максимальном давлении, $дм^3/с$	7,4
Максимальная идеальная подача, $дм^3/с$	36,5
Давление при максимальной идеальной подаче, МПа	8
Монтажная база	Рама
Привод насоса высокого давления	От силового агрегата, смонтированного на платформе установки
Габариты установки, мм:	
длина	7340
ширина	2900
высота	2800
Масса установки полная, кг	13 320

Насос высокого давления 11Т

Тип	Трехпоршневой, приводной, горизонтальный, двойного действия
Ход поршня, мм	200
Диаметр сменных втулок, мм	110, 125, 140
Наибольшее число двойных ходов	127
Передаточное число приводной части	4,48
Редуктор	Одноступенчатый с косозубой цилиндрической парой
Передаточное число	1,81

Установка УНБ1Р-400 не может быть использована для приготовления тампонажного раствора, так как не имеет водоподающего насоса.

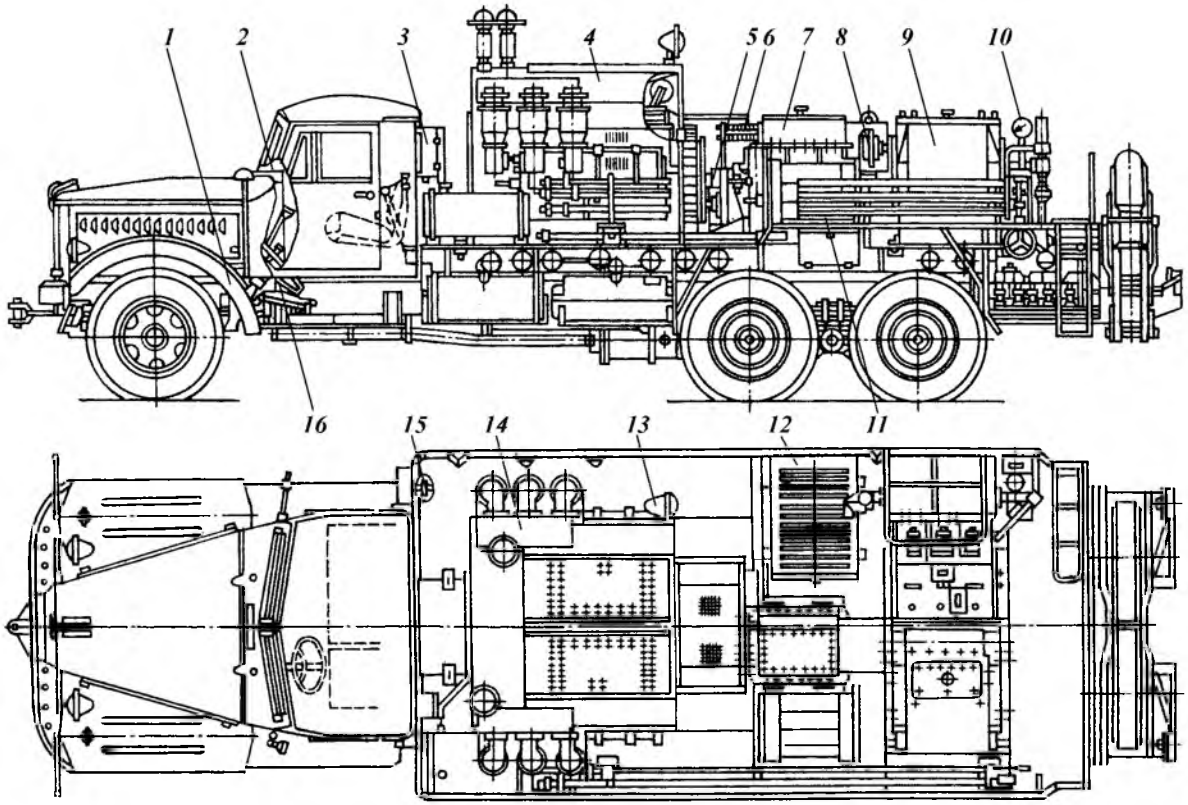


Рис. 16.24. Насосный агрегат 4АН-700:
1 — шасси автомобиля; *2* — контрольно-измерительные приборы; *3* — щиток электроаппаратуры; *4* — установка силовая; *5* — вал промежуточный; *6* — система механического управления коробкой перемены передач; *7* — коробка перемены передач четырехскоростная с механическим управлением; *8* — муфта зубчатая; *9* — насос трехплунжерный для гидроразрыва пласта; *10* — манометр; *11* — трубопровод вспомогательный; *12* — установка аккумуляторов; *13* — фара; *14* — установка воздухоочистителей; *15* — электрооборудование; *16* — управление фрикционным и топливным насосом

Насосный агрегат 4АН-700

Насосный агрегат 4АН-700 (рис. 16.24) предназначен в основном для нагнетания смеси жидкости и песка при гидравлическом разрыве пласта, гидроперфорациях и для выполнения других работ. В некоторых тампонажных конторах эти агрегаты используют также при цементировании скважин. Для этого их дополнительно оснащают небольшими мерными баками и необходимой арматурой и трубопроводами. В отличие от других типов агрегатов на агрегате 4АН-700 установлены плунжерные насосы 4Р-700, что дает возможность использовать их для нагнетания абразивных жидкостей (жидкость с песком и др.).

Агрегат 4АН-700 смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ-287. На агрегате установлен мощный двигатель (590 кВт), позволяющий насосу развивать давление 70 МПа при подаче 6,3 л/с. При работе этого двигателя рекомендуется применять наушники с антифонами.

Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700

Максимальная подача, л/с	22
Давление при максимальной подаче, МПа	20,7
Максимальное давление, МПа	70
Подача при максимальном давлении, л/с	6,3
Монтажная база	Трехосный грузовой автомобиль КрАЗ-257
Грузоподъемность автомобиля, т	10 – 12
Двигатель	Внутреннего сгорания четырехконтактный
Максимальная мощность двигателя при частоте вращения вала 2100 об/мин, кВт	175

16.3.3. СТАНЦИЯ КОНТРОЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Для успешного проведения процесса цементирования и качественного разобщения пластов необходимо выполнение ряда условий. Основными из них являются соблюдение заданного режима цементирования, обусловливающего достижение максимально допустимой скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве при допустимых давлениях на цементированной головке, забое и в необсаженном стволе скважины, а также заданного времени цементирования в соответствии с рецептурой подобранного для цементирования тампонажного раствора.

Основным параметром, по которому можно судить о соответствии свойств тампонажного раствора, приготовляемого при цементировании и подобранного в лаборатории, является его плотность ρ. В настоящее время применяются растворы плотностью от 1,0 до 2,5 г/см^3. Даже незначительные отклонения плотности раствора от заданной приводят к значительным изменениям его свойств. Для раствора из чистых портландцементов допускается отклонение плотности от заданной не более ±0,03 г/см^3, а для утяжеленных или облегченных растворов — не более ±0,05 г/см^3.

В связи с этим контролировать плотность раствора при цементировании следует таким прибором, который позволяет проводить измерения с требуемой точностью.

При цементировании в обязательном порядке должна использоваться станция контроля цементирования типа СКЦ, которая позволяет замерять и регистрировать основные параметры цементирования, в том числе и

плотность закачиваемого раствора с имеющимися отклонениями. По диаграммной ленте после цементирования можно оценить, какой по качеству раствор закачан в различные интервалы скважины. Однако оперативно управлять процессом приготовления раствора каждой смесительной установкой по показаниям СКЦ нельзя.

Станция СКЦ2М-80 предназначена для автоматического контроля на устье нефтяных и газовых скважин основных параметров закачиваемых электропроводящих жидкостей и технологических режимов процесса, а также для оперативного управления этим процессом и параметрами раствора.

Станция СКЦ2М-80 является самоходным комплексом измерительных и вспомогательных средств, размещенных на двух автомашинах повышенной проходимости, и состоит из блока манифольдов с измерительными преобразователями и блока лаборатории со вторичными и вспомогательными приборами. С помощью аппаратуры станции можно контролировать и регистрировать следующие технологические параметры: давление, мгновенный расход, суммарный объем и плотность закачиваемой жидкости.

Станцию СКЦ2М-80 можно использовать при проведении гидроразрыва пласта и других технологических операций.

Структурная схема станции СКЦ2М-80 приведена на рис. 16.25.

Основой функционирования станции являются приборы измерения давления, плотности и расхода раствора, прокачанного через цементировочный манифольд. Электрические сигналы, несущие измерительную информацию от преобразователей расхода *1*, плотности *2* и давления *3*, расположенных в линии цементировочного манифольда, поступают через вводную коробку *4* и панель разъемов *9* на блок режимов цементирования *6* и блок регистраторов *7*. Информация о наличии давления, плотности и расхода отображается на стрелочных показывающих приборах блока режима цементирования, а объем закачанного раствора на электронном и

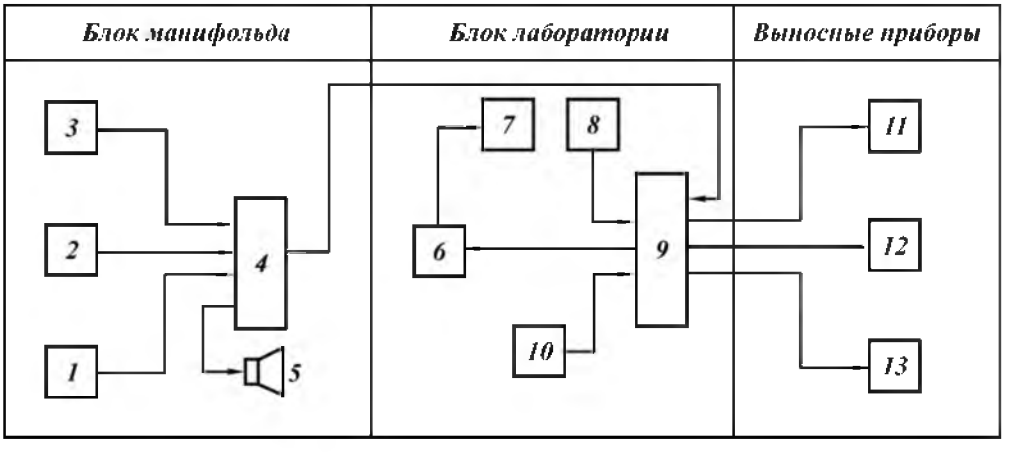


Рис. 16.25. Структурная схема станции контроля цементирования СКЦ2М-80:
1 — преобразователь расхода; *2* — преобразователь плотности; *3* — преобразователь давления; *4* — коробка вводная; *5* — громкоговоритель; *6* — блок режимов цементирования; *7* — блок регистраторов; *8* — блок силовой и связи; *9* — панель разъемов; *10* — усилитель громкоговорящей связи; *11* — выносной указатель контролируемых параметров; *12* — выносной указатель плотности; *13* — выносной блок связи

электромеханическом счетчиках. Дублирование показателей осуществлено с целью повышения надежности получаемых данных при ответственных технологических операциях, а также на случай кратковременного отключения электропитания. Вся измерительная информация регистрируется на диаграммных лентах четырех приборов Н-392, на боковом поле которых дополнительно регистрируется объем закачанного раствора.

Три самопишущих прибора регистрируют на диаграммной ленте значения давления, расхода и плотности раствора, а четвертый — изменение давления при работе в режиме «Стоп». Все эти приборы имеют отметчик, фиксирующий закачку 1 $м^3$ жидкости.

Каналы контроля давления и плотности раствора имеют световую сигнализацию, мигающий режим горения которых означает отклонение величин контролируемых параметров от заданных рукоятками соответствующих установок.

Станция контроля имеет в своем составе систему оперативного управления процессом: громкоговоритель *5* и усилитель громкоговорящей связи *10*, выносные указатели контролируемых параметров *11* и выносной указатель плотности *12*, дублирующие показания прибора блоков регистраторов, а также телефонную связь с оператором станции, находящимся в автомобиле-лаборатории, и прямой выход на громковорящую установку.

Принцип действия прибора для измерения расхода основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный преобразователь расхода представляет собой участок трубы из немагнитной стали с изолированной внутренней поверхностью и с двумя диаметрально расположенными изолированными электродами, с которых снимается измерительный сигнал. На среднем участке имеется прямоугольный магнитопровод, создающий внутри трубы магнитное поле.

При прохождении электропроводной жидкости через однородное магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике, наводится электродвижущая сила (ЭДС), величина которой пропорциональна скорости потока.

Для измерения давления в станции применен серийный преобразователь давления ПДРІ, принцип действия которого основан на преобразовании прогиба мембраны чашеобразного упругого элемента, воспринимающего непосредственно (без разделителя) давление в контролируемой линии. Полученный в датчике сигнал после преобразования поступает на показывающий прибор контроля давления и самопишущий прибор, регистрирующий давление по шкале «Стоп». Это позволяет наблюдать и регистрировать в большом масштабе небольшие изменения давления, четко устанавливая момент посадки разделительной пробки на стоп-кольцо во время продавливания тампонажного раствора. При этом есть возможность наблюдать и регистрировать отклонение давления ±4 МПа по всей ширине ленты, а второй прибор в это же время регистрирует истинное давление в первоначальном масштабе.

УДК 622.24(075)
ББК 33.13
Б 27

Рецензенты:

кафедра нефтегазового промысла Кубанского государственного технологического университета;
д-р техн. наук *И.Н. Резниченко*; д-р техн. наук *В.И. Демихов*

Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.

Б 27 Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. — 632 с.: ил.

ISBN 5-8365-0128-9

Рассмотрены горно-геологические условия бурения нефтяных и газовых скважин. Описаны все элементы бурового инструмента (долота, бурильные трубы, забойные двигатели, устройства для изменения направления скважины), способы цементирования скважин, материалы и химические реагенты для тампонажных растворов. Рассмотрены режимы бурения в комплексе с физическими свойствами горных пород и гидравлической программой промывки ствола и забоя скважины. Описаны процессы наклонно направленного и горизонтального бурения, а также методы и технические средства навигации при проходке стволов в этих условиях.

Для студентов нефтегазовых вузов и факультетов.

ISBN 5-8365-0128-9

© Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, 2002
© Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002

Оглавление

Предисловие ... 3

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ... 5

ГЛАВА 2. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ... 28

ГЛАВА 3. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ ... 46

3.1. Шарошечные долота ... 46
3.2. Лопастные долота ... 56
3.3. Фрезерные долота ... 60
3.4. Долота ИСМ ... 61
3.5. Алмазные долота ... 65
3.6. Шарошечные бурильные головки ... 68
3.7. Лопастные, фрезерные и твердосплавные бурильные головки ... 72
3.8. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ ... 73
3.9. Керноприемный инструмент ... 75
3.10. Расширители ... 78
3.11. Калибрующе-центрирующий инструмент ... 78

ГЛАВА 4. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ ... 80

4.1. Забойные гидравлические двигатели ... 81
4.1.1. Турбинное бурение. Турбобуры ... 82
4.1.2. Винтовые забойные двигатели ... 97

ГЛАВА 5. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА ... 115

5.1. Трубы бурильные ведущие ... 116
5.2. Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним ... 122
5.3. Замки для бурильных труб с высаженными концами ... 132
5.4. Трубы бурильные с приваренными замками ... 134
5.5. Легкосплавные бурильные трубы ... 138
5.6. Утяжеленные бурильные трубы ... 143
5.7. Переводники для бурильных колонн ... 148
5.8. Резиновые кольца для бурильных труб ... 151
5.9. Обратные клапаны для бурильных труб ... 152
5.10. Опорно-центрирующие элементы ... 154
5.11. Общие принципы и методика расчета бурильных колонн ... 156
5.12. Эксплуатация бурильных труб ... 159

ГЛАВА 6. РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ... 165

6.1. Общие положения ... 165
6.2. Механические и абразивные свойства горных пород ... 167
6.3. Влияние всестороннего давления, температуры и водонасыщения на некоторые свойства горных пород ... 178
6.4. Основные закономерности разрушения горных пород ... 180
6.5. Влияние показателей свойств и типов буровых растворов на скорость бурения ... 182
6.6. Влияние режима промывки на скорость бурения ... 187
6.7. Режимы бурения ... 192

ГЛАВА 7. ПРОМЫВКА СКВАЖИН И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ... 205

7.1. Функции процесса промывки скважин ... 210
7.2. Реагенты и добавки для регулирования свойств буровых промывочных растворов ... 213
7.3. Буровые промывочные растворы ... 224
7.3.1. Буровые растворы на водной основе ... 226
7.3.2. Ингибирующие растворы ... 229
7.3.3. Соленасыщенные растворы ... 236
7.3.4. Растворы на нефтяной основе ... 237

7.3.5. Газообразные промывочные агенты ... 241
7.3.6. Тяжелые жидкости ... 243
7.4. Приготовление, очистка буровых растворов ... 244
7.4.1. Основные материалы для приготовления базовых буровых промывочных растворов ... 244
7.4.2. Приготовление буровых растворов ... 251
7.4.3. Очистка бурового раствора от шлама ... 254
7.4.4. Очистка бурового раствора от газа ... 265
7.4.5. Регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе ... 271

ГЛАВА 8. ОСЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ ... 274

8.1. Поглощения жидкостей в скважине ... 275
8.1.1. Причины возникновения поглощений ... 275
8.1.2. Методы изучения поглощающих горизонтов ... 276
8.1.3. Предупреждение и профилактика поглощений буровых и тампонажных растворов ... 283
8.2. Газонефтеводопроявления ... 298
8.2.1. Поступление газа в скважину при бурении ... 299
8.3. Осложнения, связанные с нарушением целостности стенок скважины ... 309
8.4. Прихваты бурильных и обсадных колонн ... 313
8.5. Осложнения при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП) ... 319
8.5.1. Распространенность и характеристика ММП ... 319
8.5.2. Осложнения, связанные с физико-химическим воздействием на ММП ... 322
8.5.3. Осложнения, связанные с тепловым взаимодействием бурящейся скважины и ММП ... 324

ГЛАВА 9. ОСНОВЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В БУРЕНИИ ... 327

9.1. Гидромеханические свойства и реологические модели жидкостей ... 327
9.2. Очистка бурящейся скважины от шлама ... 330
9.2.1. Транспортирование шлама на поверхность ... 330
9.2.2. Определение скорости осаждения частиц выбуренной породы в буровых растворах ... 331
9.3. Местные гидродинамические потери в циркуляционной системе ... 337
9.4. Гидравлический расчет циркуляционной системы при бурении с промывкой несжимаемыми жидкостями ... 339
9.5. Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы ... 342
9.6. Определение потерь давления в долоте. Выбор гидромониторных насадок ... 344

ГЛАВА 10. БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ... 346

10.1. Цели и задачи направленного бурения скважин ... 346
10.2. Основы проектирования направленных скважин ... 347
10.2.1. Выбор конфигурации (трассы) направленной скважины ... 348
10.2.2. Обоснование проекций ствола направленной скважины ... 350
10.2.3. Выбор элементов конструкции направленной скважины ... 353
10.2.4. Особенности профилей горизонтальных скважин ... 354
10.2.5. Проектирование траектории направленных скважин ... 355
10.3. Факторы, определяющие траекторию перемещения забоя скважины ... 360
10.4. Забойные компоновки для изменения направления бурения ствола скважины ... 365
10.5. Методы и устройства контроля траектории направленных скважин ... 367
10.6. Изменение курса ствола скважины ... 382
10.6.1. Отклоняющий инструмент ... 382
10.6.2. Ориентирование отклонителей ... 386

ГЛАВА 11. ОПРОБОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПЕРИОД ПРОХОДКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ... 396

11.1. Испытатели пластов на бурильных трубах ... 396
11.2. Многоцикловые испытатели пластов ... 402
11.3. Комплекс оборудования КИОД-110 ... 404
11.4. Приспособление для селективного испытания пластов УСПД-146-168 ... 405
11.5. Основные узлы испытателя пластов ... 405
11.5.1. Гидравлический испытатель пласта ИПГ ... 405
11.5.2. Запорно-поворотные клапаны ... 407
11.5.3. Гидравлические яссы ... 408
11.5.4. Пакеры механического действия для испытателей пластов ... 409
11.5.5. Опорные якоря ... 410
11.5.6. Механический пакер ПМ ... 412
11.5.7. Пакеры резиново-металлического перекрытия ПРМП-1 ... 415

11.5.8. Уравнительный клапан пакера ... 416
11.5.9. Безопасные замки ... 416
11.6. Устьевое оборудование ... 417
11.7. Испытатели пластов на кабеле ... 418
11.8. Испытатели пластов на базе струйных аппаратов ... 423

ГЛАВА 12. ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ... 426

12.1. Разбуривание (вскрытие) продуктивного пласта ... 426
12.2. Технологические факторы, обеспечивающие вскрытие продуктивного пласта ... 427
12.2.1. Изменение гидродинамического давления в скважине при вскрытии пласта 428
12.3. Изменение проницаемости призабойной зоны пласта. Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта ... 429
12.4. Особенности заканчивания скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях ... 436
12.5. Заканчивание горизонтальных скважин ... 441
12.6. Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов ... 443

ГЛАВА 13. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН ... 445

13.1. Условия работы обсадных колонн ... 445
13.2. Обсадные трубы ... 447
13.3. Принципы проектирования конструкции скважины ... 454
13.3.1. Методы проектирования конструкций скважин ... 460
13.4. Расчет эксплуатационных колонн. Определение наружного давления ... 464
13.5. Типы конструкций забоев скважин ... 470
13.6. Технология крепления скважин обсадными колоннами ... 473

ГЛАВА 14. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН ... 492

14.1. Первичные способы цементирования ... 497
14.2. Повторные (исправительные) способы цементирования скважин ... 503
14.3. Материалы и химические реагенты для тампонажных растворов ... 504
14.3.1. Тампонажный портландцемент ... 505
14.3.2. Специальные тампонажные цементы ... 507
14.4. Основные свойства цементного раствора и камня ... 511
14.5. Общие положения технологии цементирования скважин ... 515
14.6. Основы расчета первичного цементирования обсадных колонн ... 528
14.7. Заключительные работы после цементирования ... 532
14.8. Основы технологии установки цементных мостов ... 534

ГЛАВА 15. ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН ... 539

15.1. Технико-технологическая характеристика условий проведения перфорации. Перфораторы. ... 540
15.2. Влияние условий в скважине на эффективность вскрытия пластов перфорацией 545
15.3. Выбор плотности перфорации и типоразмера перфоратора ... 549
15.4. Влияние типа буровых растворов и специальных жидкостей на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов ... 552
15.5. Вызов притока нефти и газа из продуктивного пласта ... 555
15.5.1. Технология освоения скважин с использованием азотных газификационных установок типа АГУ-8К ... 564
15.5.2. Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов 566
15.5.3. Свабирование (поршневание) ... 570
15.6. Исследование скважины в процессе освоения ... 571

ГЛАВА 16. БУРОВОЕ И ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ... 573

16.1. Буровые установки и оборудование ... 573
16.1.1. Буровые установки ОАО «Уралмаш» ... 575
16.1.2. Буровые установки ОАО «Волгоградский завод буровой техники» ... 597
16.1.3. Циркуляционная система ... 604
16.2. Параметры и комплектность циркуляционных систем ... 605
16.2.1. Блоки циркуляционных систем производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники» ... 611
16.3. Оборудование для цементирования скважин ... 613
16.3.1. Установки смесительные ... 613
16.3.2. Установки насосные и цементировочные агрегаты ... 622
16.3.3. Станция контроля цементирования ... 626
Список литературы ... 629

ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие нефтяной и газовой промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Бурение нефтяных и газовых скважин должно постоянно совершенствоваться, особенно в связи с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, а также растущими потребностями бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Еще на стадии проектирования нефтяной или газовой скважины необходимо сформулировать требования к ней как к объекту длительной, эффективной и безаварийной эксплуатации, а при сооружении ее обеспечить выполнение этих требований. Поэтому специалисты по эксплуатации скважин, которые, как правило, являются заказчиками на бурение скважин, должны знать основные процессы, протекающие при бурении, их влияние на эксплуатационные характеристики нефтегазовых пластов, требования к конструкциям скважин, их надежности, технологию производства работ по креплению и цементированию скважин, достоинства и недостатки буровых промывочных растворов с позиций скоростного бурения без осложнений, качества вскрытия продуктивных горизонтов, эффективность освоения скважины как промыслового объекта.

Многие нефтегазодобывающие предприятия сами производят буровые работы с целью уплотнения сетки разработки, капитального ремонта скважин, бурения вторичных стволов из старого фонда скважин на поздней стадии разработки месторождений углеводородов. В этом случае непосредственно к проектированию и бурению скважин привлекаются специалисты по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Поэтому дисциплина «Бурение нефтяных и газовых скважин» входит в перечень специальных дисциплин для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», являясь весьма важной в подготовке инженера для нефтегазовой отрасли промышленности. Она необходима для формирования специалиста, способного квалифицированно и на современном уровне оценивать технические средства и технологические процессы, заложенные в проекты на строительство скважин, которые являются дорогостоящим основным фондом нефтегазодобывающих предприятий. Эта дисциплина призвана также дать специалисту необходимые знания для квалифицированной оценки качества законченных строительством скважин, передаваемых в долговременную эксплуатацию.

Для достижения этих целей программой названной дисциплины предусматривается изучение всех составляющих цикла строительства скважин, начиная с понятия о скважинах, их классификации, конструкциях, применяемых технических средствах и технологических операциях для разруше-

ния горных пород и проходки ствола, и заканчивая процессами вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, крепления скважин обсадными колоннами и разобщения пластов тампонажными материалами, освоения и испытания скважин. Кроме того, уделяется должное внимание буровым установкам и комплектующему их оборудованию, а также цементировочному оборудованию.

Для успешного изучения материала дисциплины студентам необходимы знания по математике, физике, химии, гидромеханике, термодинамике, геологии, а также по основам нефтяного и газового дела. Эта дисциплина тесно связана с физикой нефтегазового пласта, подземной гидромеханикой, промысловой геологией, эксплуатацией нефтяных и газовых скважин, разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Учебники по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин», к сожалению, не обновлялись и не переиздавались по меньшей мере последние 15 лет. Поэтому многие материалы, приведенные в них, устарели, а последние достижения в технологии и технике бурения скважин не представлены.

Настоящее учебное пособие призвано ликвидировать указанные пробелы в учебной литературе и представить учебный материал по бурению нефтяных и газовых скважин в современном его понимании. Базой для его составления послужила литература, перечень которой приведен в конце книги. Эта литература может использоваться для более глубокого изучения технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин.

Список литературы

1. *Середа Н.Г., Соловьев Е.М.* Бурение нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1974. — 456 с.

2. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 679 с.

3. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1978. — 471 с.

4. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М.* Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. — 424 с.

5. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 679 с.

6. *Трубы* нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 488 с.

7. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 670 с.

8. *Буровое* оборудование: Справочник: Б 2-х т. — М.: Недра, 2000. — Т. 1. — 269 с.

9. *Бредо Г.Д.* Проектирование режима бурения. — М.: Недра, 1988.

10. *Спивак А.И., Попов А.Н.* Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1986.

11. *Справочник* по механическим и абразивным свойствам горных пород/М.Г. Абрамсон, Б.Б. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. — М.: Недра, 1984.

12. *Булатов А.И., Качмарь Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С.* Освоение скважин. Справочное пособие. — М.: Недра, 1999.

13. *Болденко Д.Ф., Болденко Ф.Д., Гноевых А.Н.* Винтовые забойные двигатели. — М.: Недра, 1999.

14. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению: — В 4-х т. — М.: Недра, 1996.