МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К. И. Сатпаева

А. Мусанов

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Рекомендовано учебно-методическим советом университета
в качестве учебного пособия

Алматы 2015

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.131 я 73
М92

Рецензенты: *А. К. Касенов*, зав. каф. «ТиТБС», канд. техн наук, проф.;
А. Шалбай, технический консультант компаний Атлас Копко Крелиус по Средней Азии и Казахстану;
Е. М. Ахметов, зам. директора Института экономики и минерального сырья Казкерн канд. геол.-минер.наук, проф.;
Э. Ж. Омирзакова, канд. техн наук, проф. кафедры «Нефтегазовое дело» Каспийского университета

Печатается по плану издания Министерства образования и науки на 2015 год.

Мусанов А.
М92 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Алматы: КазНТУ имени К. И. Сатпаева, 2015. – 325 с., Ил. 100. Табл. 6. Список лит. – 34 назв.

ISBN 978-601-228-771-4

В учебном пособии изложен комплекс вопросов по геологии, поискам и разведке месторождений нефти и газа. Приведена технология бурения, крепления, освоения и разобщения пластов, породоразрушающие инструменты, буровое и цементировочное оборудование, которые предусмотрены программой курса «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», изучаемого студентами специальности 050708 «Нефтегазовое дело».

Учебное пособие может быть использован также при подготовке технических и рабочих кадров для геологоразведочных и нефтегазодобывающих предприятий.

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.131 я 73

ISBN 978-601-228-771-4

© Мусанов А. М., 2015 г.
© КазНТУ, 2015 г.

ВВЕДЕНИЕ

Бурное развитие нефтяной промышленности началось в XX в., когда стали широко применяться бензиновые двигатели и двигатели внутреннего сгорания. Открытие синтетического волокна и искусственного каучука привело к развитию нефтяной промышленности еще более бурными темпами.

Как хорошее, дешевое топливо и как сырье для химической промышленности начал применяться природный газ. Из природного газа начали производить пластмассу, синтетический каучук, синтетические волокна, спирты, удобрения, сажи и другие продукты.

В результате этого нефть, газ и продукты их переработки стали оказывать значительное влияние на развитие экономики, на повышение материального состояния народа. Поэтому, темпам развития нефтяной и газовой промышленности стали уделять большое внимание.

В деле развития нефтяной и газовой промышленности имеют огромное значение геолого-разведочные работы на нефть и газ. Открытие новых нефтяных и газовых месторождений как на суше, так и в акваториях, может быть выполнено в результате геолого-поисковых и буровых работ.

Развитие народного хозяйства и непрерывный рост потребности нефтепродуктов, требуют постоянного наращивания разведанных запасов нефти и газа.

Дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» относится к числу основных дисциплин, формирующих специалиста по нефтегазовой отрасли.

Цель дисциплины состоит в изучении геологических основ нефтяных и газовых месторождений, форм залегания осадочных горных пород, поисков и разведки месторождений нефти и газа, основ технологии бурения и заканчивания скважин. Дисциплина также предусматривает изучение вопросов крепления и освоения скважин, разобщения пластов. Специалист получает знание по породоразрушающим инструментам, буровому и цементировочному оборудованию.

Дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» тесно связана со всеми другими профилирующими дисциплинами специальности 050708 «Нефтегазовое дело».

1. ГЕОЛОГИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Геология изучает историю возникновения, состав и строение земли, а также историю зарождения и развития жизни на ней.

Строение земли.

Предположительно земля состоит из нескольких оболочек:

литосфера или земная кора (5–70 км);

мантия (2850–2900 км);

ядро (2900–6380 км).

Все оболочки имеют различный химический состав, физическое состояние и свойства.

Литосфера или земная кора изучена человеком лучше других оболочек земли. Состав и строение мантии и ядра окончательно еще не выяснены.

Над земной корой (литосферой) располагаются гидросфера (водная оболочка), покрывающая 71 % всей поверхности земли, и атмосфера. Нижняя граница атмосферы – поверхность суши и моря. Верхняя граница атмосферы не определена, по некоторым данным доходит до 1000 км [7, 19, 23].

Земная кора

Земная кора сложена горными породами, состоящими из минералов.

Минералами называются природные вещества, приблизительно однородные по химическому составу и физическим свойствам. Они являются продуктами физико-химических процессов, происходящих в земной коре.

Горные породы – агрегаты минералов более или менее постоянного состава. Они образуют самостоятельные геологические тела, слагающие земную кору.

Горные породы по происхождению бывают: изверженные (магматические), осадочные и метаморфические (видоизмененные).

Изверженные горные породы образовались в результате застывания магмы (силикатного расплава). Типичными представителями являются базальты, граниты. Животных и растительных остатков эти породы не содержат.

Осадочные горные породы образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности материков. Осадочные горные породы по способу образования разделяют на четыре группы: обломочные породы (механические осадки), а также породы химического, органического и смешанного происхождения.

Обломочные породы образовались в результате разрушения, переноса и отложения мелких кусочков разрушенных пород. Представителями обломочных пород являются валуны, галечники, гравий, пески, песчаники, глины, аргиллиты и глинистые сланцы.

Породы химического происхождения образовались вследствие выпадения солей из водных растворов или в результате химических реакции в земной коре. Они разбиты на следующие группы: карбонатные, кремнистые, железистые, галоидные соли, сернокислые соли.

К карбонатным породам относятся известняки химического происхождения, оолитовые известняки, известковые туфы, доломиты.

К кремнистым породам относятся кремнистые туфы, образующиеся путем выпадения аморфного кремнезема из воды горячих источников.

Группу железистых пород образуют различные руды железа (бурые железняки, железистые оолиты).

К галоидным солям относится каменная соль.

К сернокислым солям относятся ангидрит и гипс.

Породы органического происхождения являются остатками организмов животных и растительных. Наиболее распространенными являются известняки, мел, трепел и каустобиолиты.

Породы смешанного происхождения сложены из материала обломочного, органического и химического происхождения. К ним относятся: мергели, глинистые известняки, песчаные известняки, опоки.

Метаморфические горные породы – образовались из осадочных и изверженных пород в глубоких горизонтах земной коры. Под влиянием высокой температуры и давления извер-

женные непластичные породы превращаются в сланцеватые, а осадочные породы приобретают кристаллическую структуру.

Породы этой группы характеризуются сланцеватостью, что объясняется колоссальными давлениями в недрах земной коры и их кристаллической структурой.

Возраст горных пород

Изучение последовательности образования напластовании в земной коре позволяет определить возраст горных пород. По органическим остаткам, составу, строению, расположению пластов составлена единая стратиграфическая шкала. Разработана геохронологическая таблица, показывающая расположение отрезков времени, на которые делится история земли.

Все подразделения геохронологической таблицы характеризуются остатками организмов животных и растительных. Исключение составляют Архейская и Протерозойская эры. Остатки организмов животных и растений встречаются редко, что не позволяет четко подразделить эти эры на периоды.

Формы залегания осадочных горных пород

Осадочные горные породы отличаются слоистостью. Слой (или пласт) осадочных горных пород отделен от другого поверхностью напластования. Нижняя граница пласта называется подошвой, верхняя граница – кровлей. Следовательно, кровля нижнего слоя является подошвой покрывающего слоя.

Первичной формой залегания осадочных горных пород является горизонтально лежащий пласт. В результате движения земной коры горизонтальное залегание осадочных горных пород нарушается.

Движение земной коры, происходящее под влиянием глубинных процессов, могут быть колебательными, складчатыми и разрывными.

К колебательным движениям относятся вертикальные перемещения отдельных участков земной коры друг относительно друга.

Складчатые движения приводят к образованию складок.

Складка, в ядре которой находятся пласты более молодого возраста, называется синклиналью.

Складка, в ядре которой находятся более древние пласты, называется антиклиналью.

Антиклиналь и синклиналь в совокупности образуют полную складку (рис. 1).

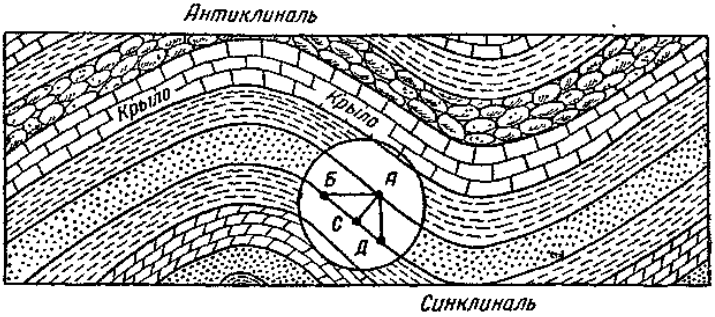


Рис. 1. Полная складка

К элементам складки (рис. 2) относятся: крылья – А, замок – Б, осевая плоскость – CДEF, ось – CF, угол складки – MДN.

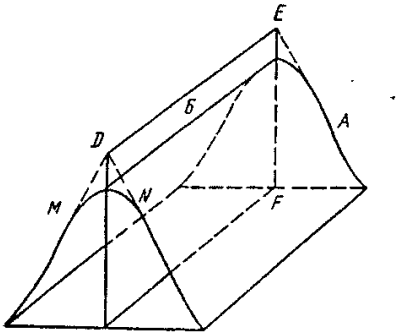


Рис. 2. Элементы складки

Различают, в зависимости от положения осевой плоскости в пространстве, прямую, косую, опрокинутую и лежачую складки (рис. 3).

В природе встречаются однокрылые складки, называемые моноклиналью, или флексурой (рис. 4).

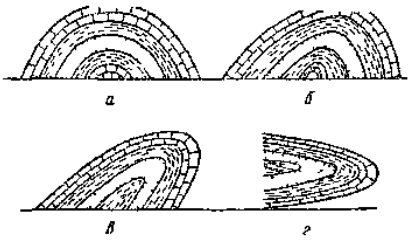


Рис. 3. Виды складок

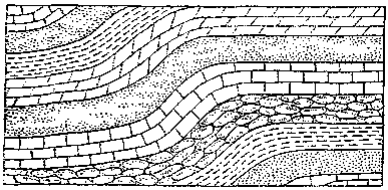


Рис. 4. Моноклиналь

Для определения пространственного положения складки необходимо знать положение линии простирания и падения (рис. 5).

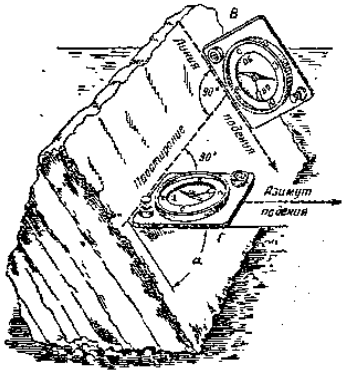


Рис. 5. Положение складки по отношению к странам света

Линия пересечения горизонтальной плоскости с крылом складки называется линией простирания.

Линия, лежащая на крыле складки, перпендикулярно линии простирания, называется линией падения складки.

Разрывные движения являются следствием колебаний и складкообразовательных движений земной коры. При образовании складок пласты разрываются, образуются трещины, по которым пласты могут смещаться относительно друг друга.

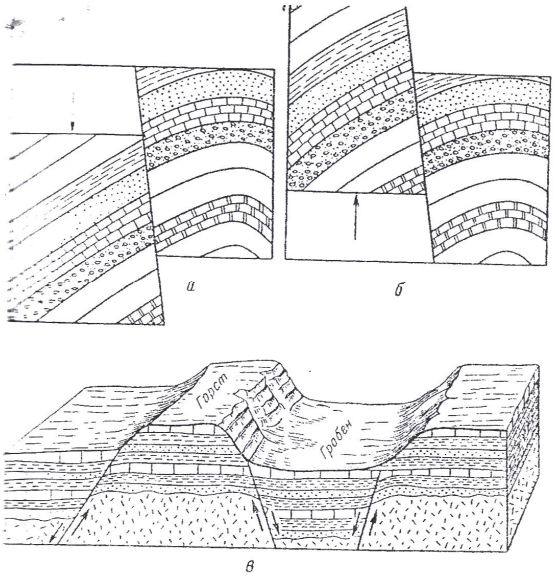


Рис. 6. Виды разрывных нарушений

К разрывным нарушениям относятся сбросы, взбросы, сдвиги, надвиги (рис. 6).

Нарушение, когда одна часть складки опускается, а другая остается на месте, называется сбросом. Если одна часть складки поднимается, а другая остается на месте, то такое нарушение называется взбросом.

Давление и температура в недрах земной коры.

Пластовое давление определяется по формуле:

$$P_{пл} = h\,\gamma / 10,$$

где h – высота столба жидкости, находящейся в скважине;

γ – плотность жидкости.

Пластовое давление с глубиной увеличивается. Приращение давления (в кг/см^2) на 10 м глубины называется гидростатическим градиентом.

Средняя величина гидростатического градиента составляет 1 кг/см^2 на 10м. Ожидаемое пластовое давление на глубине Н:

$$P_{пл.ож} = H\gamma/10.$$

Ожидаемое пластовое давление может отличаться от действительного пластового давления (рис. 7).

Для скважины 1.

$$P_{ож} = P_{пл} = h_1\gamma/10.$$

Для скважины 2.

$$P_{пл.ож} = h_2^1\,\gamma/10; \qquad P_{пл} = h_2\gamma/10; \qquad P_{пл.ож} > P_{пл}.$$

В случае расположения устья скважины ниже пьезометрической поверхности $P_{ож.пл} < P_{пл}$, если не принять меры, скважина начнет фонтанировать.

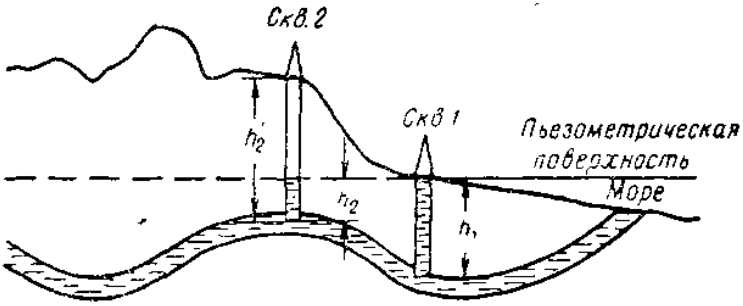


Рис. 7. Схема распределения уровней жидкости в скважинах в зависимости от гидростатического давления

Температура земной коры с глубиной возрастает с определенной закономерностью. Глубина, при которой температура земной коры повышается на 1 ^{0}С, называется ***геотермической ступенью.*** Установлено, что геотермическая ступень в верхних слоях земной коры колеблется от 11 до 120 м. В среднем она составляет 33 м. Геотермическую ступень можно расчитать по формуле:

$$K= H – h /T – t ,$$

где H – глубина замера температуры; h – глубина слоя с постоянной температурой; T – температура на глубине Н; t – среднегодовая температура воздуха на поверхности.

Изменение температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом. Он показывает прирост температуры на 100 м. Геотермический градиент определяется по формуле:

$$Г= (T – t)100/(H – h).$$

Контрольные вопросы:

1. Строение земли
2. Земная кора.
3. Строение земной коры.
4. Изверженные породы.
5. Осадочные породы.
6. Пластовое давление.
7. Гидростатическое давление.
8. Открытый фонтан.
9. Геотермическая ступень.

2. ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ – ВМЕСТИЛИЩА НЕФТИ И ГАЗА

В 60-х годах XIX в. Менделеев Д. И. высказал, что вместилищами жидкости и газа в земной коре являются осадочные горные породы с большим числом мелких сообщающихся пустот [19].

Суммарный объем всех пустот в породе называется абсолютной или теоретической пористостью. Отношение суммарного объема пустот V_n ко всему объему породы V называется коэффициентом пористости K:

$$K= V_n\ 100/V.$$

Суммарный объем всех пустот зависит от формы зерен породы, их взаимного расположения и наличия цементирующего вещества.

Способность породы пропускать жидкость и газ называется **проницаемостью**. Существует породы хорошо проницаемые и плохо проницаемые. Проницаемость измеряется в дарси. К хорошо проницаемым породам относятся пески, рыхлые песчаники, кавернозные и трещиноватые песчаники. Плохо проницаемыми являются: глины, гипсы, ангидриты, сланцы, глинистые известняки, песчаники с глинистым цементом. Пористые и трещиноватые горные породы, проницаемые для жидкости и газа, называются **коллекторами.**

В земной коре существуют природные резервуары различных типов (рис. 8).

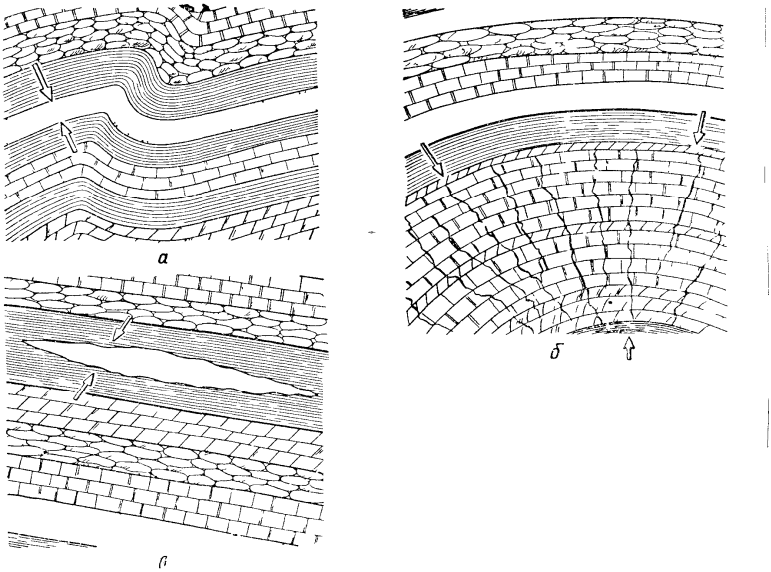


Рис.8 Типы природных резервуаров:
а – пластовый, б – массивный; в – литологически ограниченный

Пласт, заключенный между плохо проницаемыми породами, называется **пластовым резервуаром.**

Примером **массивного резервуара** является мощная толща трещиноватых известняков, ограниченных глинистыми пластами.

Литологически ограниченный резервуар – это когда проницаемая порода окружена со всех сторон плохо проницаемой породой.

Залежи нефти и газа

Большинство природных резервуаров насыщено водой. Образовавшиеся при определенных условиях нефть и газ, попав в природный резервуар, заполненный водой, начинают перемещаться или мигрировать. Сначала нефть и газ перемещаются до кровли подземного резервуара, а затем, если пласт наклонный, вдоль его кровли до выхода на поверхность земной коры или до какого-либо препятствия.

В первом случае газ улетучивается в атмосферу, а нефть может образовать ручьи и озера. Во втором случае нефть и газ образуют ловушку: сверху газ, посередине нефть и внизу вода. Наиболее распространенными являются сводовые и экранированные ловушки (рис. 9).

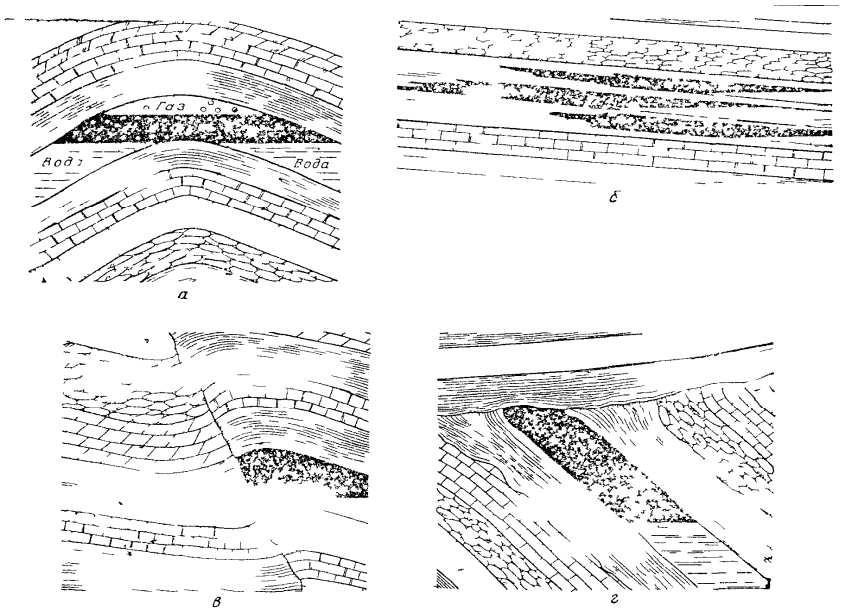


Рис. 9. Типы ловушек:
а – сводовая, б – литологически экранированная, в – тектонически-экранированная, г – стратиграфически экранированная

Сводовые ловушки образуются в антиклинальных складках. Экраном для миграции нефти и газа в этом случае является плохо проницаемая кровля свода антиклинали. Ловушка может образоваться, когда хорошо проницаемая порода на некотором протяжении ограничена плохо проницаемой породой. Это – литологически экранированная ловушка.

Ловушки могут образоваться в местах контакта по трещине-сбрасывателю пористого пласта и плохо проницаемой

породы. Такая ловушка называется тектонически-экранированной.

Когда пористый пласт с нефтью и газом наклонно залегает и покрыт горизонтально залегающими непроницаемыми породами, ловушка называется стратиграфически экранированной.

В ловушке любой формы может произойти значительное скопление нефти и газа, называемое залежью.

Поверхность, разделяющая нефть и воду, называется подошвой нефтегазовой залежи, или поверхностью водонефтяного раздела. Линия пересечения поверхности водонефтяного раздела с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности. Линия пересечения поверхности водонефтяного раздела с подошвой пласта – есть внутренний контур нефтеносности (рис. 10).

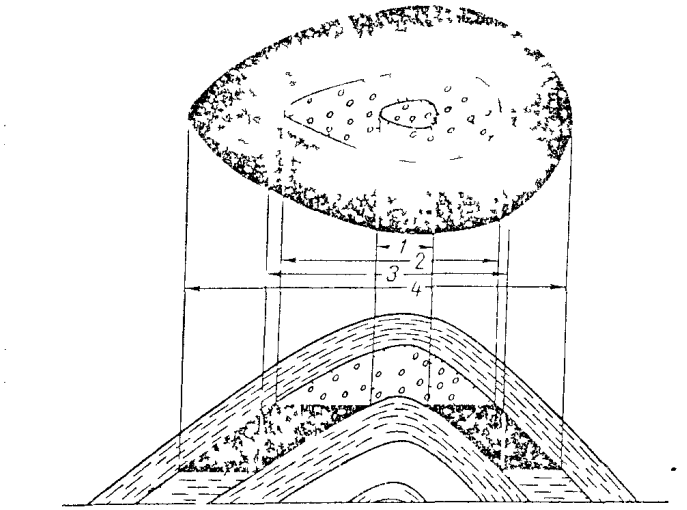


Рис. 10. Схема сводовой газо-нефтяной пластовой залежи:
1 – внутренний контур газоносности, 2 – внешний контур газоносности, 3 – внутренний контур нефтеносности, 4 – внешний контур нефтеносности

Трем основным типам природных резервуаров соответствуют три основные группы залежей нефти и газа:

1 пластовые залежи (сводовые и экранированные);
2 массивные залежи;
3 литологически ограниченные залежи.

Контрольные вопросы:

1. Пористость, проницаемость, коллектор.
2. Типы подземных резервуаров.
3. Типы нефтяных ловушек.
4. Сводовые ловушки.
5. Внешний и внутренний контур нефтеносности.

3. ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Поисково-разведочные работы проводятся с целью открытия месторождения полезных ископаемых (в т. ч. и нефти и газа), определения его запасов и составления проекта разработки.

В комплекс поисково-разведочных работ входят:

1 полевые геологические работы;

2 геофизические и геохимические работы;

3 буровые работы.

Поисковые работы делятся на несколько этапов, проводимых в определенной последовательности [7, 16, 19].

В первую очередь проводится общая геологическая съемка. В результате этих съемок составляется геологическая карта местности. На этом этапе поисковых работ горные выработки не проходят, а производят лишь небольшие расчистки местности для обнажения, коренных пород (канавы, шурфы).

Общая геологическая съемка позволяет получить лишь некоторое представление о геологическом строении современных (четвертичных) отложений на изучаемой площади. Подробности залегания пород, покрытых современными отложениями, остаются неизученными.

На втором этапе проводится детальная структурно-геологическая съемка. На этом этапе бурятся картировочные и структурные скважины с целью детального изучения геологического строения площади. Глубина картировочных скважин зависит от мощности современных отложений и может достигать от 20 до 300 м. Эти скважины бурятся для определения мощности наносов и современных отложений, а также для установления формы залегания слоев коренных пород. По результатам общей геологической съемки и картировочного бурения составляется геологическая карта, на которой изображаются условными знаками породы различного возраста. Чтобы иметь полное представление об изучаемой площади, геологическая карта дополняется сводным стратиграфическим разрезом отложений и геологическими профилями.

Геологические профили представляют собой разрез залежи вкрест простирания пород, и изображают геологическое строе-

ние участка в вертикальных плоскостях. По данным специально пробуренных структурных скважин для детального изучения пластов составляют структурную карту. Она изображает поверхность пласта и хорошо отображает форму изгиба пласта при помощи горизонталей.

Структурная карта строится следующим образом (рис. 11): исследуемую поверхность мысленно рассекают горизонтальными плоскостями через определенное расстояние, например через 100 м, начиная от уровня моря.

Линии пересечения этих плоскостей с поверхностью пласта откладывают на плане и называют их горизонталями. На них ставят цифрами глубину нахождения секущей горизонтальной поверхности. Если сечение находится выше уровня моря, то ставится знак плюс, если сечение расположено ниже уровня моря – знак минус. На втором этапе поисковых работ, наряду с описанными геологическими исследованиями, применяют геофизические и геохимические методы разведки. Они позволяют более детально изучить строение недр и выделить площади с целью поисков залежей нефти и газа с помощью глубокого бурения. После проведения комплекса геофизических и геохимических исследований начинается третий этап поисковых работ – бурение поисковых скважин. Результат поисковых работ на третьем этапе зависит от качества работ второго этапа. Если из поисковой скважины появится нефть или газ, то поисковые работы заканчиваются. Считается, что открыто месторождение нефти или газа. После этого начинается разведка месторождения – определение запасов и качества нефти и газа. На площади открытой залежи одновременно бурят так называемые оконтуривающие, оценочные и контрольно-исследовательские глубокие скважины для установления размера, или контура, залежи и контроля за ходом разведки месторождения. Бурением необходимого числа разведочных скважин заканчиваются поисково-разведочные работы, и начинается период бурения эксплуатационных скважин. Они пробуриваются внутри контура нефтеносности или газоносности, через которые будет осуществляться добыча нефти или газа.

3.1. Геофизические и геохимические методы разведки

Из геофизических методов разведки наибольшее распространение получили сейсморазведка и электроразведка. Сейсмическая разведка основана на использовании закономерностей распространения упругих волн в земной коре. Упругие волны создаются путем взрывов в мелких скважинах. Эти волны распространяются по поверхности земли и в ее недрах. Часть энергии этих волн отражается от поверхности плотных пород, возвращается на поверхность Земли и регистрируется специальными приборами, называемыми сейсмографами (рис. 12). Время прихода отраженной волны к сейсмографу и расстояние от места взрыва позволяет судить об условиях залегания пород.

Электрическая разведка основана на электропроводности горных пород. Такие горные породы, как гранит, известняк, песчаник, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а глины, песчаники, насыщенные нефтью, практически не пропускают электрический ток [12, 16, 19].

По величине электрического сопротивления различных горных пород и по характеру распространения электрического поля можно определить последовательность и условия их залегания.

Для этой цели по металлическим стержням, выполняющим роль электродов, в землю вводится электрический ток. С помощью других электродов, расположенных между стержнями-электродами, изучается электрическое поле с применением специальной аппаратуры. Эти данные позволяют определить сопротивления и условия залегания пород (рис. 13).

Изучение разрезов пробуренных скважин электрическим методом называется электрометрией скважин.

В этом случае в скважину на специальном кабеле спускаются три электрода, а четвертый электрод заземляется на поверхности у устья скважины.

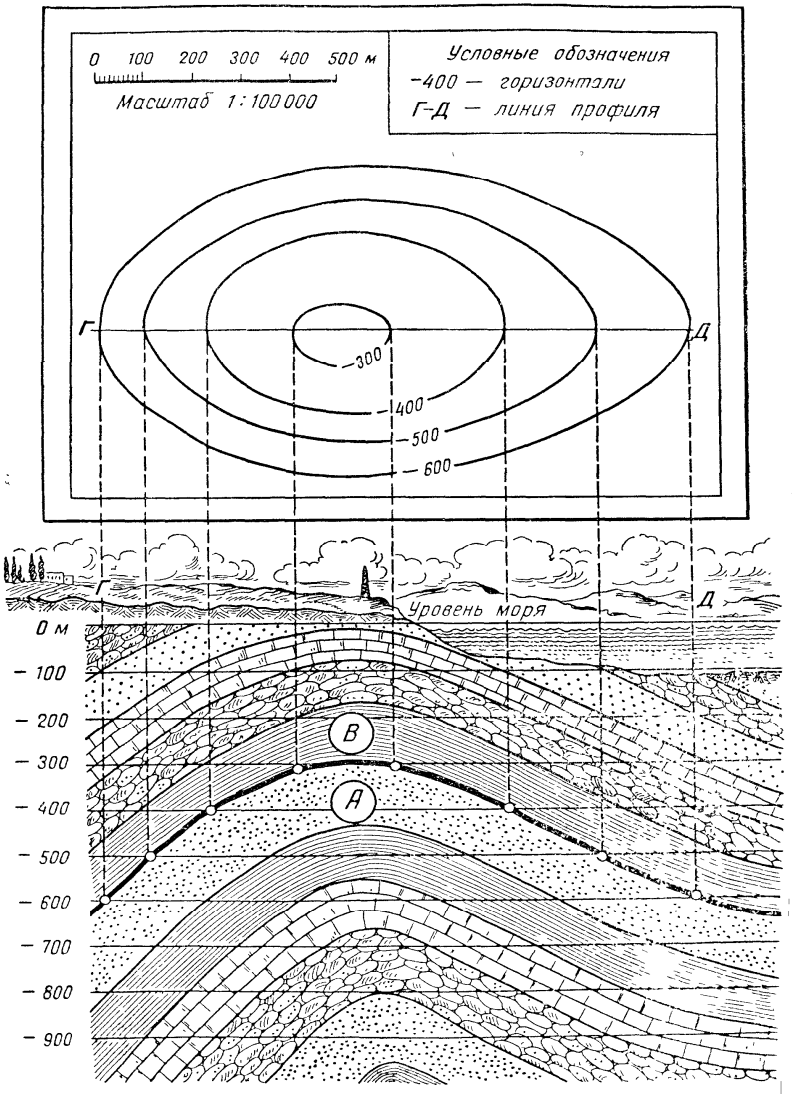


Рис. 11. Построение структурной карты

Между электродами пропускается электрический ток и специальными приборами измеряются разности потенциалов по всему стволу скважины. Показания приборов записываются на бумаге в виде диаграммы (рис. 14).

Значения кажущихся сопротивлений в таких породах как известняк и песчаник, насыщенных нефтью, довольно значительные.

А в глинах и водоносных песчаниках кажущиеся сопротивления будут иметь меньшие значения.

Кроме кажущихся сопротивлений измеряются также разности потенциалов. Жидкость, находящаяся в скважине, не изолирована от пластовой жидкости. В зависимости от того, какое давление больше (гидростатическое давление жидкости в скважине или пластовое давление), жидкость может перемещаться из скважины в пласт или наоборот.

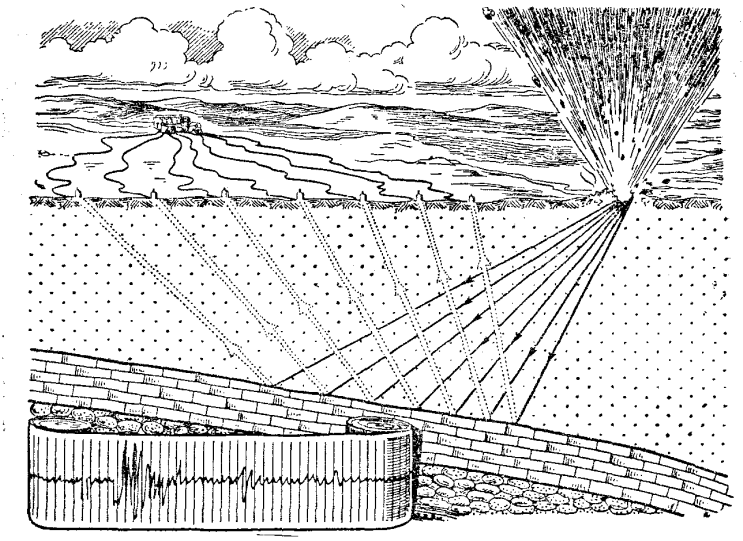


Рис. 12. Сейсмическая разведка

В результате такого движения соленой минерализованной воды через пористые породы происходит поляризация и возникает естественная электродвижущая сила. Если проницае-

мость пород большая, то жидкость перемещается более быстро и, следовательно, возникает большая разность потенциалов.

При движении жидкости через плохо проницаемые породы (глины, плотные известняки) разность потенциалов меньше.

Таким образом, при электрометрии измеряется и автоматически записывается кажущееся сопротивление и естественные разности потенциалов. При сравнении показаний устанавливается глубина залегания и мощность песчаника, насыщенного нефтью, характеризующегося большими значениями кажущегося сопротивления и естественной разности потенциалов.

Геофизические методы позволяют установить структуры, благоприятные для образования ловушек нефти и газа.

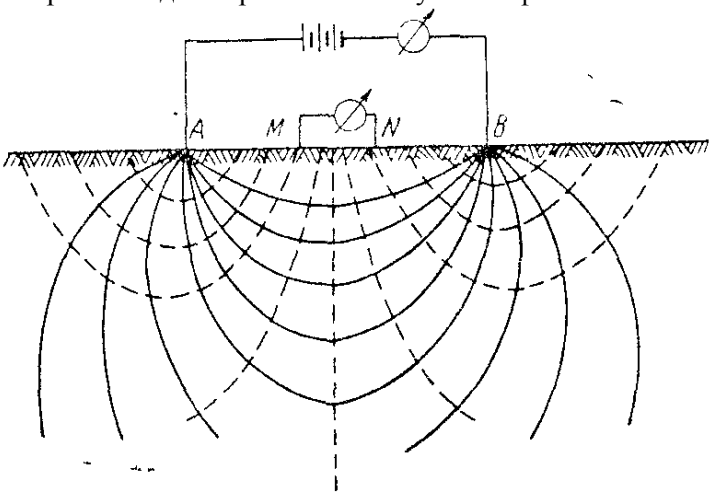


Рис. 13. Полевая электроразведка

Однако нефть и газ в таких ловушках может содержаться не всегда. Наиболее перспективные из общего числа обнаруженных структур без буровых скважин помогут выделить геохимические методы исследования недр. Эти методы основаны на проведении газовой и бактериологической съемки.

Газовая съемка основана на изучении содержания углеводородов в воздухе над исследуемой площадью. Нефтяная и газовая залежь выделяет поток углеводородов, из которых они

(нефть и газ) состоят. Эти углеводороды могут диффундировать через любые породы. Содержание углеводородов изучается с помощью специальных приборов.

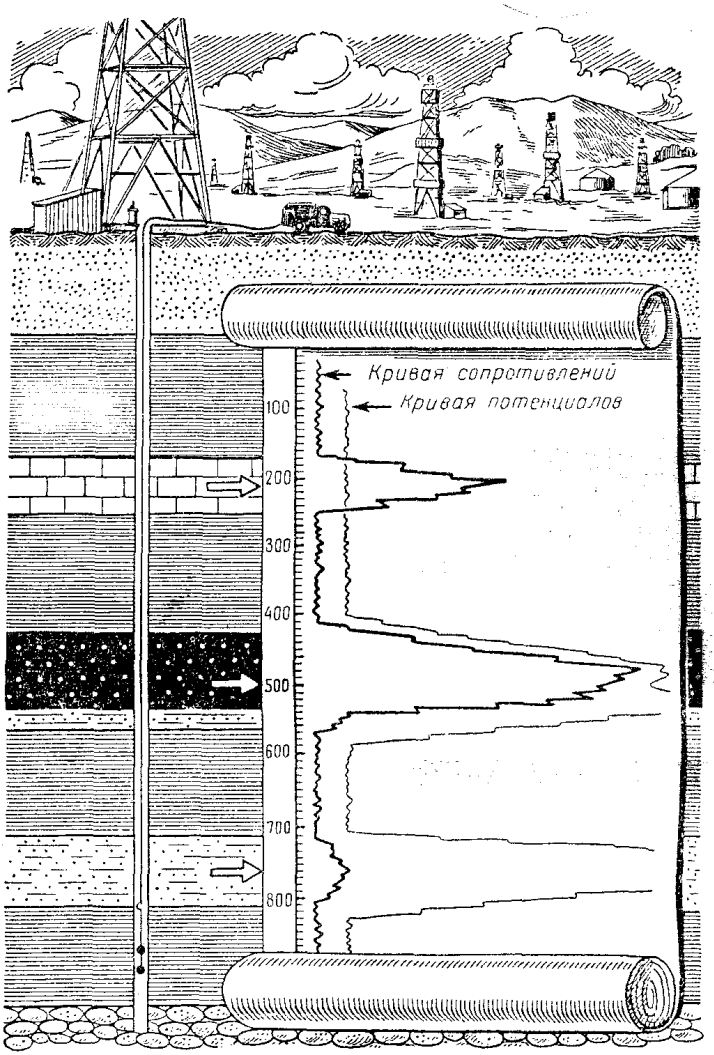


Рис. 14. Электрометрия в скважине

Повышенное содержание углеводородов показывает наличие нефтяной залежи на исследуемой площади.

По результатам газовой съемки можно закладывать буровую скважину для окончательных поисков.

Бактериологическая съемка основана на поисках бактерий, являющихся потребителями углеводородов. При анализе почвы изучаемой площади можно обнаружить места скопления этих бактерий. В результате бактериологического анализа почв составляется карта расположения предполагаемых залежей.

Результаты газовой и бактериологической съемки взаимно дополняют друг друга, что обеспечивает достоверность планирования буровых работ на исследуемой площади.

Контрольные вопросы:

1. Полевые геологические работы.
2. Геофизические и геохимические работы.
3. Буровые работы.
4. Сейсморазведка и электроразведка.
5. Газовые и бактериологические съемки.

4. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН

Бурением называется выполнение комплекса операций, в результате которых создается буровая скважина [6, 17, 22].

Буровой скважиной называется цилиндрическая горная выработка в земной коре, характеризуемая относительно малым диаметром по сравнению с ее длиной. Начало скважины у земной поверхности называется устьем, дно ее – забоем и внутренняя поверхность – стенками скважины.

Глубиной скважины считается расстояние по оси ее между устьем и забоем.

Диаметры скважины считаются по размеру породоразрушающего инструмента – коронки или долота.

Глубина скважин колеблется от нескольких метров до 12 и более километров.

Диаметры скважин колеблются от 16 до 900 мм. Скважины – шахты могут быть диаметром 1500 и более миллиметров.

В зависимости от положения в пространстве скважины могут быть вертикальными, горизонтальными, наклонными и восстающими.

Направление скважины определяется углом наклона Y или зенитным углом θ, азимутальным углом α .

Углом наклона скважины называется угол, образованный направлением геометрической оси ее ствола с горизонтальной плоскостью.

Зенитным углом называется угол между касательной к оси скважины в данной точке и вертикалью.

Между углом наклона скважины и зенитным углом существует следующая взаимосвязь: $Y + \theta = 90^0$.

Азимутальным углом называется угол между некоторым выбранным направлением и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость.

Азимутальный угол отсчитывается по часовой стрелке от выбранного направления. Азимут может быть истинным, магнитным и условным.

Скважины могут быть однозабойными и многозабойными.

Однозабойная скважина – это скважина, имеющая один основной ствол.

Многозабойная скважина – это скважина, имеющая один основной ствол и несколько дополнительных ответвлений, пробуриваемых от основного ствола в определенной последовательности.

Кроме того, бывают кустовые скважины, когда несколько скважин пробуриваются с одной площадки.

Основные операции, выполняемые при бурении скважин

Разрушение горных пород в скважине является основной операцией бурения. Нормальный процесс бурения невозможен без систематического удаления с забоя бурового шлама – частиц разрушенной горной породы.

В зависимости от способа бурения шлам удаляют или одновременно с углублением скважины, или самостоятельно, чередуя с углублением.

Много времени при бурении занимают спускоподъемные операции, которые производятся для замены износившегося породоразрушающего инструмента и извлечения из скважин керна.

При бурении скважин в неустойчивых породах производится закрепление стенок скважины.

В процессе бурения и по окончании его в скважинах проводят различные геофизические и гидрогеологические исследования, а в ряде случаев – работы по изоляции отдельных горизонтов, ликвидации аварий, искусственному искривлению.

Классификация скважин

Как было отмечено, область применения бурения весьма обширна. Наибольший объем буровых работ приходится на горную промышленность, где бурение применяется как при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, так и при эксплуатации месторождений.

Соответственно этому буровые скважины по назначению делятся на: картировочные, структурные, поисковые, наблюдательные, разведочные, эксплуатационные, технические и т. д.

Картировочные скважины – скважины, которые бурят с целью составления геологических карт. Обычная глубина не превышает 100 м, в отдельных случаях достигает 300 м.

Структурные скважины бурят для составления структурных карт по маркирующим горизонтам, отражающим структуру продуктивных свит.

В отдельных случаях структурные скважины бурят в поисковых целях с проведением при этом испытанияй вскрываемых продуктивных горизонтов глубиной 300–500 м, а иногда 2000 м.

Поисковые скважины – бурят с целью открытия новых месторождений на участках, подготовленных геолого-поисковыми работами.

Разведочные скважины – скважины, которые бурят на участках, где уже установлено наличие месторождения, чтобы подготовить запасы промышленных категорий и собрать данные для составления проекта разработки залежи.

Задачей этих скважин является уточнение контура месторождения и разведка новых горизонтов в этих месторождениях.

Эксплуатационные скважины – скважины, которые бурят для вскрытия и разработки месторождений жидких, газообразных полезных ископаемых и минеральных солей.

Способы бурения

Все способы бурения разделяются на две большие группы: механические, с применением долот, и физико-механические, или бездолотные.

К механическим способам бурения относятся:

1) ударное – штанговое и канатное;

2) вращательное – роторное, турбинное, бурение электробуром, колонковое (твердосплавное, алмазное, дробовое), шнековое;

3) ударно-вращательное – гидроударное, пневмоударное;

4) вибрационное – собственно вибрационное, виброударное и магнитострикционное.

К физико-механическим или бездолотным способам бурения относятся:

1) термобурение – огневое и плазменное;

2) взрывное – импульсное и с помощью взрывобуров;

3) гидравлическое – гидродинамическое и кавитационное;

4) электроимпульсное.

Из перечисленных бездолотных способов применяется лишь огневое бурение при проходке взрывных скважин на карьерах. Другие способы ещё не вышли из стадии лабораторных исследований.

Технологические процессы, выполняемые при строительстве скважины

Под конструкцией скважины понимают схему скважины, где указаны ступени скважины, диаметры и глубины этих ступеней, диаметры и глубина спуска обсадных колонн, и высота подъема закачанного в затрубное пространство цементного раствора.

Конструкция скважины должна обеспечивать надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов, сохранность запасов углеводородов продуктивного пласта и долговременную эксплуатацию этого сложного нефтепромыслового объекта. Обсадная колонна не пропускает подземные пресные воды к нефти, газу и соленой воде, которые поднимаются вверх по скважине в процессе добычи. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя в интервале продуктивного пласта.

Число обсадных колонн определяется из **условий несовместимости** режимов бурения отдельных интервалов скважин. В конструкции скважин используются следующие типы обсадных колонн:

• **направляющая колонна** – обсадные трубы для сохранения направления скважины и предотвращения размыва устья скважины;

• **кондуктор** – обсадные трубы для изоляции скважины от горизонта грунтовых вод, установки на устье противовыбросового оборудования, для подвески последующих обсадных колонн к колонной головке;

• **промежуточная или техническая** обсадная колонна – для крепления и изоляции вышележащих зон разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими;

• **эксплуатационная** колонна – для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов разреза.

Промежуточные колонны не могут перекрывать весь ствол скважины от забоя до устья (рис. 15), а могут закреплять только необсаженный интервал скважины (хвостовики) с перекрытием предыдущей колонны на 100 м.

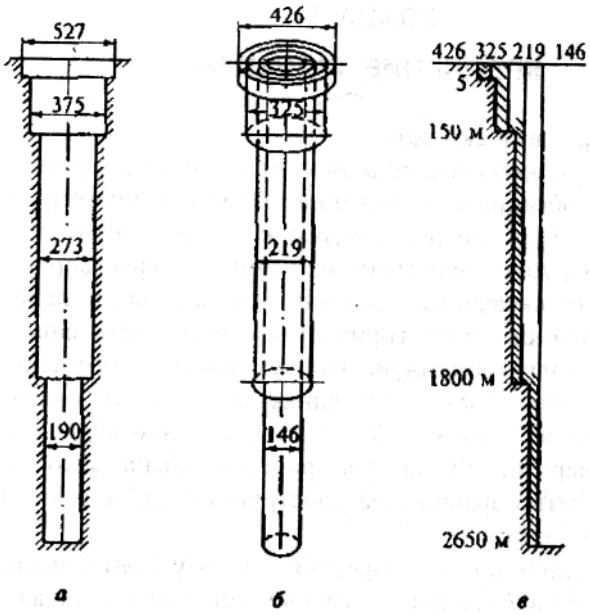


Рис. 15. Конструкция скважин:
а – профиль скважины; б – концентрическое расположение обсадных колонн в стволе; в – графическое изображение конструкции скважины

При подсчете числа колонн, входящих в конструкцию скважины, направление и кондуктор не учитываются.

Определение диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны, диаметр которой задается заказчиком. Диаметр эксплуа-

тационной колонны выбирается в зависимости от назначения скважины и от ожидаемого дебита продуктивного пласта. При малой мощности продуктивного пласта (до 15 м) длина каптажного участка скважины и по формуле определяется диаметр скважины. При больших мощностях продуктивного пласта, исходя из габаритных размеров нефтеподъемника, выбирается способ спуска фильтра и диаметр фильтра, затем по формуле определяется длина каптажного участка скважины. Диаметр эксплуатационной колонны определяет диаметр долота для бурения продуктивного пласта. Для добывающей нефтяной скважины большинству требований эксплуатации удовлетворяют диаметры эксплуатационной колонны 140 или 168 мм. Окончательное решение на этот счет зависит от мощности пласта. При малой мощности (до 30 м) устойчивого, не осыпающегося пласта можно применить колонну диаметром 168 мм. При мощности залежи до нескольких сотен метров следует использовать эксплуатационную колонну диаметром 178 мм [5, 18].

Диаметр эксплуатационной колонны опорных, параметрических, структурных, поисковых и разведочных скважин обычно принимается 114 или 127 мм. В газовых добывающих скважинах диаметр эксплуатационной колонны принимается равным 178 мм.

На основании данных изменения по глубине коэффициента аномальности пластовых давлений выделяются зоны с несовместимыми условиями бурения. Условия считаются несовместимыми, если при разбуривании нижней зоны используется состав бурового раствора, вызывающий осложнение в верхней зоне.

Приступать к бурению нижерасположенной зоны можно после надежной изоляции предыдущей зоны путем спуска обсадной колонны и цементирования заколонного пространства тампонажным раствором. С учетом этого обстоятельства определяется число обсадных колонн.

При проходке и заканчивании скважин открытым стволом выбор диаметров начинается с открытой части ствола.

Диаметр долота подбирается таким образом, чтобы был обеспечен необходимый зазор между муфтой обсадной колонны и стенками скважины. Величина кольцевого зазора зависит от многих факторов, главным из которых является обеспечение

условий успешного цементирования затрубного пространства. При наружном диаметре обсадных труб от 114 до 426 мм кольцевой зазор назначается от 15 до 50 мм.

При выборе интервалов цементирования затрубного пространства необходимо выполнять следующие требования:

• за кондуктором цементация выполняется на всю высоту до устья скважины;

• за промежуточными колоннами нефтяных скважин глубиной до 3000 м интервал цементации – не менее 500 м от башмака колонны;

• за промежуточными колоннами газовых скважин, а также разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин цементация выполняется на всю высоту до устья.

Промывка скважины

Характерной особенностью вращательного бурения является промывка скважины водой или специально приготовленной жидкостью в течение всего времени работы долота на забое. При бурении скважин в сложных горно-геологических условиях промывочные жидкости должны выполнять следующие основные функции:

1) полностью очищать забой от частиц разбуриваемых пород и удалять их на дневную поверхность;

2) создавать давление, достаточное для предотвращения притока пластовых жидкостей и газов в скважину как в период бурения, так и при продолжительном прекращении промывки;

3) удерживать частицы разрушенных или осыпавшихся пород и иные частицы твердой фазы во взвешенном состоянии при прекращении промывки и предотвращать осаждение их на забой;

4) интенсивно охлаждать и хорошо смазывать трущиеся поверхности долот, забойных двигателей, бурильной колонны и других узлов оборудования;

5) препятствовать проявлениям неустойчивости пород стенок скважины;

6) передавать мощность от источника на дневной поверхности к забою;

7) способствовать сохранению естественных коллекторских свойств продуктивных пластов в приствольной зоне скважины.

Удовлетворительно выполнить эти функции может лишь достаточно сложная по составу жидкость. Для этого два (реже один или три) буровых насоса *20,* приводящихся в работу от двигателей *21,* нагнетают промывочную жидкость по нагнетательному шлангу*19* в стояк – трубу *17,* установленную в правом углу вышки, далее в гибкий буровой шланг *14,* вертлюг *10* и в бурильную колонну (рис. 16).

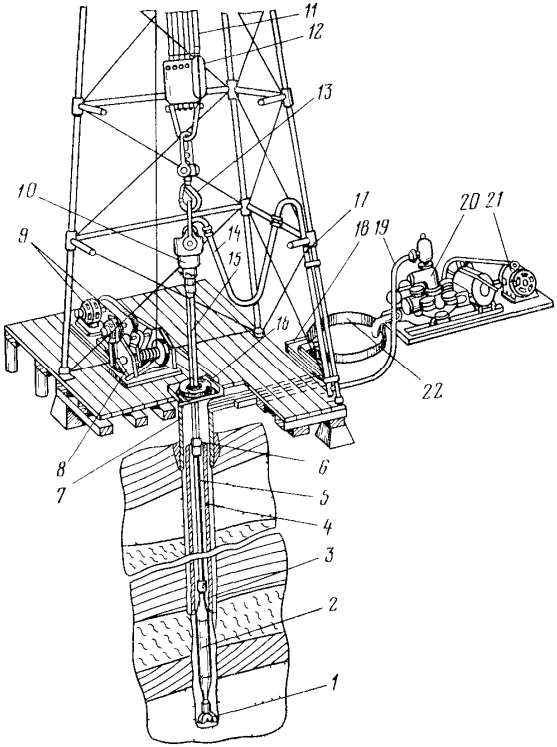


Рис. 16. Схема установки для бурения нефтяных и газовых скважин вращательным способом

Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через имеющиеся в нем отверстия и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается

на поверхность. Здесь в желобной системе *18* и в очистительных механизмах (на рисунке не показаны) промывочная жидкость очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости *22* буровых насосов и вновь закачивается в скважину.

По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока, талевого блока, крюка и талевого каната, подается в скважину. Когда ведущая труба войдет в ротор на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью элеватора или клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую трубу вместе с вертлюгом и спускают ее в обсадную трубу, установленную заранее в слегка наклонную скважину (шурф) длиной, равной длине ведущей трубы. Скважина эта бурится заранее в правом углу вышки примерно на середине расстояния от центра до ее ноги. После этого бурильную колонну удлиняют (наращивают) путем привинчивания к ней, так называемой двухтрубки (двух свинченных труб или одной трубы длиной около 12 м), снимают ее с элеватора или клиньев, спускают в скважину на длину двухтрубки, подвешивают с помощью элеватора или клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев или элеватора, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

При подъеме бурильную колонну развинчивают на секции, длина которых определяется высотой вышки (около 25 м при высоте вышки 41 м). Отвинченные секции, называемые свечами, устанавливают в фонаре вышки на специальном подсвечнике.

Спускают бурильную колонну в скважину в обратном порядке.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны все обсадные колонны на устье скважины обвязывают друг с другом, применяя специальное оборудование. Затем против продуктивного пласта в эксплуатационной колонне и цементном камне пробивают несколько десятков (или даже сотен) отверстий (в случае перекрытия пласта колонной), по которым в

процессе испытания, освоения и эксплуатации нефть (газ) будет поступать в скважину.

Все виды работ, входящих в цикл строительства скважины, группируются в следующие этапы:

1) подготовительные работы к монтажу бурового оборудования (планировка площадки под буровую, устройство подъездных дорог, прокладка водопровода, подвод электролиний, телефонной линии);

2) монтаж бурового оборудования (устройство фундаментов и установка блоков оборудования на них, обвязка оборудования, укрытие вышки и оборудования, установка емкостей и бытовых блоков);

3) подготовительные работы к бурению скважины (установка направления; оснастка талевой системы; бурение под шурф и установка в нем трубы; монтаж и опробование приспособлений малой механизации, ускоряющих процесс выполнения работ; присоединение бурового шланга к вертлюгу и стояку, подвешивание машинных ключей, проверка приборов, центрирование вышки, проверка горизонтальности ротора);

4) бурение скважины, крепление ее стенок обсадными колоннами, разобщение пластов;

5) вторичное вскрытие продуктивного пласта (при перекрытом колонной пласте), испытание, освоение и сдача скважины в эксплуатацию;

6) демонтаж бурового оборудования;

7) перевозка оборудования на новую точку.

Краткая история развития буровых работ

Данные археологических раскопок доказывают, что первобытный человек 25000 лет назад применял бурения (сверление дыр) при изготовлении орудий из камней, причём рабочим инструментом был кремниевый бур. В Египте вращательное бурение было известно около 6000 лет назад.

В России бурение было применено впервые для добычи поваренной соли (рассолов) в XIV веке.

Бурение этих скважин производилось ударным способом, причем штанги и обсадные трубы были деревянные.

В 1876 г. была заложена первая артезианская скважина в Москве на Яузском бульваре.

Первая скважина на нефть в России была пробурена в 1964 г. полковником А. Н. Новосельцевым у р. Кубань или Кудако в Краснодарском крае.

Впервые колонковое бурение алмазными коронками было применено по предложению швейцарского часовщика Г. Лешо в 1862 г. при проходке железнодорожного туннеля Мон-Сени в Альпах. В восьмидесятых годах прошлого века шведский инженер А. Крелиус усовершенствовал алмазное бурение, сконструировав несколько буровых станков типа "Крелиус".

В России алмазное колонковое бурение начали применять на Урале в девяностых годах прошлого века. Для бурения использовались станки типа Крелиус.

Для усовершенствования колонкового бурения много сделал профессор Петербургского горного института С. Г. Войслав. Он сконструировал несколько типов станков, разработал теорию алмазного бурения, и первый научно обосновал преимущество мелкоалмазных коронок над коронками с крупными алмазами.

Горный инженер Г. Д. Романовский, впоследствии профессор Петербургского горного института, в 1895 г. впервые в мире пробурил скважину с использованием паровой машины.

Поиски дешевых заменителей алмазов привели к применению при бурений твёрдых сплавов, а также чугунной и стальной дроби.

Дробовое бурение стали применять с 1899 г. по предложению инженера Девиса (США). Твердосплавное бурение впервые применил немецкий инженер Ломан в 1915 г. Им был применен твердый сплав, названный им воломитом (сплав на базе карбида вольфрама).

В Советском Союзе колонковое бурение твердыми сплавами стало широко применяться с 1929 г., после того как Московский завод электросталь выпустил твёрдый сплав "победит".

Для систематизации и обобщения практики разведочного и эксплуатационного бурения много сделали: Глушков И. Н. (1908–1911), опубликовавший капитальное "Руководство к бу-

рению скважин", Успенский Н. С., который обобщил теорию ударного бурения и дал основы теорий промывки скважин в "Курсе глубокого бурения ударным способом".

С 1922–1923 гг. нефтяное бурение начали переводить с ударного способа на более эффективный роторный способ с промывкой глинистым раствором.

В 1923 г. М. А. Капелюшниковым был изобретен трубобур. Позднее группой советских ученых П. П. Щумиловым, Э. И. Тагиевым, Р. А. Иоанесяном и М. Т. Гусманом – был создан и внедрен безредукторный многоступенчатый турбобур.

Для развития глубокого бурения много сделали Шацов, Федоров и др. Значительный вклад в теорию [6, 7] развития техники и технологий разведочного колонкового бурения сделали проф. Н. И. Куличихин, Б. И. Воздвиженский, С. А. Волков, Ф. А. Шамшев, Е. Ф. Эпштейн, С. С. Сулакшин, Е. Л. Лиманов и др.

Над совершенствованием и созданием техники и технологий бурения скважин работает целый ряд научно-исследовательских институтов, конструкторских организаций и ВУЗов – ВНИБТ, ВИТР, ВИЭМС, СКБ, ЦНИГРИ, МГРИ, ТПИ, Днепропетровский институт, КазИМС и др.

Контрольные вопросы:

1) Буровая скважина.
2) Элементы скважины.
3) Полный цикл строительства скважины.
4) Свеча составная часть бурильной колонны.
5) Выполнение процесса бурения скважины.
6) Очистка промывочной жидкости от выбуренных пород.
7) Выбор диаметра эксплуатационной колонны.
8) Конструкция скважины.

5. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

По происхождению все горные породы делятся на: магматические, осадочные и метаморфические. 5 % массы земной коры представлены осадочными породами. К ним приурочены почти все месторождения нефти и газа.

Строение породы характеризуется структурой и текстурой. Структура – особенность строения, обусловленная формой, размерами, характером поверхности образующих её минералов, а также характером связи между последними.

Осадочные породы делятся на кристаллические и обломочные. Кристаллические делятся на органогенные, хемогенные, карбонатные (известняки, доломиты), сульфатные (гипсы, ангидриты), галогенные (каменная соль), кремнистые (диатомиты, опоки, кремний).

Обломочные делятся на: грубообломочные – рамеры более 2 мм (гравий, галечник, брекчий); песчаные – от 0,1 до 2 мм (пески, песчаники); мелкозёмы – от 0,01 до 0,1 мм (алевролиты, супеси, суглинки, лесс); глинистые – менее 0,01 мм (глины, аргиллиты и глинистые сланцы).

Кристаллические породы – породы, у которых связь молекулярного взаимодействия.

Обломочные породы – это породы, у которых посторонние цементирующие вещества (кремнистый, карбонатный, железистый, глинистый цементы).

Под текстурой понимают особенности строения породы, которые обусловлены взаимным пространственным расположением кристаллитов или обломков – слоистость, сланцеватость, пористость, трещиноватость.

5.1. Основные механические свойства горных пород

Упругостью называется способность деформируемого тела восстанавливать первоначальную форму или объём после снятия нагрузки. Показателями упругих свойств служат: модуль

упругости E, коэффициент Пуассона μ, модуль сдвига G , модуль всестороннего сжатия K.

Хрупкость и пластичность горных пород

Пластичностью называется способность породы необратимо изменять, без нарушения сплошности, свою форму и размеры под действием внешних усилий. Пластичные свойства чаще всего проявляются в условиях всестороннего сжатия породы [20, 21, 17].

Хрупкостью называется способность породы разрушаться без заметной пластической деформации.

Показателем пластических свойств пород могут служить предел текучести, коэффициент пластичности.

Предел текучести P_m, определяется отношением нагрузки P_o, соответствующей точке перехода от упругой деформации к пластической, к площади торца вдавливаемого штампа.

Коэффициент пластичности $Kп$ (по Л. А. Шрейнеру и О. П. Петровой) характеризуется отношением работы, затраченной на упругую и пластическую деформации A_o (до разрушения породы), к работе, затраченной на упругие деформации A_y, за вычетом работы, затраченной на деформацию штампа $A_ш$,

$$K_п=A_0–A_ш/A_y–A_ш.$$

Для высокопластичных пород принимается $K_п= \infty$.

Для плотных и с незначительной пористостью пород $K_п$ достигает 7.

У пористых пород коэффициент пластичности завышается за счёт дополнительной остаточной деформации, связанной с уплотнением породы, что следует учитывать при оценке этого показателя.

Показателем хрупкости пород Л. И. Барон и В. М. Курбатов предложили считать коэффициент хрупкости K_x, представляющий собой соотношение работы, затрачиваемой на чисто упругую деформацию A_y, к общей работе, затраченной на деформацию и разрушение породы A_o, что является величиной, обратной коэффициенту пластичности

$$K_x = A_y / A_o.$$

Большинство пород проявляют хрупкие свойства, и только при условии всестороннего сжатия возникают пластические деформации.

Проявление хрупких или пластических свойств зависит от характера приложенной силы, например, от скорости нагружения. Одна и та же порода может вести себя и как хрупкое, и как пластичное тело. Например, каменная соль, вар, стекло, мрамор и другие материалы при быстром действии нагрузки (при ударе) раскалываются как хрупкие тела. При медленном нагружении у них же проявляются пластические свойства: вар растекается или приобретает форму сосуда. Каменная соль может течь, выдавливаясь через отверстия любой формы. Палочка из стекла, положенная на две опоры, в течение времени прогнётся и станет изогнутой.

Проявление свойств согласно теории твёрдого тела можно характеризовать следующим уравнением:

$$\sigma = Ex + \eta dx/dt,$$

где σ – напряжение, x – величина деформации, η – коэффициент вязкости, t – время действия нагрузки.

Это явление имеет существенное значение для процессов бурения. При медленном приложении нагрузки в породе могут развиваться остаточные деформации, и она не будет разрушаться. При быстром приложении нагрузки порода разрушается – проявляются хрупкие деформации.

Прочностью называется способность породы в определённых условиях и пределах, не разрушаясь, воспринимать те или иные силовые воздействия.

Разрушение породы можно представить как перемещение одного участка относительно другого. Действительное разрушение образца породы или некоторого объёма происходит при возрастании одного из главных напряжений, вызывающих деформацию образца. В результате происходит сдвиг одной части относительно другой в плоскости развития максимальных тан-

генсиальных напряжении τ, расположенных под углом φ к оси большего из главных напряжений. Теоретически $\varphi = 45^{\circ}$.

Условие прочности твёрдого тела впервые было определено Кулоном и затем подтверждено экспериментально: момент перехода от равновесия к разрушению, т. е. предельное состояние образца при деформации, выражается зависимостью между сопротивлением породы сдвигу (тангенсиальным напряжением τ) и нормальным напряжением $\sigma_н$ к поверхности сдвига.

$$\tau = K\varphi \times \sigma_н + C.$$

Это выражение представляет собой уравнение прямой линии, отсекающей на оси ординат отрезок C и составляющей с осью абсцисс угол φ. Тогда $K_\varphi = tg\,\varphi$. Или

$$\tau = tg\,\varphi \times \sigma_н + C.$$

$tg\,\varphi \times \sigma_н$ рассматривается как сопротивление сил трения. $F = K\varphi \times \sigma_н$ сдвигу элементов породы. По аналогии с законом трения $K\varphi$ определяется как коэффициент внутреннего трения породы, а φ углом внутреннего трения. Величина C принята за показатель сцепления, определяемого силами связи между частицами породы.

Таким образом, величины φ и C отражают количественные характеристики прочности пород. Это условие прочности пород, выражаемое уравнением прямой линии, в механике горных пород названо *условием предельного равновесия.*

Прочность пород характеризуется пределом прочности или временным сопротивлением разрушению и зависит в большей степени от способа деформации: сжатия, растяжения, скалывания, кручения и др. Поэтому различают прочность пород на сжатие, на растяжение, на скалывание и др. Наиболее распространённым показателем прочности пород является величина нагрузки, приходящейся на единицу площади образца, при которой происходит его разрушение.

Сопротивление пород зависит от условий приложения деформирующих сил.

Наименьшая величина сопротивления сжатию получается при одноосном сжатии. При двухосном сжатии сопротивление породы возрастает в 1,5–2 раза, а при всестороннем (объемном) сжатии сопротивление пород резко увеличивается. Отсюда следует, что условия разрушения при деформации пород в скважине в процессе бурения иные, чем при определении прочности методом одноосного или двухосного сжатия в лабораторных условиях.

Сопротивление сжатию горных пород обычно неодинаково в различных направлениях. Так, у сланцевых пород прочность вдоль плоскости *сланцеватости* почти на половину меньше, чем в направлении, перпендикулярном этой плоскости. Прочность пород на растяжение, скалывание и изгиб существенно меньше, чем на сжатие.

Прочность сцементированных пород зависит от рода цемента, но, как правило, она меньше, чем у пород спаянных. Сильно понижается прочность при выветривании пород.

На прочность пород существенное влияет, оказывает их пористость. При уменьшении пористости прочность одной и той же породы возрастает.

Одной из особо важных особенностей горных пород является их способность понижать прочность после нагрузки по сравнению с недеформированной породой. Видимо, при действии нагрузки в породе протекают необратимые деформации сдвига, вследствие чего понижается ее прочность (в отличие от металлов).

5.2. Твердость горных пород и методы ее измерения

Твердостью называется способность породы оказывать сопротивление изменению формы или разрушению в поверхностном слое при местном силовом контактном воздействии [9, 13, 17, 20, 21].

Твердость является частным случаем прочности (прочность на вдавливание). С точки зрения разрушения пород при бурении твёрдость наиболее точно характеризует механические свойства горных пород. Различают два вида твёрдости – агре-

гатную, т. е. твёрдость породы в целом, и твёрдость отдельных минералов, из которых состоит порода. Твёрдость же минералов влияет на износ резцов и сказывается на интенсивности разрушения породы только во времени.

Твёрдость пород существенно зависит от характера действующих нагрузок. В зависимости от того, вдавливается ли инструмент в породу при постепенно увеличивающейся нагрузке или же ударе, различают *статическую* и *динамическую* твёрдость.

Во многих случаях отмечается увеличение энергоёмкости процесса динамического разрушения пород по сравнению со статическим. Видимо, в кратковременный период действия динамической нагрузки деформации хрупкого разрушения в породе не успевают захватить большие объёмы.

Понятие твёрдости впервые было введено в минералогии. В 1882 г. Моос составил шкалу твёрдости из десяти минералов: тальк, гипс, кальцит, флюорит, апатит, ортоклаз, кварц, топаз, корунд и алмаз. Каждый предыдущий минерал мягче, чем следующий. При этом под твёрдостью Моос понимал способность одного тела оказывать сопротивление проникновению в него другого тела. Это толкование твёрдости остаётся основным и в настоящее время.

Физически более строгое толкование твёрдости было дано Герцем. За меру твёрдости Герц принимал величину удельного давления в момент достижения предельного состояния в центре вдавливаемой поверхности.

По методу Герца в поверхность тела вдавливается линза из того же материала, что и сама поверхность. Этот метод годен только для хрупких и совершенно не применим для пластичных.

Методы Бриннеля и Роквелла. По методу Бриннеля твёрдость определяется соотношением $\frac{P}{S}$, где

P – сила, действующая на вдавливаемый в поверхность тела стальной шарик в Н;

S – поверхность отпечатка в м^2.

Видоизменением метода Бриннеля являются методы *Роквелла и Виккерса*, при которых в испытуемое тело вдавливают

алмазный конус или пирамиду. Было обнаружено, что если вдавливать в хрупкие тела заострённые наконечники с большими углами заострения под очень малыми нагрузками, то на поверхности этих тел образуются микроотпечатки без следов хрупкого разрушения их границ. Поэтому в настоящее время этот метод называется методом микротвёрдости. При определении микротвёрдости вдавливаемым наконечником является алмазная пирамида:

- квадратная пирамида Виккерса с углами при вершине между гранями 136° или;

- ромбическая пирамида Кнуппа, имеющая углы при вершине 130 и 172,5°.

Микротвёрдость измеряется с помощью приборов ПМТ-2 и ПМТ-3, разработанных М. М. Хрущовым и Е. С. Берковичем.

С помощью ПМТ-3 можно определить микротвёрдость минералов не только представленных монокристаллами, но и входящих в состав любой породы.

Величина твёрдости породы при этом определяется:

$$H_м = P/F,$$

где $H_м$ – микротвёрдость, Па; P – нагрузка, Н; F – боковая поверхность отпечатка, м^2.

$$F = \frac{d^2}{2\sin\frac{\alpha}{2}},$$

где α – угол при вершине пирамиды (136^0); d – длина диагонали отпечатка, м. Тогда,

$$F = \frac{d^2}{1{,}854}; \qquad H_м = \frac{1{,}854 \cdot P}{d^2}\ Па.$$

Метод Шора применяется для определения *динамической* твёрдости. Метод заключается в сбрасывании бойка со сферическим алмазным наконечником.

Показателем твёрдости служит высота отскока бойка и величина получаемой лунки:

$$H_g = \frac{G_h}{V_0},$$

где G – вес бойка, h – высота отскока бойка, V_0 – объём полученной лунки.

$$V_0 = \frac{1}{3} S_0 \cdot h_л,$$

где S_0 – площадь отпечатка в см^2, $h_л$ – глубина лунки в см.

Метод затухающих колебаний предложен Д. И. Менделеевым

Сущность метода заключается в измерении интенсивности затухания колебаний маятника, опора которого внедряется в поверхностные слои и разрушает испытуемое тело.

Метод царапания. Острым предметом проводят по поверхности тела и постепенно увеличивают нагрузку на острие. Замечают тот груз, при котором получилось царапание. Этот вес и принимают за меру твёрдости. Иногда о твёрдости судят по ширине черты при определённом нажиме.

Все эти методы применяются для определения твёрдости минералов или однородных пород.

Для определения агрегатной твёрдости пород применяются другие методы.

Наиболее широко применяется *метод Шрейнера Л. А.* При этом методе в образец породы вдавливается цилиндрический или конический штампы (пуансоны). Твёрдость и некоторые другие свойства измеряются на специальной установке УМГП-3 (устройство для определения механических свойств горных пород) или на гидравлическом прессе. Глубину внедрения пуансона в образец породы определяют специальным измерительным индикатором.

Одновременно с твёрдостью можно определить модуль упругости породы и коэффициент пластичности.

По данным измерений строят графики зависимости деформации от нагрузки.

Характер кривых $\delta = f(P)$ показан на рис. 17.

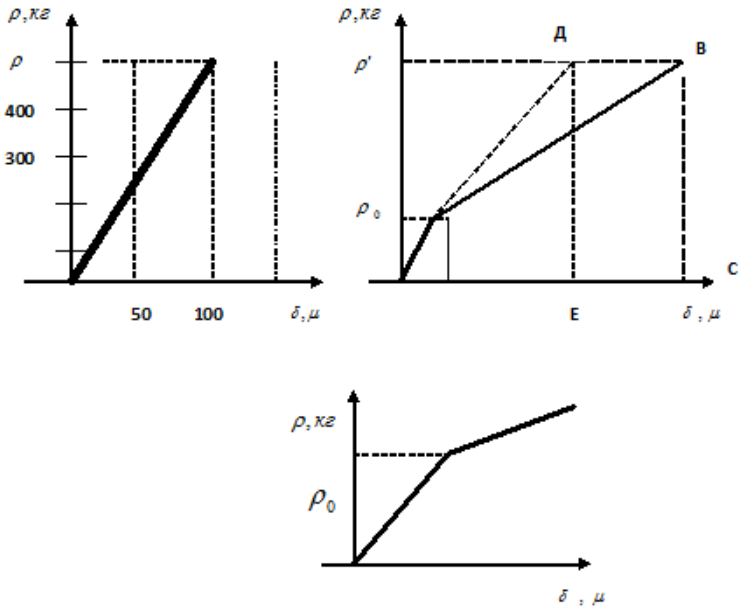


Рис. 17. Графики деформации пород (по Л. А. Шрейнеру):
а – хрупких (кварцит); б – пластичнохрупких (мрамор);
в – высокопластичных (каменная соль)

На рис. 17, *а* показана кривая, получаемая при внедрении пуансона в хрупкие породы, не дающих остаточных деформаций.

Момент разрушения отмечается выкалыванием кольцеобразного участка породы вокруг основания пуансона с образованием конической лунки.

За твёрдость хрупкой породы принимается удельная нагрузка, соответствующая моменту разрушения.

$$P' = \frac{P}{F},$$

где P' – удельная нагрузка, Па; P – нагрузка в момент разрушения породы, Н; F – площадь опорной поверхности пуансона, м^2.

Модуль упругости хрупкой породы можно приближённо определить по формуле:

$$E = \frac{0{,}94 \cdot P_m}{2r \cdot \delta},$$

где E – модуль упругости, Па; $P_м$ – нагрузка для какой-либо точки экспериментальной кривой в упругой области, Н; δ – соответствующая величина деформации образца, м; r – радиус опорной поверхности пуансона, м.

На рис. 17, *б* показана кривая, получаемая при вдавливании пуансона в пластично-хрупкую породу, например в известняк. До некоторой нагрузки P_0 (предел текучести) имеют место только упругие деформации (участок ОА).

При дальнейшем повышении нагрузки деформация возрастает более интенсивно, причём рост деформации каждый раз продолжается некоторое время и после прекращения повышения нагрузки (пластическое течение на участке АВ). Разрушение породы происходит при некоторой нагрузке $P>P_0$.

Пластичные породы, как, например, глина, дают кривые без хрупкого разрушения (рис. 17, *в*).

Для определения твёрдости пород методом истирания применяется прибор М. И. Койфмана. Он состоит из цилиндра, вращающегося с постоянной скоростью. Поверхность цилиндра покрыта корборундовой шкуркой. Образцы породы размером 1010×30 мм прижимаются к цилиндру с определённой нагрузкой.

Показателем твердости служит:

$$H_{ист} = \frac{100 \cdot F \cdot \partial}{P_1 - P_2},$$

где $H_{ист}$ – показатель твёрдости на истирание; F – площадь истирания; P_1 и P_2 – вес образца до и после истирания; ∂ – плотность породы.

Для определения твёрдости методом сверления производят сверление образца породы сверлом определённой формы. За меру твёрдости принимается или число оборотов, необходимое для внедрения сверла на заданную глубину, или глубину внедрения сверла после определённого числа оборотов.

5.3. Абразивность горных пород, методы измерения

Абразивностью называется особое свойство горных пород, выражающееся в способности изнашивать породоразрушающий инструмент в процессе бурения.

Абразивные свойства присущи породам, сложенным зернами твердых минералов и сцементированным менее прочным минералом.

Абразивность породы зависит от величины зерен. При величине зерен меньше 2–3 м абразивность резко падает. Чем меньше диаметр зерен, тем больше истинная площадь контакта и меньше контактные напряжения.

Скорость разрушения породы при бурении зависит от абразивного износа режущей кромки инструмента. При этом может быть износ с сохранением геометрической формы, с незначительным изменением формы резца и с сильным изменением его формы.

Первый случай наиболее благоприятный, так как происходит самозатачивание резца. Износ с незначительным изменением геометрической формы – односторонний – бывает при бурении шарошечными долотами, у которых в результате износа изменяется угол приострения зубьев. Износу с сильным изменением формы подвержены кромки долот при ударном бурении и лезвия долот и коронок режущего типа при вращательном бурении.

На следующем графике (рис. 18) показаны изменения скорости бурения во времени при различных видах износа породоразрушающего инструмента.

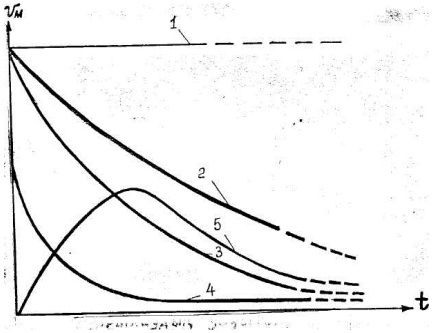


Рис. 18. График изменения механической скорости $V_м$ в зависимости от времени отработки породоразрушающего инструмента *t*:
1 – самозатачивающегося типа; 2, 3, 4 – затупляющегося вследствие абразивного износа; 5 – меняющего геометрическую форму и размеры (чугунная дробь)

Отсюда видно, что эффективность бурения существенно зависит от износа режущей кромки долота или резца. Наибольшая скорость присуща инструментам, изменившимся с самозатачиванием (кривая 1) и наименьшая – при плоском затуплении (4), что характерно для резцов из твердых сплавов, применяемых при колонковом бурении. При дробовом бурении зависимость $V_м$ от *t* выражается кривой *5*. Износ при этом связан еще и с раскалыванием дроби. Процесс абразивного износа можно представить как сумму отдельных царапин, приводящих к срезанию с инструмента тончайших стружек. Если контактные напряжения незначительны (меньше предела прочности материала инструмента), то будет иметь место усталостный поверхностный износ. Если напряжения превышают предел текучести материала, но меньше предела прочности, то износ происходит за счет местного смятия отдельных участков инструмента.

При превышении напряжения предела прочности будет иметь место выкрашивание и скалывание кусочков инструмента из хрупкого материала (твердых сплавов).

Показателем абразивности горных пород могут быть абразивный износ инструмента или изнашиваемость и износостойкость.

Абразивный износ оценивается удаляемой из инструмента массой в граммах ΔМ (абразивный износ). Отношение этой массы к плотности изнашиваемого материала δ называется объемным износом V_m.

$$V_m = \Delta M/\delta, \text{ см}^3.$$

Изнашиваемостью W является отношение удаленной при износе массы к работе A, затраченной при этом

$$W=\Delta M/A.$$

Износостойкость i характеризуется отношением работы A, затраченной на удаление массы ΔM, к этой массе

$$i= A/\Delta M.$$

Обычно абразивность оценивается взвешиванием изношенного инструмента.

Методы определения абразивности

Метод Л. И. Барона и А. В. Кузнецова. Сущность его состоит в истирании торца вращающегося стального стержня о необработанную горизонтальную поверхность образца горной породы с последующим определением весового износа стержня за период опыта. За критерий абразивности принимается потеря веса стального стержня за стандартное время опыта 10 мин при осевой нагрузке на стержень 150 Н и скорости вращения 400 об/мин. Испытания можно производить на сверлильном станке.

Л. А. Шрейнер, П. С. Баландин и А. И. Спивак для определения абразивности предложили метод, основанный на измерении весового износа эталонного диска (кольца), трущегося при вращении с определенной скоростью с нагрузкой о породу. При этом в породе образуется канавка, а диск, изнашиваясь, теряет в весе. Установлено, что $V_m=W\times P$, где $V_м$ – объемный износ материала диска на 1 м пути трения, см^3/м; W – коэффициент

пропорциональности, P – нагрузка на диск, где W – коэффициент пропорциональности был принят в этом случае за показатель абразивности пород и получил название коэффициента абразивности:

$$W=V_m/P.$$

Таким образом, коэффициентом абразивности является объемный износ материала эталонного диска в $см^3$ на 1 м пути трения при нагрузке в 1 кгс.

Следующие два метода предложены Б. И. Воздвиженским.

По одному из этих способов абразивность определяется изменением весового износа коронок стандартного типа при бурении в испытуемой среде при стандартных условиях. При этом абразивность определяется по формуле

$$A_в = P_1 – P_2 / L,$$

где P_1 и P_2 – вес коронки до и после бурения в г; L – проходка в м.

По второму методу Воздвиженского Б. И. абразивность определяется потерей веса стальных пластин под действием струй жидкости со взвешанными в ней частицами размельченной породы.

Каждый из этих способов имеет свои недостатки

Недостатки:

для первого метода: а) не удачно выбран критерий абразивности (не учитывается удельная нагрузка на стержень и скорость скольжения);

б) изнашивается стержень из стали – серебрянки;

в) стержень истирают в одной точке образца, поэтому чистого трения металл-порода нет;

г) метод практически не применим для мягких пород и т. д.

для второго метода: сложность установки и необходимость тщательной подготовки образца к испытаниям.

для третьего метода: бурение при одном рейсе ведут в различных породах и т. д.

5.4. Разрушаемость, разрыхляемость, сыпучесть, устойчивость и анизотропность горных пород

Разрушаемостью горных пород называется их способность разделяться на элементы (куски, обломки) той или иной величины. Зависит эта способность от ранее рассмотренных механических свойств и от способа разрушения. Показателями являются: буримость, дробимость, взрываемость и др.

Разрыхляемостью называется способность разрушаемой породы увеличивать свой объем против объема, занимаемого ею в естественном состоянии, т. е. в массиве. Зависит от строения, сложения, пористости, плотности и других свойств, а также способа разрушения. Характеризуется коэффициентом разрыхления

$$K_p = V_p / V_m ,$$

где V_p – объем разрыхленной породы; V_m – объем породы в массиве.

Рыхлые и малосвязные породы имеют меньший K_p по сравнению со связными и твердыми породами. Например, песок и гравий имеют K_p=1,05–1,2; скальные породы K_p=1,5–2,5.

Коэффициент разрыхления определяется только для свежедобытой породы, т. к. с течением времени разрыхленная порода вновь уплотняется из-за усадки.

Разрыхляемость породы имеет значение при решении вопросов транспортирования породы из скважин, в частности, при определении емкости шламовой трубы.

Сыпучестью породы называется способность дисперсного материала, состоящего из твердых частиц, свободно перемещаться в воздушной среде под действием силы тяжести.

Показателем сыпучести является количество материала, высыпающегося в единицу времени через единицу площади выпускного отверстия или время высыпания определенного количества материала из конусообразной воронки с диаметром 15 мм и углом конусности 60^0.

Сыпучесть оценивается коэффициентом сыпучести:

$$K_c = (1–\sin\ \varphi)/(1+\sin\ \varphi),$$

где φ – угол естественного откоса материала.

Углом естественного откоса называется угол между образующей конуса, форму которого занимает сыпучий материал, и горизонтальной поверхностью.

С углом естественного откоса связано равновесие частиц на поверхности сыпучего материала и устойчивость некоторых пород в стенках скважины.

Угол естественного откоса зависит от размера частиц, их формы и характера поверхности, плотности материала и влажности, а также коэффициента трения. Он определяется обычным путем. Для этого используют металлический цилиндр высотой 1 м и площадью основания 1 м^2. Его заполняют сыпучим материалом. При медленном поднятии цилиндра содержимое свободно высыпается на горизонтальную плоскость.

Измерив высоту *hk* и диаметр *dk* образованного конуса, определяют угол естественного откоса материала по следующей формуле:

$$tg\varphi_o = \frac{2hk}{dk}.$$

Устойчивостью называется способность пород сохранять равновесие при их обнажении.

Естественные напряжения в земной коре принято называть горным давлением. Пористые породы всегда насыщены жидкостью или газом. Давление поровой жидкости принято называть пластовым.

Горное давление на различных глубинах определяется весом вышележащих пород и вод, заполняющих поры. Приближенно может выражаться формулой:

$$P_{гор} = \frac{(1-f)\gamma \cdot H + f \cdot \delta \cdot (H-h)}{10},,$$

где f – пористость пород, доли единицы; γ – плотность горных пород, гс/см^3; δ – плотность воды, гс/см^3; H – глубина, м; h – глубина статического уровня, м.

В нормальных условиях величина пластового давления приблизительно равна гидростатическому давлению воды

$$P_n = \frac{\delta h}{10} \text{ кг/см}^2.$$

Устойчивость ствола скважины определяется равновесием между гидростатическим и гидродинамическим давлениями в скважине, с одной стороны, пластовым и горным делением – с другой.

Гидростатическое давление столба промывочной среды в скважине в состоянии покоя определяется ее плотностью γ и высотой столба H, что выражается формулой:

$$P_{ст} = \frac{H\gamma}{10}, \text{ кг/см}^2.$$

Регулирование $P_{ст}$ достигается изменением плотности промывочной среды.

Гидродинамическое давление промывочной среды на стенки скважин создается в процессе движения среды при циркуляции.

Резкое возрастание гидродинамического давления наблюдается при возобновлении циркуляции после простоя.

Суммарное воздействие гидростатического и гидродинамического давлений на призабойную зону скважины колеблется в широких пределах при спускоподъемных операциях.

На степень устойчивости пород оказывают влияние многие факторы, основными из которых являются: прочность пород (сила сцепления между частицами, коэффициент внутреннего трения), физико-геологические свойства и состояние (трещиноватость, выветрелость, влажность и т. д.)

Существенное значение имеет фактор времени, т. е. длительность действия напряжений.

По этим признакам все породы разделяются на 4 группы:

I группа – породы весьма неустойчивые. Сюда относятся породы и полезные ископаемые, практически не имеющие связи между зернами;

II группа – породы с изменяющейся устойчивостью. Это породы со сложной связью, исчезающей при насыщении водой или при нагревании;

III группа – породы слабоустойчивые. К этой группе относятся породы с достаточно прочной связью между зернами, почти не размываемые промывочной жидкостью, но сильно трещиноватые, а также породы с недостаточной прочной связью между зернами, легко размывающиеся промывочной жидкостью;

IV группа – породы устойчивые. Сюда относятся породы с прочной связью между зернами, монолитные или слабо трещиноватые, не размываемые промывочной жидкостью.

Анизотропность горных пород

Анизотропность (от греческого слова anisos – неровный, tropos – свойство) – это способность твердых тел обладать неодинаковыми свойствами по различным направлениям внутри этих тел. В горных породах это обуславливается особенностью их строения и состава.

В наибольшей степени анизотропные свойства проявляются у метаморфических пород сланцеватой, тонкослоистой текстуры. Породы массивной текстуры либо слабоанизотропны, либо вовсе изотропны.

С анизированностью связано различное сопротивление пород разрушению при разных способах деформации.

Различные механические свойства, в частности, их различная прочность наблюдается не только у явно слоистых пород и пород с неоднородной текстурой, но и у пород трещиноватых, рассланцованных с наличием отдельностей той или иной формы.

Значение анизотропных свойств пород сильно проявляется в разведочном бурении.

5.5. Буримость горных пород

Буримостью горных пород называется степень трудности их разрушения при бурении. Она зависит от множества факторов: геологических, технических и технологических. Поэтому проблема буримости горных пород до сих пор считается не решенной [21, 22, 24].

Геологическими факторами, влияющими на буримость горных пород, являются их физико-геологические и физико-технические свойства. В первую очередь это твердость, прочность, абразивность, устойчивость, трещиноватость, сланцеватость, пористость и т. д. То есть это те свойства, которые оказывают существенное влияние на процессы бурения.

Техническими факторами, влияющими на буримость горных пород, является уровень оснащенности геологоразведочных организаций современными высокопроизводительными станками, породоразрушающими инструментами и другим буровым оборудованием.

К технологическим факторам, влияющим на буримость горных пород, относится правильный выбор способа бурения, породоразрушающего инструмента и оптимальных параметров режима бурения. В настоящее время существует несколько шкал буримости пород для разных способов бурения. Для вращательного механического бурения горные породы разделяются на 12 категорий; ударно-механического – на 7 категорий; ударно-механического при разведке россыпей – на 6 категорий и для вращательного бурения шнеками – на 6 категорий.

В основу существующей классификации пород по буримости положена механическая скорость бурения (проходка за один час времени чистого бурения). При этом учитывается величина углубки скважины до допустимого износа породоразрушающего инструмента (углубка за рейс), существенно влияющая на производительность труда.

Изучение буримости горных пород как комплексного показателя необходимо для нормирования буровых работ и при решении ряда технологических задач.

Буримость горных пород является одним из основных факторов, определяющих производительность труда в процессе бурения геолого-разведочных скважин. Категорию пород по буримости на практике в геологических организациях устанавливает геолог на основании визуального исследования горной породы. При таком способе возможны ошибки в определении категории буримости пород.

Установление категории буримости пород по механической скорости бурения не всегда возможно, так как бурение производится разными типоразмерами породоразрушающих инструментов при разных режимах бурения.

В связи с этим при вращательном бурении применяют следующие методы определения категории пород по буримости: 1) метод ЦНИГРИ; 2) метод ВИТР и 3) метод опытного бурения.

По методу ЦНИГРИ сначала определяют динамическую прочность породы $F_д$ и коэффициент абразивности шлама той же породы $K_{абр}$. Затем определяют объединенный показатель $P_м$ по формуле:

$$P_м = 3F_д^{\,0.8} K_{абр}.$$

Значения объединенного показателя $P_м$ и соответствующие им категории буримости пород приводятся в справочниках в виде таблицы.

Определение категории буримости пород по методу ВИТР производится при помощи прибора ВИТР-ОТ (0 – определитель, Т – твердость).

Прибор основан на принципе резания образца породы абразивным кругом. Конструкция прибора позволяет сделать несколько резов и тем самым опробовать разновидности неоднородной породы. По результатам измерения глубины нескольких резов вычисляют среднее арифметическое значение глубины резов, что и принимается за критерий буримости.

Метод опытного бурения применяется в новых районах бурения.

Бурение осуществялется при оптимальных параметрах режима бурения инструментом оптимального типоразмера. Регистрацию проходки производят через каждые 20 мин на протяжении не менее 5 рейсов. По данным обработки хронометражных наблюдений и данных лабораторных исследований кернов устанавливают категории пород по буримости.

Эти данные используются для составления эталонных коллекций пород данного месторождения с указанием установленных категорий по буримости.

Буримость, если под ней действительно понимать податливость разрушению, есть комплексная характеристика. С одной стороны, она зависит от самой горной породы: ее физико-механических и абразивных свойств, петрографического состава, порового давления. С другой стороны, на нее влияет способ разрушения, конструкция породоразрушающего инструмента, совокупность параметров режима бурения, состав и свойства промывочной жидкости и другие факторы, не зависящие от породы. Знание буримости породы необходимо как для выбора типа долота для ее разбуривания, так и для нормирования параметров режима бурения, их оптимизации и прогнозирования показателей работы долот.

Существуют разные подходы к оценке буримости. Одни позволяют делать сравнительную, качественную оценку буримости разных пород, слагающих разрез месторождения; другие используются для количественной оценки при прогнозировании показателей работы долот и оптимизации режимов бурения.

Один из подходов к качественной оценке буримости пород основан на сопоставлении значений механической скорости проходки, измеренных в течение сравнительно короткого промежутка времени с начала работы долота, пока на нем еще заметно не сказывается износ вооружения. Весь диапазон изменения механической скорости проходки при бурении скважин установками примерно одного класса в данном регионе разбивают на несколько интервалов (например, пять). Все породы, при разбуривании которых механические скорости проходки не

выходят за пределы одного интервала, относят к одной группе буримости. Следовательно, число групп буримости равно числу выделенных интервалов изменения механической скорости. Соотношение средних значений механической скорости в разных интервалах условно показывает, во сколько раз буримость одной породы лучше или хуже буримости другой.

Для качественной оценки буримости разных пород вместо механической скорости проходки иногда берут проходку за рейс до полного износа долота. Используя такой качественной подход, все породы условно делят на пять групп буримости: мягкие, средней твердости, твердые, крепкие и очень крепкие. В системе Министерства геологии принято все породы делить на 12 категорий по буримости: I–III категории входят в группу мягких; породы IV и V категорий относятся к группе средних; породы VI и VII категорий – к группе твердых, VIII и IX категорий – к группе крепких, а X–XII категорий – к группе очень крепких.

Такое деление на группы буримости весьма условно и в значительной мере субъективно; ведь и скорость проходки и величина проходки за рейс зависят не только от свойств разбуриваемых пород, но и в очень большой мере от других факторов, названных выше.

Сравнительной классификацией по группам буримости нередко пользуются при выборе типа долот для разбуривания конкретной породы. В шифрах долот заводы-изготовители указывают группу породы, для разбуривания которой рекомендуется применять данное долото.

ВНИИБТ предлагает решать задачу выбора типа долота для разбуривания конкретной породы или пачки пород не в зависимости от условной группы буримости, а с учетом твердости и абразивности этих пород с помощью специальной классификационной таблицы (рис. 19). В ней на основании обобщения опыта отработки долот в разных районах эталонными точками помечены сочетания категорий твердости и абразивности пород, для разрушения которых наиболее подходят изготовляемые отечественными заводами типы шарошечных долот.

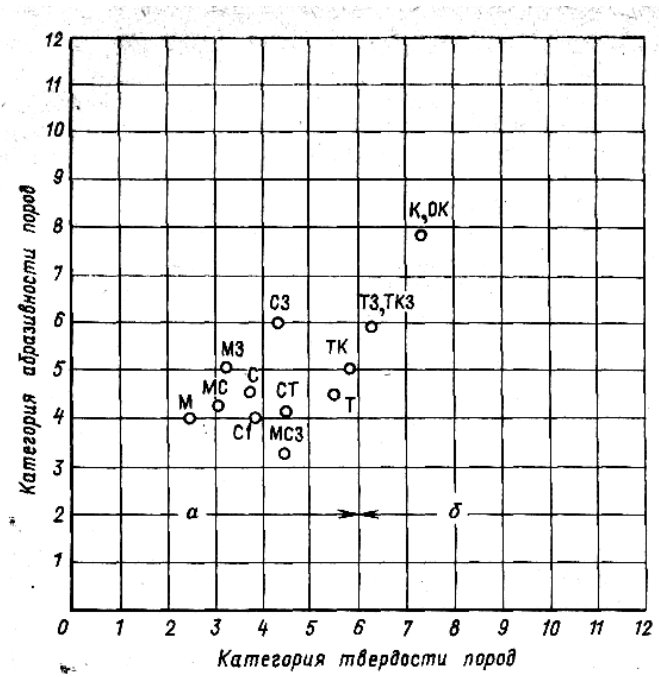


Рис. 19. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам долот:
а – вероятная область применения долот режуще-скалывающего действия;
б – вероятная область применения долот, оснащенных природными или синтетическими алмазами

Если требуется выбрать тип долота для разбуривания конкретной породы, которая содержит пропластки с разными механическими свойствами, необходимо оценить категории твердости и абразивности всех пропластков, найти их средневзвешенные расчетные значения для всей толщины породы (или хотя бы для интервала толщиной не менее ожидаемой проходки на долото). Тип долота для разбуривания данной породы находят по эталонной точке, которая ближе других расположена к расчетной.

5.6. Классификация горных пород по их характерным механическим свойствам

Основными свойствами пород, оказывающими влияние на процесс бурения скважин, являются прочность, твердость, абразивность, устойчивость и др. [20, 21, 28, 34].

Все горные породы по основами признакам разделяются на: связные скальные и полускальные, связные мягкие и несвязные рыхлые.

Связные скальные и полускальные породы обладают всеми основными свойствами твердого тела – упругости, твердостью, прочностью и др. Некоторые породы обладают еще пластичными свойствами вязкого тела.

Связные мягкие породы обладают невысокой прочностью и в увлажненном состоянии ведут себя как пластические тела.

Несвязные рыхлые породы представляют собой рыхлую массу, частицы которой не имеют связи друг с другом. Иногда их называют сыпучими. Они же обладают свойствами твердого тела.

Наиболее распространенной в горном деле является классификация профессора М. М. Протодьяконова – классификация горных пород по крепости. Согласно этой классификации горные породы разделены на 10 категорий по определенным значениям временного сопротивления пород одноосному сжатию. За показатель взят коэффициент крепости f

$$f = \frac{\sigma}{100}.$$

Классификация проф. Л. А. Шрейнера основана на разделении горных пород по агрегатной твердости. По этому показателю все горные породы (таблица 1) разделены на 3 группы. Каждая группа имеет по 4 категории по твердости.

В зависимости от характера протекающих процессов разрушения пород при вдавливании штампа Л. А. Шрейнер делит все породы на 3 класса: упруго-хрупкие, не хрупкие, упруго-пластичные или пластичнохрупкие, высокопластичные и сильнопористые породы.

Таблица 1

Классификация горных пород по твердости Л. А. Шрейнера

Группа пород по твердости	Категория пород по твердости	Твердость по штампу, кгс/мм^2	
		от	до
1. Мягкие	1	0	10
	2	10	25
	3	25	50
	4	50	100
2. Средние	5	100	150
	6	150	200
	7	200	300
	8	300	400
3. Твердые	9	400	500
	10	500	600
	11	600	700
	12	700	и выше

В классификации пород по абразивности Барона Л. И. и Кузнецова А. В. выделяются 8 классов – от малоабразивных до весьма абразивных, Л. А. Шрейнев. П. С. Баландин, А. И. Спивак по абразивности выделяют 12 групп пород. Показатели абразивности для эталонных дисков из стали У8 определялись при нагрузке P=100 Н при окружной скорости диска 47 об/мин.

Учитывая рассмотренные механические свойства, их природу и поведение при бурении скважин, все горные породы можно разделить на 4 группы (табл. 2).

Таблица 2

Классификация пород по механическим свойствам

Группа пород	Характер связи	Характеристика свойств пород	Типичные представители группы
1. Породы рыхлые (несвяные)	Связь между зернами практически отсутсвует	Прочность пород зависит от состава и крупности зерен. Характерная деформация – сдвиг сыпучего тела. При бурении	Осадочные породы (продукты физического выветривания): галечник, гравий, щебень.

		требует обязательного крепления	
2. Породы мягкие (связные)	Связь между зернами сложная, преимущественно водно-коллоидная	Характерная деформация – пластический сдвиг. Легко буримы. Можно бурить без крепления. Возможно пучение при бурении с промывкой	Осадочные породы: глины, суглинки
3. Породы мерзлые	Связь между зернами образована льдом цементом	Пластично-хрупкие. При оттаивании свойства как у пород I группы, теряют устойчивость	Осадочные породы: это породы I группы сцементированные льдом
4. Породы твердые, спаянные или сцементированные (связные скальные и полускальные)	Связь между зернами жесткая, преимущественно кристаллизационная	Прочность высокая. Характерная деформация сколь. Связи после разрушения не восстанавливаются. Устойчивые, не требуют крепления	Осадочные породы: известняки, песчанки, сланцы, мрамор. Кварциты, кристаллические сланцы, изверженные породы граниты, базальты, порфириты

5.7. Механизм разрушения горных пород различными породоразрушающими инструментами

Важнейшим видом деформации при разрушении породы большинством буровых долот является вдавливание. Простейший механизм разрушения породы моделируется при статическом вдавливании в породу одиночного цилиндрического штампа с плоским торцом.

Штамп с плоским торцом вдавливается в плоскую поверхность образца породы под действием силы *P*. При этом в некотором объеме образца, ограниченном сферой, радиус которой не-

сколько больше радиуса штампа, возникнет область всестороннего сжатия: все три главных напряжения будут сжимающими – $\sigma_1<0$, $\sigma_2<0$, $\sigma_3<0$, но не равными между собой. Так как давление на поверхности образца изменяется скачком, от максимума под штампом на контуре площадки контакта до нуля за контуром, то в породе на контуре контакта возникают максимальные касательные напряжения. Если силу P увеличивать, то при некотором критическом значении ее касательные напряжения достигнут предельной величины, и в породе образуется кольцевая трещина, которая будет распространяться в глубь образца по конусу, касательному к поверхности сферы на контуре штампа.

Поскольку внутри сферы главные нормальные напряжения не равны между собой, в ней также появляются касательные напряжения. Наибольшей величины максимальные касательные напряжения, возникающие на оси симметрии, достигают в точке, удаленной от поверхности на расстояние примерно 60 % от радиуса штампа. Здесь также при некотором значении силы P достигается предельное напряженное состояние. При дальнейшем увеличении силы P область предельного состояния, в которой начинается разрушение породы, расширяется в направлении конической трещины у контура штампа, а давление в ней возрастает. Когда эта область, расширяясь, приблизится к конусообразно распространяющейся трещине, а давление со стороны породы в области предельного состояния на породу над трещиной достигнет критической величины, произойдет выкол по конической поверхности и образуется лунка; в момент выкола некоторый объем породы непосредственно под штампом будет раздроблен в порошок, сам же штамп скачком опустится в лунку.

Если силу P еще более увеличить, то процесс деформации и скачкообразного разрушения повторится. То для второго скачка разрушения требуется значительно большая сила, чем для первого, так как скол породы при втором скачке происходит по большей конической поверхности и образуется более глубокая лунка. При достаточно большой силе и достаточно продолжительном ее действии могут последовательно совершиться несколько скачков разрушения породы.

Схемы взаимодействия рабочих элементов вооружения породоразрушающих инструментов с породой забоя скважины представлены на рис. 20 и 21.

Резец долота режуще-скалывающего действия осевой силой $P_г$ (рис. 20) вдавливается в породу на некоторую глубину $h_{вд}$. Одновременно, поскольку на резец действует также окружное усиление $P_в$, он своей передней гранью давит на породу и деформирует ее. Если горная порода высокопластична (например, вязкая, сильно увлажненная глина), резец непрерывно срезает ее; при этом порода несколько уплотняется и выдавливается вверх в виде своеобразной стружки, которая затем разрушается потоком жидкости и удаляется с забоя.

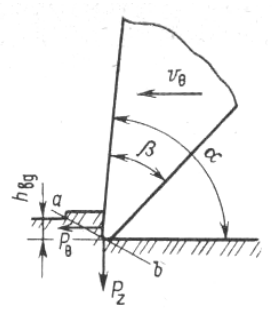


Рис. 20. Схема взаимодействия элемента вооружения долота режуще-скалывающего действия с горной породой:
a – угол резания; β– угол заострения элемента вооружения; ab — плоскость скола породы

В большинстве же случаев породы имеют ограниченную пластичность и разрушаются такими резцами не непрерывно путем резания, а прерывисто путем скалывания. Встретив передней гранью сопротивление со стороны породы, резец деформирует ее. В начальный момент встречи окружное усилие $P_в$ мало, и резец не в состоянии сколоть породу; поэтому скорость перемещения резца υ вокруг оси долота оказывается близкой к нулю, хотя колонна труб, на нижнем конце которой укреплено долото, вращается с постоянной угловой скоростью ω. По мере закру-

чивания колонны труб окружное усилие $P_в$ возрастает и в тот момент, когда оно превысит силу сопротивления породы скалыванию, некоторый объем породы перед резцом выкалывается по плоскости *ab* и выбрасывается вверх, колонна раскручивается, а резец рывком перемещается вперед и вновь своей передней гранью встречает сопротивление со стороны породы. Процесс повторяется. Поскольку объем однократно скалываемой породы мал, то и амплитуда скачкообразного перемещения резца и величины углов закручивания и раскручивания колонны труб при этом также малы.

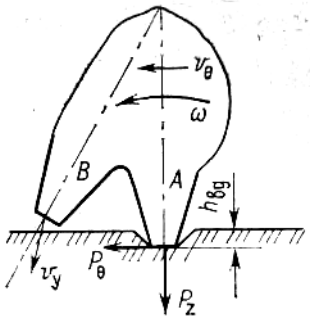


Рис. 21. Схема взаимодействия элементов вооружения шарошечного долота с породой: $h_{во}$ – *глубина лунки*

Сложнее схема взаимодействия с породой зубцов долота дробяще-скалывающего действия. Пусть в какой-то момент времени зубец *A* шарошки долота занимает положение, изображенное на рис. 21. Он одновременно участвует в сложном движении: вращательном с угловой скоростью и в скольжении по поверхности забоя с окружной скоростью v. На зубец в рассматриваемый момент действуют сила $P_г$, под влиянием которой он вдавливается в породу, и сила $P_в$, способствующая скалыванию последней. В один из последующих моментов зубец *B,* жестко связанный с зубцом *A,* нанесет удар по породе со скоростью v_y. С этого момента начнется вдавливание в породу зубца *B* и перераспределение силы $P_г$ с зубца *A* на зубец *B:* по мере

того как ось симметрии зубца *B,* поворачиваясь, будет приближаться к вертикали, часть силы $P_г$, воспринимаемая этим зубцом, будет расти, а зубцом *A* – уменьшаться. С момента отрыва зубца *A* от породы вся сила $P_г$ будет передаваться на зубец *B*. В дальнейшем аналогичное перераспределение силы $P_г$ будет происходить между зубцом *B* и следующим смежным с ним по ходу вращения шарошки зубцом.

Таким образом, при вращении долота периодически каждый из зубцов шарошек наносит удар по породе забоя. Сила удара зубца зависит не только от статической осевой нагрузки $P_г$, но также от скорости y_y, которая, в свою очередь, является функцией угловой скорости долота ω, окружной скорости $\upsilon_в$ и амплитуды перемещения центра тяжести долота. Компоненту, зависящую от ω, $\upsilon_в$ и амплитуды перемещения центра тяжести, обычно называют динамической составляющей осевой нагрузки.

Разрушение породы зубцом шарошки происходит как в результате удара и последующего вдавливания его под действием силы $P_г$ (примерно подобно тому, как разрушается порода при вдавливании штампа), так и в результате проворачивания зубца относительно мгновенной вертикальной оси (скольжение по забою), обусловленного тем, что оси шарошек смещены относительно осей симметрии шарошечного долота, а вершины их вынесены за ось его вращения. После нескольких оборотов долота вокруг оси на забое скважины часто вырабатывается своеобразная рейка, впадинами в которой являются лунки, образовавшиеся при вдавливании зубцов шарошек. Такая рейка оказывает существенное влияние на кинематику шарошечного долота и способствует интенсификации износа зубцов. Рейка может разрушаться в результате проворачивания зубцов относительно вертикальной оси.

Все горные породы делятся на три категории: магматические, осадочные и метаморфические. На долю осадочных пород приходится около 5 % массы земной коры, но именно к ним приурочены почти все месторождения нефти и газа. Механические свойства этих пород существенно зависят от строения, минералогического состава, степени их неоднородности.

Контрольные вопросы:

1) Горные породы.

2) Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процессы бурения.

3) Основные закономерности разрушения горных пород при бурении.

4) Категории горных пород по твердости.

5) Определение категорий горных пород по буримости.

6) Способ оценки буримости горных пород ВНИИБТ.

6. СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ ИЗ СКВАЖИН

Способы удаления продуктов разрушения делятся на механический, гидравлический, пневматический и комбинированный [3, 8, 29].

При механическом способе транспортировка частиц породы осуществляется с помощью буровых или специальных инструментов (стакан, ложка, змеевик, шнек).

При гидравлическом способе удаление продуктов разрушения осуществляется с помощью промывочной жидкости.

Пневматический способ заключается в выносе продуктов разрушения из скважины сжатым воздухом или газом.

При комбинированных способах удаление продуктов разрушения осуществляется с использованием двух или трёх перечисленных выше способов одновременно или последовательно (механический с гидравлическим, гидравлический с пневматическим и т. д.)

6.1. Механический способ транспортировки продуктов разрушения

Механический способ удаления шлама из скважины применяется при ручном бурении неглубоких скважин в мягких и рыхлых породах. Применяются специальные инструменты: буровая ложка, змеевик, буровик и буровые стаканы. Проходка за рейс в этом случае ограничена ёмкостью инструмента и составляет всего 0,2–0,6 м.

Спиральный бур (змеевик) применяется для бурения мягких пластичных пород (глин, суглинков, мела и т. д.), хорошо удерживающихся на спирали бура.

Ложковый бур – служит для бурения скважин в сыпучих и мягких непластичных породах (пески глинистые, суглинки и т. д.), не удерживающихся на лопастях спирального бура.

Ложковый бур – полый цилиндр, на котором по образующей имеется продольная щель. Иногда щель расположена толь-

ко в нижней части (закрытый ложковый бур). Нижний конец сделан в виде ковшеобразного режущего лезвия.

Спиральный и ложковый буры изготовляются диаметрами 47–245 мм, частота вращения n=40 об/мин, не более. Длина рейса 0,3–0,8 м.

Наиболее производительным является транспортирование продуктов разрушения с помощью шнеков – винтовых транспортёров.

Рыхлая масса в этом случае перемещается за счёт действия силы, возникающей на винтовой поверхности вращающегося шнека. Порода поднимается на поверхность одновременно с бурением колонной шнеков, длина которых соответствует глубине скважин.

Скорость перемещения материала определяется по формуле:

$$v = \frac{S \cdot n}{60},$$

где v – линейная скорость перемещения материала в м/с; n – частота вращения шнека, об/мин; S – шаг винтовой реборды, м.

Объём транспортируемой породы или транспортная производительность шнека определяется выражением:

$$Q = \frac{60\pi(D-d)S \cdot n \cdot \varphi}{4},$$

где Q – производительность шнека в м^3; D – диаметр шнека в м; d – диаметр трубы; S – шаг винта в м; n – скорость вращения шнека в об/мин; φ – коэффициент наполнения шнека: для сыпучих пород φ = 0,3; для вязких пород φ = 0,8.

Упрощённо формулу можно представить в виде:

$$Q=47 \cdot \varphi \cdot D^2 \cdot S \cdot n.$$

Д. Н. Башкатов и Ю. А. Олоновский производительность шнека предлагают определять по формуле:

$$Q = V \times \delta \times \upsilon_z,$$

где υ_z – вертикальная составляющая абсолютной скорости перемещения частиц породы; δ – плотность транспортируемой породы; V – приведённый объём породы на единицу высоты шнека.

$$V = V_n / S,$$

где V_n – объём породы на одном витке шнека; S – шаг витка шнека.

$$V_n = V_в \cdot \varphi = \pi(R^2 - r^2) \cdot \varphi \cdot S ,$$

где $V_в$ – объём одного витка; φ – коэффициент наполнения шнека; R, r – наружный и внутренний радиусы реборды.

При подставлении значения V_n в формулу для V' получится:

$$V' = \pi(R^2 - r^2) \cdot \varphi .$$

Тогда $Q_ш = \pi(R^2 - r^2) \cdot \varphi \cdot \delta \cdot \upsilon_z$.

Но вертикальная составляющая абсолютной скорости частиц породы имеет значение:

$$\upsilon_z = \frac{w \cdot R}{ctg\alpha_{ср} + ctg\gamma_{ср}},$$

где w – угловая скорость вращения шнека; $\alpha_{ср}$ – средняя величина угла подъёма винтовой линии шнека;

Подставляя v_z в формулу $Q_ш$ и заменяя угловую скорость линейной, получим производительность шнека:

$$Q = \frac{\pi^2 \cdot R \cdot n(R^2 - r^2) \cdot \varphi \cdot \delta}{30 \cdot (ctg\alpha_{ср} + ctg\alpha_{ср})} .$$

Отсюда видно, что Q зависит от ширины спирали шнека $(R–r)$ и радиуса R. Чем меньше эта величина, тем меньше Q.

Число оборотов шнека определяется его диаметром и характером материала. В процессе бурения *n* достигает 300. Зависимость между числом оборотов и *D* может быть выражена следующим образом:

$$n = \frac{90}{\sqrt{D}}, \text{ об/мин},$$

где *D* – диаметр шнека в м.

Шаг винтовой линии шнека определяет наклон винтовой реборды и скорость транспортирования породы. Зависит этот параметр от свойств транспортируемого материала и диаметра шнека. Чем больше сыпучий материал, тем меньше должен быть наклон реборды, а, следовательно, и шаг, который в зависимости от диаметра имеет значение:

$$S_n = (0{,}5 \div 0{,}8) \cdot D .$$

Мощность, необходимая для вращения шнековой колонны, определяется по формуле:

$$N_{тш} = \frac{Q_ш \cdot H}{270} + K \frac{Q_ш}{270} L, \text{ л.с.},$$

где $Q_ш$ – производительность шнека в т/ч; *H* – высота подъёма материала (по вертикали) в м; *L* – длина шнека в м; *K* – коэффициент, учитывающий потери мощности в шнеке.

При бурении скважины шнек располагается вертикально, следовательно, *H*=*L*. Тогда с учётом КПД передач η будем иметь:

$$N_{тш} = \frac{Q_ш \cdot L}{270 \cdot \eta}(1 + \kappa) \text{ , л.с.},$$

«*к*» зависит от свойств материала, величины отдельных кусков или частиц, соотношения $\frac{D_{шк}}{D_{спп}}$, конструкции шнека и др.

Например: для угля $\kappa = 2$, а для песка $\kappa = 4$.

6.2. Гидравлический способ транспортировки шлама

При вращательном колонковом бурении применяются в основном гидравлический и пневматический способы.

При гидравлическом способе шлам из скважины удаляется промывочной жидкостью. Основными функциями промывочной жидкости являются:

- удаление продуктов разрушения (шлама);
- охлаждение бурового инструмента (породоразрушаемого инструмента – ПРИ);
- закрепление стенок скважины (против обвалов и потери промывочной жидкости) – при применении глинистых растворов.

Промывочную жидкость непрерывно нагнетают насосом к забою, а движущийся восходящий поток подхватывает частицы разрушенной породы и выносит их на поверхность, выполняя одновременно и другие функции.

Существуют две схемы промывки: прямая и обратная.

При прямой схеме жидкость нагнетается через сальник в колонну бурильных труб, омывает забой, охлаждает породоразрушающий инструмент и поднимается по стволу скважины. В желобах и отстойниках жидкость освобождается от шлама и вновь подается насосом в скважину из приёмного чана.

При обратной схеме жидкость подаётся по шлангу через сальниковое устройство в скважину и движется к забою по её стволу.

Омывая забой и торец забойного инструмента, жидкость поднимается по бурильным трубам и через сальник, шланг и очистную систему попадает в приёмный чан.

Обратная схема промывки имеет некоторое преимущество. При этой схеме раствор поднимается со значительно большой скоростью из-за малой площади сечения бурильных труб. А это способствует выносу на поверхность даже крупных частиц разрушенной породы и позволяет транспортировать на поверхность керн [10].

Но при этом отверстия в буровом инструменте часто засоряются, керн нередко заклинивается шламом, особенно во время прекращения циркуляции жидкости и сложно герметизировать устье скважины.

В практике работ в большинстве случаев применяют прямую промывку, как наиболее простую и надёжную при наличии насосов достаточной производительности.

Для промывки скважин используются различные промывочные агенты в зависимости от физико-механических свойств пород.

При бурении в устойчивых породах для промывки успешно применяется вода.

Успешное бурение толщи малоустойчивых, разрушенных, пористых и рыхлых пород возможно только при использовании глинистых растворов. Они позволяют:

1. закреплять неустойчивые стенки скважин путём их глинизации и за счёт повышенного гидростатического давления;
2. временно изолировать водоносные, газо- и нефтеносные пласты;
3. удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии при остановке насоса и прекращении циркуляции;
4. восстанавливать циркуляцию при встрече поглощающих пластов.

Бурение толщи минеральных солей рекомендуется производить с промывкой скважины насыщенными растворами этих же солей во избежание размывания и растворения керна и стенок скважины.

В условиях многолетней мерзлоты по рыхлым сцементированным льдом породам, оплывающим при оттаивании, применяют охлаждённые растворы поваренной соли, с более низкой температурой замерзания, чем температура мёрзлых пород, или охлаждённое соляровое масло (дизельное топливо).

При бурении мёрзлых скальных пород применяют подогретые до 35–40 градусов растворы, чтобы предотвратить образование ледяных пробок в скважине и примерзание бурильных труб при прекращении циркуляции промывочной жидкости.

В последнее время в практике глубокого бурения стали широко использовать глинистые растворы, приготовленные на нефтяной основе и эмульсии.

6.2.1. Основные свойства глинистых растворов

В зависимости от дисперсности растворённого вещества выделяют три группы растворов:

истинные, когда размеры частиц менее 10 мк;

коллоидные, когда размеры частиц от 10 до 0,2 мм; от 10 мк до 0,2 мм;

суспензии, когда размеры частиц более 0,2 мм.

Коллоидные растворы и суспензии называют ещё *взвесями*, т. к. очень мелкие частицы твёрдого вещества в них находятся во взвешенном состоянии. Коллоидные растворы от суспензии отличаются не только размерами частиц, но и тем, что твёрдое вещество в коллоидных растворах очень долгое время не оседает на дно. Поэтому они могут превращаться в желеобразную массу «гель» без видимого разделения фаз.

По степени дисперсности глинистый раствор относится к суспензиям, так как большинство частиц (свыше 60 %) имеет размер более 0,2 мм. Но эти частицы в виду особых свойств даже при долгом отстаивании не оседают на дно.

Поэтому хорошие глинистые растворы по своим свойствам могут быть отнесены к коллоидным.

В растворе частицы глины окружены водой. Молекулы воды, попадая в электрическое поле, создаваемое глинистой частицей, принимают ориентированное положение, и вокруг частицы глины образуется положительно заряженная гидратная оболочка. Чем больше полярность жидкости, тем сильнее эффект поляризации и больше связанность воды. Поэтому глины способны набухать в воде сильнее, чем в других менее полярных жидкостях и способны образовывать коллоидные растворы.

Коллоидные частицы способны соединяться (слипаться) в комочки и оседать на дно раствора. Это свойство в коллоидной химии *называется способностью к свёртыванию, или коагуляцией.*

Коагулирование растворов можно предотвратить и прекращать, воздействуя на них веществами, которые усиливают электрический заряд и гидратацию частиц. Они могут вызвать распад уже скоагулированных микроагрегатов. Этот процесс

обратный свертыванию *называется пептизацией, или диспергированием.*

К основным свойствам глинистых растворов относятся: структурообразование и статическое напряжение сдвига, плотность, коллоидальность, стабильность, вязкость, толщина и липкость глинистой корки, содержание песка.

Структурообразование. При перемешивании качественной глины с водой можно получить стабильный раствор, в котором частицы глины не оседают на дно. Находясь в Броуновском движении, они сталкиваются между собой. Если они при сталкивании соприкасаются местами, покрытыми гидратной оболочкой, то силы притяжения не действуют и частицы расходятся. Если же они соприкасаются частями, лишенными гидратной оболочки (или с ослабленной гидратной оболочкой – на торцах частиц), происходит сцепление частиц.

Вследствие этого в растворе, находящемся в покое, через некоторые время образуется решетчатая структура из глинистых частиц. Раствор теряет подвижность, превращаясь в пластичное тело. Часть жидкой фазы связывается с глинистыми частицами, часть закупоривается в ячейках сетчатой структуры и только небольшая часть может выделяться на поверхность раствора в виде слоя. Это явление называется структурообразованием.

Такая структура при механическом воздействии легко разрушается. Раствор снова приобретает подвижность и свойства жидкости. Такое превращение называется тиксотропией (thixis – трогать, troplin – меняться – греческие слова).

Структурообразование и тиксотропия глинистых растворов имеет очень большое значение в бурении. Выбуренные частицы породы при временном прекращении циркуляции промывочной жидкости закупориваются в ячейках гелевый структуры и не могут осесть на забой, что предотвращает возможное зашламование и прихват бурового снаряда. Тиксотропность раствора позволяет без затруднений восстанавливать циркуляцию жидкости после образования структуры.

Для разрушения сетчатой структуры необходимо приложить определенное усилие. Разрушающее структуру раствора усилие,

отнесенное к единице площади, при котором разрушается структура, называется статическим напряжением сдвига θ (СНС).

Для нормальных глинистых растворов СНС должно быть больше усилия, создаваемого весом частиц, находящихся во взвешенном состоянии. В противном случае эти частицы будут разрушать структуру и выпадать в осадок.

Для нормального глинистого раствора θ =25–50 мг/см^2 через 1 мин нахождения раствора в покое или θ =75–150 мг/см^2 через 10 мин нахождения раствора в покое.

СНС измеряют пластометрами (рис. 22).

Чаще всех применяются ротационные пластометры. Приборы для определения параметров глинистых растворов показаны на рис. 22.

На стальной нити подвешен цилиндр. Стальная нить находится в трубке с лимбом. Вся система подвешена на стойке, опирающейся на подставку. Цилиндр погружается в стакан с глинистым раствором.

Стакан приводится во вращение электромотором.

При вращении стакана глинистый раствор увлекает и цилиндр. Цилиндр вращается до тех пор, пока усилие закручивания нити не станет равным усилию, возникающему в глинистом растворе за счет СНС.

В этот момент структура раствора разрушается, что приводит к прекращению вращения цилиндра, несмотря на то, что стакан продолжает вращаться. По шкале отсчитывается угол закручивания нити. СНС определяют по формуле:

$$\theta = K\varphi \text{ мгс/см}^2,$$

где K – константа прибора, зависящая от упругих свойств стальной нити; φ – угол закручивания нити.

Плотность γ – это масса единицы объема вещества. Обычно она определяется как отношение массы 1 см^3 вещества к весу 1 см^3 дистилированной воды при температуре 15 градусов. Плотность нормальных глинистых растворов 1,05–1,25 г/см^3. Добавлением веществ с большой плотностью, плотность глинистого раствора можно довести до 2,3 г/см^3.

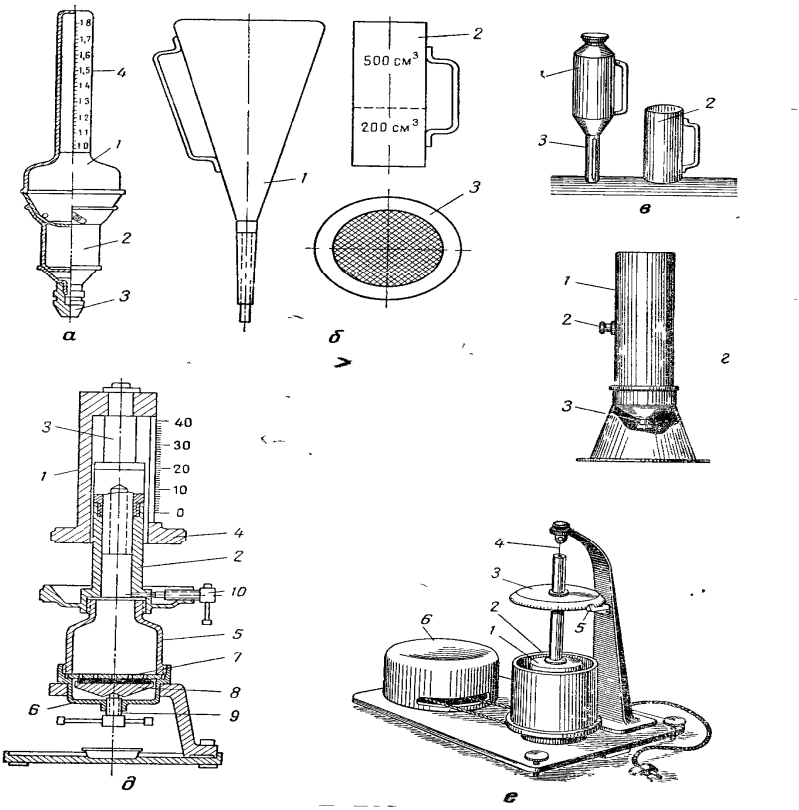


Рис. 22. Приборы для контроля качества глинистого раствора:
а – ареометр АГ-2: 1 – поплавок; 2 – стакан; 3 – груз; 4 – шкала;
б – стандартный полевой вискозиметр СПВ-5: 1 – воронка;
2 – кружка; 3 – сетка; в – отстойник Михайлова ОМ-2:
1 – сосуд; 2 – бюретка со шкалой; 3 – кружка; г – прибор для определения стабильности ЦС- 2: 1 – цилиндр; 2, 3 – спускные краны;
д – прибор ВМ-6 для определения водоотдачи:
1 – груз; 2 – цилиндр с меткой; 3 – плунжер; 4 – кольцо груза;
4 – стакан; 6 – поддон; 7 – решетка; 8 – клапан; 9 – винт;
10 – спускной вентиль; 11 – чашка; е – ротационный пластометр СНС-2: 1 – цилиндр; 2 – стакан; 3 – лимб; 4 – нить; 5 – указатель;
6 – электродвигатель

Плотностью раствора регулируют гидростатическое давление на забой, равное

$$P_{гст}=L\ \gamma/10 \text{ кгс/см}^2,$$

где L – глубина; γ – плотность глинистого раствора.

В практике плотность раствора определяют ареометрами АГ-1, АГ-2. Ареометр состоит из стакана со съемным грузом и поплавка с двумя шкалами. Одна шкала с делениями от 1,0 до 1,8 г/см^3; вторая – от 1,7 до 2,5 г/см^3.

По второй шкале отсчет берут при отвинченном грузе, когда плотность раствора больше 1,7–1,8 г/см^3.

Стакан с поплавком соединяется байонетным затвором.

Плотность раствора измеряется путем опускания ареометра, заполненного глинистым раствором, в сосуд с водой. Уровень воды на шкале указывает на плотность раствора.

Коллоидальность – такое состояние глинистого раствора, при котором частицы глины распределяются по всему объему раствора, связывая большое количество воды. Обычно коллоидальность характеризуют величиной отстоя за сутки. Эти показатели оцениваются в процентах от общего объема раствора; суточный отстой – количеством осветленной жидкости, а коллоидальность – количеством глинистого раствора, содержащего глинистые частицы. Для нормальных глинистых растворов суточный отстой не должен превышать 3–4 % и соответственно коллоидальность не менее 97–96 %. У хороших растворов отстоя совсем не происходит.

Для измерения коллоидальности и суточного отстоя используется мензурка объемам 100 см^3. Раствор оставляют в покое на 24 часа в мензурке. По делениям мензурки определяют толщину слоя жидкости, что и характеризует отстой, а остальная часть объема – коллоидальность.

Стабильность – это степень равномерности распределения глинистых частиц в растворе. Измеряют при помощи цилиндрического сосуда с отверстиями в средней части и на дне. Отверстия закрываются пробками.

Сосуд заполняют раствором и оставляют в покое на 24 часа. Затем измеряют плотность верхнего и нижнего объемов.

Разность полученных значений характеризует стабильность глинистого раствора.

У нормального глинистого раствора стабильность не должна превышать 0,02.

Вязкость – это мера внутреннего трения между слоями жидкости.

Вязкость глинистого раствора зависит как от свойств глины, так и от концентрации и размера глинистых частиц.

Вязкость раствора при бурении имеет очень большое значение: чем выше вязкость, тем быстрее залечиваются трещины и поры, по которым теряется раствор, повышается устойчивость стенок скважины, лучше выносятся на поверхность частицы выбуренной породы. Но чем больше вязкость раствора, тем больше требуется давление для его перекачки, тем труднее очищать его от шлама.

Вязкость измеряют стандартным полевым вискозиметрам СПВ-5. Вискозиметр представляет собой воронку с горловиной, имеющей отверстие диаметром 5 мм.

Для заполнения воронки раствором используется кружка с перегородкой, которая делит ее на две части объемам 200 и 500 $см^3$. За вязкость раствора применяется время истечения 500 $см^3$ раствора из воронки.

Показания прибора контролируют водой, время истечения 500 $см^3$ которой должно быть 15 секунд.

Для нормальных глинистых растворов вязкость должна быть 18–25 с. В осложненных условиях применяются растворы с вязкостью не менее 30–50 с, а в отдельных случаях раствор не должен выткать из вискозиметра.

Водоотдачей глинистого раствора называется их способность отдавать свободную воду в пористые породы. Частицы глины при этом закупоривают поры и образуют на стенках скважины глинистую корку.

Если глина плохого качества, корка получается толстая и рыхлая. При этом водоотдача происходит интенсивнее и почти не уменьшается во времени. Для качественных растворов с увеличением перепада давления водоотдача, как правило, уменьшается.

Водоотдача глинистых растворов оценивается количеством воды (в $см^3$), отфильтровавшейся за 30 мин при определениях стандартных условиях. Для нормального глинистого раствора водоотдача должна быть не более 25 $см^3$ за 30 мин.

В практике бывают случаи, когда водоотдача глинистого раствора не должна превышать 3–5 $см^3$ за 30 мин, что достигается химической обработкой глинистых растворов.

Хорошим показателем качества глинистого раствора является толщина глинистой коркой. Чем качественней раствор, тем тоньше и плотнее корка и меньше осложнений при бурении. Нормальной считается толщина корки 1–2 мм. Толщина рыхлых корок достигает 50 мм и более, что приводит к прихватам, затяжке инструмента и образованию сальников и т. д.

Водоотдачу глинистого раствора определяют на приборе ВМ-6. Прибор состоит из 3 основных узлов: фильтрационного стакана, напорного цилиндра с плунжером и подставки с опорным кронштейном. Фильтрационный стакан наполняется глинистым раствором. Напорный цилиндр наполняется маслом, и имеет наверху втулку, внизу тарелку и запорную иглу, перекрывающую сливное отверстие в цилиндре. На плунжере имеется груз со шкалой. Груз служит для создания избыточного давления на глинистый раствор. Объем стакана 120 $см^3$, площадь фильтрующей поверхности 44,1 $см^2$. Так как стандартной площадью фильтрации является 100 $см^2$, полученный результат следует умножить на 2,27.

Для сокращения времени опыта можно брать два отчета: через 2 и через 10 мин. Потом с помощью двойной логарифмической сетки экстраполяцией находят водоотдачу за 30 мин.

Толщину глинистой корки определяют при помощи линейки либо прибором Вика.

Содержание песка. Глинистый раствор при своем движении в скважине насыщается частицами разрушенных пород. Наличие этих частиц отрицательно сказывается на работе насоса, сальника, бурильных замков и труб, вызывая преждевременный износ деталей. Кроме того, при прекращении циркуляции жидкости в скважине этот песок может осаждаться, что приво-

дит к прихватам бурового снаряда. В нормальном глинистом растворе содержание песка не должно превышать 4 %.

Содержание песка определяется на приборах ОМ-1 и ОМ-2. Это металлический сосуд, имеющий в нижней части бюретку с делениями через 0,1 $см^3$. Отстойник ОМ-1 вместимостью 550 $см^3$ снабжен кружкой с двумя емкостями 450 и 50 $см^3$. Отстойник ОМ-2 емкостью 500 $см^3$ снабжен кружкой вместимостью 50 $см^3$.

В отстойник заливают 50 $см^3$ раствора и 450 $см^3$ воды. Закрыв отверстия, содержимое тщательно взбалтывают. Затем отстойник устанавливают вертикально и через 1 мин делают отсчет по шкале против верхней границы столбика песка, осевшего в узкой части отстойника.

Умножив полученный отсчет на 2, получают содержание песка в глинистом растворе в процентах.

6.2.2. Приготовление глинистых растворов

Глинистые растворы можно приготовить на буровых агрегатах и централизованно на глиностанциях при помощи глиномешалок. В разведочных условиях применяют вертикальные или горизонтальные механические глиномешалки.

Горизонтальная глиномешалка представляет собой металлическую бочку с отверстием сверху для загрузки глины и воды, снизу патрубок для слива готового раствора. В бочке вращается горизонтальный вал с лопастями. Привод вала осуществляет через шкив.

Емкость глиномешалок может быть от 0,3–0,6 до 4 $м^3$ и более.

При большом количестве буровых установок глинистые растворы готовят централизованно. На буровые подают уже готовый раствор либо по трубам, либо в цистернах. На глиностанциях устанавливают глиномешалки непрерывного действия и сооружают емкости для хранения. Завод имеет лабораторию по контролю качества глинистых растворов.

Выбор глины

Не все глины могут быть пригодны для получения качественных глинистых растворов. Самые лучшие глины – бентонитовые глины, которые дают раствор следующего качества: ν=1,05, вязкость – 20 с по СПВ-5, водоотдача 20–25 см^3 за 30 мин, толщина глинистой корки 2–2,5 мм. Глину выбирать надо так, чтобы в ней преобладали дисперсные частицы, была жирной на ощупь, не содержала песок, примесей глины, известняка и других солей.

Сначала готовят пробный раствор небольшого количества. При вязкости 18–20 с определяют остальные параметры глинистого раствора.

Объемное количество глины V, необходимое для приготовления единицы объема глинистого раствора с плотностью $\gamma_{гр}$, определяется следующим образцом.

$$V = (\gamma_{гр} - \gamma_в) / (\gamma_г - \gamma_в),$$

где $\gamma_г$ – плотность глины в т/м^3; $\gamma_в$ – плотность воды в т/м^3; $\gamma_{гр}$ – желаемая плотность раствора в т /м^3; V – количество глины на 1 м^3 раствора в м^3. Весовое количество глин на 1 м^3 раствора в тоннах будет:

$$q = V\gamma_г = \gamma_г \cdot (\gamma_{гр} - \gamma_в) / (\gamma_г - \gamma_в).$$

На V м^3 раствора необходимое количество глины в тоннах.

$$Q = V q = V \times \gamma_г \times (\gamma_{гр} - \gamma_в) / (\gamma_г - \gamma_в).$$

Если $\gamma_в$=1; $\gamma_г$=2,2, то на 1 м^3 раствора потребуется 0,17 м^3 или 0,37 т глины и 0,83 м^3 воды.

6.2.3. Обработка глинистых растворов

В районах проведения работ не всегда имеется глина необходимого качества. А при бурении очень часто появляется необходимость применения раствора с определенным значени-

ем того или иного параметра. Кроме того, качество глинистого раствора меняется по различным причинам (влияние частиц выбуренной породы, минерализированные подземные воды и т. д.) Поэтому для изменения качества глинистого раствора их обрабатывают. Для этого применяют специальные химические реагенты: электролиты и коллоиды. К реагентам-электролитам относятся: едкий натр (каустическая сода NaOH), кальцинированная сода (Na_2CO_3) жидкое стекло ($Na_2O\ SiO_2$), поваренная соль (NaCl), известь и цемент.

При добавлении едкого натра и кальцинированной соды ионы Ca диффузного слоя, заменяются на ионы Na.

В результате повышается гидрофильность частиц глины, и свойства раствора стабилизируются. Особенно эффективно действует кальцинированная сода, которая дает нерастворимые соединения $CaCO_3$ с ионами Ca и гидроксильную группу (OH). При небольшой концентрации Na_2CO_3 снижается вязкость, СНС и водоотдача раствора. С повышением концентрации $NaCO_3$ заметно увеличивается вязкость и статическое напряжение сдвига при пониженной водоотдаче. Такой раствор пригоден для борьбы с поглощением промывочной жидкости. NaOH действует аналогичным образом, но она не удаляет из раствора ионы Ca. Каустическая сода более дефицитна, поэтому она обычно используется вместе с реагентами второй группы – защитными коллоидами. Оба реагента ядовиты и гигроскопичны. Надо защищать глаза очками, надевать резиновые перчатки и фартук. Хранить в хорошо закрытой таре и предохранять от влаги. 2–5 % жидкое стекло повышает вязкость, плотность, тиксотропность. Применяют при борьбе с поглощением. Жидкое стекло замерзает при температурах близких к 0 °C, поэтому при работе и хранении необходимо применять соответствующие меры предосторожности.

NaCl применяется иногда для повышения СНС, или уменьшения разбухания глинистых пород при увлажнении. Вместе с другими реагентами он снижает водоотдачу.

К глинистым растворам, обработанным защитными коллоидами обязательно добавляют NaCl, чтобы не повышалась водоотдача и не произошла коагуляция раствора. В условиях веч-

ной мерзлоты в раствор добавляют NaCl во избежание замерзания промывочной жидкости. Добавление 2–3 % NaCl сокращает сроки схватки цементного раствора. Поваренную соль применяют для приготовления насыщенных растворов при пересечении соленосных толщ (из расхода 300 кг соли на 1 м^3 раствора).

2–5 % извести резко повышает вязкость, что важно при борьбе с поглощениями, но повышается водоотдача и толщина глинистой корки.

Цемент действует аналогично, т. к. содержит CaO только при больших концентрациях. Увеличивается плотность раствора. К группе реагентов-коллоидов относятся стабилизаторы, представляющие собой ПАВ, дающие с водой гидрофильные коллоидные растворы – защитные коллоиды. Сюда относятся щелочные соли сульфолигниновых и гуминовых кислот, танины – дубильные экстракты в щелочном растворе и т. д.

Наиболее часто употребляется углещелочной реагент (УЩР) и торфощелочной реагент (ТЩР), реагент из ССБ (сульфитспиртовой барды) и другие, содержащие те или иные из вышеперечисленных веществ. УЩР получают из бурого угля, содержащего в большом количестве гуминовые вещества (до 50–60 %). Для этого измельченный и просеянный буровой уголь перемешивается в глиномешалке с раствором NaOH в пересчете на сухой вес. Для лучшего увеличения гуминового вещества смесь выдерживают в течение суток. УЩР – повышает вязкость, уменьшает водоотдачу, но снижает СНС. Большая концентрация УЩР влияет отрицательно на качество раствора, снижает стабильность, наблюдается расслаивание раствора. Уменьшение СНС можно предотвратить увеличением концентрации NaOH или добавлением NaCl.

Недостаток: 1) липкость глинистой корки, слипание крупинок глинистых частиц; 2) сильно увеличивается водоотдача при встрече с минерализованными водами или при разбуривании минеральных солей.

ТЩР – получение обработки раствором каустической соды торфа, содержащего гуминовые вещества. Повышенная вязкость при незначительном удельном весе (для борьбы с поглощением) На 1 м^3 воды 100 кг торфа и до 20 кг NaOH (в расценке на сухой вес).

ССБ – является отходом целлюлозной промышленности. Поступает в виде жидкости с удельным весом – 1,28–1,30. В своем составе содержит лигносульфоновые кислоты, получаемые из целлюлозы, которые и воздействуют на раствор. Кроме того, в состав реагента входят соли, дающие в растворе карбид Са и Mg, способствующие увеличению вязкости, а также смолы и белки. ССБ снижает водоотдачу в значительной степени только при больших концентрациях реагента (100 %). Глинистая корка получается сильно уплотненной, поэтому применяется при бурении глубоких скважин. Наличие в растворе некоторых солей приводит к снижению водоотдачи. Поэтому готовят растворы с ССБ без щелочи, но с добавлением к воде в количестве 15–25 % веса поваренной соли от объема раствора. Это особенно полезно при использовании плохо диспергирующих в воде глин, дающих неустойчивые растворы. Из таких глин при обработке их СББ и NaCl получается устойчивый раствор с водоотдачей 3–6 $см^3$ за 30 мм и не реагирующие на действие ионов коагуляторов даже при значительной концентрации. Такие растворы успешно применяются при разбуривании пластов каменной соли или пластов, содержащих сильно минеральные воды.

Недостатком ССБ является сильное пенообразование. Пузырьки насыщают раствор и снижают удельный вес. Пену убирают с поверхности желобов, применяя специальные пеногасители. Это явление имеет положительную отдачу при борьбе с поглощениями.

Усиливая пенообразование добавлением жидкого стекла и цемента, получают раствор плотностью 0,6–0,8, малоподвижный не вытекающий из вискозиметра. ССБ в паре с УЩР снижает водоотдачу. Вязкость и липкость, увеличивается незначительно. Пенообразование почти не происходит. Но такие растворы чутко реагируют на действие солей.

Нормирование свойств глинистых растворов

Свойства раствора могут меняться под влиянием частиц выбуренной породы, подземных минерализированных вод и газов.

Чем выше степень дисперсности частиц выбуренной породы, тем значительней степень влияния их на свойства растворов, тем менее они гидрофильные, тем отрицательней сказывается их при-

сутствие. Бороться с этим можно с помощью реагентов – стабилизаторов и структурообразователей. Для изменения качества глинистого раствора применяют химическую обработку и утяжеление. Некоторые свойства раствора могут по-разному влиять на процессы бурения скважин. Увеличение плотности раствора способствует поддержанию стенок скважины с одной стороны, усиливает уход жидкости в трещины и поры пород; ухудшает условия разрушения пород на забое – с другой стороны.

Также и повышение вязкости: снижает качество промывочной жидкости и способствует выносу породы, но ухудшает условия отчистки раствора от частиц породы и повышает гидравлические потери. При нормальных условиях бурения показатели глинистого раствора должны быть такими:

стабильность – не более 0,06;
суточный отстой – не более 5 %;
СНС – 40–60 мгс/см^2;
структурная вязкость $\acute{\eta}$=2–4 спз;
кажущаяся вязкость по СПВ-5 – Т=18–20 с;
водоотдача – 5–10 см^3 за 30 мин;
толщина корки K=1–2 мм;
плотность – 1,1–1,35;
содержание песка П – не более 3–4 %.

6.2.4. Очистка промывочной жидкости от шлама

Очистку глинистого раствора от шлама можно осуществлять гидравлическим и механическим способами. В первом случае основной силой, отделяющей шлам, является сила тяжести. Это происходит при протекании раствора по желобам и отстойникам. Наиболее распространенная очистка раствора – очистка в желобной системе. Степень очистки зависит от длины желобов и скорости движения раствора. Средняя скорость движения раствора должна быть 10–15 см/с, длина желобов не менее 16 м, с уклоном 0,01. Основным условием хорошей очистки раствора является разрушение его структуры, что достигается применением специальных перегородок через 1,5–2 м по всей длине желобов. Желоба и отстойники необходимо регулярно

очищать от шлама. При механическом способе очистки применяют вибрационные сита и сепараторы. Очистка происходит вследствие процеживания глинистого раствора через сетку. В последнее время стали применять более удобные и высокопроизводительные устройства – гидроциклоны, действующие по принципу центрофугирования. Гидроциклонный шламоотделитель представляет собой металлическую воронку (диффузор) с цилиндрической частью, к которой по касательной подведена труба. Нагнетаемый насосом раствор поступает по этой трубе в верхнюю часть диффузора. Струя жидкости, перемещаясь по внутренней стенке диффузора, приобретает вращательное движение. Шлам под действием центробежных сил откидывается к стенкам диффузора, сползает и вместе с небольшой частью жидкости выходит через насадку. Очищенный раствор через патрубок и сливной шланг поступает в приемный чан насоса.

6.2.5. Естественные растворы, получаемые непосредственно при бурении скважин

При бурении скважин в глинистых породах промывочная жидкость обогащается частицами глины, что приводит к образованию так называемого естественного глинистого раствора.

При разбуривании неглинистых образований промывочная жидкость также насыщается частицами выбуренной породы, но в этом случае образуется грубая неустойчивая суспензия. Для снижения затрат на приготовление специальных глинистых растворов рядом исследователей был поставлен вопрос получения промывочной жидкости, имеющей в качестве дисперсной фазы частицы выбуренных пород.

Впервые теоретическая и практическая возможность была доказана в работе Жигача А. А. в 1939–41 годы. Он использовал в качестве промывочной жидкости естественные карбонатные суспензии. В дальнейшем эта проблема разрабатывалась Ятровым С. Н. и получила практическое применение и признание.

Работами Ятрова С. Н. и другими было показано, что тонкодисперсные частицы карбонатных, сульфатных и других осадочных пород (аргиллиты, алевролиты) в водной среде при

обработке ПАВ и электролитами в определенных условиях могут образовать достаточно стабильную суспензию с коллоидными свойствами, пригодную в качестве промывочной жидкости. Коллоидные свойства таким растворам придают обработкой их УЩР, ССБ и жидким стеклом.

6.2.6. Специальные растворы, применяемые в сложных геолого-технических условиях

Бурение разрезов, сложенных слабоустойчивыми трещиноватыми породами, водо-, нефте- и газоносных пластов, сопровождаются серьезными осложнениями, снижением производительности и качества работ.

Могут происходить обрушения, оплывание стенок скважин, потери промывочной жидкости или наоборот, интенсивный приток в скважину пластовой жидкости и т. д. Для борьбы с такими осложнениями применяются специальные глинистые растворы.

Причинами потери циркуляции является наличие трещин, пор, каверн, давление в которых меньше давления столба раствора в скважине. Основные меры – снижение гидростатического давления в скважине понижением плотности раствора и увеличение сопротивления движению раствора, увеличением вязкости и статического напряжения сдвигу раствора.

Одним из реагентов, удовлетворяющих обоим условиям, является негашеная известь, употребляемая в виде пушонки $Ca(OH)_2$ или в виде кусков.

Добавка этого реагента уменьшает плотность и сильно повышает вязкость глинистого раствора. Причем с течением времени вязкость такого глинистого раствора увеличивается. На стенках скважины быстро нарастает глинистая корка, закупоривающая трещины и поры. Такое же действие оказывается цемент, но в меньшей степени (меньшая дисперсность частиц и меньшее содержание CaO).

С применением жидкого стекла уменьшается толщина корки и увеличивается плотность, что важно при возможных выбросах или обвалах.

Для борьбы с поглощением жидкости применяют бурый уголь или торф.

Эффективным средством от поглощений жидкости является применение облегченных глинистых растворов (аэрированных).

Такие растворы получают двумя способами: химическим и механическим.

При химическом способе обычный глинистый раствор обрабатывается специальными пенообразователями: например кератиновым клеем с жидким стеклом, детергентом советским (ДС) – ПАВ и т. д. Такие растворы могут иметь небольшую плотность (до 0,3), повышенную вязкость (до «не течет»), хорошую удерживающую способность и являются достаточно стабильными.

При механическом способе аэрирования глинистый раствор смешивается с газом в специальных смесителях. При этом используются насос и компрессор. Получение аэрированной жидкости таким способом сложно, и жидкости не обладают хорошей стабильностью.

В практике находит широкое применение бескомпрессорный способ аэрации. Обогащение жидкости пузырками воздуха в этом случае происходит при закачивании ее в скважину насосом через аэратор – устройство эжекторного типа, через которое подсасывается воздух. В жидкость предварительно добавляются ПАВ: азолят А или В смачиватель Н5, «Прогресс», ДП-7, ОП-10 и др.

Обвалы стенок скважин могут происходить в породах, не имеющих связи между частицами и в породах разбитых тектоническими нарушениями.

Обвалы вызываются применением растворов с наличием свободной воды, которая проникает в пласты и приводит к размоканию, набуханию, вспучиванию и к полной потере связи между частицами.

Основные меры борьбы с обвалами:

1) применение растворов, не имеющих свободной воды и с минимальной водоотдачей;

2) применение растворов, создающих в скважине достаточное противодавление, т. е. растворов с повышенной плотностью.

Такие растворы можно получить только путем химической обработки их реагентами и утяжетелем. Химическая обработка растворов понижает их водоотдачу и защищает породы в стенках скважины от взаимодействия с водой. Высокая плотность растворов препятствуют отделению от стенок скважин частиц и кусков породы.

Утяжеление глинистых растворов может достигаться добавкой веществ, имеющих большую плотность (минералы барит, гематит, пиролюзит и т. д.).

Наиболее приемлемым утяжелителем является барит, т. к. его частицы обладают незначительной абразивностью и гидрофильными свойствами. Расчет потребного количества утяжелителя для приготовления глинистого раствора заданной плотности можно произвести по формуле:

$$Q_y = \gamma_y(\gamma_{yn} - \gamma_{гр})\ V / (\gamma_y - \gamma_{гр}),$$

где Q_y – весовое количество утяжелителя в т; γ_y – плотность утяжелителя в тс/м^3; γ_{yn} – плотность утяжеленного раствора; $\gamma_{гр}$ – плотность раствора без утяжелителя; V – объем утяжеленного раствора в м^3.

Для химической обработки глинистых растворов при борьбе с обвалами применяются следующие реагенты: сульфит-целлюлозный экстракт или ССБ; бурый уголь и торф, щелочи (каустическая или кальцинированная сода)

При обработке раствора сульфит-целлюлозным экстрактом уменьшается его водоотдача, толщина корки, снижается вязкость, повышается стабильность и плотность, т. к. экстракты обладают плотностью до 1,4–1,5.

Состав следующий: вода – 1 м^3, NaOH – 240–260 кг, сульфит-целлюлозный экстракт – 200 кг.

В результате взаимодействия едкого натра с сульфит-целлюлозным экстрактом образуются так называемые таннаты, которые являются активными веществами.

Растворы на нефтяной основе применяются при бурении скважин в осложненных условиях, при вскрытии нефтеносных слоев и закачивании скважин на нефть для предотвращения насыщения пород продуктивных пластов водой.

Положительные качества растворов на нефтяной основе:

- инертны по отношению к разбухающим породам, т. к. имеют очень малую водоотдачу;
- не меняют своих свойств в ангидритах, гипсах, каменных солях;
- является хорошей смазкой, облегчающей вращение бурильных труб;
- сильно снижает липкость глинистой корки.

Для приготовления таких растворов используются сырые нефти, специальные битумы, окисленные асфальты и т. д.

Отрицательные действия растворов на нефтяной основе:

- уменьшают силы трения между частицами пород и поэтому могут вызвать обвалы;
- вызывает износ резиновых предметов;
- плохо очищается раствор от шлама из-за большой вязкости;
- легкая воспламеняемость.

Плотность неутяжеленного раствора на нефтяной основе – 0,9; при утяжелении – до 2,5; вязкость – 170–600 с; СНС через 1 и 10 мин 2–15 мг с/см^2; стабильность 0,01–0,05; содержание песка – 3–6 %; водоотдача 0; битумная корка – 1–2 мм.

Специальные растворы для бурения в условиях многолетней мерзлоты и растворимых полезных ископаемых

Основным условием успешного бурения скважин в этом случае является применение промывочной жидкости, имеющей температуру замерзания, близкую к температуре мерзлых пород (на 1–2^0 и выше). При бурении в льдистых породах с более низкой отрицательной температурой (более –5 ^{0}С) рекомендуется использовать жидкость с достаточно низкой температурой замерзания.

В случая бурения глубоких скважин по мерзлым сухим породам, не теряющим устойчивости при оттаивании, применяют подогретую воду.

Добавка NaCl ухудшает качество глинистого раствора. Поэтому такие растворы обрабатываются жидким стеклом, УЩР, ТЩР.

При пробуривании легкорастворимых минеральных солей в качестве промывочной жидкости применяют соляные растворы соответствующих минералов: в случае разбуривания повгренной соли – раствор NaCI; сильвинита – раствор NaCl и KCI; карналлита – раствор $MgCl_2$.

Эмульсионные растворы

Эмульсионные растворы представляют собой водную или водноглинистую систему, содержащие мельчайшие капельки (глобулы) нефти или нефтепродуктов.

Преимущества: понижает коэффициент трения, снижает крутящий момент на колонне бурильных труб (на 20–25 ^{0}C), вибрации бурового снаряда. Устойчивость эмульсионного раствора зависит от степени дисперсности и эмульгирования нефтепродуктов. В эмульсионном глинистом растворе это достигается за счет тонкодисперсных глинистых частиц, играющих роль эмульгаторов. Роль эмульгаторов могут играть и частицы, входящие в состав раствора – барита, кварца и химических реагентов (УЩР, КМЦ, ССБ). Еще более стабильные растворы получают, используя специальные реагенты – эмульгаторы: таннинолигниновый реагент, водный раствор натриевого мыла из талового масла, гуматный реагент, реагент типа КМЦ и т. д. В качестве нефтяной фазы эмульсионных растворов используются различные сорта нефти, дизельное топливо, обводненная сырая нефть (до 20 ^{0}C).

Количество нефтяной фазы эмульсионных растворов может составлять от 8 до 50 %.

При бурении алмазными коронками используются эмульсионные водные растворы на масляной основе с целью борьбы с вибрацией. При этом используется нефтяное мыло или мылонафт (черная вязкая жидкость). Водно-масляная устойчивая эмульсия получается с помощью специальных устройств – диспергаторов вибрационного типа.

6.2.7. Условия выноса продуктов разрушения с помощью промывочной жидкости

Известно, что вынос частиц на поверхность будет происходить при условии, что скорость восходящего потока жидкости V_m больше скорости падения частиц в спокойной жидкости U на величину желаемой скорости выноса $V_в$, т. е.

$$V_m = U + V_в,$$

$$U = \sqrt{\frac{V(\gamma_п - \gamma_ж)2g}{F \cdot \gamma_ж \cdot K}},$$

где V – объём частиц породы; $\gamma_п$ – плотность породы – кг/м^3; $\gamma_ж$ – плотность жидкости; g =9,81 м/с^2 – ускорение силы тяжести; F – площадь сопротивления (максимальная площадь сечения тела, перпендикулярно направлению его движения) в м^2; K – коэффициент, зависящий от формы тела, его размеров, положения в жидкости, её вязкости. Для частиц шарообразной формы $K=0,5$.

Заменяя объём и площадь сечения частиц, имеющих форму шара, их значениями:

$$U = \sqrt{\frac{d(\gamma_п - \gamma_ж}{\gamma_ж}} \cdot \sqrt{\frac{4g}{3K}},$$

где d – диаметр шара, м.

Обозначив $\sqrt{\frac{4g}{3K}} = K_1$, будем иметь $U = K_1\sqrt{\frac{d(\gamma_п - \gamma_ж)}{\gamma_ж}}$.

Для частиц шарообразной формы

$$K_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,81}{3 \cdot 0,5}} \quad ; \quad K_1 = 5,11.$$

Для частиц неправильной или плоской формы:

$$K_1=2,5–4.$$

Падение частиц в глинистом растворе будет происходить только тогда, когда нормальные и касательные напряжения на их поверхности, возникающие под действием силы тяжести G, окажутся больше СНС θ раствора:

$$\tau = \frac{G}{S} = \frac{\pi d_0^3 \left(\gamma_n - \gamma_p\right)}{6\pi d_0^2} = \frac{d_0 \left(\gamma_n - \gamma_p\right)}{6},$$

где τ – касательное напряжение; в с/см^2; γ_n – плотность породы; S – площадь поверхности частицы в см^2; γ_p – плотность глинистого раствора, d_0 – максимальный критический диаметр частицы, не тонущей в растворе – в см.

Частицы начнут падать, когда касательные напряжения несколько превысят СНС, т. е. когда $\tau > v$. Но вокруг шара возникают ещё и нормальные напряжения. Влияние этого фактора учитывается коэффициентом m.

Тогда частицы начинают падать при напряжении, отнесённой к поверхности шара vm. Значения m колеблются от 2 до 3. Таким образом, условием предельного равновесия для частиц размером d_0 будет:

$$\tau = mv = d\,(\gamma_n - \gamma_p)/6.$$

Откуда критический диаметр частиц, не падающих в растворе, будет

$$d_o = 6\,mv\,/(\,\gamma_n - \gamma_p).$$

Фактически диаметр частиц d может быть и больше, и меньше критического d_0. Обозначим их отношения буквой a.

$$a = \frac{d}{d_o}.$$

Если $a<1$, т. е. $d = d_0$ частицы не будут тонуть в глинистом растворе.

При a >1 частицы будут тонуть, если их плотность не меньше плотности глинистого раствора.

Величина скорости V_b должна обеспечить полное удаление выбуриваемой породы из скважины.

Определяется она значениями плотности породы, раствора и скорости бурения, т. е. количество выбуриваемых в единицу времени частиц:

$$V_b = \frac{F_0 V_m (\gamma_n - \gamma_{1p})}{F_{kn}(\gamma_{2p} - \gamma_{1p})},$$

где F_0 – приведённая площадь забоя; V_m – механическая скорость бурения в м/с; $F_0 V_m$ – объём породы, выбуриваемой в единицу времени; γ_{1p} – плотность раствора нагнетаемого в скважину, тс/м^3; γ_{2p} – плотность раствора, выходящего из скважины; F_{kn} – площадь кольцевого сечения между стенками скважины и бурильными трубами.

При бурении сплошным забоем

$$V_b = \frac{D^2 V_m (\gamma_n - \gamma_{1p})}{(D^2 - d^2)(\gamma_{2p} - \gamma_{1p})}.$$

При бурении кольцевым забоем

$$V_b = \frac{(D^2 - K, D^2 r) V_m (\gamma_n - \gamma_{1p})}{(D^2 - d^2)(\gamma_{2p} - \gamma_{1p})},$$

где D – диаметр скважины, м; d – диаметр бурильных труб, м; Dr – диаметр керна, м.

Разность плотностей закачиваемого раствора и жидкости, выходящей из скважины не должна превышать 0,03, т. е. $\gamma_{2p} - \gamma_{1p} \le 0{,}03$. Обозначив $\gamma_{2p} - \gamma_{1p} = K_0$, будем иметь:

$$V_b = \frac{F_0 V_m (\gamma_n - \gamma_{1p})}{K_0 F_{kn}}.$$

Таким образом, скорость движения восходящего потока жидкости, обеспечивающая вынос частиц породы, определяется таким образом:

$$V_m = K\sqrt{\frac{d(\gamma_n - \gamma_{1p})}{\gamma_p} + \frac{K_0 V_m (\gamma_n - \gamma_{1p})}{K_0 F_{kn}}}.$$

Определение производительности и давления насоса

Необходимая скорость восходящего потока жидкости V_m обеспечивается определением расходуемой жидкости, которая зависит от производительности насоса φ и площади поперечного сечения зазора F_{kn} между бурильными трубами и стенками скважины, т е.

$$\varphi = V_m F_{kn},$$

где φ – в м^3/с, V_m – в м/с и F_{kn} – в м^2. $F_{kn} = 0{,}785\ (D^2 - d^2_{\delta\tau})$,

где D и $d_{\delta\tau}$ – диаметры скважины и бурильных труб.

Диаметр скважины принимается для сечения у устья скважины, причём фактически диаметр скважины определяется как:

$$D = (1{,}05 \div 1{,}3) D_n,$$

где D_n – номинальный диаметр породоразрушающего инструмента.

Скорость восходящего потока жидкости определяется по формуле:

$$V_m = K_n (U + U_b),$$

где $K_н$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости восходящего потока; U_b – скорость выноса частиц; U – скорость падения частиц.

Тогда производительность насоса $\varphi=F_{кп}\,K_н(U+U_b)$. Подставив значения U и U_b , определяем необходимую производительность насоса:

$$\varphi = K_n\left[K\frac{d\left(\gamma_n-\gamma_p\right)}{\gamma_p}+\frac{F_0V_m\left(\gamma_n-\gamma_p\right)}{F_{kn}K_0}\right].$$

В практике работ для определения φ пользуются опытными данными, Рекомендуемые значения V_m приводятся в таблицах [10, 29].

Для обеспечения выхода промывочной жидкости из скважин насос должен развивать определённое давление, преодолевающее все возникающие сопротивления на пути жидкости.

К гидравлическим потерям в циркуляционной системе относятся: сужение и расширение канала, изменение направления движения, выступы, неровности и т. д.

Они зависят от диаметра и глубины скважин, диаметра и конструкции труб, конструкции забойного инструмента, свойств проходимых пород и промывочной жидкости, а также скорости и характера движения потока.

С учётом этого насосы рассчитываются на преодоление этих сопротивлений при заданной производительности.

Полное давление, развиваемое насосом:

$$H=K''\,(h_1+h_2+....+h_7),$$

где K'' – коэффициент, учитывающий потери напора в зашламованной скважине.

1. Потери напора при прохождении жидкости по бурильным трубам определяются по формуле:

$$h_1 = \lambda \gamma_1 \frac{zV^2}{d2g},$$

где z – глубина скважины в м; d – внутренний диаметр бурильных труб, в м; γ_1 – плотность жидкости в бурильных трубах, м/с; λ – коэффициент трения, зависящий от скорости движения жидкости и её вязкости – для воды $\lambda = 0{,}02 + \frac{0{,}0018}{\sqrt{V \cdot d}}$.

Скорость жидкости в бурильных трубах определяется

$$V = \frac{4\varphi}{60\pi d^2},$$

где φ – количество промывочной жидкости, л/мин.

2. Потери напора в ниппелях, $h_2 = h_0 m$,

где h_0 – потери напора в одном замке; m – количество замков, $m=z/l$, где l – длина бурильной трубы, z – глубина скважины в м;

$$h_0=\gamma_1(V_0-V)^2/2g,$$

где V_0 – скорость движения в замке; $V_0=4\varphi/\pi d_0^2$;
γ_1 – плотность жидкости; d_0 – диаметр отверстия замка.

Тогда $h_2 = \frac{8\varphi^2\gamma_1 \cdot z}{\pi^2 g \cdot l}\left(\frac{1}{d_0^2} - \frac{1}{d^2}\right)^2$,

$$h_2 = \frac{0{,}08 \cdot \varphi^2 \cdot \gamma_1 \cdot z}{l}\left(\frac{1}{d_0^2} - \frac{1}{d^2}\right)^2$$

3. Потери напора в колонковом наборе принимается h_3=5÷12.

4. Потери напора в кольцевом пространстве определяются

$$h_4 = \lambda\gamma\, \beta V^2,$$

где β – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь от наличия шлама в жидкости, принимается β=1,05–1,1; λ – коэффициент трения при движении жидкости в необсаженной скважине

$$\lambda = 0{,}02 + \frac{1{,}7}{\sqrt{R_e}},$$

где R_e – число Рейнольдса. $R_e = \dfrac{dV}{\mu}$,

где d – диаметр бурильных труб; V – скорость восходящего потока, см/с; μ – коэффициент вязкости, для воды при t =20°, μ = 0,02 – 0,06.

5. Потери напора за счёт разности плотности нисходящего и восходящего потоков промывочной жидкости:

$$h_5 = \frac{z(\gamma_m - \gamma_p)}{\gamma},$$

γ_p – плотность нисходящего потока; γ_m – плотность восходящего потока.

6. Потери напора при движении жидкости в шлангах, сальниках и штуцерах, кранах определяются опытным путём

$$h_6 = 15 - 16.$$

7. Потери напора при заклинке керна принимается

$$h_7 = 50$$

Все эти потери взяты для воды.

Потери при применении глинистых растворов.

1. Потери напора в трубах:

$$P_1 = \left(\frac{1{,}78 \cdot \varphi^{1{,}85}}{d_1^{4{,}85}} + \frac{3{,}88}{d_1} \right) \cdot z, \text{ атм.}$$

2. Потери напора в затрубном кольцевом пространстве:

$$P_1 = \left(\frac{1{,}78 \cdot \varphi^{1{,}85}}{(D-d)^{2{,}85}(D+d)^2} + \frac{3{,}88}{(D-d)} \right) \cdot z, \quad \text{àòì}$$

3. Потери напора в соединениях бурильных труб:

$$P_3 = \frac{0{,}8\gamma_1}{\pi^2 g} \left[\left(\frac{1}{d_0} \right)^2 - \left(\frac{1}{d_1} \right)^2 \right]^2 \frac{z}{l} Q^2,$$

где l – длина одной трубы , d_0 – внутренний диаметр замка.

4. Потери напора на преодоление сопротивления в колонковом наборе или долоте, определяется опытным путём,

$$P_4 = 5 \text{ атм.}$$

5. Потери напора в нагнетательной линии (шланги, штуцера, краны, насос) определяются опытным путём: P_5=7–8 атм;

6. P_6 – потери напора при заклинке керна; P_6 = 5 атм

Суммарные потери: $P = P_1 + P_2 + P_3 .... + P_6$.

6.3. Пневматический способ удаления шлама из скважины

Сущность бурения с продувкой заключается в том, что для очистки забоя скважины от шлама применяется сжатый воздух или газ.

Сжатый воздух из компрессора поступает через нагнетательные шланги в бурильные трубы. При выходе из-под торца породоразрушающего инструмента воздух выдувает с забоя ча-

стицы породы и, поднимаясь по кольцевому затрубному пространству, транспортирует эти частицы в шламоуловитель. В шламоуловителе собирается шлам, а воздух, освобождённый от шлама, уходит в атмосферу. При этом устье скважины герметизируется, так чтобы допускалось свободное вращение колонны бурильных труб, и в то же время не происходила утечка воздуха со шламом в атмосферу.

Преимущество бурения с продувкой

1. Увеличивается механическая скорость бурения, так как на забой не действует гидростатическое давление столба жидкости. Причём увеличивается механическая скорость бурения тем больше, чем больше глубина скважины.

2. Увеличивается стойкость породоразрушающего инструмента. При бурении с промывкой к первичному износу прибавляется вторичный износ частицами разрушенной породы. При продувке сильная струя воздуха хорошо очищает забой от шлама.

3. Исключается размыв, растворение и загрязнение керна.

4. Улучшаются условия обнаружения контактов пород по шламу.

5. Улучшаются условия бурения в породах многолетней мерзлоты (глинистый раствор замерзает при перерывах).

6. Устраняются выпучивание, размыв стенок скважины и обвалы в породах, естественная структура которых нарушается при смачивании водой.

7. Создаётся возможность бурить с продувкой в трещиноватых породах, в которые уходит промывочная жидкость.

8. Легко обнаруживается кровля водоносных, нефтенасосных, газонасосных горизонтов по водонефтегазопроявлениям скважины, не заполненной промывочной жидкостью.

9. Устраняются расходы на приобретение и транспортирование воды, глины, реагентов, что особенно важно при сильных морозах и в безводных местностях.

10. Упрощаются и облегчаются монтажные работы, так как не требуется устанавливать отстойники и желобную систему для очистки промывочной жидкости от шлама.

Недостатки бурения с продувкой

1. Неприменимость продувки при бурении глинистых и сильно сыпучих пород (рыхлые пески, гравий, галька).

2. Осложнения бурения с продувкой при встрече подземных вод.

Продувка скважин применяется реже промывки. Особенно распространена продувка скважин при разведке месторождений Якутии, Северной Сибири и Колымы.

Условия для применения бурения с продувкой

1. Применяется при бурении в безводных районах и при геологическом разрезе благоприятном для бурения с продувкой.

2. При бурении в устойчивых скальных породах, при отсутствии в разрезе глин и сыпучих пород, плывунов и отсутствии в устойчивых породах водопритоков.

3. При бурении в мёрзлых породах, которые при промывке могут оттаивать и оползать.

4. При бурении в таких породах, которые впитывают воду и набухают, сужая диаметр скважины.

5. При бурении легко растворимых и размываемых пород (солей, углей).

6. При бурении неглубоких скважин с целью изучения гидрогеологии участка при необходимости точного определения глубины залегания кровли водоносного горизонта.

Определение производительности компрессора

Скоростью витания $\omega_{вит}$ – называется скорость выходящего воздушного потока, при котором частица разрушенной породы находится во взвешенном состоянии и не имеет вертикального перемещения. Скорость витания зависит от формы и массы частиц, площади сечения, плотности воздуха и коэффициента трения частиц о воздух.

Для практических расчётов пользуются следующей приближённой формулой:

$$\omega_{\text{вит}} = 4{,}8\sqrt{d_{ш} \bullet \gamma_{\text{п}}} / 10,$$

где $d_ш$ – диаметр шара, равновеликого по объему частицам разрушенной породы; $\gamma_п$ – плотность породы.

Размеры частиц при бурении твёрдосплавными коронками:

1–2 мм – в твёрдых скальных породах;

3–4 мм – в пластичных глинах, рыхлых разрушенных породах.

Скорость восходящего потока воздуха

$$\vartheta = \omega_{вит} + C = K\,\omega_{вит}, \text{ м/с},$$

где C – скорость подъёма частиц, м/с; K – коэффициент увеличения скорости воздушного потока для обеспечения выноса частиц породы.

При кольцевом забое и бурении твёрдосплавными коронками K= 1,1–1,3, а ϑ = 10–12 м/с.

При бурении сплошным забоем скорость ϑ = 15–25 м/с.

Подача компрессора

$$Q=60\,\vartheta\,F\,k=60\,\vartheta\,\pi\,(D^2-d^2)\,k/4,$$

где D – диаметр скважины; d – наружный диаметр бурильных труб; K_1 – коэффициент, учитывающий уменьшение подъёмной силы воздуха в глубоких скважинах вследствие трения воздуха о стенки и возникающие вследствие этого потери давления в кольцевом пространстве

$$K_1 = \sqrt{Pзаб / Py},$$

где $Pзаб$ – давление в кольцевом пространстве у забоя скважины; Py – давление на устье скважины.

Значения K_1 в зависимости от глубины скважины для обеспечения скорости восходящего потока 10–15 м/с приведены в следующей таблице

Таблица 3

Значение коэффициента $К_1$

Глубина скважины	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
$К_1$	1,05	1,07	1,10	1,11	1,14	1,16	1,18	1, 20	1,22

В случае водопритоков для очистки скважины от шлама расход воздуха увеличивают. При малых и средних водопритоках надо увеличивать подачу воздуха примерно на 30–50 % от величины, рассчитанной по формуле.

Определение давления воздуха

Расчёт потерь давления при продувке скважины учитывает трение сжатого воздуха в буровой скважине и спущённом в скважину буровом снаряде.

Влияние шлама на расчёт потерь давления не учитывают в связи с малой величиной этих потерь.

При подаче компрессора Q = 5–6 м^3/мин, *Дскв*= 110 мм, d= 63,5 мм.

Давление воздуха по манометру компрессора P находится в следующих пределах

Интервал глубины, м	0–50	50–150	150–300
Давление воздуха, мПа	0,08–0,15	0,15–0,25	0,25–0,35

В течение рейса давление воздуха постепенно увеличивается за счёт наполнения колонковой трубы керном и роста концентрации шлама в скважине.

Приближённое давление воздуха для бурения в скважине, не имеющей водопритоков, может быть рассчитано по формуле:

$$P= q\,L + P_1 + P_2,\ \text{мПа},$$

где q = 0,0015 мПа на 1 м глубины скважины; L – глубина скважины, м, P_1= 0,06–0,1 мПа – потеря давления в колонковом

снаряде после заложения его керном, P_2 – перепад давления в пневмоударнике при ударно-вращательное бурении.

Специальное оборудование скважин для бурения с продувкой

Для бурения скважин применяются передвижные воздушно-компрессорные станции (ВКС). Выбор компрессора производят по потребной подаче и развивающему рабочему давлению.

Регулирование подачи компрессора производится путём изменения частот вращения двигателя.

Давление, развиваемое компрессором, зависит от аэродинамических сопротивлений в циркуляционной системе скважины, а также от объемного расхода воздуха и измеряется манометром. Воздух при сжатии в компрессоре нагревается. При бурении в мёрзлых породах воздух надо охладить. Охлаждение воздуха производят в трубчатом холодильнике.

При бурении с продувкой для предотвращения запыления воздуха мелким шламом в буровой необходимо установить герметизатор устья скважины.

Шламоуловитель служит для улавливания шлама, выходящего из шламоотводящей трубы, который необходим для контроля за породами разреза и для устранения запылённости окружающей атмосферы.

Шламоуловители бывают двух типов:

1. циклонного типа;
2. секционного типа.

Контрольные вопросы:

1. Механические способы транспортировки шлама.
2. Гидравлические способы транспортировки шлама.
3. Пневматический способ удаления шлама.
4. Виды промывочных растворов.
5. Свойства глинистых растворов.
6. Приготовление глинистых растворов.
7. Химическая обработка глинистых растворов.
8. Очистка глинистых растворов от шлама.
9. Специальные растворы.
10. Определение производительности насоса.

7. ЗАКРЕПЛЕНИЕ СТЕНОК СКВАЖИН

При бурении скважин возникает необходимость закрепления стенок скважины при следующих обстоятельствах:

- при бурении неустойчивых пород (песков, плывунов, галечников), в которых может произойти обвал стенок скважины;
- при бурении трещиноватых пород, в которых могут происходить вывалы породы в скважину и потери промывочной жидкости;
- при необходимости раздельной эксплуатации продуктивных горизонтов;
- при необходимости изоляции пласта полезного ископаемого от пластовых вод и других горизонтов;
- при проведении ликвидационного тампонирования скважин.

В зависимости от условий и назначения закрепление стенок скважин может быть выполнено обсадными трубами или различными тампонажными материалами (беструбное крепление скважин).

В слабоустойчивых рыхлых трещиноватых и разрушенных породах производится их изоляция и закрепление.

Существует несколько способов закрепления стенок скважины: глинизация, цементация, электрохимический способ, синтетическими смолами, битумизация, силикатизация, замораживание, обсадка (крепление трубами).

Наиболее часто из них применяется глинизация. Для этой цели применяют глинистый раствор, который обладает способностью связывать- глинизировать рыхлые породы и, обладая высокой плотностью, создает противодавление на стенки скважины. Все это предупреждает обрушение пород из стенок скважины.

При цементации цементный раствор связывает обломки, куски неустойчивых пород.

В последнее время разработан способ крепления скважин цементными смесями с электропрогревом трубчатым электродам, выполняющим роль опалубки.

При электрохимическом способе за счет электролиза, обменной реакции, электроосмоса и других процессов создается

прочная труба из материала рабочей смеси: цемента, битума, смол при пропускании электрического тока.

При обсадке скважины трубами в скважину спускается колонна обсадных труб, перекрывающих интервал неустойчивых пород. Это способ требует много времени, но зато наиболее надежный.

Замораживание пород для придания им устойчивости может осуществляться с помощью холодного воздуха (с отрицательной температурой) или специальной холодильной установки.

7.1. Крепление обсадными трубами

Обсадные трубы предназначены для закрепления стенок скважины в неустойчивых породах или в поглощающих промывную жидкость породах, а также в породах с притоками жидкости или газа.

Для успешного закрепления скважины обсадными трубами необходимо провести работы, связанные с подготовкой обсадных труб к спуску их в скважину, и подготовкой скважины.

Подготовка обсадных труб начинается с расчета количества труб, необходимых для крепления скважины. Затем на складе выполняется проверка и разбраковка труб. После перевозки труб на буровую вышку их укладывают на приемный стеллаж. Трубы укладываются в том порядке, в каком они будут опускаться в скважину. Количество труб и длина каждой трубы заносятся в буровой журнал. Башмак закрепляется на первой трубе.

Ствол скважины прорабатывается в тех местах, где отмечались затяжки бурового снаряда при подъеме. Для этой цели используются коронки, соответствующие нормальному диаметру скважины.

При спуске труб в скважину могут возникнуть осложнения, связанные с затруднением свободного перемещения колонны по стволу скважины.

В таких случаях рекомендуется выбрать слабину каната талевой системы и опускать колонну путем проворачивания, осторожным расхаживанием колонны с вращением, если колон-

на не поддается расхаживанию, необходимо приступить к её промывке.

7.2. Вяжущие материалы и композиционные смеси

В современных условиях бурения скважин для закрепления стенок скважин применяются различные вяжущие материалы, и составленные из них композиционные смеси. Наиболее часто применяются высокодействующие портландцементы, называемые тампонажными цементами.

Тампонажный цемент – смесь вяжущих веществ и минеральных или органических добавок, дающих при смешении с водой легкоподвижную суспензию, которая с течением времени превращается в камень.

Вяжущие вещества: портландцемент, глиноземистый цемент, шлак, известь и т. д.

Минеральные и органические добавки: песок, глина, барит, резиновая крошка, отходы целлюлозного производства.

Согласно ГОСТу тампонажные цементы классифицируются по следующим признакам: по виду клинкера и составу основных компонентов; температуре применения; средней плотности цементного теста; устойчивости к воздействию агрессивных вод; объемным деформациям при твердении.

А. По виду клинкера и составу основного компонента подразделяются: на основе портландцементного клинкера, на основе глиноземистого клинкера и бесклинкерные (шлаковые, известково-песчаные).

На основе портландцементного клинкера: бездобавочные, с минеральными добавками (песок кварцевый, диатомит, пуццолан, трепел и т. д.), со специальными добавками. Перед наименованием такого цемента добавляется наименование добавки.

Б. По температуре применения:

- для низких температур (ниже 15 ^{0}C);
- для нормальных (15–50 ^{0}C);
- умеренных (50–100 ^{0}C);
- повышенных (100–150 ^{0}C);
- высоких (150–200 ^{0}C);

- сверхвысоких (> 250 ^{0}C);
- циклически меняющихся температур.

В. По средней плотности цементного теста (кг/м^3):

- легкие (ниже 1400) – облегченные (1400–1500);
- нормальные (1650–1950) – утяжеленные (1950–2300);
- тяжелые (>2300).

Г. По устойчивости тампонажного камня к агрессивным водам: устойчив к сульфатным, кислым (углекислым, сероводородным), магнезиальным и полиминеральным пластовым водам.

Д. По объемным деформациям тампонажного камня при твердении в водной среде в 3-х суточном возрасте: требования не предъявляются, безусадочные с расширением не более 0,1 %; расширяющиеся с расширением более 0,1 %.

В США выпускаются шесть классов цементов; подразделяемых на две группы: обычные и медленно схватывающиеся.

Они все на основе портландцемента.

7.3. Тампонажный портландцемент

Вяжущими веществами называются порошкообразные материалы, которые при смешивании с водой образуют тесто, твердеющее со временем.

В нефтяной промышленности основной тампонирующий материал – портландцемент. Он представляет собой разновидность силикатного цемента.

Основная часть портландцемента – клинкер, получаемый обжигом специальной смеси известняка и глины (мергеля) до спекания (температура 1450 ^{0}C). Известь (мел, известняк) при обжиге дает окись кальция (CaO), глина является источником кремнезема (SiO_2), глинозема (Al_2O_3) и окиси железа (Fe_2O_3).

Полученный в печи полуфабрикат – клинкер, охлаждается, дробится, а затем в шаровых мельницах размалывается до тонкого порошка, который и представляет цемент.

При помоле клинкера к нему добавляется 3–6 % гипса (для регулирования скорости схватывания) и 10–15 % других природных или искусственных материалов (металлургический

шлак, кварцевый песок, трепел, опока и др.), называемых минеральными добавками. Они улучшают некоторые свойства цемента и обеспечивают экономию дорогостоящего клинкера. К наиболее важным свойствам портландцемента относятся плотность и тонкость помола.

Плотность портландцемента

Тампонажный портландцемент из всех вяжущих материалов обладает самой большой плотностью, равной в среднем 3,12–3,15 (3120–3150 кг/м^3).

Различают также насыпную массу порошка. Для тампонажного портланцемента она составляет около 1200 кг/м^3. Можно повысить до 1800 кг/м^3 уплотнением вибрацией или транспортировкой. Насыпная плотность специальных тампонажных цементов с тонкодисперсными добавками снижается до 800 кг/м^3. Эта величина используется при сооружении складских помещений и определении вместимости бункеров цементосмесительных машин.

Тонкость помола портландцемента определяется суммарной (удельной) поверхностнью частиц, содержащихся в 1 г цемента, и выражается в см^2/г. Для тампонажного портландцемента удельная поверхность равна примерно 2500–4000 см^2/г.

Тонкость помола определяется с помощью сит (по остаткам на ситах не прошедшего через них цемента) и специальными приборами (например, ПСХ-2), на которых устанавливается удельная поверхность.

Тонкость помола существенно сказывается на свойствах как раствора, так и камня.

Наибольшее влияние оказывают самые тонкие фракции порошка. Хотя доля их в общей массе не велика, их суммарная поверхность немного превосходит поверхность частиц более грубых фракций, поэтому эти частицы и играют основную роль в формировании камня.

Водосодержание цементного раствора определяют такие его свойства, как подвижность, седиментационная устойчивость, плотность. Водосодержание цементного раствора принято характеризовать водоцементным отношением, представляющим собой отношение массы воды к массе твердого материала.

Это отношение обозначается обычно В/Ц. Максимальное водосодержание, при котором сохраняется достаточная седиментационная устойчивость и минимальное водосодержание, при котором сохраняется достаточное для прокачивания подвижность раствора, зависит от удельной поверхности порошка.

Для обычного тампонажного портландцемента с удельной поверхностью 3500–4000 $см^2/г$ В/Ц отношение составляет 0,48–0,50. При более высоких В/Ц раствор расслаивается, повышается водоотстой; при заниженных В/Ц прокачивание раствора насосом становится затруднительным[24, 25, 26, 27].

7.4. Специальные цементы. Цементно-песчаные смеси

Изучение свойств цементного камня из портландцемента при высоких температурах (более 110 ^{0}C) и давлениях показало, что его проницаемость резко повышается, а прочность падает. Стабилизатором прочности и проницаемости цементного камня из портландцемента при высоких температурах является кварцевый песок (кремнезём SiO_2).

Соотношение составляющих: цемент 70–50 %, песок 30–50 %.

Шлаковые цементы

Для высоких забойных температур (более 80 ^{0}C) применяется цемент на базе доменных шлаков и кварцевого песка. Вяжущий материал – шлак, активность которого повышается с ростом температуры. Кварцевый песок повышает термостойкость цементного камня и является замедлителем сроков схватывания раствора. Высокая стойкость в минерализованных водах позволяет применять шлаковые цементы для цементирования в минерализованных водах.

Облегчённые тампонажные растворы

Они применяются, если имеются поглощающие горизонты или пласты склонные к гидроразрыву. Применяются наполнители с меньшей плотностью: кокс, гильсонит или с повышенной водопотребностью (бентонит, диатомит, опока).

Для облегчения тампонажного раствора выполняется использование в качестве вяжущих материалов: смол и пластмасс, аэрирование растворов, приготовленных из тампонажных цементов, затворение вяжущих материалов предварительно приготовленным глинистым раствором.

Утяжелённые растворы

При бурении часто приходится использовать промывочные жидкости с плотностью более (900 кг/м^3).

В этом случае необходимо применять утяжелённые цементные растворы, которые можно получить при совместном помоле клинкера с утяжелителем или смешении цемента с утяжелителем или снижении водоцементного отношения введением пластификаторов. В качестве утяжелителя используется железная руда, железорудные концентраты, барит, магнетитовый песок, имеющие плотность не менее 4,2.

Цементные растворы на концентрированных растворах солей

Цемент плохо схватывается с соляными породами, поэтому добавляют NaCl, что увеличивает сцепление камня с соляной породой.

Термостойкие тампонажные материалы

Для повышения термостойкости тампонажных материалов в них добавляют молотый кварцевый песок.

Коррозионно-стойкие тампонажные цементы. Для их приготовления применяются пуццолановые, глиноземистые, песчанистые, на шлаковой основе сульфатостойкие портландцементы.

В пластовых водах месторождений, кроме сероводорода, содержатся ионы магния и сульфата. Если не принимать меры по обеспечению коррозионной стойкости цементное кольцо скважин быстро разрушается.

Коррозинную стойкость цементного кольца можно регулировать подбором тампонажных материалов с добавками к ним. Получили распространение быстросхватывающиеся смеси (БСС) из

цементного раствора. Ускорителями схватывания раствора являются жидкое стекло и алебастр. Введение их в раствор позволяет снизить сроки схватывания смеси до нескольких минут. Составляющие смесей с малыми сроками схватывания доставляют в скважину с помощью специальных тампонажных снарядов, которые обеспечивают получение БСС непосредственно в скважине.

7.5. Цементирование скважины

Цементированием скважины называется процесс заполнения заданного интервала скважины вяжущим материалом.

Задачи цементирования:

1. Изоляция проницаемых горизонтов;
2. Удержание в подвешенном состоянии обсадной колонны;
3. Защита обсадных колонн от агрессивных пластовых жидкостей;
4. Устранение дефектов в крепи скважины;
5. Создание высокопрочных мостов в скважине, например, при многозабойном бурении.

Существует несколько способов цементирования:

1. Первичное цементирование;
2. Вторичное или ремонтно-исправительное;
3. Установка разделительных мостов.

Способы первичного цементирования:

Одноступенчатое цементирование

На верхний конец обсадной колонны навинчивают цементировочную головку, боковые отводы которой соединены с цементировочными насосами (рис. 23). Через боковой отвод закачивается буферная жидкость. Через кран вывинчивается стопор в цементировочной головке, удерживающий разделительную пробку. Затем цементировочными насосами через отводы закачивают нужный объем тампонажного раствора. Раствор готовят с помощью специальных машин. После закачки тампонажного раствора вывинчивают стопор, удерживающий верхнюю разделительную пробку, и через отвод закачивают порцию продавочной жидкости.

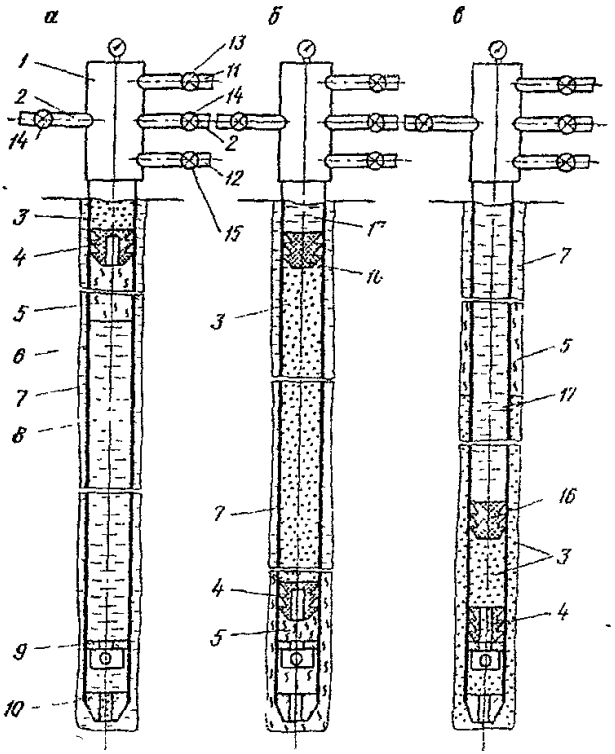


Рис. 23. Схема одноступенчатого цементирования

Тампонажный раствор закачивают в объеме, необходимом для заполнения заданного интервала скважины и обсадной колонны ниже обратного клапана. А продавочную жидкость закачивают в объеме, необходимом для заполнения внутренней полости колонны выше обратного клапана.

Нижняя пробка доходит до обратного клапана и останавливается. Под избыточным давлением разрушается мембрана в нижней пробке, и тампонажный раствор через отверстия в

пробке и башмачном патрубке устремляется в кольцевое пространство скважины.

Как только верхняя пробка сядет на нижнюю и остановится, давление в колонне начнет резко возрастать. Это служит сигналом для прекращения закачки продавочной жидкости, все краны на цементировочной головке закрывают, а скважину оставляют в покое для затвердения тампонажного раствора.

Разделительные пробки изготавливают из легко разбуриваемых материалов (рис. 24).

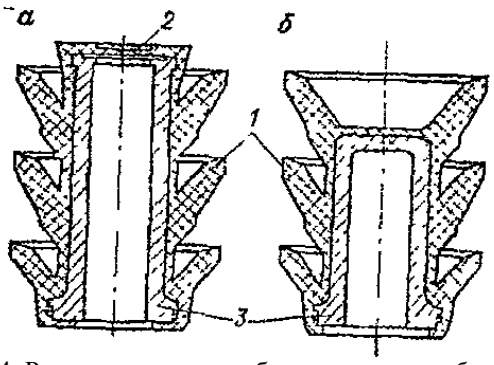


Рис. 24. Разделительные пробки: *а – нижняя, б – верхняя, 1 – резиновые манжеты, 2 – мембрана, 3 – корпус*

Двухступенчатое цементирование

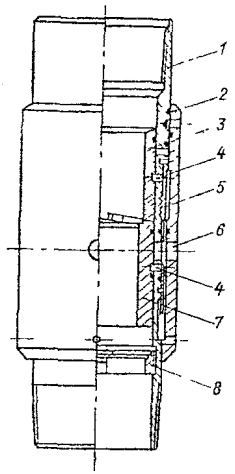
К нему прибегают в следующих случаях:

а) если зацементировать данный интервал за один прием невозможного из-за опасности разрыва пород;

б) если существует опасность газонефтепроявлений в период схватывания и твердения раствора, закачанного за один прием;

в) если для верхнего интервала используется раствор, который нельзя подвергать высокой температуре, характерной для нижнего участка.

Интервал цементирования делят на две части. А в обсадной колонне у границы раздела устанавливают специальную цементировочную муфту (рис. 25). Ее следует размещать обязательно про-



тив устойчивых непроницаемых пород в интервале с номинальным диаметром скважины. На каждый из трех-, четырех труб выше и ниже муфты необходимо установить центраторы.

Рис. 25. Цементировочная муфта:
1 – корпус; 2 – уплотнительные кольца; 3 – верхняя втулка; 4 – срезные штифты; 5 – запорная втулка; 6 – отверстия для выхода тампонажного раствора; 7 – нижняя втулка; 8 – ограничитель

Сначала цементируют нижнюю часть скважины. Для этого после закачки буферной жидкости в колонну спускают специальную эластичную нижнюю пробку. Сверху закачивают первую порцию тампонажного раствора (рис. 26).

Объем этой порции равен объему кольцевого пространства от башмака колонны до муфты плюс объем участка колонны ниже обратного клапана. Затем освобождают вторую эластичную пробку и поверх нее закачивают порцию продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему колонны выше обратного клапана.

Конструкция эластичных пробок позволяет им пройти через сужения в цементировочной муфте и не сдвинуть втулки в ней. Затем в продавочную жидкость сбрасывают пластмассовый шар, который садится на седло нижней втулки. Давление повышается, и нижняя втулка срезает штифты, сдвигается вниз до упора в ограничитель и открывает отверстия в корпусе. Через эти отверстия скважину промывают, пока не затвердеет тампонажный раствор в нижнем участке. Затем в колонну закачивают вторую порцию тампонажного раствора, освобождают верхнюю разделительную пробку, и поверх нее закачивают вторую порцию продавочной жидкости.

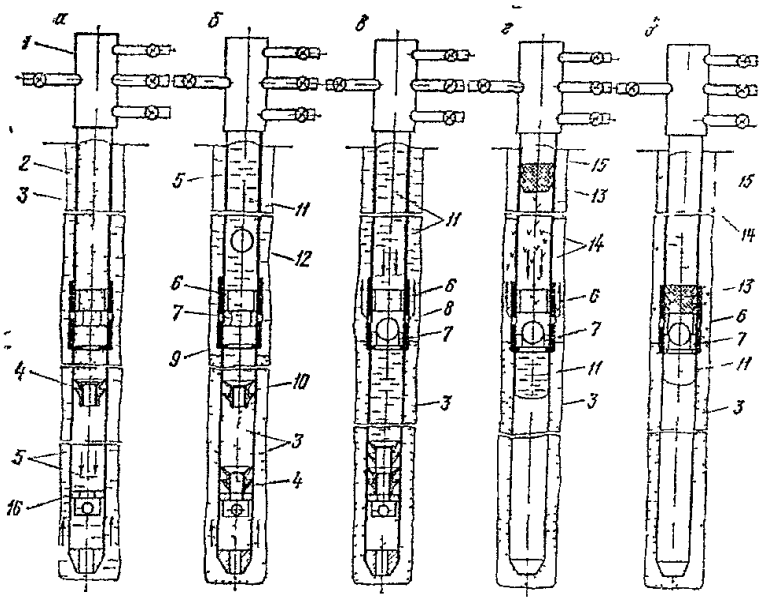


Рис. 26. Схема двухступенчатого цементирования:
а – закачка первой порции тампонажного раствора; б – окончание цементирования нижней ступени; в – промывка перед цементированием верхней ступени; г – цементирование верхней ступени; д – конец цементирования верхней ступени; 1 – цементировочная головка; 2 – обсадная колонна; 3 – первая порция тампонажного раствора; 4, 10 – нижняя и верхняя пробки; 5 – промывочная жидкость; 6, 7 – верхняя и нижняя втулки муфты; 8 – отверстия в муфте; 9 – ограничитель; 11 – первая пробка; 12 – порция промывочной шар; 14 – вторая порция тампонажного раствора; 15 – вторая порция продавочной жидкости; 16 – обратный клапан

Объем второй порции тампонажного раствора равен объему подлежащего цементированию участка кольцевого пространства расположенного выше муфты, а объем второй порции продавочной жидкости – внутреннему объему колонны выше муфты. Когда пробка достигает верхней втулки цементировочной муфты, давление в колонне возрастает, втулка срезает

штифты и опускается до упора в торец нижней втулки и закрывает отверстие.

Давление в колонне резко возрастает, это служит сигналом к прекращению цементирования.

После затвердения второй порции тампонажного раствора пробки, шар, втулки, а также излишний цементный камень в колонне и обратный клапан разбуривают.

Организация и технология цементирования

Для проведения цементирования используют специальную технику: смесительные машины, насосные цементировочные агрегаты и другие принадлежности (емкости, шланги и др.). На верхний конец обсадной колонны навинчивают цементировочную головку.

Расчеты цементирования

Задача расчета заключается в определении объемов тампонажного раствора, продавочной и буферной жидкостей, количества материалов, необходимых для их приготовления; режим цементирования, число смесительных машин, цементировочных агрегатов и продолжительность операций, а также нормировать нижний предел срока загустевания тампонажного раствора.

Пример: объем тампонажного раствора для цементирования заданного интервала скважины

$$V_{цр}=0,785 \text{ х } K_р [(d_с^2 + d_н^2)\ l_{цр} + d^2 \text{ х} l_{цс}], \text{ м}^3,$$

где $K_р$ – коэффициент резерва; $d_с$ – средний фактический диаметр скважины в этом интервале, м; $d_н$ – наружный диаметр обсадной колонны; $l_{цр}$ – длина интервала цементирования; d – внутренний диаметр колонны, м; $l_{цс}$ – расстояние от башмака колонны до посадочного седла для нижней пробки, м.

Объем продавочной жидкости для заполнения обсадной колонны, м^3

$$V_{пр}=0,785\ K_{сж} \text{ х } d^2 (l_с – l_{цс}),$$

где $K_{сж}$ >1,0 – коэффициент сжимаемости жидкости; $l_с$ – длина колонны, м.

Объем буферной жидкости (ВУС – вязко-упругий состав):

$$V_б=0,785(d_с^2 + d_н^2)\times K_р \times l_б, \text{ м}^3,$$

где $K_р$>1,0 – коэффициент, учитывающий потери ее циркуляционной системы; $l_б$ – высота столба этой жидкости в кольцевом пространстве, м.

Масса тампонажного цемента (в кг), необходимого для приготовления раствора

$$M_{тц} = K_{тц} \times m_ц V_{цр},$$

где $K_{тц}$ – коэффициент, учитывающий потери цемента; $m_ц$ – масса цемента в 1 м^3 раствора с плотностью $\rho_{цр}$.

$$m_ц = \rho_{цр} / 1 + m_{от},$$

где $m_{от}$ – относительное водосодержание

$$m_{от} = m_{gc} / m_т,$$

где m_{gc} – масса воды, $m_т$ – масса сухой твердой фазы.

Объем воды для приготовления раствора (в м^3).

$$V_{gc}= m_{от} M_{тц} / K_{тц} p_{gc} V_{цр},$$
$$V_{gc}= m_{от} m_т / p_{gc},$$

где p_{gc} – плотность воды с растворенными в ней реагентами, кг/м^3.

7.6. Условия цементирования и требования к качеству тампонажных растворов

Конечная цель бурения – создание долговечного герметичного канала, связывающего продуктивный горизонт с дневной поверхностью. При креплении скважин решающее

значение имеют промывочные жидкости и тампонажные растворы.

Поэтому надо хорошо знать физико-химическую природу промывочных жидкостей и тампонажных растворов: гомогенные и гетерогенные системы, дисперсные фазы, монодисперсию, полидисперсию, суспензию, эмульсию, коллоидные растворы, истинный раствор.

Под тампонажными растворами понимают полидисперсные гетерогенные системы, состоящие из смеси вяжущего вещества, добавок, наполнителя (или одного вяжущего вещества) и дисперсионной среды (как правило, воды), которые со временем из раствора переходят в камень. Тампонажные растворы предназначены в основном для разобщения пластов в бурящихся и эксплуатирующихся скважинах.

Устойчивость дисперсной системы можно повысить, вводя ПАВ, способные понижать межмолекулярные силы притяжения.

Для стабилизации промывочных жидкостей и тампонажных растворов применяются такие ПАВ, как ССБ, КССБ, крахмал, сульфанол, щелочные вытяжки из торфа, бурого угля, водорослей и т. п.

Важное условие безаварийной работы при проводке глубоких скважин – умение управлять устойчивостью тампонажных растворов при высоких температурах и наличии минерализованной дисперсной среды.

Условия цементирования

Своиства тампонажного раствора подбирают в соответсвии с конкретными условиями и в первую очередь оценивают по показателям загустевания или сроков схватывания в зависимости от темперетуры и давления.

Работникам, занимающимся процессами цементирования скважин, необходимо знать закономерности изменения температуры и давления в стволе скважины в процессе работы и покоя.

В скважине различают темперетуры статическую и динамическую.

Под статической температурой понимается температура пород нетронутого массива на данный глубине. Если в скважине в течение 2–4 суток не проводятся никакие работы, то температуру забоя можно принимать близкой к статической.

Динамическая температура – температура в скважине на данной глубине при циркуляции промывочной жидкости.

Температурный режим в скважине меняется в зависимости от типа промывочной жидкости, скорости потока, количества циклов промывки скважины, поверхностной температуры и многих других факторов. Температура входящего в скважину раствора меньше, чем температура выходящего. С увеличением глубины скважины эта разница достигает нескольких десятков градусов. Циркуляция промывочной жидкости способствует выравниванию температур по стволу скважины: промывочная жидкость снижает температуру забоя и повышает температуру горных пород в верхней части скважины. Практически считается, что постоянная динамическая температура устанавливается в скважине после одного-двух циклов циркуляции бурового раствора. Динамическая температура всегда ниже статической. Разность температур зависит от геолого-технических и технологических условий и может составлять 30–40 ^{0}С для скважины глубиной 5000–6000 м. Наиболее точные результаты можно получить при непосредственном замере температуры в скважине электротермометром, однако такие замеры не всегда можно провести. Поэтому для вычисления динамической температуры пользуются эмпирическими формулами.

При цементировании скважины необходимо знать статическую и динамическую температуру. Обычно рецепт тампонажного раствора для первичного цементирования подбирают при динамической температуре, а при проведении повторного цементирования тампонажные растворы подбирают с учетом статической температуры. При цементировании скважин и при твердении камня из тампонажного раствора важное значение имеет давление.

Различают статическое и динамическое давление.

Статическое давление – это давление столба тампонажного раствора на пласт в спокойном состоянии.

Динамическое давление – давление, возникающее в процессе циркуляции раствора.

Динамическое давление больше статического на величину гидродинамических сопротивлений, возникающих на выкиде насосов в процессе прокачивания раствора по стволу скважины.

Не менее важное значение, кроме температуры и давления, играют наличие соленосных отложений и минерализация пластовых вод вскрытого разреза.

Соленосные отложения, имеющие неодинаковые физико-химические и механические свойства, подвержены при бурении интенсивным кавернообразованиям.

Соли попадают в циркулирующий буровой раствор и часто изменяют его своиства.

Одной из основных причин недоброкачественного цементирования скважин в соляных отложениях является растворение соли тампонажным раствором в месте их контакта в период схватывания. В результате этого образуется зазор между тампонажным раствором и стенкой скважины. В целях предотвращения растворения солей применяют тампонажные растворы, затворенные в растворах солей.

Минерализованные воды, находящиеся в пластах, часто приводят к коагуляции бурового раствора и к ускорению сроков схватывания движущегося в затрубном пространстве скважины тампонажного раствора.

Температура, давление и пластовые воды оказывают влияние на растворы и разрушают цементный камень многих типов тампонажных цементов. Поэтому выбор растворов и их химическая обработка должны осуществляться с учетом конкретной обстановки в скважине, агрессивности пород, пластовых вод и газа.

Требования к качеству тампонажного раствора и камня

Технологический процесс цементирования скважин определяется геологическими и технологическими факторами.

Процесс цементирования скважин определяется физико-химическими своиствами тампонажных растворов. Знание

и умение управлять такими своиствами тампонажных растворов, как сроки схватывания и загустевания, подвижность и седиментационная устойчивость являются залогом успешного проведения процесса цементирования и безаварийности работ.

При выборе тампонажного материала в первую очередь руководствуются геологическими условями (температурой и давлением, наличием агрессивных вод, поглошением и т. п.). Если тампонажный раствор по своим реологическим свойствам приемлем для цементирования скважин то можно задаваться прочими технологическими приемами, повышающими качество цементирования.

Сроки схватывания, время загустевания и тому подобные зависят от температуры и давления, от наличия контакта с агрессивными водами, нефтью и газом. Рецептура тампонажного раствора должна соответствовать конкретным условиям скважины. При этом тампонажный раствор должен оставаться подвижным в процессе цементирования и сразу же набирать структуру и переходить из раствора в камень после окончания процесса.

Для каждого конкретного случая подбираются соответствующий тип цемента, рецептура раствора, а затем вырабатываются необходимые технологические мероприятия, которые должны обеспечить высококачественный процесс цементирования.

Подвижность тампонажного раствора

Одно из необходимых условий для успешного проведения процесса цементирования – подвижность раствора, т. е. способность прокачивания по циркуляционной системе скважин. Существуют различные способы определения подвижности.

Подвижность цементного раствора обуславливается гидравлическим сопротивлением, которое оказывает цементный раствор в процессе движения по трубам и затрубному пространству скважины. Гидравлическое сопротивление может быть рассчитано, если известны реологические параметры цементного раствора – пластическая вязость и динамичес-

кое напряжение сдвига. Измерения этих параметров сложны и трудоемки.

Поэтому при испытаниях растворов в производственных условиях применяют косвенные методы оценки прокачиваемости по растекаемости и с помощью консистометра.

Подвижность раствора по растекаемости определяется при помощи конуса АзНИИ.

Контрольные вопросы:

1. Способы крепления стенок скважины.
2. Глинизация стенок скважины.
3. Крепление скважин обсадными трубами.
4. Виды обсадных колонн.
5. Типы соединении обсадных труб.
6. Тампонажный портландцемент.
7. Одноступеньчатое цементирование.
8. Двухступеньчатое цементирование.
9. Шлаковый цемент.
10. Термостойкий цемент.
11. Быстросхватывающие смеси.
12. Цементировочная муфта.
13. Разделительные муфты.
14. Расчет цементирования.

8. ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

8.1. Искривление скважин, методы измерения

Трасса большинства скважин представляет собой кривую линию. Такие скважины являются искривленными.

Искривлением скважины называется изменение направления оси скважины в пространстве. Степень искривления подчиняется определенным закономерностям и зависит от целого ряда геологических, технических и технологических факторов.

Непреднамеренное искривление скважин называется *естественным* искривлением.

Для подсечения пласта в намеченной точке необходимо учитывать закономерности естественного искривления.

Построение геологического разреза возможно при известном пространственном положении искривленной оси скважины.

Пространственное положение оси скважины определяется зенитным углом скважины ¤ и азимутом *а*.

Зенитный угол – это угол между вертикалью и касательной к оси скважины в точке измерения. Зенитный угол расположен в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины. Эта плоскость называется апсидальной плоскостью.

Азимут скважины – угол между заранее выбранным направлением и горизонтальной проекцией оси скважины.

Вместо зенитного угла иногда используется угол наклона скважины

$$\eta = 90^{o} - ¤.$$

Угол наклона – угол между горизонтальной плоскостью и касательной к оси скважины.

Зенитный угол и азимут скважины измеряют при помощи приборов, называемых *инклинометрами*.

В настоящее время для измерений в немагнитных средах применяются инклинометры ИК-2, УМИ-25 и МИ-30 (рис. 27).

Внутри корпуса на полуосях *1* и *9* размещается рамка *22*, на осях *20* и *21* в рамке *22* укреплены магнитный узел с отвесом

10 и зенитный отвес *12*. Рамка *22* снабжена эксцентричным грузом, который в наклонной скважине разворачивает рамку и устанавливает ее в апсидальной плоскости. При этом плоскость качания отвесов совмещается с апсидальной плоскостью.

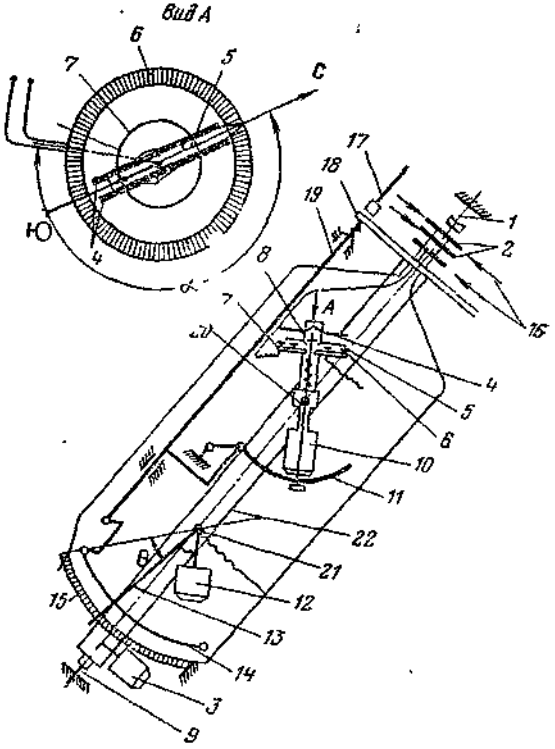


Рис. 27. Датчик инклинометра ИК-2

Магнитный узел состоит из корпуса, на котором укреплен кольцевой реохорд, токосъемное кольцо и иглы. Острие иглы упирается на агатовый подпятник. С подпятником связаны два магнитных элемента и параллельная им контактная стрелка.

Магнитные элементы устанавливают систему по магнитному меридиану; острый конец контактной стрелки направлен на север.

С зенитным отвесом скреплена контактная стрелка. Угол между отвесом и осью прибора является зенитным углом. Этому углу равен и угол отклонения стрелки от своего нулевого положения. Под стрелкой расположен реохорд.

Реохорды проводниками связаны с тремя контактными кольцами. Четыре щетки управляются при помощи магнита и переключателя, расположенных в верхней части прибора (на схеме не показаны).

Переключатель датчика управляется с пульта, расположенного на поверхности. Цикл переключений в точке измерения состоит из шести операций.

1 – успокоение чувствительных элементов, щетки не касаются колец. Отвес располагается вертикально, а стрелка отклоняется от нулевого положения на угол равный зенитному. Конец стрелки (азимута) устанавливается в направлении на север.

2 – контрольный замер азимута. Щетки азимута наложены на кольца. Операция служит для подтверждения того, что подсоединены именно щетки реохорда азимута.

3 – измерение азимута. Толкатель нажимает через кольцо на стержень. Стержень через систему рычагов действует на дугу, которая оттягивает вниз ось и прижимает контактную стрелку к реохорду и токосъемному кольцу. От длины включенного в цепь участка реохорды зависит сопротивление цепи. Оно пропорционально величине азимута. На пульте азимут отсчитывается непосредственно в градусах.

4 – успокоение чувствительных элементов.

5 – контрольный замер зенитного угла. Наложены щетки, подключающие реохорд зенитного угла.

6 – измерение зенитного угла. Толкатель нажимает на кольцо, перемещая стержень. Прижимная дуга прижимает стрелку к реохорду. По сопротивлению участка реохорды, подключенному в цепь, определяют зенитный угол.

Диаметр ИК – 258 мм, длина 1830 мм.

Прибор УМИ-25 и его модификация МИ-30 отличается от ИК-2 малогабаритным исполнением. Их диаметры соответственно 25 и 30 мм.

Эти инклинометры имеют дополнительную шкалу для измерения апсидальных углов между нулевой отметкой корпуса прибора, служащей началом отсчета, и апсидальной плоскостью, измеренных в плоскости нормальной к оси скважины.

Этот угол характеризует положение корпуса прибора в скважине и свинцовой печати, помещенной в нижней части инклинометра, и служит для ориентации искусственных отклонителей.

Гироскопические инклинометры основаны на свойстве гироскопа (быстро вращающегося маховика в карданном подвесе) сохранять заданное положение оси вращения независимо от перемещения корпуса, в котором он расположен. Это положение оси используется как база для отсчета азимутов скважины. Зенитный угол скважины в приборах измеряется обычным способом – способом отвеса.

8.2. Направленное бурение

Для направленного бурения характерны три основных метода: 1) направленное бурение с использованием закономерностей естественного искривления скважин; 2) направленное бурение с использованием закономерностей естественного искривления и средств искусственного искривления; 3) направленное бурение только с использованием средств искусственного искривления [6, 16, 19, 33].

Для первого метода строятся типовые профили естественного искривления по данным группы скважин. Такие профили вычерчиваются на кальке и используются для проектирования скважин. Накладывая кальку с типовым профилем на геологический разрез, добиваются, чтобы получились необходимый угол подсечения пласта и угол заложения скважины. В случае если величина угла подсечения окажется меньше минимально допустимого или угол заложения скважины не соответствует техническим данным буровой установки, то типовой профиль корректируют применением средств искусственного искривления.

Бывают случаи, когда для месторождения невозможно выявить закономерности естественного искривления. В таких случаях проектные профили скважин строятся только исходя из возможностей технических средств искусственного искривления. Последние используются также для проектирования многозабойных скважин.

Клиновые отклонители

Клиновые отклонители бывают открытого и закрытого типов. Первые обеспечивают искривление скважин без потери диаметра, вторые – при обязательном переходе на следующий, меньший, диаметр.

Клиновые отклонители отличаются: 1) простотой конструкции, 2) небольшим углом искривления (до 3–3,5 градусов), 3) длительностью цикла работ, связанных с отклонением скважины. Они могут быть неизвлекаемые и извлекаемые.

Конструкция неизвлекаемого клина видна на рис. 28. Такой клин состоит из корпуса, в верхней части снабженного желобом. С помощью неизвлекаемого клина может быть произведено только одноразовое искривление скважины.

Простой клин при неориентируемой установке опускают в скважину свободным сбрасыванием.

Клин может быть поставлен на естественный и искусственный забой.

Раздновидностью простого клина является самоориентирующийся клин, состоящий из собственного клина и утяжелителя. В наклонной скважине утяжелитель всегда устанавливается в плоскости ее наклона. При этом желоб может быть развернут в любом необходимом направлении. Однако точность установки клина таким образом невелика.

Для отклонения дополнительных стволов скважин от основного при многозабойном бурении были разработаны аналогичные по конструкции неизвлекаемые стационарные отклоняющие клинья трех диаметров КОС-73, КОС-57 и КОС-44 с углом скоса желоба 2 градуса 30 мин (рис. 28).

Клин *I* спускается в скважину вместе с распорным устройством *II* на бурильных трубах, присоединяемых к установочному патрубку *III*. При постановке клина на забой срезается шпилька *4*, и клин раскрепляется в скважине. После этого срезаются заклепки *10*, и установочный патрубок вместе с бурильными трубами поднимается на поверхность.

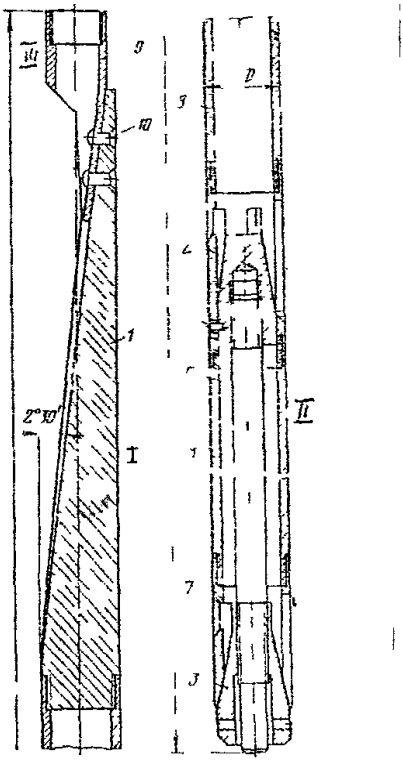


Рис. 28. Стационарный клин:
1 – клин; 2, 3 – распорные конусы; 4 – шпилька;
5 – шток; 6, 7 – распорные патрубки; 8 – соединительные патрубки;
9 – трубка; 10 – заклепка

В отличие от стационарных съемные клинья и отклоняющие клиновые снаряды обеспечивают многократное

искривление скважины в любом направлении по зенитному углу и по азимуту с естественного забоя. К этой группе отклонителей относятся: 1) съемные клинья и 2) отклоняющие снаряды. Отклонение с их помощью производятся в две стадии: а) бурение пилот скважины и б) последующее ее расширение до окончательного диаметра.

На рис. 29 показан отклоняющий снаряд для алмазного бурения СО-76\46-3, состоящий из: 1) цельнометаллического клина *12*; 2) корпуса *8*; 3) отбурочного снаряда *9*. Корпус *8* изготовляется из колонковой трубы и соединяется с отборочным снарядом двумя срезающимися стопорными винтами *7*. С клином *12* корпус соединяется заклепкой *11* и шпонкой- ограничителем *10*. Отбурочный снаряд предназначен для забуривания пилот скважины и состоит из коронки (долота), колонковой трубы *9* с переходником *2* и муфты *1*, которая соединена с бурильной трубой.

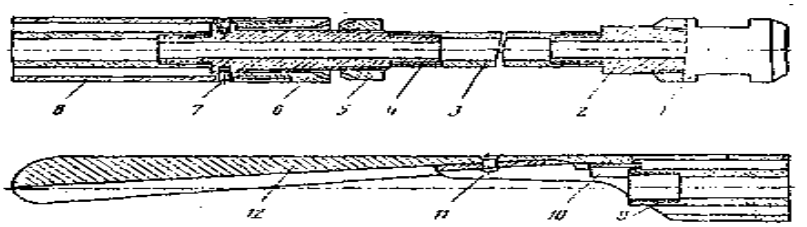


Рис. 29. Отклонитель (извлекаемый клин) типа СО:
1 – муфта; 2 – переходник; 3 – труба; 4 – ниппель; 5 – гайка конусная; 6 – втулка; 7 – шпильки; 8 – корпус; 9 – отбурник; 10 – шпонка ограничитель; 11 – заклепка;12 – клин

Для направленного искривления скважин применяются также бесклиновые снаряды непрерывного действия, обеспечивающие плавное отклонение ствола скважины. Например, снаряд, состоящий из шарнира, специальной коронки с широкой матрицей, колонковой трубы диаметром на один порядок меньше диаметра коронки. Такой снаряд опирается на стенку скважины коронкой и шарниром, и таким образом ось колонкового набора устанавливается под углом к оси скважины. Интен-

сивность искривления тем больше, чем больше величина угла перекоса и меньше длина колонкового набора. Достоинством таких снарядов является то, что бурение с ними производится как обычными буровыми снарядами. Однако они используются только для искривления скважин в вертикальной плоскости.

Снаряд Т3 для направленного искривления скважин

Технические средства, применяемые в целях корректирования направления скважин, представлены, главным образом, клиновыми отклонителями, эффектность которых недостаточна в связи с большими затратами времени, сложностью технологии, малым углом отклонения за цикл работ и резкими изгибами ствола.

Лабораторией техники разведки Забайкальского комплексного научно-исследовательского института проводились исследования по разработке бесклиновой техники и технологии управления траекторией скважины. В основу разработки положены требования, вытекающие из специфики разведочного бурения, а, именно:

1 возможность работы при обычном буровом оборудовании;

2 плавное искривление с требуемой кривизной в заданной плоскости пространства;

3 многократность использования технических средств;

4 возможность направленного искривления на большой угол (5–10º) в течение рейса;

5 простота технологии;

6 небольшие затраты времени за цикл работ;

7 надежность конструкции при небольшой стоимости изготовления;

8 возможность ремонта технических средств в условиях геолого-разведочных партий.

Все эти требования могли быть выполнены при создании специального бурового устройства непрерывного действия, состоящего из ротора и статора. Ротор вращается в процессе искривления и производит углубку скважины. Статор создает отклоняющее усилие на породразрушающем инструменте. Направление и величина отклоняющего усилия должны быть

постоянными, поэтому статор должен поступательно перемещаться по скважине вслед за породоразрушающим инструментом без углового смещения, т. е. в качестве основных принципиальных условий работоспособности снаряда непрерывного действия могут быть определены стабилизация направления отклоняющей силы и стабильность набора кривизны [16, 19].

Результаты теоретических исследований привели к созданию в 1967 г. нового снаряда Т3 (авторы Л. А. Авдеев, Ю. С. Костин, В. В. Перминов).

Снаряд Т3 (Тарбаган Забайкальский) относятся к устройствам непрерывного действия скользящего типа. Он состоит из ротора *1* и статора *2* (рис. 30). Вращающаяся часть снаряда – ротор содержит породоразрушающий инструмент *1*, нижний опорный выступ *2* на валу *7*, шлицевую втулку *8* и верхний опорный выступ *11*. Статор содержит полуклин нижний *3*, ползун *4* с опорными катками *5*, полуклин верхний *6*, корпус *9* и пружину *10*.

Снаряд Т3 работает следующим образом. При установке на забой создается нагрузка на породоразрушающий инструмент. За счет телескопического хода в шлицевой втулке корпус перемещается вниз, прижимая ползун к стенке скважины с усилием, зависящим от характеристики пружины. При этом на инструменте создается отклоняющее усилие. При вращении одновременно с углубкой забоя происходит аномальная подработка стенки скважины и искривление ствола скважины. Направление отклоняющего усилия стабилизировано катками ползуна, поэтому искривление осуществляется в одной плоскости пространства.

В снаряде имеется узел блокировки ротора со статором, обеспечивающий их взаимное фиксированное положение, необходимое при ориентировании. Узел блокировки многократного действия. Он позволяет производить разбуривание при подходе к забою.

Для снижения трения между ротором и статором установлены подшипники, защищенные от попадания бурового раствора сальниковыми уплотнениями.

Исследование работы снаряда Т3 производилось на экспериментальной буровой вышке Гагаринской ГРП и на буровом полигоне ЗабНИИ.

Испытаниям подвергались несколько модификаций Т3. Наиболее лучшей оказалась модель Т3-3.

Техническая характеристика Т3-3

Показатели	Диаметр, мм	
	73	57
1. Диаметр п.р.и, мм	76	59
2. Наибольший допустимый диметр скважины при нормальной работе снаряда, мм	90	70
3. Наибольшее распорное усилие, Кн	13,00	8,00
4. Наибольшее отклоняющее усилие, Кн	2,60	1,80
5. Наибольший выход ползуна распорника за габариты снаряда, мм	30	25
6. Породоразрушающий инструмент	Бескерновое долото, коронки алмазные и твердосплавные	Бескерновое долото, коронки алмазные и твердосплавные
	25,00	15,00
	Без ограничений	Без ограничений
	80–120	50–90
7. Параметры режима бурения:	0,9–2,0	0,9–2,0
допустимая нагрузка на инструмент, Кн частота вращения	2200	1800
	42	28
подача промывочной жидкости, л/мин	Не менее 120	Не менее 120
	400–600	400–600
8. Расчетная интенсивность искривления, град/м (с возможностью регулирования)		
9. Длина снаряда (без ориентира), мм		
10. Вес, кг		
11. Ресурс, ч		
12. Стоимость образца, руб		

Ориентаторы, применяемые для установки отклонителей относительно апсидальной плоскости, состоят из датчика и канала связи с поверхностнью. Чувствительный элемент датчика подает сигнал в момент совмещения нулевой плоскости датчика с апсидальной плоскостью.

Чувствительными элементами датчиков являются отвесы, шарики, катающиеся в желобе, капли ртути. В качестве каналов, связывающих датчик с пультом управления, используются электропровод, столб жидкости, колонна бурильных труб и т. д.

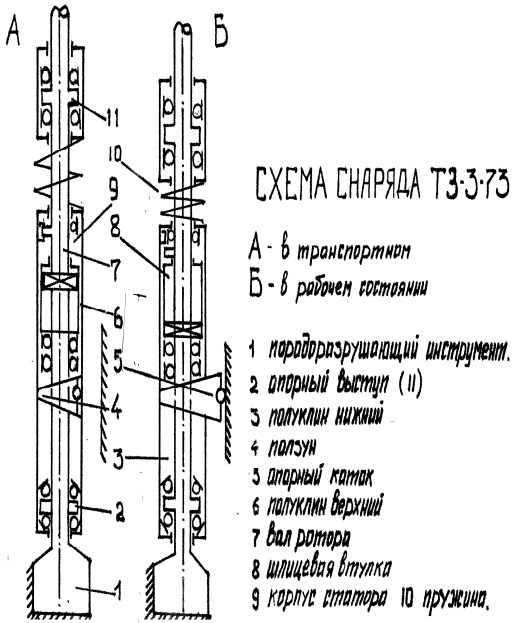


Рис. 30. Схема снаряда Т3:
А) в транспортном состоянии; б) в рабочем состоянии I – ротор; II – статор;
1 – породоразрушающий инструмент; 2 – опорный выступ; 3 – полуклин нижний; 4 – ползун; 5 – опорный каток; 6 – полуклин верхний; 7 – вал ротора, 8 –шлицевая втулка, 9 – корпус статора, 10 – пружина

В настоящее время применяются ориентаторы СТ-1, ОУ-1, ЭК-1, штыревые ориентаторы ШОК-1 ШОК-2, комплекты ориентирующей аппаратуры «Курс» и «Луч». Можно применять инклинометры УМИ-25 и МИ-30.

Опытные образцы снарядов ТЗ изготовлялись в механических мастерских геологоразведочных организации, а также на Фрунзенском заводе геолого-разведочной техники в Ленинабадском заводе горного оборудования. Они применялись для корректировки направления скважин в условиях нежелательного естественного искривления в целях ликвидации тяжелых аварий путем обхода прихваченного инструмента, для повторного пересечения рудного тела, проходки вертикально-наклонных скважин и сокращения объема разведочного бурения.

Одной из задач, поставленных при производственных испытаниях снаряда ТЗ, являлось исследование его работоспособности при искривлении в разных направлениях (выполаживание, выкручивание, поворот влево-вправо). Такие исследования были проведены в скважине Б-25 Гагаринской ГРП. Скважина была забурена с зенитным углом θ=16° и при бурении имела тенденцию к выкручиванию. Поэтому на глубине 110 м было произведено небольшое выполаживание снарядом ТЗ.

Дальнейшее бурение скважины сопровождалось естественным выполаживанием, что не совпадало с проектным направлением. В связи с этим на глубине 329,3 м было осуществлено направленное искривление снарядом ТЗ. На интервале 4,8 м зенитный угол был изменен с 23^{0} до 17^{0} 10', т. е. уменьшение зенитного угла на $5{,}8^{0}$. При последующем бурении скважина начала выкручиваться, поэтому в интервале 440,0–445,9 м была произведена коррекция направления с целью выполаживания. Однако, вследствие неточности ориентации, наряду с выполаживанием от 13 градусов до 19 градусов 10 секунд, произошло увеличение азимута на 15 градусов. Полный пространственный угол составил 7,4 градусов. Окончательное корректирование трассы было

произведено в интервале 461,0–464,0 м, после чего скважина была пробурена в заданную точку.

Анализируя результаты направленного искривления скважины снарядом ТЗ, можно видеть, что работоспособность его не зависит от направления искривления и тенденции естественного искривления: при выполаживании, выкручивании и изменении азимута интенсивность искривления практически постоянна. На величину интенсивности искривления влияет величина разработанности ствола, которая в первом случае, по-видимому, была меньше, чем в последующих трех. Необходимо отметить, что первый рейс искривления производился в фельзитах VIII–IX категории по буримости, а последующие – в конгломератах VII–VIII категории.

Бурение снарядом ТЗ проводилось в различных породах: конгломератах, песчаниках, гравелитах, гранитах и т. д., относящихся к V–X категориям по буримости.

Для ориентирования применялись в основном ориентаторы ШОК-1М и УШО-1. Интенсивность искривления колеблется от 0,8 до 2 град/м в зависимости от степени разработанности ствола скважин и при необходимости регулируется изменением длины корпуса снаряда.

Экономические показатели работы снаряда ТЗ в основном зависят от работоспособности породоразрушающего инструмента.

Наиболее благоприятными являются условия, при которых механическая скорость бурения превышает 1,0 м/ч и ресурс долота – 5–6 м.

Технология искривления снарядом ТЗ сложностью не отличается и легко усваивается буровой бригадой.

Применение снарядов ТЗ в более крепких породах, бурение в которых ведется алмазным породоразрушающим инструментом, сдерживается отсутствием бескерновых алмазных долот.

По своим технико-экономическим показателям работы снаряд ТЗ отличается от известных конструкций аналогичного назначения.

УШО-1

Применяется в скважинах диаметром 59 и более миллиметров.

Бурильные трубы диаметром 42 мм с муфто-замковым соединением или большего диаметра с любым видом соединений.

Основным элементом ориентатора является датчик. Чувствительный элемент его выполнен в виде отвеса. Последний подвешен эксцентрично относительно осевой линии устройства с помощью опорной иглы, ввернутой в тело отвеса и опирающейся на подпятник, представляющий ось с конусной лункой. Эта ось установлена в паз рамки, на нижнем конце которой находится колодка с контактными пластинками.

Закрепление подпятника выполнено таким образом, чтобы центр лунки находился строго посередине ширины паза в рамке. Это обеспечивает точное соблюдение расчетных зазоров между шаровым контактом отвеса и пластинками. Боковые плоскости пазов рамки и колодки установлены строго параллельно друг другу. Каждая контактная пластина соединена соответственно с диодами, которые укреплены на монтажной планке. Колебания отвеса ограничены стрелками стакана и плоскостями паза колодки.

При повороте колонны бурильных труб совместно со штырем и размещенным в ней датчиком, отвес последнего может занимать одно из четырех положений, которые регулируются стрелкой пульта. Эти положения аналогичны положениям датчика клинометра ЭК-1.

8.3. Особенности направленного бурения глубоких скважин

Независимо от способа бурения (роторного, с забойным двигателем) технология направленного бурения скважин основана на использовании геологических условий, способствующих искривлению скважин, и на применении специальных отклоняющих приспособлений. При роторном способе бурения ствол скважины отклоняется от вертикали с помощью клиновидных (рис. 31) или шарнирных (рис. 32) отклонителей. При турбинном бурении отклонение ствола скважины от вертикали осуществляют также с помощью отклонителей различных конструкций. На рис. 33 приведены типовые схемы компоновок нижней части бурильной колонны, применяющихся при бурении наклонных скважин турбинным способом.

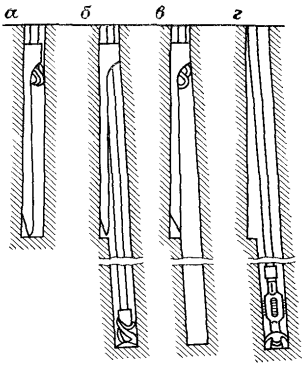


Рис. 31. Схема работы с клиновидным отклонителем

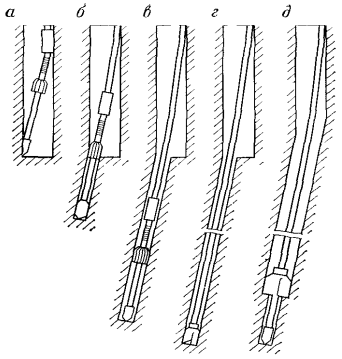


Рис. 32. Схема работы с шарнирным отклонителем

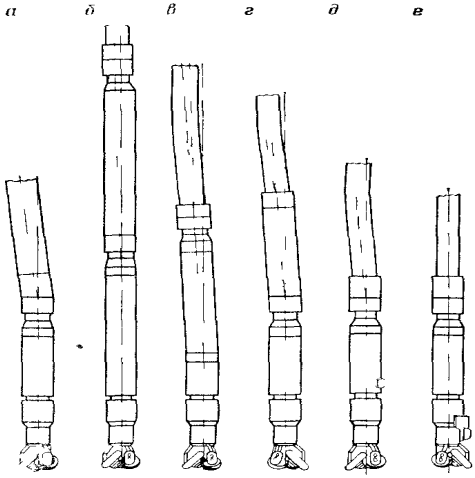


Рис. 33. Схемы компоновок нижней части бурильной колонны при бурении наклонных скважин с забойными двигателями:
а – с кривым переводником, б – с искривленным двухсекционным турбобуром, в – с турбинным отклонителем, г – с отклонителем с перекошенными резьбами, д – с накладкой на корпусе турбобура и с кривым переводником, е – с накладкой на ниппеле турбобура

Кривой переводник представляет собой отрезок УБТ с пересекающимися осями резьбы и корпуса отклонителя (рис. 34).

Отклонитель с перекошенными резьбами в муфте и на ниппеле (рис. 35) изготовляют из отрезка УБТ длиной 4–8 м, на концах которого нарезаны присоединительные резьбы с перекосом в одной плоскости и в одном направлении. Угол, образованный осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, принимается равным 2–3°, а угол, образованный осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы – 2°–2°30'.

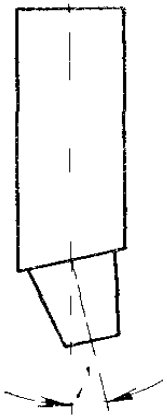


Рис. 34. Кривой переводник

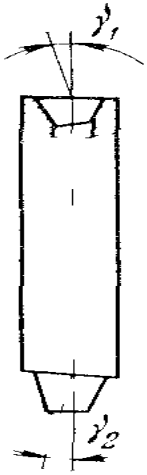


Рис. 35. Отклонитель с перекошенными резьбами в муфте и на ниппеле

При бурении наклонных скважин с винтовыми забойными двигателями применяют отклонители, устанавливаемые непосредственно над двигателем (кривой переводник, отклонитель с перекошенными резьбами).

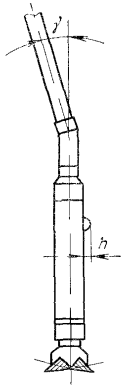


Рис. 36. Отклонитель, состоящий из турбобура и кривого переводника

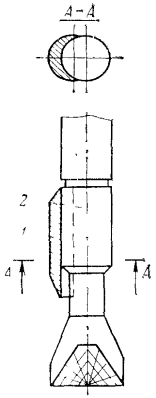


Рис. 37. Эксцентричный ниппель турбобура

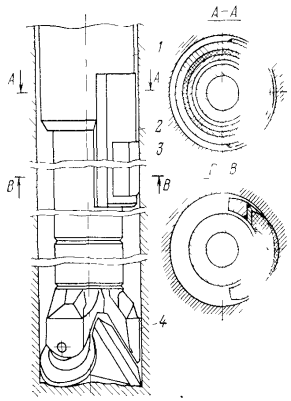


Рис. 38. Упругий отклонитель: *1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото*

При бурении с электробуром, кроме отклонителей, устанавливаемых непосредственно над двигателем, используют электробур, у которого благодаря применению зубчатой муфты сцепления валы двигателя и шпинделя соединяются под углом.

Профили наклонных скважин. Бурение кустовых и горизонтально разветвленных скважин

В практике бурения наклонных скважин применяются профили, приведенные на рис. 39.

При профиле *а* до минимума сводится число рейсов с отклонителем и при этом получается большое отклонение от вертикали при незначительном угле наклона скважины. Простота профиля обеспечивает эксплуатацию скважины без существенных осложнений.

Профиль *б* отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок *4,* на котором зенитный угол уменьшается. Поэтому при бурении по данному профилю необходимо на участке *2* набрать большой угол наклона скважины в целях получения необходимого отклонения забоя скважины от вертикали. Такой профиль, хотя он

и находит большое распространение, нельзя признать рациональным, так как значительное увеличение зенитного угла на участке *2,* а затем уменьшение его на участке *4* может способствовать преждевременному износу эксплуатационной колонны и глубиннонасосного оборудования при эксплуатации скважины.

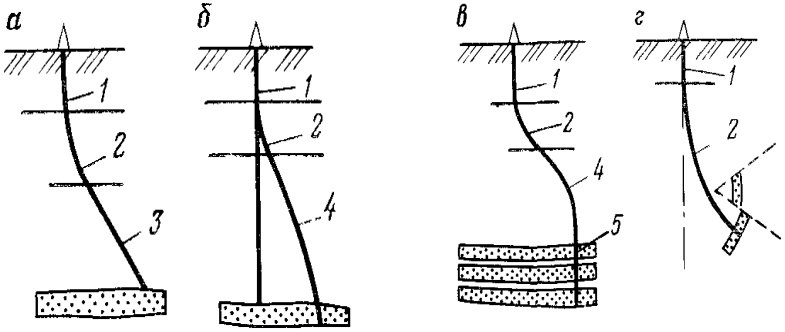


Рис. 39. Профили наклонных скважин:
1, 5 – вертикальные участки;
2, 3, 4 – участки соответственно: увеличения, стабилизации и уменьшения зенитного угла

Профиль *в* позволяет пересечь вертикальным участком скважины *5* несколько продуктивных горизонтов. Однако недостатки, присущие профилю *в,* сохраняются и в этом случае.

Профиль *г* имеет большой участок *2,* на котором увеличивается зенитный угол. Этот профиль рекомендуется применять при условиях, способствующих естественному искривлению скважины, а также в случаях, когда возможно бурение без ориентирования отклонителя.

Наряду с бурением одиночных наклонных скважин особое место занимает последовательное бурение нескольких наклонных скважин с одной площадки ограниченного размера с расположением их забоев в продуктивном пласте на расстоянии друг от друга, предусмотренном сеткой разработки месторождения.

Особенностью строительства куста скважин на море является более компактное расположение оборудования на эстака-

дах, искусственных островах, и особенно на полустационарных и подвижных судах. Учитывая специфику бурения скважин на море, для таких условий созданы специальные буровые установки.

В целях увеличения поверхности фильтрации в нефтяном пласте, сложенном устойчивыми породами и характеризуемом низкой проницаемостью и малой нефтеотдачей, бурят скважины с горизонтальным или с горизонтально разветвленным расположением стволов в призабойной зоне (рис. 40).

При бурении таких скважин применяют жесткие отклонители с углом перекоса резьб не менее 2°30' и укороченные турбобуры.

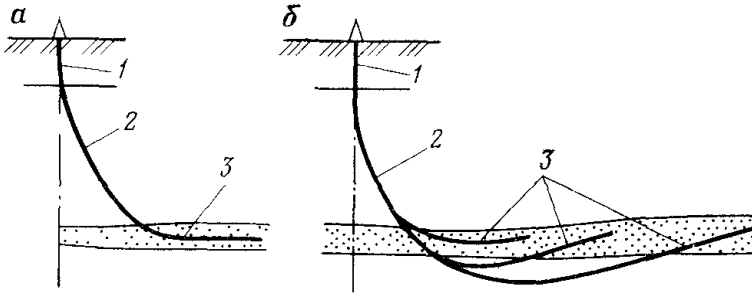


Рис. 40. Профили скважин с горизонтальным (*а*) и горизонтально-разветвленным (*б*) положением стволов в продуктивном пласте: *1 – вертикальный участок; 2 – участок увеличения зенитного угла; 3 – горизонтальный или горизонтально разветвленный участок в продуктивном пласте*

Контрольные вопросы:

1) Назначение наклонных скважин.
2) Применяемые профили наклонных скважин.
3) Способы ориентирования отклонителей.
4) Кустовое бурение скважин.
5) Особенности бурения горизонтально-разветвленных и горизонтальных скважин.

9. БУРОВОЕ И ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Основными параметрами буровых установок являются нагрузка на крюк и глубина бурения. Нагрузка на крюк характеризует возможность буровой установки воспринимать нагрузки от веса бурильных и обсадных труб, нагрузок, возникающих при ликвидации аварий и осложнений в скважине.

Глубина бурения условная, так как предельная глубина бурения с помощью данной установки может увеличиваться или уменьшаться в зависимости от конструкции скважины, определяющей вес колонны бурильных и обсадных труб.

Любая буровая установка (рис. 41) состоит из следующего оборудования: комплекта для спускоподъемных операции (буровой вышки *1*, лебедки *12*, кронблока *8*, талевого блока *4* и талевого каната *6*), оборудования для передачи крутящего момента колонне бурильных труб (ротора *10*, получающего вращение от коробки передач *13* с помощью карданного вала и вертлюга); комплекта оборудования для промывки скважины (буровых насосов *17*, емкости; блока очистки промывочных жидкостей от шлама *24*).

Привод ротора, насосов и лебедки осуществляется от двигателей *14* через трансмиссии *15* и *16*.

Кроме того, на буровых установках предусматривается блок приготовления промывочной жидкости и вспомогательное оборудование для погрузки труб на стеллажи *25*, вспомогательная лебедка *11*, запасные емкости для хранения промывочной жидкости и химических реагентов.

Оборудование для спускоподъемных операций (рис. 42) служит не только для подъема и спуска колонных бурильный труб и спуска обсадных колонн в скважину, но и для подачи бурового инструмента во время бурения и периодического наращивания бурильной колонны по мере углубления скважины.

Ротор предназначен для передачи крутящего момента долоту через колонну бурильных труб.

Он также необходим для полного и частичного поддержания на весу колонны бурильных труб с помощью элеватора или клиньев.

Вертлюг связывает вращающуюся и поступательно движущуюся колонну бурильных труб с буровым шлангом от насоса и талевой системы.

Выбор буровой установки

Выбор буровой установки производится с учетом конкретных геологических, климатических энергетических, дорожно-транспортных и других условий бурения. При этом допускаемая глубина бурения скважины в каждом конкретном случае может быть уменьшена или увеличена по сравнению с условной в зависимости от типа применяемых бурильных труб и компоновки бурильной колонны. Но в любом случае максимальная масса бурильной колонны не должна превышать условную глубину бурения +10 %, умноженную на 30 кг. Например, для класса БУ2500 эта величина составит:

$(2500 + 250)\cdot 30 = 82\,500$ кг=0,825 МН, а для класса

БУ–5000 – (5000+500)30= 165 000 кг=1,65 МН.

При компоновке бурильной колонны трубами меньшей массы допустимая глубина бурения может превысить указанную в ГОСТе.

Следует помнить, что использование установок более высокого класса, чем требуется, нерационально, так как приводит к увеличению стоимости буровых работ.

Перед тем как выбрать буровую установку, согласно конструкции скважины должны быть определены массы обсадных колонн и предельные веса бурильных колонн. Затем выбирается класс буровой установки и устанавливается допускаемая нагрузка в процессе проводки и крепления скважины для данной установки. После этого определяют максимальные нагрузки от веса бурильной колонны и от веса самой тяжелой обсадной колонны с учетом расхаживания при коэффициентах сопротивления соответственно 1,5 и 1,25. Из них за расчетную принимают нагрузку от веса самой тяжелой колонны. Если эта нагрузка окажется меньше допускаемой нагрузки буровой уста-

новки выбранного класса, то установка считается выбранной правильно. А если наоборот, то придется выбрать буровую установку более высокого класса.

Оборудование для цементирования скважин

Затрубное пространство обсадных колонн цементируется при помощи цементированных агрегатов и цементосмесительных машин.

Цементировочный агрегат (рис. 43) состоит из вертикального трехплунжерного водяного насоса *2* и поршневого насоса *4*. Водяной насос предназначен для подачи воды в смеситель цементосмесительной машины. Поршневой насос предназначен для нагнетания цементного раствора и продавочной жидкости в обсадную колонну. Оборудование цементировочного агрегата смонтировано на шасси мощного автомобиля *1*.

Цементосмесительная машина (рис. 44) обеспечивает механизированное приготовление цементного раствора. Все оборудование также смонтировано на шасси грузового автомобиля. Оборудование состоит из приемной емкости *1* с цементом, откуда цемент загружается в бункер *3* с помощью шнека *2*.

Из бункера цемент попадает в смеситель и перемешивается с водой.

Цементный раствор, приготовленный цементосмесительной машиной, сливается в бачок, из которого насос цементировочного агрегата нагнетает цементный раствор в цементировочную головку.

В емкости *6* замеряется объем продавочной жидкости, закачиваемой в обсадную колонну.

Все механизмы агрегата управляются с поста, расположенного на платформе машины.

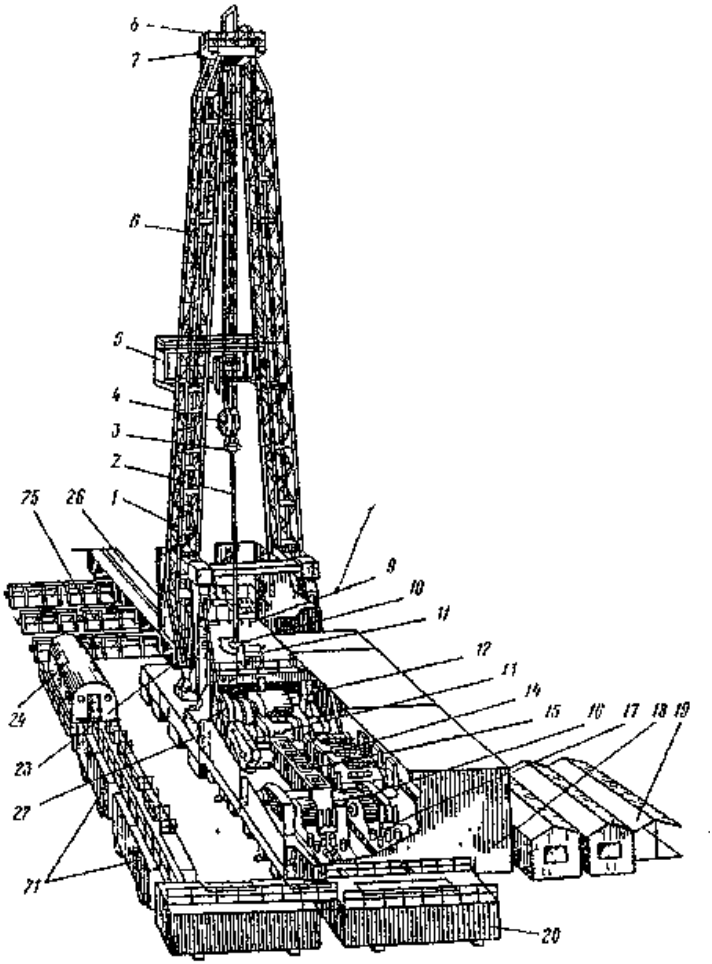


Рис. 41. Схема буровой установки для бурения глубоких скважин на суше

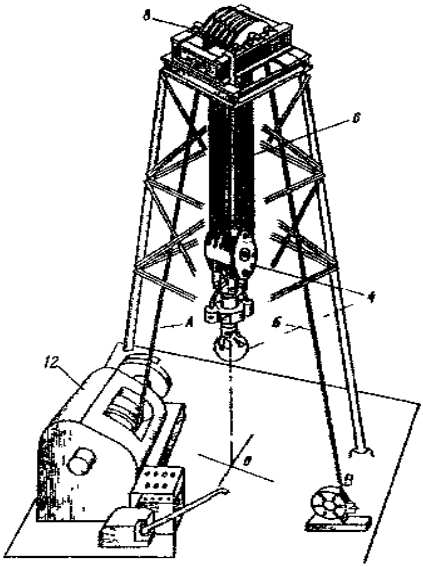


Рис. 42. Схема спускоподъемного оборудования: *А и Б – ведущая и неподвижная струны каната, В –крепление неподвижной струны каната, О –устье скважины*

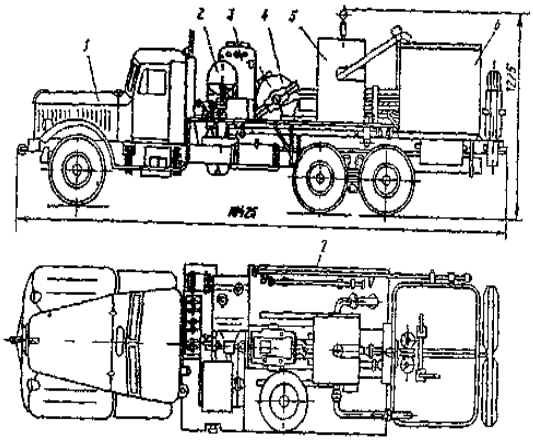


Рис. 43 Цементировочный агрегат

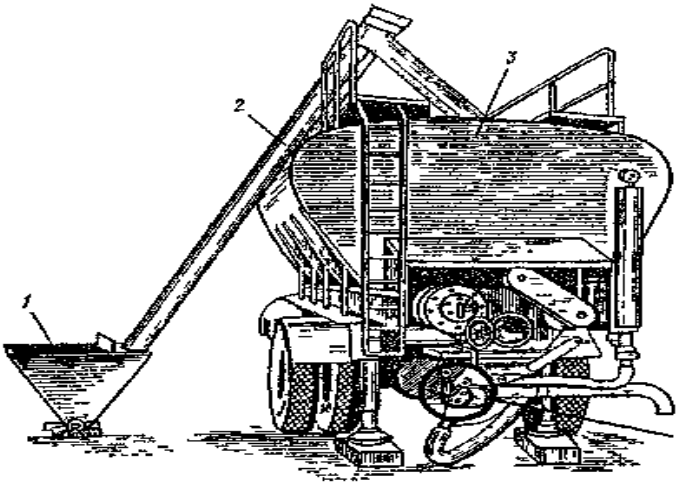


Рис. 44. Цементосмесительная машина

Контрольные вопросы:

1. Условная глубина бурения буровой установки выбранного класса.
2. С учетом каких условий выбирается буровая установка?
3. Расчет нагрузки от веса самой тяжелой обсадной колонны?
4. Основные параметры буровых установок?

10. БУРЕНИЕ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

При глубоком вращательном бурении происходят большие потери мощности на холостое вращение длинной колонны бурильных труб. Механическая скорость вращения по мере увеличения глубины скважины уменьшается.

Основное преимущество забойных двигателей заключается в том, что мощность двигателя передается породоразрушающему инструменту непосредственно без затрат энергии на вращение колонны бурильных труб. Таким образом, забойные двигатели дают возможность в несколько раз увеличить забойную мощность, значительно увеличить механическую скорость бурения.

Вследствие того, что бурильная колонна не вращается, этот вид бурения широко используется для направленного бурения скважин.

Забойный двигатель – турбобур представляет собою многоступенчатую турбину осевого типа, работающую в принудительном потоке жидкости. Принцип действия турбобура заключается в преобразовании гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала. Промывочная жидкость подается к турбобуру через бурильные трубы с помощью насосов. После бурильных труб промывочная жидкость попадает в направляющие каналы статора I ступени (рис. 45), затем по этим каналам поток жидкости направляется под определенным углом в лопатки ротора той же ступени, приводя его во вращение. Поток промывочной жидкости после первый ступени последовательно поступает во вторую, третью и т. д.

В конструкциях современных турбобуров число ступеней составляет 100–360.

Турбобур состоит из корпуса, с которым связаны статорные диски и вала (шпинделя), на котором укреплены роторные диски. Роторные диски передают энергию потока жидкости на долото путем вращения вала.

Особенностью режима турбинного бурения является взаимная связь технологических параметров – изменение одного из параметров вызывает автоматическое изменение дру-

гих. Например, при увеличении осевой нагрузки частота вращения долота уменьшается, а с увеличением подачи промывочной жидкости – растет, при этом увеличивается и осевая нагрузка, которую можно приложить к долоту.

При постоянном расходе жидкости рост осевой нагрузки вызывает изменение вращающего момента турбобура.

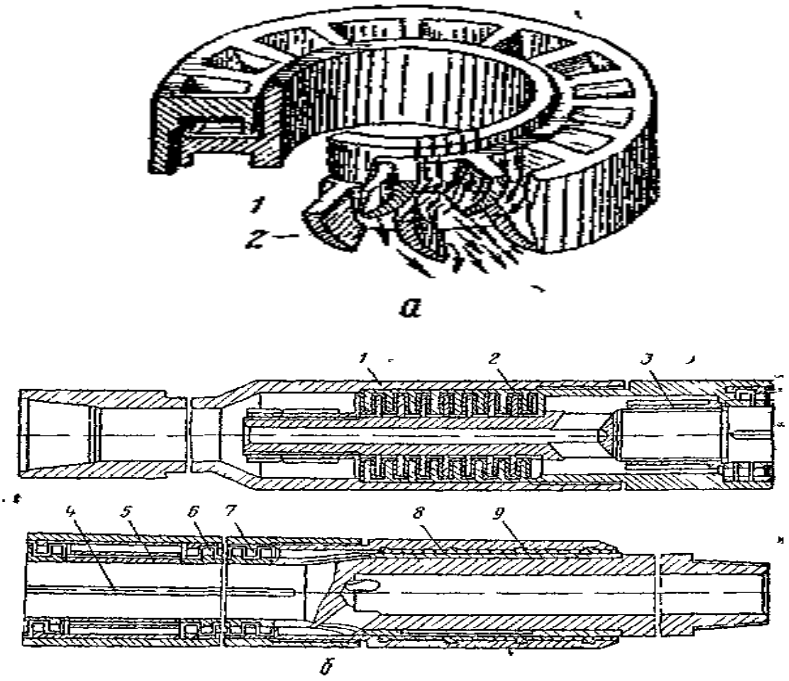


Рис. 45. Турбобур:
а – секция турбобура: 1 – ротор, 2 – статор; б – турбобур: 1– переходник, 2 – верхняя опора, 3 – гайка, 4 – шпонка, 5 – средняя опора, 6 – ротор, 7 – статор, 8 – втулка, 9 –ниппель

Бурение с отбором керна при турбинном бурении производится колонковыми турбодолотами, которые представля-

ют собой специальный турбобур с полым валом и колонковым долотом. Внутри турбодолота помещена извлекаемая керноприемная труба. Как только труба заполнится керном, внутрь бурильных труб опускается на тросе захват, который извлекает трубу с керном на поверхность без подъема бурильной колонны.

Механическая скорость при бурении турбобурами в несколько раз больше чем при роторном бурении. Общее время на бурение по сравнению с роторным способом снижается благодаря высокой механической скорости и сокращения аварийности с бурильными трубами.

Значительный эффект дает применение турбинного бурения алмазными долотами при больших глубинах скважин. По сравнению с роторным способом увеличивается и механическая скорость бурения, и работоспособность долот.

К недостаткам турбинного бурения можно отнести значительные затраты энергии на привод насосов в связи с увеличением потерь напора.

10.1. Классификация забойных двигатаелей. Турбобуры

Нефтяные и газовые скважины бурятся с применением гидравлических и электрических забойных двигателей, преобразующие гидравлическую энергию промывочной жидкости и электрическую энергию в механическую на выходном валу двигателя. Выпускаются гидравлические забойные двигатели двух типов: гидродинамический и гидростатический. Гидродинамические машины называются турбобурами, а гидростатические – винтовыми забойными двигателями. Электрические забойные двигатели называются электробурами [26, 27].

Турбобур представляет собой гидравлическую турбину, к валу которой непосредственно или через редуктор присоединяется долото.

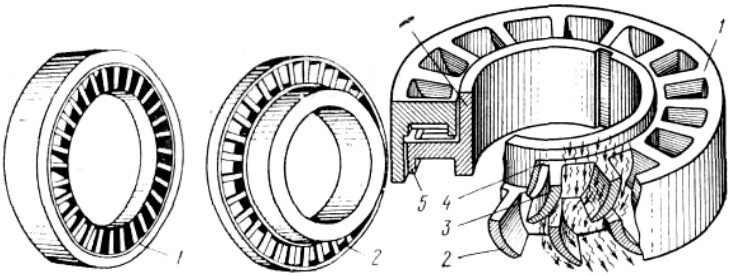


Рис. 46. Схема действия турбины:
1 – наружный обод статора; 2 – лопатки ротора; 3 – лопатки статора; 4 – внутренний обод статора; 5 – наружный обод ротора; 2 6 – внутренний обод ротора

Каждая ступень турбины состоит из диска статора *1* и диска ротора *2* (рис. 46).

В статоре, жестко соединенном с корпусом турбобура, поток промывочной жидкости меняет свое направление и поступает в ротор.

Если пренебречь зазором между статором и ротором, то можно принять, что жидкость выходит из каналов статора и входит в каналы ротора с одной и той же скоростью под углом и продолжит свое движение со скоростью ω_1 относительно лопаток ротора и переносной скоростью u_1 относительно оси турбины (рис. 47).

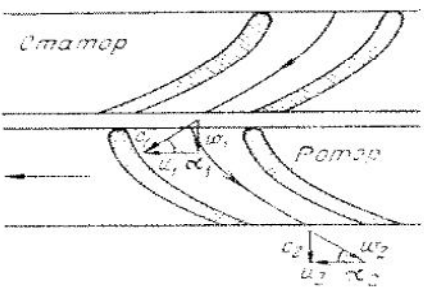


Рис. 47. Профили статора и ротора турбины

Аналогичный треугольник скоростей сохранится и на выходе из лопаток ротора, так как профили лопаток ротора и статора являются зеркальным отображением.

Следовательно, относительная выходная скорость ω_2 будет равна абсолютной входной скорости движения жидкости c_1 и ее вектор будет наклонен под тем же углом, но в противоположную сторону $(a_2=a_1)$.

Величины окружных скоростей движения потока жидкости на входе в ротор и выходе из него будут также равны ($u_1=u_2$), и абсолютная скорость c_2 на выходе жидкости из лопаток ротора будет равна относительной скорости ω_1 на входе в ротор.

Так, последовательно перетекая из ступени в ступень, жидкость отдает часть своей гидравлической мощности каждой ступени. В результате мощность, создаваемая всеми ступенями, суммируется на валу турбобура и, следовательно, на долоте. Создаваемый при этом в статорах вращающий момент воспринимается корпусом турбобура и бурильной колонной, а равный, но противоположно направленный вращающий момент, возникающий в роторах, передается через вал турбобура долоту.

Характеристика турбины

Работа турбины характеризуется частотой вращения вала n, вращающим моментом на валу M, мощностью N, перепадом давления Δp и гидравлическим коэффициентом полезного действия $\eta_г$.

Изображается характеристика турбины в виде кривых, построенных в прямоугольной системе координат по данным стендовых испытаний нескольких ступеней турбины или собранного турбобура. По оси абсцисс откладывается частота вращения вала турбины, а по оси ординат остальные параметры, характеризующие работу турбины при постоянном расходе промывочной жидкости Q (рис. 48).

Как показали стендовые испытания турбины, зависимость момента от частоты вращения ротора почти прямолинейная.

Следовательно, чем больше частота вращения вала турбины, тем меньше вращающий момент на ее валу, и наоборот.

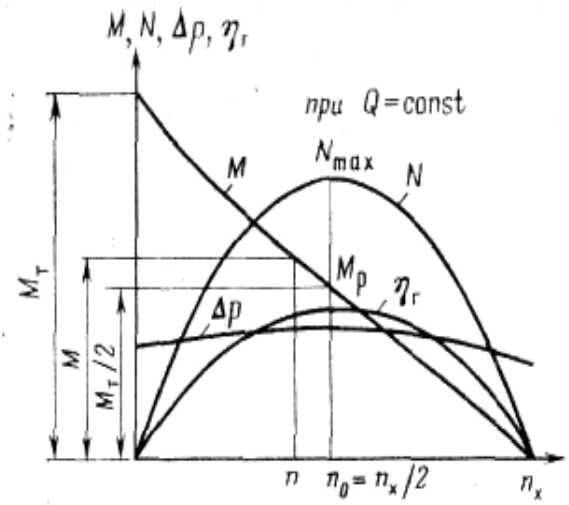


Рис. 48. Характеристика турбины турбобура

В этой связи различают два режима работы турбины: тормозной, когда n=0, а M достигает максимального значения, и холостой, когда n достигает максимального значения, а $M=0$. В первом случае необходимо к валу турбины приложить такую нагрузку, чтобы его вращение прекратилось, а во втором – совершенно снять нагрузку.

На основании изложенного

$$\frac{M}{M_m} = \frac{n_x - n}{n_x},$$

где M_m – тормозной момент; n_x – частота вращения вала турбины на холостом ходу. Следовательно,

$$M = M_m \left(1 - \frac{n}{n_x}\right).$$

Мощность турбины

$$N=\omega M=\frac{\pi}{30}M_m n\,(1-\frac{n}{n_x})=\frac{\pi}{30}\frac{M_m}{n_x}(nn_x-n^2).$$

Выражение представляет собой уравнение квадратичной параболы, из которого следует, что при $n = 0$ и $n = n_x$ мощность турбины также равна нулю.

Максимальное значение мощности определяется из уравнения

$$\frac{dN}{dn}=n_x-2n=0.$$

Следовательно, при частоте вращения турбины $n=n_0=n_x/2$ достигается максимальное значение мощности турбины

$$N_{max}=\frac{\pi}{120}M_m n_x.$$

Затрачиваемая в турбине мощность $N'\equiv \Delta p\,Q$ и поэтому

$$\eta_г=\frac{N}{N}=\frac{N}{\Delta pQ}=N,$$

т. е. гидравлический к.п.д. турбины при $\Delta p=const$; меняется при различных частотах вращения вала турбины так же, как и ее мощность, и максимальные значения N и $\eta_г$ достигаются при одинаковых n.

Однако в зависимости от формы лопаток турбины, значения Δp могут несколько меняться с изменением n, что приводит к несовпадению максимумов N и $\eta_г$.

Режим, при котором мощность турбины достигает максимального значения, называется экстремальным, а тот, при кото-

ром коэффициент полезного действия турбины достигает максимального значения, – оптимальным.

При работе на оптимальном режиме, т. е. при одной определенной частоте вращения ротора турбины для данной подачи насоса, потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в турбине минимальны. Турбобур же наиболее устойчиво работает при экстремальном режиме, при котором небольшое изменение нагрузки на вал турбины (на долото) не приводит к сильному изменению частоты его вращения и, следовательно, к возникновению вибраций, нарушающих работу турбобура.

Поэтому при выборе профиля лопаток турбины стремятся найти такое конструктивное решение, чтобы при работе турбины кривые максимальных значений мощности и коэффициента полезного действия располагались близко друг к другу. Это позволяет в качестве расчетных принимать характеристики турбины, соответствующие оптимальному режиму ее работы. Линия давления при работе таких турбин располагается почти симметрично относительно вертикали, на которой лежит максимум мощности.

Один из показателей характеристики турбины – тормозной момент M_T, развиваемый турбиной при ее полной остановке. Для серийных турбин $M_T=2M_P$, где M_p – вращающий момент в турбине при $N=max$.

Таким образом, параметры характеристики турбины при постоянном расходе промывочной жидкости определяются частотой вращения ее ротора, зависящей от нагрузки на вал турбины (на долото).

Рассмотрим, как меняются параметры характеристики турбины при изменении расхода промывочной жидкости.

Пусть при расходе промывочной жидкости Q_1 и, соответствующей этому значению, частоте вращения ротора турбины n_1 при оптимальном режиме турбина создает мощность N_1 и вращающий момент M_1, а перепад давления в турбине составляет Δp. Как изменятся параметры характеристики турбины, если расход промывочной жидкости увеличить до Q_2?

П. П. Шумилов установил следующие зависимости, характеризующие влияние количества промывочной жидкости на показатели работы турбины:

$$\frac{n_1}{n_2}=\frac{Q_1}{Q_2};\ \frac{N_1}{N_2}=\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^3;\ \frac{M_1}{M_2}=\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2;\ \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}=\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2.$$

Как видно, эффективность работы турбины сильно зависит от количества подаваемой в нее жидкости. Однако увеличение Q ограничивается техническими возможностями буровых насосов и допустимым давлением в циркуляционной системе. При этом также необходимо учитывать, что основные параметры характеристики турбины изменяются пропорционально увеличению плотности промывочной жидкости ρ_n, т. е.

$$\frac{N_1}{N_2}=\frac{M_1}{M_2}=\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}=\frac{\rho_{n1}}{\rho_{n2}}.$$

Частота вращения ротора турбины при увеличении плотности промывочной жидкости не изменяется.

Параметры характеристики турбины можно изменять с увеличением или уменьшением числа ступеней. При одном и том же расходе промывочной жидкости N, M и Δp пропорциональны числу ступеней турбины, а частота вращения турбины и число ступеней k связаны следующим соотношением:

$$\frac{n_1}{n_2}=\sqrt{\frac{k_2}{k_1}}.$$

Увеличение, например, числа ступеней турбины в 2 раза приведет к уменьшению частоты вращения ротора в 1,4 раза.

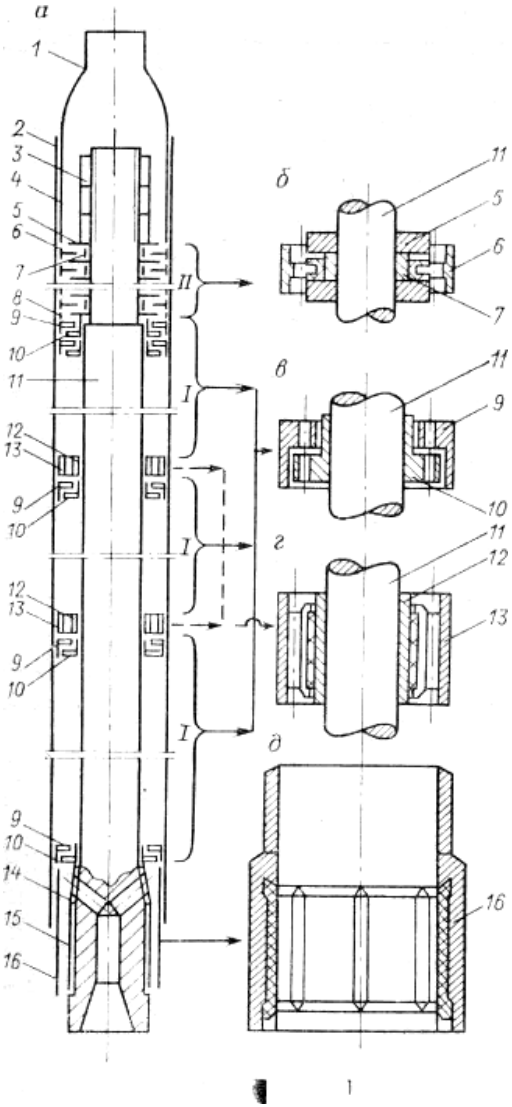


Рис. 49. Схема односекционного турбобура: *а – турбобур в сборе; б – одна ступень верхней упорно-радиальной опоры; в – одна ступень турбины; г – средняя опора; д – ниппель*

10.2. Конструктивные особенности турбобуров

Находят применение одно-, двух- и трехсекционные турбобуры с последовательным соединением секций и двух-, трехсекционные реактивно-турбинные агрегаты с параллельным соединением секций [9, 12].

Односекционные турбобуры типа Т12. Рассмотрим упрощенную схему устройства односекционного турбобура (рис. 49 и 50). Состоит односекционный турбобур из двух групп деталей – вращающихся и неподвижных. Вращающиеся детали надевают на вал *11* в описанной ниже последовательности. Сначала сверху надевают втулку нижней радиальной опоры *15,* кольцо-упор *14* с отверстиями для ввода промывочной жидкости вовнутрь вала и 33 ступени турбины *9, 10* (рис. 49 и рис. 50,*а*). Затем надевают втулку средней опоры *12* и среднюю опору *13* (рис. 49 и 50, *а*), 33 ступени турбины, вторую втулку средней опоры и среднюю опору и 34 ступени турбины.

На этом заканчивают сборку 100 ступеней турбины с двумя средними опорами.

После этого на вал надевают регулировочное кольцо *5*, диск пяты *5,* кольцо пяты *7* и нижний подпятник *6* (рис. 49 и 50, *в*). Затем надевают второй комплект деталей опоры: диск пяты, кольцо пяты, подпятник и т. д. Собрав 12 комплектов деталей опоры, навинчивают крепежные детали *3* – гайку до упора в верхний диск пяты 5, колпак и контргайку (рис. 49 и 50, *г*).

Навинчивание крепежных деталей осуществляют до заданной величины момента в целях обеспечения надежного прижатия друг к другу всех надетых на вал деталей и к кольцу-упору *14*.

После этого к корпусу турбобура *2* привинчивают переводник *1*, внутрь корпуса устанавливают распорную втулку *4* и вал с собранными деталями вставляют в корпус турбобура через его нижнюю часть.

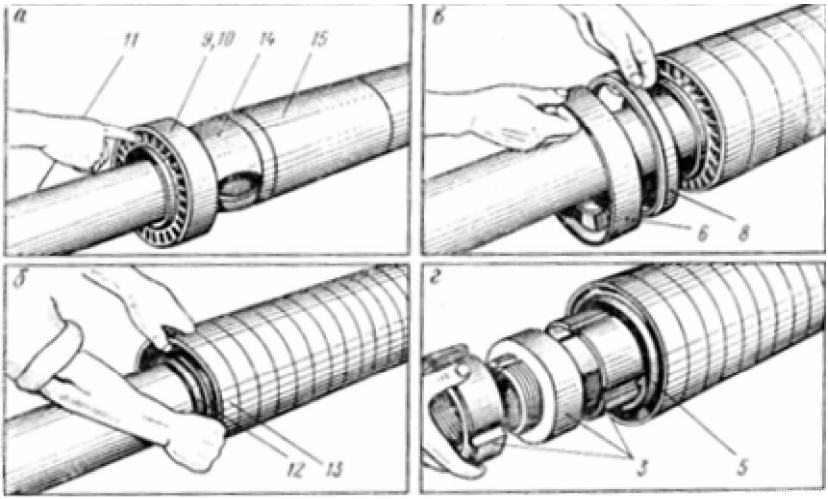


Рис. 50. Порядок сборки односекционного турбобура.
Номера позиций соответствуют рис. 49

Затем ниппель *16,* имеющий внутри резиновую облицовку, ввинчивают в корпус турбобура *2* и создают при этом заданную величину момента в целях надежного прижатия его торца к нижнему статору, всех статоров друг к другу и к средним опорам *13,* установленным между статорами, к регулировочному кольцу *8,* к нижнему подпятнику *6* и подпятников друг к другу, к распорной втулке *4* и к упору, имеющемуся в верхней части корпуса турбобура. Таким образом осуществляется жесткое фрикционное крепление всех вращающихся деталей, надетых на вал турбобура, и всех неподвижных деталей, установленных в корпусе турбобура.

Проследим путь промывочной жидкости. Из бурильной колонны промывочная жидкость попадает через переводник *1* в корпус турбобура. Затем, пройдя через отверстия в неподвижных подпятниках *6* (рис. 50, *б*), она поступает в первую турбину (рис. 50, *в*). Переходя из турбины в турбину и через отверстия в двух средних опорах (рис. 50, *г*), жидкость поступает внутрь вала турбобура по отверстиям, имеющимся в кольце-упоре *14* (см. рис. 50, *а*), а далее к долоту. Пройдя через отверстия в до-

лоте, жидкость омывает забой и, захватив обломки выбуренной породы, устремляется вверх к устью скважины по кольцевому затрубному пространству, т. е. по пространству между бурильной колонной и стенкой скважины.

В процессе работы турбобура вал его испытывает осевую нагрузку, складывающуюся из сил, направленных вниз (от перепада давления и веса врашающихся деталей) и вверх (от реакции забоя скважины).

Для восприятия осевой нагрузки в рассмотренном турбобуре служит так называемая гребенчатая пята, состоящая, как уже указывалось ранее, из 12 комплектов деталей, один из которых схематично показан на рис. 50, *б*. Одна из трех деталей каждого комплекта – подпятник *6 в* средней части комплекта. Он по внутреннему ободу облицован резиной. В зависимости от направления нагрузки диски пяты *5,* вращающиеся вместе с валом, верхними или нижними поверхностями опираются на резиновые облицовки подпятников и вместе с ними воспринимают осевую нагрузку.

В процессе работы турбобура вал его испытывает также радиальные нагрузки, для восприятия которых турбобур имеет четыре радиальные опоры.

Роль верхней радиальной опоры выполняют кольца пяты *7* и подпятники *6.* При вращении вала кольца пяты трутся о внутренние ободы подпятников, облицованных резиной, и тем самым передают ему радиальные нагрузки.

Средние опоры *13* (рис. 50), внутренние ободы которых облицованы резиной, воспринимают радиальные нагрузки, возникающие в средней части вала турбобура.

Нижней радиальной опорой является ниппель *16* (рис. 49, *д*), внутренняя поверхность которого также облицована резиной.

Односекционные турбобуры применяются при бурении вертикальных и наклонных скважин небольшой глубины. Если же при бурении наклонных скважин требуется осуществить интенсивное искривление, то применяются односекционные укороченные турбобуры с числом ступеней 30–60 и длиной около 3–4 м (обычные односекционные турбобуры имеют длину око-

ло 9 м). Конструктивно укороченные и типа Т12 турбобуры отличаются числом ступеней турбин и опор.

Двухсекционные турбобуры типа ТС и трехсекционные турбобуры типа ЗТС. Рост глубин скважин привел к необходимости создания более мощных турбобуров, что потребовало увеличения числа ступеней турбины и, следовательно, увеличения длины вала и корпуса турбобура. По технологическим условиям изготовления, эксплуатации, ремонта и транспортировки турбобуров увеличение длины валов и корпусов по сравнению с принятыми в односекционном турбобуре было признано нецелесообразным. Эта проблема была решена путем последовательного соединения двух-трех односекционных турбобуров. На рис. 51 показана нижняя часть верхней секции (1) и верхняя часть нижней секции (11) двухсекционного турбобура. Корпуса верхней и нижней секций турбобура соединяются переводниками *1* и *3,* а валы – конусно-шлицевыми полумуфтами *2* и *4.*

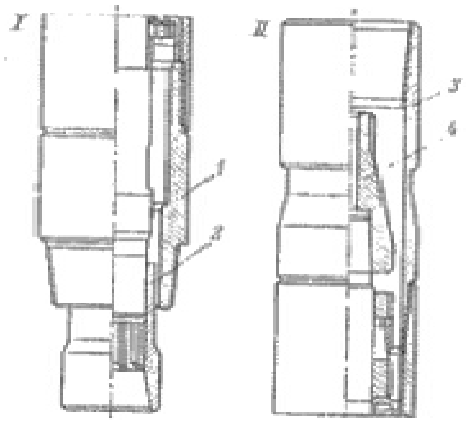
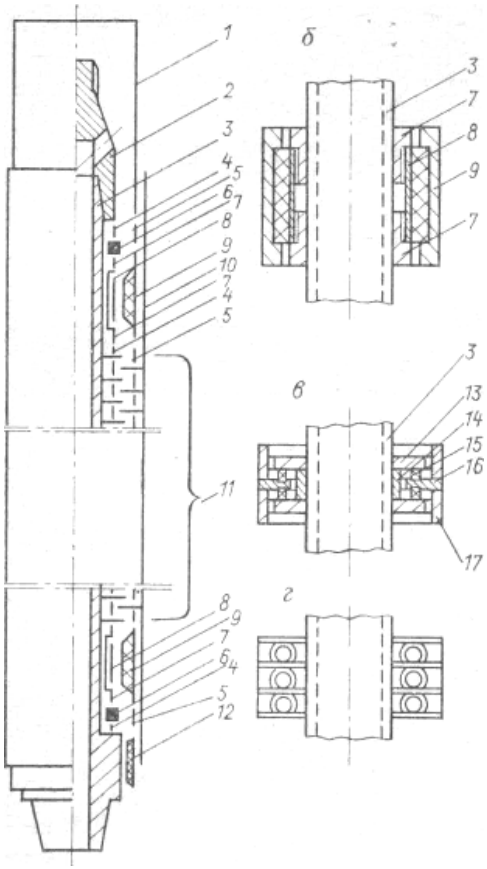


Рис. 51. Соединение верхней и нижней секции двухсекционного турбобура ТС:
1 и 3 – переводники; 2 и 4 – конусно-шлицевые полумуфты

Нижняя секция выполнена так, что она может использоваться самостоятельно. Отличается она от односекционного турбобура типа Т12 конструкцией верхней части вала, числом опорных комплектов (дисков пяты, подпятников, колец пяты) в верхней опоре и числом турбин (статоров, роторов). Число опорных комплектов в верхней опоре увеличено до 18–25, так как верхняя опора нижней секции предназначена для восприятия суммарных осевых нагрузок, возникающих в обеих секциях. Функции радиальных опор, как и у односекционного турбобура типа Т12, выполняют верхняя опора, две средние опоры и ниппель. Число турбин, расположенных между опорами, – 80–100.



Верхняя секция имеет верхнюю, одну–две средних и нижнюю радиальные опоры и, расположенные между ними, турбины (95–110 ступеней).

Рис. 52. Схема унифицированной секции шпинделя турбобура типа ЗТСШ1:
а – в сборе; б – средняя опора; в – осевая резинометаллическая опора; г – упорно-радиальная шаровая опора

Трехсекционные турбобуры типа ЗТС отличаются от двухсекционных типа ТС введением средней секции с радиальными опорами, между которыми установлены ступени турбины. Общее число ступеней турбин доведено в трех секциях до 350, что позволило значительно увеличить подводимую мощность к долоту и создать условия для бурения глубоких скважин турбинным способом.

Трехсекционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ. Многолетний опыт эксплуатации турбобуров типов Т12, ТС и ЗТС показал невозможность их применения с гидромониторными долотами по тем причинам, что через нижнюю радиальную опору (ниппель) даже при незначительном перепаде давления протекает 10–25 % промывочной жидкости.

Значительное уменьшение потерь промывочной жидкости и улучшение энергетических характеристик достигается в секционных турбобурах, нижняя секция у которых, названная шпинделем, укомплектована многорядной осевой опорой и радиальными опорами, а турбин не имеет.

Присоединяется секция-шпиндель к одной (при бурении неглубоких скважин), двум или трем последовательно соединенным турбинным секциям, конструкции которых аналогичны верхней секции турбобуров типа ТС. Принцип соединения турбинных секций друг с другом и присоединения к ним секции-шпинделя описан при рассмотрении турбобуров типа ТС (см. рис. 51).

На рис. 52, *а* приведена упрощенная схема шпинделя с резинометаллическими опорами, в котором осевые нагрузки воспринимают набор деталей из 25 комплектов опор 11. Каждый комплект (см. рис. 52, *в*) деталей в опоре, как и в турбобурах ранее рассмотренных типов, состоит из диска пяты *13,* подпятника *16* и кольца пяты *14.* Однако подпятники отверстий для прохождения промывочной жидкости не имеют и поэтому такие опоры названы непроточными. Отличаются они от подпятников ранее рассмотренных турбобуров и тем, что облицованы у них резиной *15* только верхняя и нижняя поверхности, и поэтому они воспринимают лишь осевые нагрузки.

Над комплектами осевых опор и под ними размещены непроточные радиальные опоры, каждая из которых (см. рис. 52, *а, б)* состоит из подкладных втулок *7*, втулки радиальной опоры *8* и радиальной опоры *9* с облицованной резиной внутренней поверхностью.

Над верхней и под нижней радиальными опорами имеются сальниковые уплотнения вала *6* (см. рис. 52, *а*).

Крепление всех деталей, надетых на полый вал шпинделя *3,* достигается навинчиванием на вал конусно-шлицевой полумуфты *2*. Последняя прижимает все детали друг к другу (регулировочные кольца *4,* подкладные втулки *7* и втулки радиальных опор *8,* диски пяты и кольца пяты) и к упору в нижней части вала шпинделя.

Все детали в корпусе *10* шпинделя крепятся при навинчивании ниппеля *12,* прижимающего при этом друг к другу регулировочные кольца *5,* средние опоры *9,* распорные втулки *17* и подпятники *16* (позиции *17* и *16* см. на рис. 52, *в)* к переводнику *1*.

Поток промывочной жидкости, пройдя турбинные секции, поступает в секцию-шпиндель, где основная его часть направляется во внутрь вала шпинделя и далее к долоту, а незначительная часть – к опорам шпинделя, смазывая трущиеся поверхности дисков пяты и подпятников, втулок средних опор и средних опор. Благодаря непроточной конструкции опор и наличию уплотнений вала, значительно уменьшены потери промывочной жидкости через зазор между валом шпинделя *3* и ниппелем *12*.

Совершенствование конструкций турбобуров

Один из этапов совершенствования секционных шпиндельных турбобуров – создание для них турбин специальной конструкции, изготовляемых методом точного литья (ТЛ). Применение таких турбин позволило несколько уменьшить частоту вращения вала турбобура и, следовательно, улучшить эксплуатационную характеристику шпиндельных турбобуров.

Дальнейшее совершенствование конструкции шпиндельных турбобуров ЗТСШ заключалось в разработке унифициро-

ванных турбобуров ЗТСШ1, у которых могут быть применены различные турбины и опоры, что позволило иметь турбобуры с различными характеристиками.

Для повышения эксплуатационной надежности унификацией предусмотрена установка в верхней части турбинных секций трех ступеней резинометаллической опоры, предотвращающей посадку ротора на статор при нарушении осевых зазоров в турбинах и в осевой опоре шпинделя.

Унификацией турбобуров также предусмотрена возможность применения шпинделя как с многоступенчатой резинометаллической опорой, рассмотренной выше, так и с многоступенчатой шаровой опорой с установкой различныхсальниковыхустройств, уменьшающих продвижение промывочной жидкости к ниппелю шпинделя.

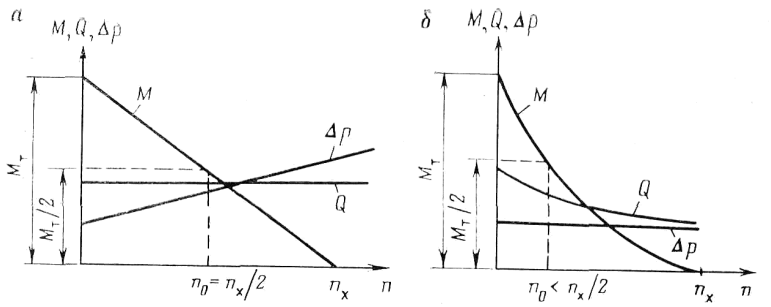


Рис. 53. Характеристика турбин с наклонной линией давления: *а – при постоянном расходе жидкости; б – при уменьшении расхода жидкости*

Применение шпинделя с шаровой опорой позволяет турбобуру воспринимать повышенные осевые нагрузки и с большей эффективностью работать при малых частотах вращения. Шпиндели комплектуются многоступенчатым упорно-радиальным шарикоподшипником (см. рис. 52, *г*) или упорным шарикоподшипником на резиновых амортизаторах.

Секционные турбобуры типов А, АШ и АГТШ. Все модификации этих турбобуров отличаются от рассмотренных выше

турбобуров применением турбин особой конструкции, позволяющих получать при постоянном расходе промывочной жидкости не постоянное значение перепада давления (см. рис. 48), а рост его при увеличении частоты вращения вала турбобура. Поэтому такие турбобуры называют турбобурами с наклонной линией давления (рис. 53, *а*).

При уменьшении же расхода промывочной жидкости через турбину можно получить постоянный перепад давления (рис. 53, *б*). Регулировать расход промывочной жидкости можно, применяя привод к буровым насосам с мягкой характеристикой (электродвигатель постоянного тока, дизель с турботрансформатором) или, например, редукционный клапан, устанавливаемый над турбобуром в переводнике специальной конструкции.

Однако в практике бурения находят большее применение турбобуры с наклонной линией давления, работающие при постоянном расходе жидкости.

Двухсекционные турбобуры типа А конструктивно выполнены так, что нижняя секция может применяться самостоятельно. Нижняя секция укомплектована многорядным упорно-радиальным шарикоподшипником, установленным ниже отверстия, через которое промывочная жидкость входит во внутрь вала секции. От промывочной жидкости опора защищена торцовым сальником.

Для восприятия радиальных нагрузок между турбинами установлены три-четыре однорядных шариковых подшипника.

Трехсекционные шпиндельные турбобуры типа АГТШ отличаются от турбобуров типа АШ наличием трех турбинных секций, в которых установлено 210–240 ступеней турбин с наклонной линией давления и 130–150 ступеней турбин, лопатки статоров и роторов у которых сконструированы так, что в них часть гидравлической мощности затрачивается на торможение вала турбобура. Изменяя соотношение числа ступеней рабочих турбин и турбин гидродинамического торможения, можно уменьшить частоту вращения вала (например, у турбобура АГТШ диаметром 195 мм при расходе промывочной жидкости 45 дм^3/с – в 1,7 раза по сравнению с турбобуром типа АШ такого диаметра).

Редукторные турбобуры типа ТР состоят из турбобура (например, ЗТСЩ или АГТШ), редуктора-вставки и шпинделя. Ведущий вал редуктора соединен с валом турбинной секции, а ведомый вал - с валом шпинделя. Частота вращения и крутящий момент вала турбобура передаются на ведущий вал редуктора, в котором при передаточном отношении, равном 3,67, на ведомый вал редуктора и на вал шпинделя передается уменьшенная часть вращения и увеличенный крутящий момент.

Редуктор размещен в маслонаполненной камере, защищенной от промывочной жидкости уплотнениями. Промывочная жидкость поступает в полый вал шпинделя по кольцевому зазору между корпусом маслонаполненной камеры и кожухом редуктора-вставки.

Применение, например, редуктора-вставки с турбобуром АГТШ диаметром 195 мм при расходе промывочной жидкости 30 дм^3/с позволяет уменьшить частоту вращения вала двигателя с 300 до 80 об/мин.

Турбобуры для бурения с отбором керна. На рис. 54 представлена упрощенная схема устройства колонкового турбобура типа КТДЗ, предназначенного для бурения с отбором керна. Отличается от описанного выше односекционного турбобура типа Т12 наличием не сплошного, а полого вала *5,* к которому через переводник *7* присоединяется бурильная головка *9.* Внутри полого вала размещается съемный керноприемник *4.* Верхняя часть керноприемника снабжена головкой с буртом для захвата его ловителем, а нижняя – кернорвателем, вмонтированным в переводник *8.* Для выхода промывочной жидкости, вытесняемой из керноприемника по мере заполнения его керном, вблизи верхней части керноприемника имеются радиально расположенные отверстия в его стенке, а несколько ниже их – клапанный узел *6.* Последний предотвращает попадание выбуренной породы внутрь керноприемника, когда он не заполняется керном, и в это время клапан закрыт.

Керноприемник подвешен на опоре *2,* установленной между переводником к бурильной колонне и распорной втулкой *3.* Под действием гидравлического усилия, возникающего от перепада давления в турбобуре и долоте, и сил собственного веса

керноприемник прижимается к опоре и во время работы турбобура не вращается.

Турбобур имеет осевую опору, состоящую из 10 комплектов резинометаллических подшипников трения с проточными подпятниками, 90 ступеней турбин и двух резинометаллических радиальных опор.

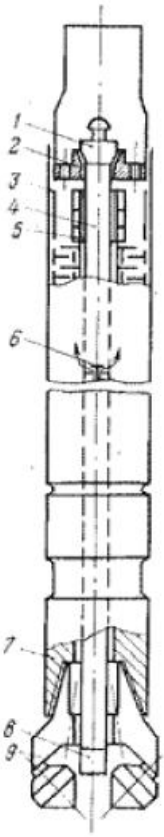


Рис. 54.
Схема односекционного колонкового турбобура

Другая модификация турбобура для бурения с отбором керна – колонковый турбобур типа КТД4, у которого осевая резинометаллическая опора смонтирована в нижней части вала, увеличены диаметр вала и число ступеней турбины. В результате турбобуры позволили отбирать керн большего диаметра с лучшими эксплуатационными показателями благодаря увеличению крутящего момента на его валу.

Наиболее удачна двухсекционная модификация колонкового турбобура КТД4С, конструктивно оформленного аналогично турбобуру типа ТС. Благодаря наличию двух секций, турбобуры позволяют отбирать керн длиной до 7 м (односекционные турбобуры до 4 м). Осевая многорядная резинометаллическая опора (30 комплектов с проточными подпятниками) расположена в нижней части вала нижней секции. Она имеет 124 ступени турбин, между которыми установлены 4 радиальных резинометаллических подшипника.

Валы двух секций соединяются с помощью полых конусно-шли-цевых полумуфт, а корпуса — с помощью переводников.

Верхняя секция колонкового турбобура имеет 167 ступеней турбин и 5 ра-

диальных резинометаллических опор, а нижняя – также комплект осевых резинометаллических подшипников.

Турбобуры для бурения наклонных скважин

Применение укороченных турбобуров типа Т12 позволяет получить высокие темпы набора кривизны. Однако применение их существенно снижает показатели бурения в связи с ухудшенными энергетическими параметрами турбобура.

Поэтому конструкторы искали пути создания таких забойных машин, при бурении с которыми достигались бы необходимые темпы искривления скважины и хорошие показатели работы долот.

Создано несколько конструкций турбобуров, наибольшего внимания из которых заслуживают шпиндельные турбобуры-отклонители типа ТО.

Турбобур-отклонитель состоит из турбинной секции (от турбобуров типа ТС или ЗТС) и укороченного шпинделя, укомплектованного в верхней части вала упорно-радиальной резинометаллической опорой с проточными подпятниками (16 комплектов) и резинометаллической радиальной опорой, установленной в нижней части вала шпинделя.

Корпуса турбинной секции и шпинделя соединены косым переводником, у которого резьба со стороны шпинделя нарезана под углом от 0°30'. Валы турбинной секции и шпинделя соединены кулачковой муфтой.

Другой модификацией является турбобур-отклонитель, унифицированный с турбобуром типа АШ.

В турбобуре-отклонителе этого типа корпуса турбинной секции и шпинделя также соединены косым переводником, а вал – кулачковой муфтой.

Реактивно-турбинные буры (РТБ) для бурения скважин большого диаметра. Верхние интервалы глубоких нефтяных и газовых скважин, имеющих диаметры 394–920 мм, целесообразно бурить с применением реактивно-турбинных буров, у которых два турбобура типа Т12 размещены параллельно и жестко соединены между собой.

Принцип работы РТБ следующий. При работе турбобуров агрегата два трехшарошечных долота, вращаемых валами тур-

бобуров, получают дополнительное переносное движение вокруг оси бура, вращающегося под действием либо только сил реакции забоя, либо сил реакции забоя и принудительного вращения бура с поверхности через бурильную колонну.

В результате сложного движения шарошек вокруг своих осей, осей долот и оси бура происходит эффективное разрушение породы.

Выбуренные частицы породы выносятся циркулирующим потоком жидкости, подаваемой в бурильную колонну и РТБ тремя буровыми насосами.

10.3. Винтовые забойные двигатели. Принцип действия и конструктивные особенности

Рабочим органом винтового забойного двигателя является винтовая пара статор *1* и ротор *2* (рис. 55, 56).

Статор представляет собой металлическую трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка (на рисунке не показана), имеющая 10 винтовых зубьев левого направления, обращенных к ротору.

Ротор выполнен из высоколегированной стали с девятью винтовыми зубьями левого направления и расположен относительно оси статора эксцентрично.

Правильно подобранное кинематическое отношение винтовой пары и применение соответствующего профилирования её зубьев обеспечивают при движении промывочной жидкости планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине. В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления, и осуществляется рабочий процесс двигателя.

Вращающий момент от ротора передается с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой *4* и радиальными резинометаллическими опорами *3*. К валу шпинделя *5* присоединяется долото *6*. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников.

Характеристика двигателя. Типичная характеристика винтового забойного двигателя при постоянном расходе промывочной жидкости представлена на рис. 57. Как видно из рис. 57, по мере роста момента M перепад давления в двигателе A_p увеличивается почти линейно, а частота вращения вала двигателя n снижается вначале незначительно, а при торможении – резко. Зависимости изменения мощности двигателя N и η (к.п.д.) от момента M имеют максимумы. Когда двигатель работает с максимальным η режим называют оптимальным, а с максимальной мощностью – экстремальным.

Увеличение нагрузки на долото после достижения экстремального режима работы двигателя приводит к торможению вала двигателя и к резкому ухудшению его характеристики.

Неэффективны и нагрузки на долото, при которых момент, развиваемый двигателем, меньше момента, обеспечивающего оптимальный режим его работы.

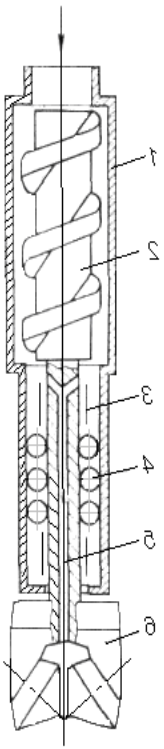


Рис. 56. Поперечное сечение статора *1* и ротора *2* винтового двигателя

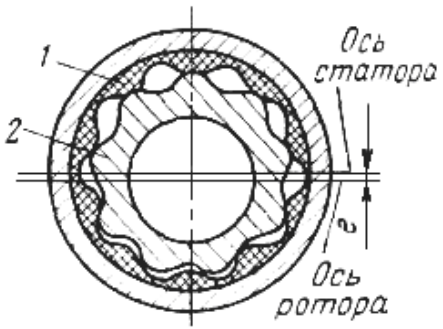


Рис. 55. Упрощенная схема винтового двигателя

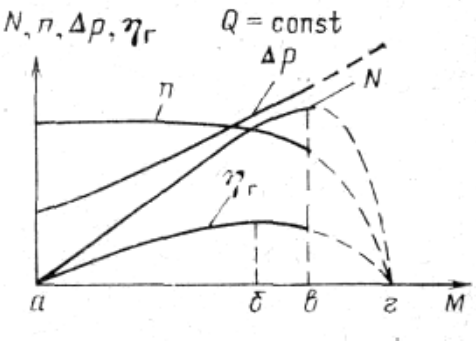


Рис. 57. Характеристика забойного винтового двигателя:
а – режим холостого хода (М=0; n=max); б – оптимальный режим ($\eta_Г$=max); в – экстремальный режим (N=max); г – тормозной режим (n=0; M=max)

Характер изменения *N, n,* Δp и η от момента *M* при любом расходе промывочной жидкости остается примерно одинаковым.

Значения *M, n* и Δp при увеличении *Q* растут почти линейно, η несколько уменьшается, а *N* возрастает по зависимости, близкой к квадратичной.

10.4. Электробуры

Электробур представляет собой герметизированный электродвигатель, к валу которого присоединяется долото. Питание электробура осуществляется с помощью отрезков кабеля, проложенных внутри бурильных труб. Такие трубы соединяются специальными замками. При завинчивании бурильных труб автоматически соединяется электрическая цепь. Поверхностное образование состоит из трансформатора мощностью 560/320 кВт, станции управления, пульта и специального вертлюга с кольцевым токопроводом.

Опытно-промышленное применение электробуров показало ряд преимуществ перед турбинным бурением.

Однако объемы его практического применение невелики. Существенным недостатком электробуров является значитель-

ная сложность токопровода и сложность работы электродвигателей малого диаметра с длинным валом в условиях больших гидравлических и механических нагрузок. Эти недостатки приводят к частым поломкам, которые очень тяжело устраняются.

Режим бурения электробурами имеет много общего с режимом роторного бурения.

Частота вращения долота равна 530–920 об/мин. Величина осевой нагрузки выбирается исходя из мощности электробура.

Для долот диаметром 190–295 мм она составляет 12–30 т.с. Количество промывочной жидкости определяется из скорости восходящего потока 0,6–0,8 м/с и диаметра скважины.

Конструктивные особенности и принцип действия. Электробур состоит (рис. 58) из электродвигателя, шпинделя и системы защиты этих механизмов от проникновения промывочной жидкости.

Электродвигатель представляет собой высоковольтную трехфазную асинхронную маслонаполненную машину с короткозамкнутым секционированным ротором. Монтируется он в трубных секциях *10,* соединенных друг с другом с помощью конической резьбы. Выходные концы обмоток, заложенных в пазах статора, присоединены к кабелю *1,* через который ток подводится к электродвигателю.

Ротор состоит из полого вала *4,* на котором размещены секции с короткозамкнутыми алюминиевыми «беличьими клетками». Между секциями установлены шариковые подшипники, несущие только радиальные нагрузки. Осевую нагрузку воспринимают опорные шариковые подшипники. Уплотнение обоих концов вала двигателя достигается при помощи нижнего и верхнего сальников *3.* Чтобы устранить проникновение в двигатель промывочной жидкости через сальники, давление масла в полости двигателя должно быть немного выше (на 0,2–0,3 МПа) давления промывочной жидкости, протекающей через полый вал электробура.

Для этого в верхней части корпуса электробура имеются три лубрикатора *2,* один из которых заполнен густым авиационным маслом и сообщается с верхним сальником, а два других заполнены трансформаторным маслом и связаны с полостью

двигателя. Сверху лубрикаторы открыты, и поэтому давление промывочной жидкости передается через поршни, имеющиеся в лубрикаторе, а избыточное давление создается специальными пружинами, подпирающими поршни. Помимо этого, лубрикаторы обеспечивают постоянное восполнение масла, теряемого через сальники, и регулируют давление в двигателе при нагреве масла. К нижней части двигателя присоединяется корпус шпинделя *9*, в котором в радиальных и упорном подшипниках смонтирован его полый вал *6*. В средней части шпинделя расположен лубрикатор с пружиной, которая создает избыточное давление масла в полости шпинделя и тем самым защищает подшипники от попадания на них промывочной жидкости. Защита полого шпинделя от промывочной жидкости снизу обеспечивается торцовым сальником *7*.

Валы двигателя и шпинделя соединены зубчатой муфтой *5*. Нижний конец вала шпинделя заканчивается резьбой под переводник *8* для присоединения долота.

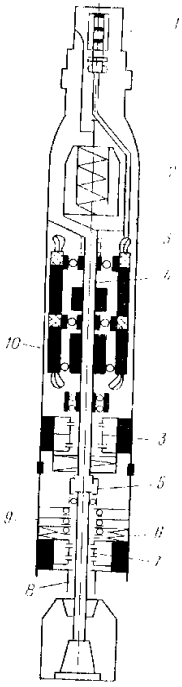
Характеристика двигателя электробура. На рис. 59 приведена типичная кривая изменения вращающего момента двигателя электробура *M* в зависимости от скольжения *5* при неизменном напряжении на зажимах двигателя. Как видно из рис. 59, за период пуска двигателя момент от пускового значения $M_{пуск}$ (при n=0) снижается до минимального M_{min}, затем с увеличением частоты вращения момент достигает максимального значения M_{max} и далее снижается до значения, равного моменту сопротивления на валу.

Рассчитывается двигатель для работы по $M_{пот}$, которому соответствует номинальная паспортная мощность двигателя.

Правая часть кривой от M_{max} называется рабочей зоной, а левая часть – пусковой зоной характеристики.

Система токоподвода

Схема размещения оборудования и приспособлений, обеспечивающих бурение скважин с электробуром, приведена на рис. 60.



Долото *1* с электробуром *2* спускают в скважину на бурильной колонне *3.* Электроэнергия к двигателю электробура подводится от силового трансформатора *14* по наружному кабелю *5,* подвешенному к буровому шлангу *6,* и по кабелю, смонтированному внутри бурильной колонны, составленной из бурильных труб с высаженными наружу концами. Третий провод, необходимый для питания трехфазного электродвигателя электробура, образует бурильная колонна. Для ввода кабеля внутрь бурильной колонны и создания непрерывной электрической линии, питающей электродвигатель как при вращающейся и перемещающейся в осевом направлении, так и при неподвижной бурильной колонне, предназначен токоприемник *8,* снабженный скользящими контактами. Токоприемник расположен между вертлюгом 7 и ведущей трубой *9.* Кабель внутри бурильной колонны смонтирован из секций, длина которых равна длине применяемых бурильных труб.

Рис. 58. Схема электробура

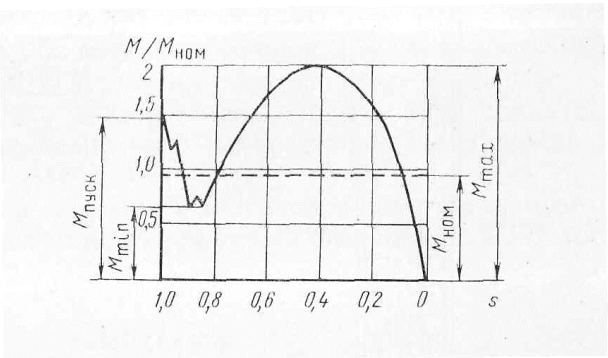


Рис. 59. Зависимость вращающего момента двигателя турбобура от скольжения *S*

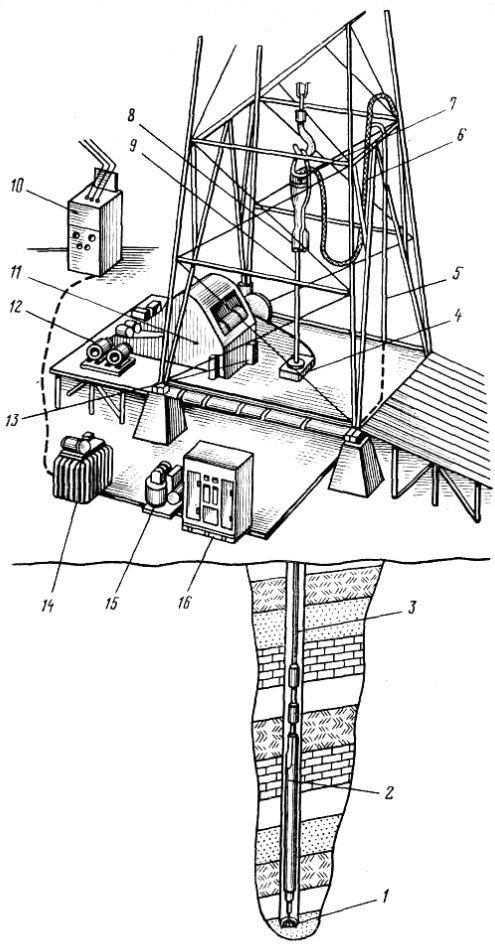


Рис. 60. Схема размещения оборудования и приспособлений для бурения с электробуром:

1 – долото; 2 – электробур; 3 – бурильная колонна; 4 – ротор; 5 – наружный неподвижный кабель; 6 – буровой шланг; 7 – вертлюг; 8 – токоприемник; 9 – ведущая труба; 10 – высоковольтный ящик; 11 – буровая лебедка; 12 – регулятор подачи долота; 13 – пульт управления электробуром; 14 – силовой трансформатор; 15 – высоковольтный выключатель; 16 – станция управления электробуром

Секция кабеля на одном конце имеет контактный стержень, а на другом – контактную муфту. Контактные муфта и стержень выполнены из резины, в которой завулканизированы медные контактные кольца с шинками. Шинки одним концом припаяны к контактному кольцу, а другим – к жилам кабеля. При свинчивании бурильных труб контактный стержень входит в контактную муфту и секции кабеля соединяются.

Контрольные вопросы:

1) Достоинства винтовых забойных двигателей.
2) Забойный двигатель электробур.
3) Рабочий процесс элетробура.
4) Составные части винтового забойного двигателя.
5) Элементы ступени турбины.
6) Параметры работы турбины турбобура.
7) Изменение мощности турбины турбобура с увеличением количества прокачиваемой жидкости.
8) Изменение основных параметров характеристики турбины при изменении плотности промывочной жидкости.
9) Уменьшение частоты вращения турбины.
10) Разновидности турбобуров.
11) Преимущества турбобуров ТСШ по сравнению с турбобурами ТС.
12) Рабочий процесс турбобура.
13) Экстремальный режим работы турбобура.
14) Достоинства турбобуров А, АГТШ, ТР.
15) Турбобуры с наклонной линией давления.
16) Отбор керна при турбинном бурении.
17) Конструктивные отличия турбобуров ТО.

11. БУРЕНИЕ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ СО СЪЁМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

Рост производительности буровых работ во многом зависит от уменьшения затрат времени на спускоподъёмные операции.

Развитие техники и технологии алмазного бурения позволяет достигать значительной стойкости породоразрушающего инструмента. Однако длина рейса ограничивается некоторыми факторами и она, в ряде случаев, значительно ниже, чем проходка, обеспечиваемая стойкостью коронки. К таким факторам относится ограничение длины рейса длиной колонковой трубы.

Одним из существенных способов уменьшения времени на спускоподъемные операции (СПО) является бурение снарядами со съёмными керноприёмниками. В глубоком вращательном бурении бурение снарядами со съемными керноприемниками известно давно. Этому способствовало применение инструментов большого диаметра.

Для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые такие снаряды были созданы в 1953 г. американской фирмой «Лонгир». Снаряд размером № X (76,2) был испытан при разведке угольных полей и при бурении нефтяных скважин глубиной от 100 до 1400 м.

В СССР бурение снарядами со съёмными керноприёмниками было осуществлено в 1963–1964 гг. в УССР. В этот же период кафедра разведочного бурения Московского геологоразведочного института совместно с СКБ Министерства геологии СССР разработала и испытала в Актюбинской ГРЭ съёмные керноприёмники ССК-3М с бурильными трубами диаметра 73 мм.

В 1964–1965 гг. этими снарядами со съемным керноприемником было пробурено около 4500 м. При этом производительность поднялась на 25–30 %, однако снизить стоимость бурения не удалось из-за больших затрат на изготовление оборудования и его недостаточность и прочность, особенно, бурильных труб.

С 1966 г. были начаты систематические работы по созданию специальной бурильной колонны для алмазного бурения со съёмными керноприемниками.

Всесоюзным научно-исследовательским институтом техники разведки (ВИТР) совместно с Северо-западным территориальным геологическим управлением Министерства геологии Казахстана был разработан комплекс технологических средств для алмазного бурения со съёмными керноприемниками.

Комплект ССК применяется при бурении скважин глубиной до 1200 м в слабо трещиноватых породах.

В колонковый набор ССК входят следующие составные части: наружная колонковая труба, внутренняя труба, опорное кольцо, стабилизатор, специальный переходник, переходник на бурильные трубы.

Нижняя часть трубы центрирована с помощью стабилизатора, представляющего собой бронзовый подшипник скольжения. Он размещен в цилиндрическом проточном расширении.

К керноприёмной трубе снизу присоединен кернорватель, состоящий из корпуса и кернорвательного кольца. Корпус кернорвателя имеет коническую проточку по внутреннему диаметру под углом $2^0\ 30'$.

Верхняя часть внутренней трубы соединяется с подшипниковым узлом, который исключает вращение керноприёмной трубы в процессе бурения и обеспечивает сохранность керна от разрушения. Это благодаря наличию двух подшипников на поджимающих пружинах. Верхняя резьбовая часть соединяется с удлинителем.

Вворачивая или выворачивая из удлинителя, кернорватель можно удалить или приблизить к алмазной коронке, устанавливая положенный зазор между ними.

В продольном пазу удлинений на оси размещены защёлки, разжимаемые пружинами. На верхнюю часть удлинителя надета втулка, соединенная с удлинительным пальцем, свободно перемещающийся в пределах овального паза.

В рабочем положении съёмный керноприёмник опирается на опорное кольцо, размещённое на специализированном углублении керноподъёмника.

Две резиновые манжеты предназначены для сигнализации заполнения керноприёмной трубы керном или при самозаклинивании керна. Так, например, при самозаклинивании керна

керноприёмная труба прекращает поступательное движение, сжимая манжеты и перекрывая зазоры для прохода жидкости. Наружная труба продолжает опускаться вниз.

При бурении со съёмными керноприёмниками применяемые бурильные трубы отличаются от используемых при обычном алмазном бурении.

Колонна бурильных труб для ССК является гладкоствольным по наружному и внутреннему диаметрам в связи с необходимостью свободного перемещения керноприёмника. Отличительной особенностью резьбовых соединений бурильных труб является наличие двух поверхностей А и Б, что позволяет обеспечить сопротивление упорных поверхностей и напряжение витков резьбы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение снарядов со съемными керноприемниками.
2. Составные части колонкового набора ССК.
3. Назначение резиновых манжет в снарядах со съемными керноприемниками.
4. Особенности бурильных труб для ССК.

12. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТАНОВКАХ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В АКВАТОРИЯХ

Для бурения скважин в акваториях применяют различные крупноблочные основания, плавучие буровые установки и буровые суда.

Крупноблочные основания предназначены для монтажа буровой установки и бытовых помещений. На рис. 61 приведен один из вариантов такого основания. Оно состоит из опорных блоков *1*, секций-ферм *3* и пешеходного моста *2*.

Опорные блоки представляют собой пространственные конструкции, состоящие из телескопических опорных стоек с башмаками, связанных фермами, распорками. Устанавливают их на дно моря при помощи кранового судна. Горизонтальное расположение всех блоков обеспечивается телескопическими опорными стойками.

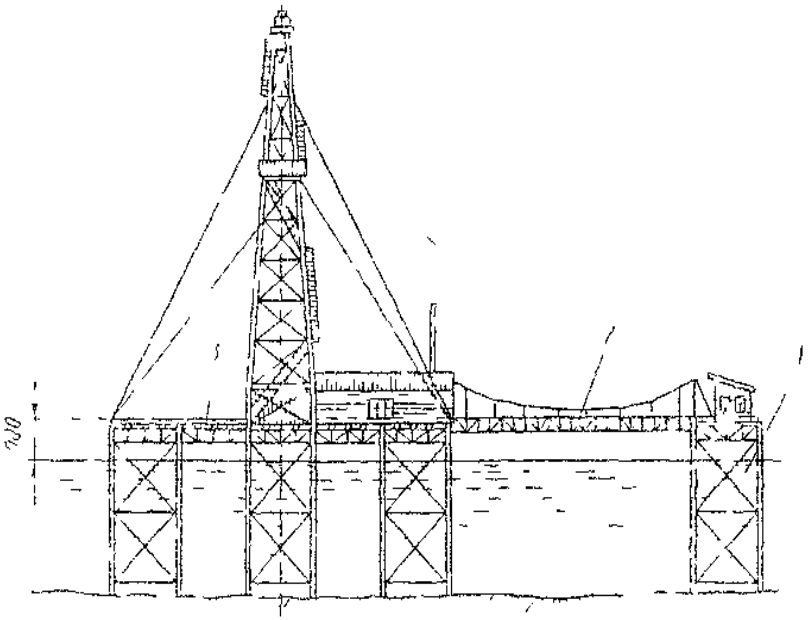


Рис. 61. Буровая установка, смонтированная на металлическом основании

После установки блоков специальным буровым агрегатом в каждую стойку на бурильной колонне спускают долото и в дне моря забуривают скважину. Затем на канате во все стойки спускают патрубки с таким расчетом, чтобы они вошли в скважины.

Пространство между патрубками и стойками заливают цементным раствором, чем достигается надежная связь блоков с грунтом дна моря. Образуемые таким путем буровые основания, связываются эстакадами, основания под которые сооружаются аналогично описанным.

Буровое оборудование размещается на эстакадных площадках так же как и на суше, но более компактно. Для укрытия оборудования и защиты работников буровой бригады от дождя, снега, ветра строят помещение, примыкающее к вышке, для отдыха бригады отводят специальное помещение.

Плавучая буровая установка (ПБУ) самоподъемного не самоходного типа (рис. 62) состоит из прямоугольного металлического понтона *1*, опирающегося в рабочем положении на четыре расположенных по углам опорные колонны *8*. Выполнены колонны в виде решетчатых ферм квадратного сечения длиной 100 м. По углам ферм имеются рейки для механизма подъема, расстояние между которыми 35,4 м. В рабочем положении колонны своими башмаками *9* вдавливаются в грунт на глубину до 15 м. Понтон при этом в зависимости от волнения моря устанавливают над поверхностью воды на расстоянии 6–12 м. При необходимости перемещения установки на другое место опорные колонны поднимают механическими или гидравлическими подъемниками.

На палубе ПБУ по двум рельсам передвигается портал *2* размером 18х16 м, на котором смонтированы вышка *3* высотой 53 м и подъемное оборудование. Перемещение портала позволяет бурить три скважины с одного положения установки.

Для выполнения грузовых работ на палубе ПБУ смонтированы два полноповоротных крана *4*. В центре палубы размещены стеллажи для бурильных и обсадных труб. В носовой части палубы расположена четырехъярусная рубка с жилыми помещениями, столовой, прачечной, душевой, комнатой отдыха, туалетом. В рубке также размещены пульт управления подъ-

емом колонн, лаборатория, геофизическая станция. Для посадки и высадки людей имеется подвесная люлька на шесть человек и оборудованная вертолетная площадка 5 размером 25х25 м.

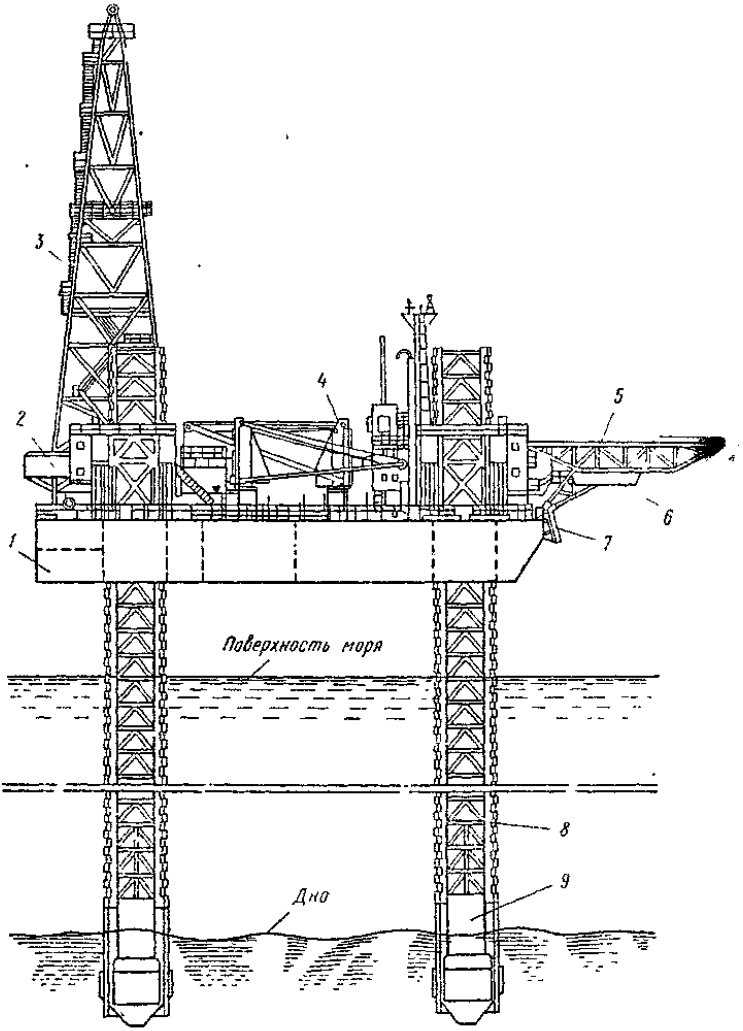


Рис. 62. Плавучая буровая установка с четырьмя опорными колоннами

Под вертикальной площадкой подвешено специальное устройство, в котором размещены шесть надувных спасательных плотов и две моторные лодки. Установка имеет якорное устройство *7*, используемое в аварийных случаях.

ПБУ применяют главным образом для бурения разведочных скважин глубиной 6000 м и более. Верхняя часть кондуктора бурящейся скважины и её устье расположены выше уровня моря. Если скважина окажется продуктивной, то строят стационарную площадку-эстакаду на металлических фермах для дальнейшей эксплуатации скважины, а ПБУ перевозят на новую точку.

Буровое судно (БС) применяют для бурения разведочных и эксплуатационных скважин при глубине моря 150 м и более. Буровое судно закрепляется над устьем якорной системой. Устье скважины монтируют на дне моря с установкой на нем противовыбросового оборудования, управляемого автоматически с БС. Устье скважины связано с БС телескопической водоотделяющей колонной.

Применяются и полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ), у которых корпус погружается под воду и понтон в этом случае служит для поддержания ППБУ на плаву. Во время транспортировки ППБУ плавает на понтонах с минимальным балластом. На точке бурения отсеки понтона заполняются балластом (водой) и ППБУ погружается на заданную глубину. Понтоны в рабочем положении находятся под водой, а рабочая площадка находится над водой вне зоны волнового действия.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от бурения скважин на суше. Вместе с тем бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (самоподъемных плавучих буровых установок, буровых судов, полупогружных плавучих установок) во время проводки скважины, имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных пере-

мещений бурильной колонны между талевым блоком и крюком устанавливается специальное устройство – компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством – водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при переходе с оконченной бурением скважины на новую точку.

Циркуляционная система промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняется закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы из-за качки затруднено.

При бурении морских нефтяных и газовых скважин, как правило, применяют комплекс механизмов для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций. Особенность работы механизмов АСП на буровых установках, находящихся на плаву, прежде всего, связана с качкой плавучего бурового средства. Возникает необходимость в участии дополнительных механизмов: компенсаторов вертикальных перемещений, нижнего захвата, нижнего магазина и др.

Контрольные вопросы:

1) Разновидности стационарных и подвижных установок для бурения на море.

2) Применение подводного устьевого оборудования.

3) Составные части плавучей буровой установки.

4) Проблемы, с которыми приходится сталкиваться при разведке и разработке морских нефтегазовых месторождений.

13. БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ, РЕЖИМ БУРЕНИЯ

При глубоком бурении основным породоразрушающим инструментом является долото.

По характеру разрушения породы различают долота режущего и дробящего действия. К долотам режущего действия относятся лопастные долота и алмазные долота. К долотам дробящего действия относится шарошечные долота. По назначению долота бывают для сплошного разрушения забоя и колонковые для отбора керна.

Для бурения мягких пород применяются лопастные долота. Изготавливают долота двухлопастные диаметром от 76 до 705 мм и трехлопастные диаметром от 118 до 445 мм (рис. 63). Для увеличения износоустойчивости лопастных долот рабочие кромки лопастей армируются твердыми сплавами.

Долота типа ДИР (долота истирающее-режущего типа) имеют шесть лопастей, армированных цилиндрическими зубьями из сплава ВК8-В (рис. 64).

Шарошечные долота бывают одно-, двух- и трехшарошечными (рис. 65). Для бурения с отбором керна применяют колонковые четырехшарошечные долота.

В зависимости от свойств пород применяются долота различных типов. Долота типа М и МС предназначены для мягких и пластичных пород. Долота типа С для пластичных мягких пород с пропластками пород средней твердости и твердых. Долота типа СТ – для плотных хрупкопластичных пород средней твердости. Долота типа Т – для хрупкопластичных твердых пород. Долота типов ТК и ОТК – для хрупких твердых пород, перемежающихся с крепкими пропластками. Долота К и ОК – для крепких и особо крепких хрупких высокоабразивных пород.

Для бурения пород мягкой и средней твердости применяются шарошечные гидромониторные долота, промывочные отверстия которых снабжены специальными металлокремическими наседками – соплами, позволяющими вывести строю промывочной жидкости прямо на забой скоростью до 60–120 м/с. Для бурения крепких пород, в которых эффективность применения шарошечных долот снижается, используются

алмазные долота, армированные крупными алмазами от 0,1 до 0,35 карат.

Бурение с отбором керна осуществляется колонковыми долотами (рис. 66), в состав которых входит шарошечная бурголовка и извлекаемый керноприемник.

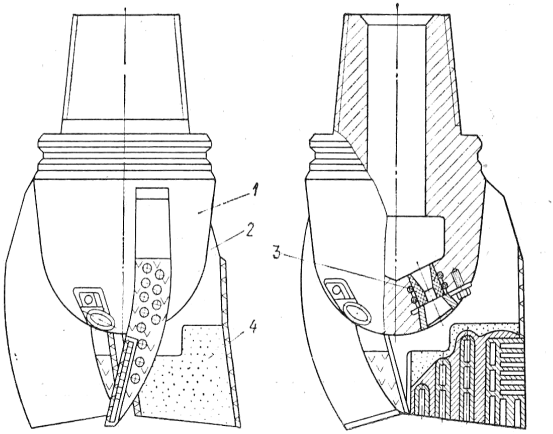


Рис. 63. Трехлопастное долото:
1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – промывочные отверстия;
4 – твердосплавные резцы.

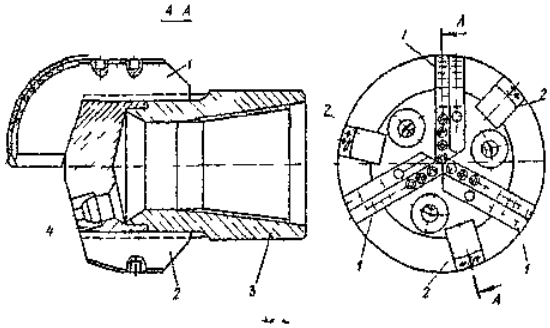


Рис. 64. Шестилопастное долото ИСМ

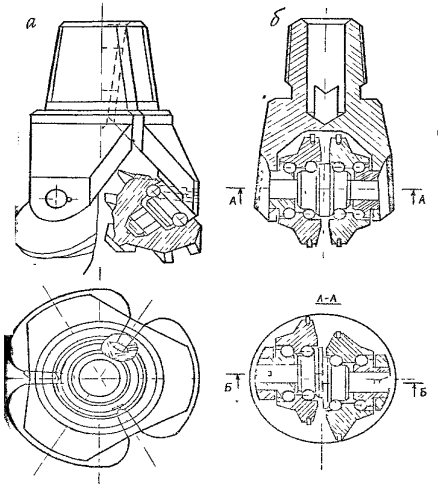


Рис. 65. Шарошечное долото: *а – трехшарошечное долото типа Т; б – дисковое долото ЗД-76 С*

13.1. Породоразрушающие инструменты

По назначению все буровые долота можно разделить также на три группы: для бурения без отбора керна, для бурения с отбором керна, специального назначения.

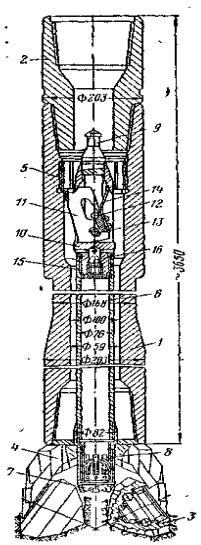
По принципу разрушения породы все буровые долота можно классифицировать следующим образом:

- долота режуще-скалывающего действия, предназначенные для разбуривания вязких и пластичных пород небольшой твердости (вязких глин, малопрочных глинистых сланцев и др.) и малой абразивности;

- долота дробяще-скалывающего действия, предназначенные для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород;

- долота режуще-истирающего действия, предназначенные для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

По конструктивному исполнению буровые долота делятся на лопастные, шарошечные, алмазные и твердосплавные.



При бурении нефтяных и газовых скважин применяют лопастные долота двух разновидностей: разрушающие горную породу по принципам резания и истирания. Долота ЗЛ (рис. 67) состоят из корпуса *1*, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к бурильной колонне, и трех приваренных к корпусу долота лопастей *2,* расположенных по отношению друг к другу под углом 120°. Для направления промывочной жидкости к забою долото снабжено промывочными отверстиями *3,* расположенными между лопастями.

Долота ЗЛ предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и для бурения в неабразивных мягких породах с пропластками неабразивных пород средней твердости (тип МС).

Рис. 66. Колонковое шарошечное долото со съемным керноприемником:
1 – корпус; 2 – переводник; 3 – шарошка; 4 – бурильная головка; 5– ведущее кольцо; 6 – съемный кериоприемник; 7 – фрезер; 8 – кернорватель; 9 – головка запорного механизма; 10 – корпус запорного механизма; 11 – защелка; 12 – верхний палец; 13 – нижний палец; 14 – пружина; 15 – седло; 16 – клапан

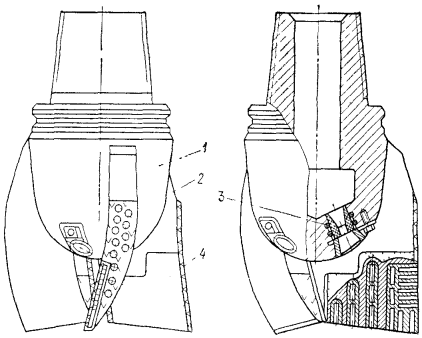


Рис. 67. Трехлопастное долото ЗЛ

Все скважины, бурящиеся с целью геологического исследования района, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, по назначению подразделяются на опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные и специальные.

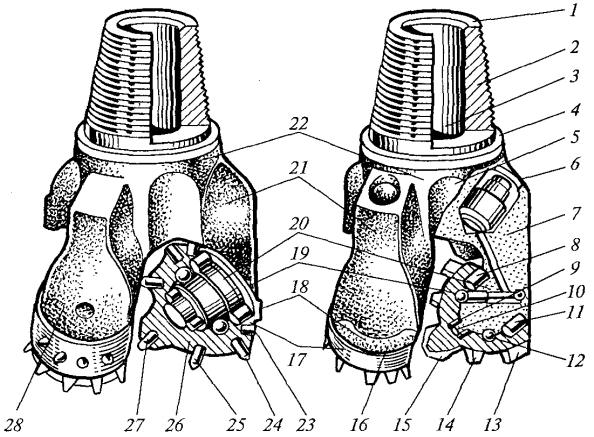


Рис. 68. Устройство трехшарошечных долот:
1 – торец присоединительного ниппеля; 2 – присоединительный ниппель с замковой резьбой; 3 – внутренняя полость присоединительного ниппеля; 4 – упорный уступ долота; 5 – резервуар для размещения смазки; 6 – система компенсации давления смазочного материала; 7 – лапа; 8 – периферийный роликовый радиальный подшипник качения; 9 – концевой радиальный подшипник скольжения; 10 – концевой упорный подшипник скольжения; 11 – герметизирующий элемент; 12 – средний шариковый радиально-упорный подшипник качения; 13 – фрезерованный зуб периферийного венца; 14 – фрезерованный зуб среднего венца; 15 – фрезерованный зуб вершины шарошки; 16 – наплавка зерновым твердым сплавом; 17 – шарошка; 18 – козырек лапы; 19 – замковый палец; 20 – цапфа лапы; 21 – спинка лапы; 22 – корпус долота; 23 – твердосплавный зубок, запрессованный в тыльный корпус шарошки; 24 – твердосплавный зубок периферийного венца шарошки; 25 – твердосплавный зубок среднего венца шарошки; 26 – концевой роликовый подшипник скольжения; 27 – твердосплавный зубок вершины шарошки; 28 – твердосплавный зубок, запрессованный в козырек лапы

Несмотря на то, что в практике бурения нефтяных и газовых скважин применяли долота с одной, двумя, тремя, четырьмя и даже шестью шарошками, самыми распространенными были и остаются трехшарошечные долота и в небольших количествах в настоящее время применяют одношарошечные долота.

ГОСТ 20692-75 «Долота шарошечные» предусматривает выпуск шарошечных долот диаметром от 46 до 508 мм для бурения в породах различных механических и абразивных свойств.

В соответствии с ГОСТ 20692-75 шарошечные долота изготовляются трех видов: одношарошечные – I, двухшарошечные – II и трехшарошечные – III. Трехшарошечные долота получили наибольшее распространение (рис. 68). По расположению и конструкции промывочных или продувных каналов долота изготовляются: с центральной промывкой – Ц, боковой гидромониторной промывкой – Г, центральной продувкой – П, боковой продувкой – ПГ.

Опоры шарошек изготовляются на подшипниках качения – В, одном подшипнике скольжения (остальные – подшипники качения) – Н, одном подшипнике скольжения с герметизацией уплотнительными кольцами и резервуарами для смазки – НУ, двух подшипниках скольжения и более с герметизацией – АУ.

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

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

Алмазные долота предназначены для разрушения резанием и истиранием неабразивных пород средней твердости и твердых. Учитывая высокую стоимость алмазных долот, целесообразно их применять на больших глубинах (более 3000 м), так как они обеспечивают значительную проходку на долото и сокращают затрату времени на спускоподъемные работы.

Наряду с алмазными широко применяются твердосплавные долота, контактные секторы которых укреплены твердыми сплавами. Хорошие результаты, особенно при бурении с забойными двигателями в неабразивных породах средней твердости, дают долота, армированные зернистым твердым сплавам и зубцами, выполненными из твердого сплава славутич.

13.2. Бурильные трубы и соединительные муфты

Существуют стальные бурильные трубы следующих типов: с высаженными концами, с высаженными концами и коническими стабилизирующими поясками, с приваренными соединительными концами (рис. 69) [15, 4]. Кроме стальных труб, изготовляют бурильные из алюминиевых сплавов. Конструктивные особенности бурильных труб типов 1 и 2 и соединительных муфт к ним приведены на рис. 69, *а* и *б*, а типов 3 и 4 – на рис. 69, *в* и *г*. Выпуск соединительных муфт для бурильных труб типов 3 и 4 стандартом не предусматривается. Трубы типов 1 и 2 длиной 6 и 8 м поставляются с муфтами, закрепленными на муфтонаверточном станке после предварительной смазки резьбы, а длиной 11,5 м – без муфты. Допускается поставка труб длиной 6 и 8 м без муфт.

В соответствии с ГОСТ 631-75 выпускаются стальные бесшовные бурильные трубы с высаженными концами следующих типов:

1 – с высаженными внутрь концами и соединительными муфтами к ним;

2 – с высаженными наружу концами и соединительными муфтами к ним;

3 – с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

4 – с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками.

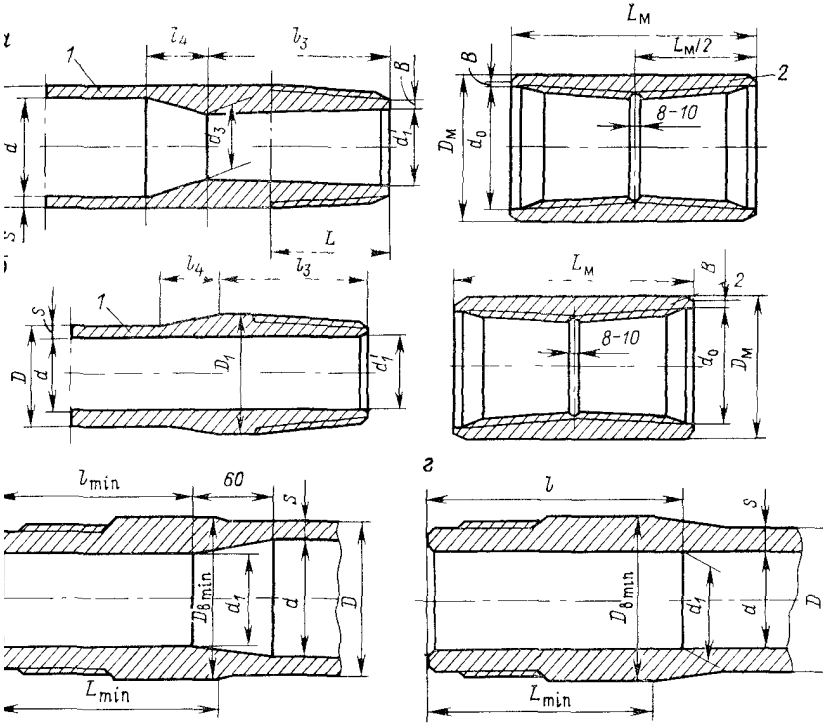


Рис. 69. Бурильные трубы с высаженными внутрь (*а*) и наружу *(б)* концами и соединительные муфты к ним, с высаженными внутрь *(в)* и наружу (*г*) концами и коническими стабилизирующими поясками

Условные диаметры труб и длины труб

Тип труб	Условный диаметр труб», мм	Длина труб, м
1	60, 73, 89, 102	6, 8, 11,5
	114, 127, 140, 168	11,5
2	60, 73, 89, 102	6, 8, 11,5
	114, 140	11,5
3	89, 102	6, 8, 11,5
	114, 127, 140	11,5
4	73, 89, 102	6, 8, 11,5
	114	11,5

Бурильные замки

В бурильной колонне основными соединительными элементами являются бурильные замки.

Для соединения бурильных труб с высаженными внутрь концами (тип 1) имеются бурильные замки двух типов:

ЗН – с диаметром проходного отверстия, значительно меньшим диаметра проходного отверстия высаженных внутрь концов бурильных труб;

ЗШ – с диаметром проходного отверстия, близким к диаметру проходного отверстия высаженных внутрь концов бурильных труб.

Значительное сужение проходного отверстия в бурильных замках ЗН сильно увеличивает потери давления при циркуляции промывочной жидкости. Поэтому такие бурильные замки находят применение только при роторном способе бурения.

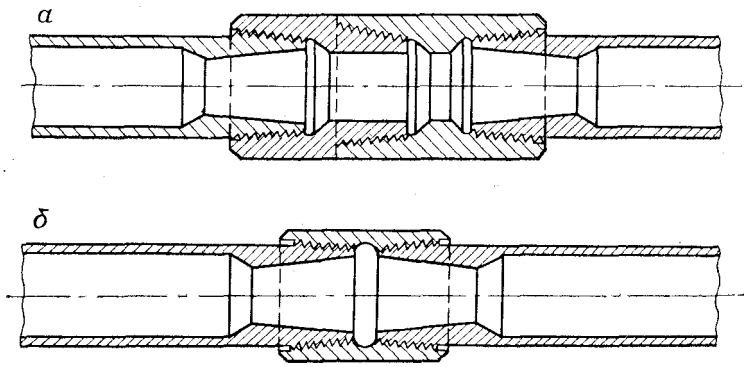


Рис. 70. Соединение бурильных труб с высаженными концами

Для соединения бурильных труб с высаженными наружу концами (тип 2) созданы бурильные замки с увеличенным диаметром проходного отверстия (типа ЗУ), создающие благоприятные условия бурения роторным способом и с забойными двигателями (турбобуром, винтовым двигателем).

Каждый из рассмотренных типов бурильных замков, состоящих из ниппеля и муфты, имеет свои размеры, однако внешне они похожи друг на друга (рис. 71).

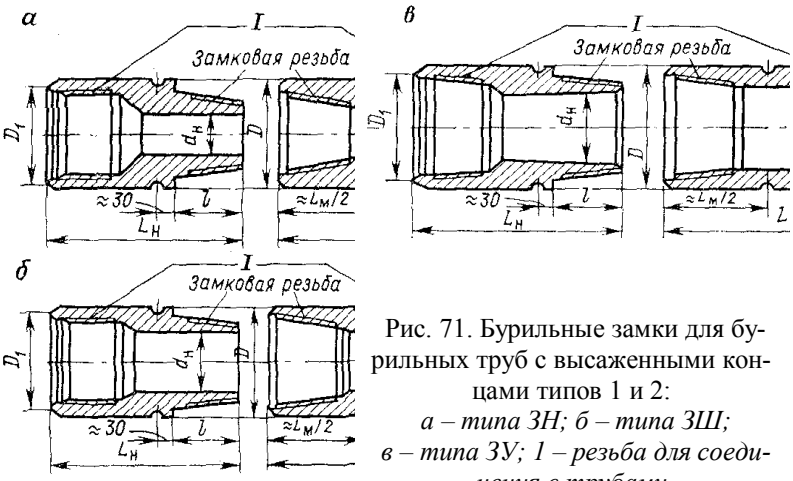


Рис. 71. Бурильные замки для бурильных труб с высаженными концами типов 1 и 2:
а – типа ЗН; б – типа ЗШ;
в – типа ЗУ; 1 – резьба для соединения с трубами

Ниппель и муфта бурильного замка соединяются при помощи конической крупной резьбы треугольного профиля, получившей название замковой, а присоединение этих деталей к бурильным трубам осуществляется посредством конической мелкой трубной резьбы, рассмотренной выше.

Крупная замковая резьба со значительной конусностью позволяет многократно свинчивать и развинчивать свечи с незначительной затратой времени.

Трубы с приваренными соединительными концами имеют равнопроходной канал по длине трубы. Для них изготовляют трубные заготовки из стали групп прочности Д и Е, а специальные замки из стали марки 40ХН ($\sigma_т$=735 МПа). Трубы выпускаются с особыми техническими условиями длиной 12 м с условными диаметрами 114 и 127 мм. Применяют трубы типа ТБПВ при турбинном и роторном способах бурения.

Алюминиевые бурильные трубы с внутренними концевыми утолщениями выпускаются по ГОСТ 23789-79 в двух вари-

антах, аналогичных по конструкции стальным бурильным трубам с высаженными внутрь концами типов *1* и *3*.

В первом варианте на утолщенных концах труб нарезается коническая трубная резьба треугольного профиля, а во втором – коническая трубная трапецеидальная резьба с коническим стабилизирующим пояском.

Для первого варианта АБТ созданы стальные бурильные замки типа ЗЛ, а для второго – типа ЗЛК. Изготовляют бурильные замки из стали марки 40ХН ($\sigma_т$=735 МПа).

Предусмотрено изготовление АБТ обоих вариантов длиной 9 и 12 м диаметрами 114, 129, 147 мм.

Для изготовления АБТ применяется дюраль Д16 (сплав из системы Al–Cu–Mg), упрочняемый термообработкой и поэтому получивший шифр Д16Т.

Сплав Д16Т имеет следующие физико-механические свойства: плотность 2780 кг/м^3, предел текучести 330 МПа, предел прочности при растяжении 470 МПа, относительное удлинение 12–14 %.

13.3. Условия работы бурильной колонны

В целях улучшения условий эксплуатации бурильной колонны, оказывающих влияние на темпы и качество строительства скважины, предусматривается применение в бурильной колонне фильтра, обратного клапану, а на ней – предохранительных колец, калибраторов, центраторов, стабилизаторов.

Фильтр служит для очистки промывочной жидкости от примесей, попавших в циркуляционную систему. Устанавливается фильтр внутри бурильной колонны между ведущей и бурильной трубами.

Обратный клапан устанавливают в верхней части бурильной колонны для предотвращения выброса промывочной жидкости.

Предохранительные кольца монтируют на бурильной колонне для защиты от износа кондуктора, промежуточной обсадной колонны, бурильных труб и их соединительных элементов в процессе бурения и спускоподъемных операций. Применяют резиновые и резинометаллические протекторные кольца.

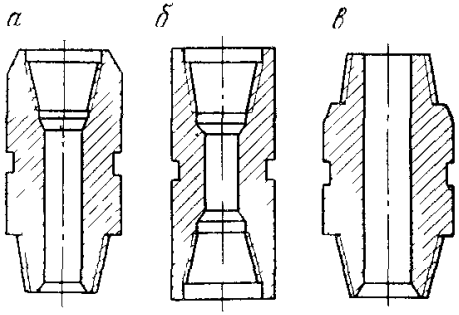


Рис. 72. Переводники:
а – переходные или предохранительные (ПП); б – муфтовые (ПМ); в – ниппельные (ПН)

Калибраторы, центраторы, стабилизаторы в различном сочетании их числа и типов устанавливают в нижней части бурильной колонны для уменьшения темпов самопроизвольного искривления вертикальных скважин, а также для увеличения или уменьшения темпов искривления наклонных скважин.

Калибраторы служат для выравнивания стенки скважины и устанавливаются непосредственно над долотом. Заслуживают внимания шарошечные калибраторы с фрезерованными зубцами на шарошках (рис. 73, *а*) или с твердосплавными вставками на шарошке в одношарошечном калибраторе (рис. 73, *б*).

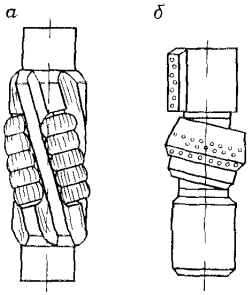


Рис. 73. Калибраторы шарошечные

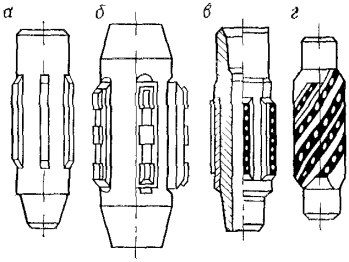


Рис. 74. Центраторы:
а, б, в – с планками, расположенными по образующим корпуса, г – со спиральными планками

Созданы и лопастные калибраторы с различным числом тупых лопастей, расположенных вдоль образующих корпуса калибратора или со спиральным их расположением по отношению к оси корпуса калибратора. Диаметры калибратора и долота должны быть равными.

Центраторы предназначены для обеспечения совмещения оси бурильной колонны с осью скважины в местах их установки (рис. 74).

Стабилизаторы, имеющие длину в несколько раз большую по сравнению с длиной центраторов, созданы для стабилизации зенитного угла скважины.

Перед вводом в эксплуатацию все трубы и соединительные элементы подвергаются на трубных базах осмотру, обмеру и проверке качества нарезки резьбы. Особенно тщательно проверяются резьбовые соединения специальными рабочими калибрами.

Признанные годными трубы и замки перед пуском в работу свинчивают между собой. Перед навинчиванием замок и труба подбираются по натягу резьбы и по конусности, и на резьбу трубы наносят смазку. Для обеспечения прочности и герметичности соединений навинчивание и крепление замков производится в горячем состоянии. Обычно замковые детали нагреваются до 400 °С.

Смонтированные новые буровые трубы объединяют в комплекты, в составе которых они должны работать до полной амортизации. Комплекты состоят из труб, одинаковых по диаметру, толщине стенок и по длине. В комплект включаются трубы и замки одного типа, изготовленные одним заводом. Каждому комплекту присваивается свой номер, а трубам – свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. В маркировке указывается: номер комплекта, группа прочности стали, толщина стенки и год ввода трубы в комплект. Перевод труб из одного комплекта в другой запрещается.

На каждый комплект труб заводится паспорт-журнал, действующий до списания всех труб комплекта. Паспорт хранится на трубной базе.

Производительной работой бурильных труб считается проходка в метрах. На участвующие в проходке трубы начисляется условный износ в весе и стоимости. Порядок начисления износа осуществляется в соответствии с инструкцией, а нормы и расценки износа – в соответствии со справочником сметных норм. Бурильные трубы списывают по их фактическому состоянию на основании результатов дефектоскопии и инструментальных измерений.

При доставке труб на скважину буровая бригада тщательно проверяет качество труб. Обнаруженные детали с износом, выходящим за пределы норм, бракуются и отправляются на трубную базу. Допустимая сработка наружной поверхности замков по диаметру составляет от 5 до 12 мм в зависимости от их типа.

При подаче свечей и свинчивании труб следует предохранять резьбу ниппеля от ударов. Наиболее слабое место в бурильной колонне – резьбовые и сварные соединения труб с замками. При спуске труб не следует допускать посадку элеватора на ротор с ударом. Во избежание самоотвинчивания замковой резьбы при бурении все соединения закрепляют машинными ключами. Необходимо строго руководствоваться нормами осевых нагрузок на долото, которые указываются в геолого-техническом наряде.

После окончания бурения скважины следует развинтить все трубы в замковой резьбе и имеющиеся в колонне переводники. Разобранные трубы укладывают по комплектам и смазывают резьбу.

В процессе работы труб в скважинах в паспорт-журнал вносят отметки о ремонте и списании отдельных труб, указывают время работы труб, проходку по скважинам и сумму начисленного износа.

Условия работы бурильной колонны при роторном способе бурения и при бурении с забойными двигателями различны.

При роторном способе бурения бурильная колонна, передающая вращение от ротора к долоту и нагрузку на долото, испытывает действие ряда сил. Верхняя часть бурильной колонны под действием сил собственного веса и перепада давления в промывочных отверстиях долота находится в растянутом, а

нижняя, воспринимающая реакцию забоя, – в сжатом состоянии. Следовательно, в бурильной колонне имеется сечение, в котором отсутствуют осевые растягивающие и сжимающие силы. Выше этого сечения действуют напряжения растяжения, возрастающие к вертлюгу, а ниже него – напряжения сжатия, увеличивающиеся к долоту.

Передаваемый бурильной колонной вращающий момент приводит к возникновению в ней напряжений кручения, а вращение колонны с определенной частотой порождает центробежные силы и, следовательно, изгибающие напряжения. Первые уменьшаются от вертлюга к долоту, а вторые имеют максимальное значение в нижней части бурильной колонны.

При бурении скважин с забойным двигателем условия работы бурильной колонны значительно отличаются от описанных выше. Бурильная колонна в этом случае не вращается и испытывает в основном в растянутой и сжатой частях колонны соответственно напряжения растяжения и сжатия.

Изгибающие нагрузки, возникающие при потере сжатой частью прямолинейной формы, невелики. Незначителен и реактивный момент забойного двигателя, и поэтому касательные напряжения, действующие на бурильную колонну в направлении к вертлюгу, не достигают опасных значений.

В свете изложенного бурение с забойными двигателями в значительной степени снизило требования к бурильной колонне.

Осложняется расчет напряжений необходимостью учета гидростатических и гидродинамических сил, сил трения, возникающих при осевом перемещении бурильной колонны и при ее вращении в скважине, и других трудно учитываемых сил. Поэтому рассчитывают напряжения приближенно, а неучтенные силы компенсируют коэффициентом запаса прочности, устанавливаемом на основании опыта эксплуатации бурильных колонн.

Напряжения растяжения σ_p, имеющие максимальное значение при подвешенном состоянии бурильной колонны и при циркуляции промывочной жидкости, определяется по формуле

$$\sigma_{p} = \frac{\left(m_{\text{о}} l_{\text{о}} + m_{\text{б}} l_{\text{б}} + m_{\text{зд}} + m_{\text{д}}\right) g + F_{0}\left(P_{\text{з}} + P_{\text{д}}\right)}{F_{\text{о}}},$$

где m_y, $m_б$ – масса 1 м соответственно УБТ и бурильных труб, кг; l_y, l_m – длина соответственно УБТ и бурильных труб, м; $m_д$, $m_{зд}$, – масса долота и забойного двигателя, кг; $P_з$, $P_д$ – перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; F_0, F_m – площади поперечного сечения канала и бурильной трубы, м^2.

Когда нагрузка на долото $P_д$ создается весом сжатой части бурильной колонны, напряжение растяжение определяется по формуле

$$\sigma_{p} = \frac{\left[m_{y}\left(l_{y} + l_{c}\right) + m_{m} l_{m}\right] g}{F_{m}},$$

где l_c – длина сжатой части УБТ, м.

$$l_{c} = \frac{P_{\text{д}}}{m_{y} g}.$$

В нижней сжатой части бурильной колонны напряжения сжатия (в Па) приближенно определяются по формуле

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{\left(m_{\text{д}} + m_{\text{з}} + m_{y} l_{y}\right) g}{F_{y}},$$

где F_y – площадь поперечного сечения УБТ, м^2.

Потерявшая устойчивость от действия сжимающих сил и вследствие действия на колонну осевых и центробежных сил возникают изгибающие напряжения $\sigma_{из}$, однако в связи с ограничением изгиба колонны стенкой скважины оно не достигнет опасных значений.

При роторном бурении в результате передачи колонной крутящего момента от ротора к долоту возникают касательные напряжения τ.

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_p},$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент, передаваемой бурильной колонной, Вт; W_p – момент сопротивления поперечного сечения труб при кручении, м^3.

$$M_{кр} = \frac{N}{\omega},$$

где N – мощность, передаваемая бурильной колонной, Вт; ω – угловая скорость бурильной колонны, с$^{-1}$.

$$N = N_l + N_д,$$

где N_l и $N_д$ – мощности, затрачиваемые соответственно на вращение бурильной колонны и разрушение породы.

Контрольные вопросы:

1. Разновидности породоразрушающих инструментов по назначению.
2. Глубины и породы, в которых целесообразно применение алмазных долот.
3. Типы твердосплавных долот, наиболее широко применяющихся в производстве.
4. Гидромониторные долота, особенности.
5. Типы шарошечных долот, применяющихся в настоящее время.
6. Достоинства и недостатки легкосплавных бурильных труб.
7. Достоинства и недостатки бурильных труб с приваренными замками.
8. Назначение переводников.
9. Назначение стабилизаторов, в какой части бурильной колонны они устанавливаются?
10. Назначение ведущих бурильных труб.

11. Состав колонны бурильных труб.

12. Типы стальных бурильных труб, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин.

13. Недостатки бурильных труб с высаженными внутрь концами.

14. Состав замка бурильных труб.

15. Напряжения, возникающие в бурильной колонне при бурении.

16. Напряжения, учитывающиеся при расчете бурильной колонны для роторного бурения.

17. Напряжения, не учитывающиеся при расчете бурильной колонны для турбинного бурения.

18. Условия работы бурильной колонны при бурении скважин электробурами.

13.4. Режим бурения

К параметрам технологического режима вращательного бурения относятся:

1. осевая нагрузка на долото P, Н;

2. частота вращения долота n, об/мин;

3. расход промывочной жидкости Q, л/с.

Эффективность работы долота оценивается механической скоростью бурения $Vм$ (в м/ч), проходкой на долото h (в м).

Следует отметить, что изменение или удачный выбор только одного из параметров не позволяет получить увеличения механической скорости бурения и проходки на долото.

Для каждой породы необходимо подбирать оптимальное сочетание нагрузки на долото, частоты вращения долота и расхода промывочной жидкости.

При турбинном бурении параметры режима бурения связаны между собой, изменения одного из них вызывает автоматическое изменение другого. Если повысить расход промывочной жидкости при неизменной осевой нагрузке на долото, то частота вращения вала турбобура (долота) увеличивается прямо пропорционально расходу жидкости. Например, увеличение расхода жидкости в 2 раза вызывает увеличение частоты вра-

щения тоже в 2 раза. Увеличение осевой нагрузки на долото при постоянном расходе жидкости вызывает уменьшения частоты вращения вала турбобура. Расход промывочной жидкости необходимо устанавливать не только с учетом обеспечения выгодных условий работы турбобура, но и с учетом обеспечения выноса выбуренной породы. При уменьшении диаметра скважины с увеличением ее глубины количество промывочной жидкости уменьшается от интервала к интервалу.

Интервал, на котором расход жидкости остается постоянным, может быть от нескольких сотен метров до 2000 м и более.

В интервале, для которого установлено постоянное количество жидкости, можно бурить, только изменяя осевую нагрузку на долото, регулируя частоту вращения долота [1, 2, 24, 27].

На рис. 75 показана характеристика турбобура, снятая при постоянном расходе промывочной жидкости. Отсюда видно, что максимальная частота вращения долота достигается (около 1100 об/мин) при уменьшении нагрузки на долото.

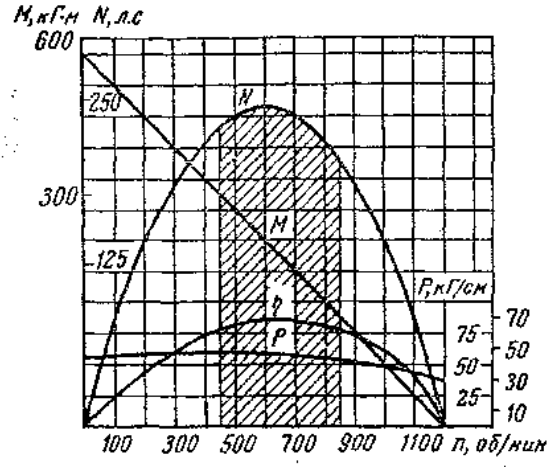


Рис. 75. Характеристика турбобура Т12МЗ

При увеличении нагрузки на долото частота вращения вала турбобура уменьшается, а вращающий момент *M* увеличивает-

ся. Эффективная работа турбобура обеспечивается, когда мощность на валу турбобура N максимальна.

Этому моменту соответствует частота вращения вала турбобура примерно равная половине максимальной частоты вращения турбобура, а вращающий момент составляет половину момента, развиваемого при торможении вала турбобура (n=0).

Из графика видно, что максимальная мощность на валу турбобура соответствует максимальному значению к.п.д.

Осевую нагрузку на долото необходимо регулировать в зависимости от твердости буримых пород. В целях повышения эффективности работы долота при разбуривании твердых пород необходимо увеличивать осевую нагрузку, а при разбуривании мягких пород – уменьшать. В то же самое время частота вращения автоматически в первом случае уменьшается, а во втором случае – увеличивается. Для достижения хороших показателей нагрузку на долото надо менять, чтобы частота вращения турбины придерживалась в рабочей зоне (заштрихованная часть диаграммы). Таким образом, обеспечивается наилучшие показатели работы долота, так как изменение частоты вращения долота приводит к неустойчивому режиму работы турбобура.

При роторном бурении параметры режима бурения не связаны друг с другом. Осевая нагрузка на долото и частота вращения долота устанавливается для каждого слоя горных пород с учетом их твердости. Количество промывочной жидкости устанавливается только, исходя из условий качественной очистки забоя скважины.

Максимальная механическая скорость бурения обеспечивается долотом, использованным не до полного износа. А максимальная проходка на одно долото получается при полном износе долота.

Об оптимальном времени использования долота надо судить исходя из рейсовой скорости проходки, определяемой по формуле:

$$\partial_p = \frac{h}{T + t}, \text{ м/ч},$$

где h – проходка за 1 рейс в м; t – время работы долота на забое в ч; T – время, затраченное на спускоподъемные операции в ч.

Если долото поднять в работоспособном состоянии, то вследствие малой проходки рейсовая скорость будет низкой. Максимальная рейсовая скорость будет соответствовать некоторому оптимальному значению времени t.

Осевая нагрузка на долото создается за счет веса колонны бурильных труб. Если вес колонны бурильных труб недостаточен для создания необходимой осевой нагрузки, то используют утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Если вес колонны бурильных труб превышает необходимую осевую нагрузку, то часть веса колонны воспринимается подъемным крюком полиспастной системы.

В большинстве случаев подача бурильной колонны осуществляется при помощи тормоза лебедки и сматывания талевого каната с барабана лебедки.

Интенсивность подачи бурильной колонны зависит от твердости проходимых пород и работоспособности долота.

Равномерность подачи долота в процессе бурения зависит от опыта бурильщика и очень трудно регулировать вручную.

Поэтому создание эффективных механизмов для регулирования подачи долота является одной из важных проблем бурения.

13.4.1. Понятие о режиме бурения и его параметрах

Скорость бурения зависит от многих факторов: осевой нагрузки на долото, частоты его вращения, чистоты забоя скважины, конструкции долота, свойств породы, соотношения давления промывочной жидкости на забой скважины и порового давления в слоях породы, примыкающих к забою, состава и свойств промывочной жидкости и ряда других.

Совокупность факторов, которые влияют на эффективность разрушения горной породы, на качество очистки забоя от шлама, и которыми можно оперативно управлять в период работы долота на забое, принято называть *режимом бурения,* а сами факторы – *параметрами режима бурения.* К параметрам режима бурения относятся осевая нагрузка на долото $P_д$, часто-

та его вращения $n_д$, расход промывочной жидкости Q, а также гидравлическая мощность струй N_c, вытекающих из долотных насадок. Сочетание этих параметров, при котором обеспечивается получение наилучших показателей работы долота, называют *оптимальным* режимом бурения. Режим бурения называют *специальным,* если основным критерием при выборе сочетания его параметров является не достижение наивысших показателей работы долота, а наилучшее решение той или иной специальной задачи (например, наиболее полный отбор и сохранность керна; предотвращение искривления скважины; обеспечение заданной интенсивности искривления скважины в определенном направлении и т. д.).

Показатели работы долота. Об эффективности работы долот судят по нескольким показателям, основными из которых являются проходка на одно долото, механическая и рейсовая скорости проходки и эксплуатационные затраты на 1 м проходки.

Проходка h – это число метров, пробуренных от начала разрушения породы данным долотом до рассматриваемого момента работы его на забое. Если, пробурив некоторый интервал скважины, долото поднимают с забоя далеко не полностью изношенным, а позже спускают его в ту же или в другую скважину, число метров, пробуренных долотом за время от первого спуска на забой до первого подъема из скважины или за время от повторного спуска до повторного подъема, называют проходкой за рейс $h_р$; общее число метров, пробуренных долотом за время до полного износа, называют проходкой на долото $h_д$. В большинстве случаев $h_р = h_д$, однако, при использовании алмазных и ИСМ долот, а также головок для отбора керна нередко $h_р < h_д$.

Механическая скорость проходки характеризует интенсивность разрушения породы долотом и равна числу метров, пробуренных за единицу времени взаимодействия долота с породой:

$$v_м = dh/dt,$$

где t – время.

Под *рейсовой скоростью проходки* понимают скорость углубления скважины с учетом затрат времени $t_р$ не только на

разрушение породы, но и на спускоподъемные и вспомогательные работы в течение этого рейса:

$$v_p = dh / dt_p.$$

Отношение проходки за рейс к сумме затрат времени на механическое разрушение породы $t_м$ в течение данного рейса, на спуск нового и подъем изношенного долота, а также на замену последнего $t_с$, на подготовительно-заключительные и вспомогательные работы $t_в$ в течение рейса (наращивание бурильной колонны, проработка призабойного участка новым долотом, промывка скважины перед подъемом изношенного) называют средней рейсовой скоростью

$$v_{рс} = \frac{h_р}{t_м + t_с + t_в}.$$

Показатель *эксплуатационные затраты на 1 м проходки* учитывает стоимость долота, а также все другие расходы, которые необходимы для того, чтобы обеспечить возможность разбуривания породы забоя (стоимость проката буровой установки, израсходованной энергии, стоимость промывочной жидкости и реагентов на ее обработку, заработная плата буровой бригады и т. п.):

$$c_э = \frac{c_д + (c_б + c_ж)(t_м + t_с + t_в)}{h_д},$$

где $c_д$ – оптовая цена долота, тенге; $c_б$ – стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, тенге/ч; $c_ж$ – затраты на промывочную жидкость, тенге/ч.

13.4.2. Специфические особенности режима роторного бурения

При бурении разрушение горных пород может осуществляться механическим, термическим, физико-химическим, элек-

троискровым и другими способами. На производстве применение находят только способы механического разрушения породы, а другие не применяются с экономической точки зрения.

Вращательное бурение. При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействия на долото осевой нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента – скалывает ее.

Существуют два способа вращательного бурения глубоких скважин – роторный и с забойными двигателями.

Роторное бурение осуществляется долотами, приводимыми во вращение колонной бурильных труб с помощью ротора. Характерная особенность роторного способа – возможность независимого изменения любого из параметров режима бурения; при этом другие параметры автоматически не изменяются.

Для привода ротора, который вращает бурильную колонну и долото, в отечественных буровых установках в основном используются асинхронные электродвигатели и дизельные двигатели. Кинематическая схема буровых установок обычно позволяет получать четыре (редко – шесть) базовые частоты вращения стола ротора. В случае использования дизельного привода частоту вращения можно несколько изменять в сторону уменьшения от базовой. Плавное регулирование частоты вращения в широком диапазоне возможно лишь на установках, где для привода используются двигатели постоянного тока.

Осевую нагрузку на долото создают частью веса нижнего участка бурильной колонны; в последнем при этом возникают напряжения осевого сжатия и продольного изгиба. Чтобы уменьшить напряжения продольного изгиба, необходимо вес, с помощью которого создается осевая нагрузка, сосредоточить возможно ближе к долоту. Для этого нижний участок бурильной колонны комплектуют из толстостенных стальных труб максимально возможного диаметра. Длина этого участка должна быть (в м)

$$l_{\text{у}} = \frac{k_{\text{р}} P_{\text{д}}}{g m_{\text{убт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

где $m_{убт}$ – масса 1 м утяжеленных бурильных труб, кг; $\rho_п$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $\rho_м$ – плотность стали, кг/м^3; $\kappa_р$=1,1–1,3.

Осевая нагрузка на долото является тем параметром режима, который поддается наиболее гибкому регулированию.

В нормальных условиях, когда нет опасности самопроизвольного искривления скважины (или не решаются другие специальные задачи), для эффективного объемного разрушения породы целесообразно поддерживать осевую нагрузку на уровне, при котором контактное давление примерно равно твердости породы или несколько превышает ее.

При бурении верхнего интервала скважины, сложенного обычно недостаточно твердыми породами, работают при сравнительно высокой частоте вращения ротора (например, 220 об/мин). И хотя при этом проходка на долото может быть несколько меньше, чем при более низкой частоте вращения, эксплуатационные затраты на 1 м проходки оказываются более низкими, а рейсовая скорость – более высокой вследствие малых затрат времени на спускоподъемные и вспомогательные работы $(t_с+t_в)$.

С увеличением глубины затраты времени $(t_с+t_в)$ быстро возрастают, и наступает момент, когда определяющее влияние на величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки начинает оказывать не механическая скорость, а проходка за рейс. С этого момента частоту вращения приходится уменьшать сначала, скажем, до 140 об/мин, а позже до 70 об/мин или менее, насколько позволяет кинематика привода ротора. Снижение механической скорости проходки из-за уменьшения частоты вращения в большей или меньшей степени стремятся компенсировать некоторым увеличением осевой нагрузки на долото. Это необходимо также в связи с тем, что с глубиной обычно твердость пород возрастает.

Но, с другой стороны, если возникает резонанс низкочастотных продольных колебаний, сильно ухудшаются условия работы бурильной колонны и опор долота: возрастают знакопеременные напряжения в зоне нейтрального сечения колонны опасность усталостного разрушения труб (особенно резьбовых соединений) и подшипников долота.

Иногда фактором, заставляющим уменьшать частоту вращения с ростом глубины, может быть мощность привода ротора. Мощность, затрачиваемая на роторное бурение, складывается из мощности $N_д$ на разрушение породы и трения долота о забой и стенки скважины, мощности N_1 на трение бурильной колонны о стенки скважины и жидкость, мощности N_2 на преодоление сопротивлений в наземной системе передач от двигателя до ведущей трубы и мощности N_3 на промывку скважины.

Турбинное бурение осуществляется долотами, приводимыми во вращение забойным двигателем-турбобуром. Колонна бурильных труб не вращается, воспринимает только реактивный момент. При турбинном бурении параметры режима автоматически взаимосвязаны: в случае увеличения осевой нагрузки при неизменном секундном расходе жидкости уменьшается частота вращения; при неизменной нагрузке увеличение секундного расхода жидкости сопровождается соответствующим приростом частоты вращения. Если секундный расход жидкости и осевая нагрузка остаются постоянными, частота вращения автоматически изменяется при изменении механических свойств разбуриваемой породы.

Рассмотрим взаимосвязь параметров режима на примере работы турбобура с резиноподшипниками. Момент, развиваемый турбиной турбобура, расходуется на разрушение породы долотом $M_д$, на преодоление сил трения в упорном $M_{тр}$ и радиальных $M_{рп}$ резиноподшипниках, а также на трение вала о жидкость $M_ж$:

$$M_т = k_к M_д + M_{тр} + M_{рп} + M_ж.$$

Гидравлическая нагрузка прямо пропорциональна площади сечения турбины и разности давлений на входе в турбобур и на выходе из насадок долота, т. е. пропорциональна квадрату расхода жидкости через турбобур. Если расход жидкости остается неизменным, то при увеличении осевой нагрузки на долото сила нормального давления сначала уменьшается, становится равной нулю при $P_г=P_д$, а затем возрастает, но при этом меняются поверхности трения. Значит, и момент трения $M_{тр}$ при увеличении осевой нагрузки на долото будет сначала уменьшаться, пока $P_Г>P_Д$, а при $P_Г<P_Д$ вновь возрастать.

Моменты $M_{рп}$ и $M_{ж}$ практически не зависят от осевой нагрузки.

Сложив величины $k_kM_Д+M_{тр}+M_{рп}+M_{ж}$, получим зависимость суммарного момента, необходимого для турбинного бурения, от осевой нагрузки на долото.

Мощность, расходуемая турбобуром, есть произведение суммарного момента при данном значении $P_я$ и соответствующей этой нагрузке угловой скорости вала ω:

$$N_{тб} = (k_к M_д + M_{тр} + M_{рп} + M_ж)\,\omega.$$

Рабочие характеристики турбобура (момент, мощность, частота вращения вала) в большой степени зависят от расхода промывочной жидкости. Расход жидкости, необходимый для получения вращающего момента $M_т$, обычно больше необходимого для удовлетворительной транспортировки частиц разбуриваемых пород по кольцевому пространству. Поэтому дифференциальное давление на забое при турбинном бурении всегда выше, нежели при роторном, что часто ведет к ухудшению показателей работы долота. Если увеличить расход жидкости, соответственно возрастут мощность, момент и частота вращения вала. Это позволит существенно увеличить механическую скорость проходки. Но одновременно из-за увеличения частоты вращения уменьшается долговечность опор долота и заметно снижается проходка на долото.

Турбинное бурение при большой частоте вращения долота (порядка 500 об/мин и более) целесообразно вести, по-

видимому, в двух случаях: на сравнительно малых глубинах, когда из-за малых затрат времени на спускоподъемные и вспомогательно-подготовительные операции определяющее влияние на величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки и рейсовой скорости оказывает высокая механическая скорость; при использовании таких разновидностей безопорных долот (например, алмазных), долговечность вооружения которых мало зависит от частоты вращения.

Для бурения шарошечными долотами на средних и больших глубинах целесообразно использовать такие турбобуры, которые способны создавать большой вращающий момент при умеренной частоте вращения (порядка 200–400 об/мин) и расходе жидкости. Задача создания таких турбобуров весьма сложна. Из существующих ныне к таким машинам приближаются многосекционные турбобуры с числом ступеней 400 и более, редукторные, некоторые турбобуры с наклонной линией давления. Уменьшение расхода жидкости позволяет снизить дифференциальное давление на забое, и в результате этого повысить эффективность работы долот.

При турбинном бурении имеются трудности в использовании гидромониторных долот. Через зазор между ниппелем и валом турбобура часть промывочной жидкости вытекает в кольцевое пространство скважины; при этом не только уменьшается расход жидкости через насадки долота, но и у нижней кромки ниппеля утекающая жидкость создает вихри, затрудняющие транспортировку частиц породы по кольцевому пространству. Величина утечек через этот зазор возрастает с увеличением перепада давлений в насадках долота. Поэтому для работы с гидромониторными долотами можно использовать лишь специальные турбобуры с герметизированным ниппелем.

Бурение винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Вращающий момент, создаваемый ВЗД, расходуется на разрушение породы долотом $M_д$, преодоление трения в подшипниках шпинделя $M_ш$ и вала о жидкость $M_ж$:

$$M_в = k_к M_д + M_ш + M_ж.$$

Сумма $M_ш+M_Ж$ достаточно мала и немного возрастает с увеличением нагрузки на долото, поскольку шпиндель оснащен упорными подшипниками качения.

ВЗД имеет довольно жесткую характеристику. Поэтому с увеличением осевой нагрузки на долото и вращающего момента перепад давлений, срабатываемый в двигателе, возрастает в степени несколько больше единицы, а частота вращения уменьшается незначительно, пока реализуемая двигателем мощность не достигнет максимума при данном расходе жидкости. При небольшом увеличении нагрузки сверх величины, соответствующей максимуму мощности, частота вращения резко падает и двигатель останавливается. Прирост перепада давлений в двигателе при увеличении осевой нагрузки от нуля до допустимого максимума составляет 3–4 МПа, и этим обычно пользуются для контроля процесса бурения.

ВЗД позволяет вести бурение в диапазоне частот вращения примерно от 100 до 250 об/мин. В этом диапазоне долговечность опор шарошечных долот гораздо выше, чем в диапазоне, характерном для турбинного бурения. Поэтому при бурении с помощью ВЗД существенно увеличивается продолжительность работы долота на забое и проходка на долото по сравнению с аналогичными показателями при турбинном бурении, механическая же скорость проходки несколько уменьшается. ВЗД целесообразно применять для бурения на средних и больших глубинах, когда на эксплуатационные затраты на 1 м проходки и рейсовую скорость определяющее влияние оказывает проходка за рейс, а также для бурения долотами с герметизированными маслонаполненными опорами.

Для бурения гидромониторными долотами можно использовать только ВЗД с герметизированным шпинделем; в противном случае могут быть большие утечки жидкости по зазору между валом и ниппелем ВЗД.

Электробурение. Двигатель электробура имеет жесткую характеристику, поэтому при увеличении осевой нагрузки на долото частота вращения его практически не изменяется. Параметры режима бурения при использовании электробура можно изменять независимо друг от друга. Необходимый расход про-

мывочной жидкости в этом случае определяется только условиями транспортировки частиц разбуриваемой породы с забоя и охлаждения электродвигателя. Нагрузку на долото можно изменять в широком диапазоне от нуля до максимума, определяемого либо мощностью электродвигателя, либо прочностью долота.

Частоту вращения долота можно регулировать двумя способами: ступенчато с помощью редукторных вставок (делать это можно только перед спуском очередного долота; в период работы долота на забое частота вращения остается неизменной) и изменением частоты тока (это возможно в процессе работы долота). В последнем случае уменьшаются мощность и вращающий момент двигателя, что не всегда допустимо.

Поскольку момент, развиваемый электродвигателем, пропорционален силе тока, контролируя последнюю, можно правильно судить о действительном режиме работы электробура. Наличие постоянной линии связи между двигателем и дневной поверхностью – электрокабеля – позволяет с помощью датчиков, установленных вблизи долота, получать систематическую информацию с забоя о действительной нагрузке на долото, зенитном и азимутальном углах ствола скважины. При бурении с помощью ВЗД и турбобуров такой линии связи между забоем и устьем обычно нет и судить даже об осевой нагрузке приходится косвено – по уменьшению нагрузки на буровой крюк. При невращающейся бурильной колонне действительная нагрузка на долото может быть во многих случаях значительно меньше кажущейся, т. е. меньше разгрузки крюка.

Для повышения эффективности работы долот при бурении с забойными двигателями, как и при роторном бурении, желательно создавать нагрузку весом секции УБТ. В отечественной практике, однако, принято размещать над забойным двигателем лишь 25–50 м УБТ, поэтому нагрузку на долото приходится создавать также весом обычных бурильных труб. Резкое увеличение длины сжатой части бурильной колонны, неизбежное при таком подходе, приводит к соответствующему росту силы трения труб о стенки скважины и к уменьшению действительной осевой нагрузки на забой по сравнению с кажущейся.

Это расхождение между кажущейся и действительной нагрузками на долото может более возрасти, если часть колонны комплектуют из легкосплавных бурильных труб. В последнем случае рекомендуется над УБТ размещать так называемый наддолотный комплект из бурильных труб группы прочности Д с наибольшей толщиной стенок. Длину этого комплекта следует выбирать так, чтобы верхняя часть его всегда находилась в состоянии осевого растяжения:

$$l_{ск} \geqslant \frac{k_р P_д - M_{УБТ} g \left(1 - \frac{\rho_п}{\rho_м}\right)}{g m_б \left(1 - \frac{\rho_п}{\rho_м}\right)},$$

где $k_р$= 1,2–1,3; $M_{УБТ}$ –масса секции УБТ, кг; $m_б$ – масса 1 м стальных бурильных труб, кг.

13.4.3. Влияние параметров режима бурения на механическую скорость проходки нового долота

Механическая скорость бурения зависит от многих факторов

$$v_м = f(P_д,\ n_д,\ Q,\ N_с,\ t,\ d_д\ .\ .\ .),$$

где $d_д$ — диаметр долота.

Механическую скорость проходки в начальный период работы долота можно представить в виде произведения углубления $\delta_у$ забоя за один его оборот и частоты вращения $n_д$:

$$v_{0м} = \delta_у n_д.$$

Величина углубления $\delta_у$ зависит от осевой нагрузки, чистоты забоя, конструктивных особенностей долота, свойств промывочной жидкости, соотношения забойного давления столба последней и порового давления в породе, механических свойств породы и некоторых других факторов. При постоянных значениях осевой нагрузки $P_д$ и расхода промывочной жидкости Q, свойствах жидкости с увеличением частоты вращения шарошечного долота данной конструкции величина углубления может

постепенно уменьшаться. Объясняется это в основном ухудшением условий очистки забоя и удаления частиц разрушенной породы с поверхности забоя в наддолотную зону.

Если же частота вращения долота возрастает, увеличивается вероятность того, что частицы, оторванные от забоя зубцами одной шарошки, не успеют полностью пройти в наддолотную зону; часть из них попадет в нисходящий поток, создаваемый смежной набегающей шарошкой, и возвратится на забой для повторного измельчения. Чем больше частота вращения долота, тем меньше времени для транспортировки оторванных от забоя частиц в наддолотную зону, тем больше вероятность возвращения части из них к забою с нисходящим потоком от набегающей шарошки.

Если же долото имеет симметрично расположенные промывочные устройства, направляющие струи вниз между шарошками, то такие струи создают дополнительные трудности для удаления частиц в наддолотную зону. Кроме того, на частицу породы в момент ее образования при вдавливании зубца шарошки действуют: сверху – сила забойного давления столба промывочной жидкости, направленная вниз, а снизу – сила порового давления пластовой жидкости, направленная вверх. Сумма этих сил, обычно именуемая прижимающей силой, в подавляющем большинстве случаев направлена вниз; она препятствует отрыву частицы от забоя. Отрыву препятствует также фильтрационная корка (или пленка) промывочной жидкости, почти всегда образующаяся на поверхности забоя.

13.4.4. Влияние параметров режима бурения на износ долота и показатели его работы

В шарошечных долотах наиболее подвержены износу вооружение и тыльные калибрующие поверхности шарошек, их опоры, а также козырьки лап. При износе вооружения шарошек уменьшается высота зубцов, изменяется их геометрическая форма, несколько увеличивается площадь контакта зубцов с породой; следствием последнего является уменьшение контактного давления зубцов на породу. С уменьшением высоты зуб-

цов уменьшаются также амплитуда колебаний центра тяжести долота и динамическая составляющая осевой нагрузки.

На износ вооружения влияют абразивность породы и дисперсной фазы промывочной жидкости, конструкция долота и качество материала зубцов, параметры режима бурения и некоторые другие факторы. Износ вооружения характерен, прежде всего, для шарошечных долот, зубцы которых изготовлены за одно целое с телом шарошек (фрезерованные зубцы). Скорость износа таких зубцов по высоте возрастает с увеличением частоты вращения долота и удельной осевой нагрузки (рис. 76).

При неизменных параметрах режима бурения в однородной породе механическая скорость проходки по мере износа зубцов по высоте уменьшается (рис. 77, кривая *2*); соответственно уменьшается во времени и прирост проходки (кривая *1*).

Поскольку с увеличением осевой нагрузки и частоты вращения долота возрастает не только скорость разрушения породы, но и скорость износа зубцов шарошек, это не может не отразиться на характере зависимостей механической скорости проходки и проходки за рейс от указанных параметров режима даже при удовлетворительной очистке забоя.

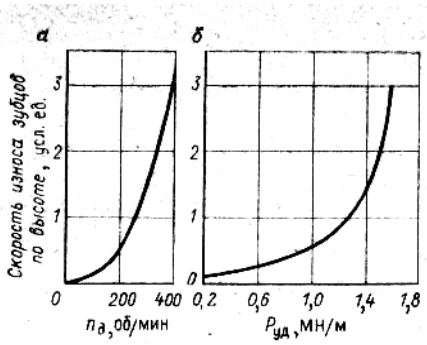


Рис. 76. Зависимость скорости износа зубцов от $n_д$ и $P_{уд}$

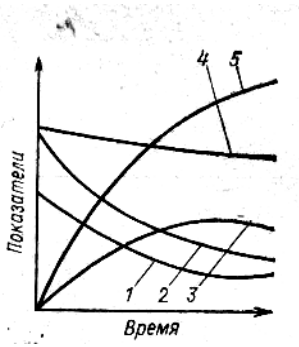


Рис. 77. Зависимость показателей бурения от времени

Так, зависимости механической скорости проходки от осевой нагрузки при $n_д$=*const* и от частоты вращения при $P_{уд}$=*const*

имеют максимумы при определенных значениях $P_{уд}$ и $n_д$ соответственно (рис. 78). Для описания этих зависимостей предложено несколько эмпирических уравнений. Одно из них, полученное по данным отработки долот на месторождениях Урало-Поволжья, имеет вид

$$\upsilon=\upsilon_{ом}-at-bt^2,$$

где $\upsilon_{ом}$ – начальная механическая скорость проходки неизношенным долотом; t – продолжительность работы долота на забое; a и b – эмпирические коэффициенты, зависящие от параметров режима бурения и конструкции долота; для названного района $1{,}8<a<2{,}9$ и $0{,}2<b<0{,}6$.

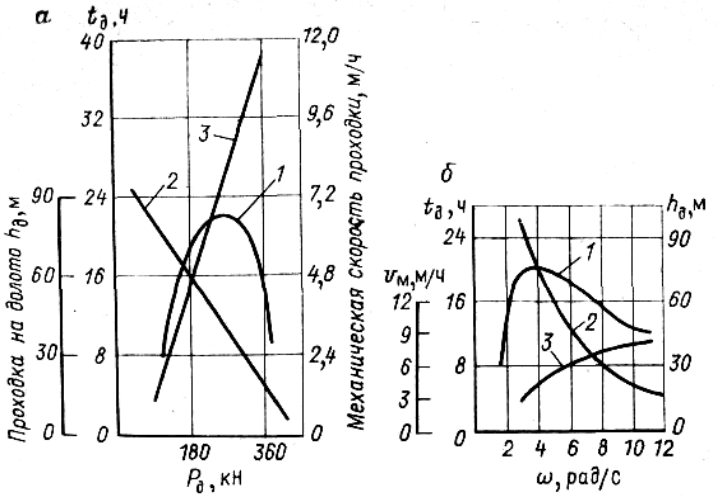


Рис. 78. Влияние осевой нагрузки *(а)* и угловой скорости (*б*) на проходку до полного износа вооружения *(1),* долговечность долота *(2)* и механическую скорость проходки *(3)* при бурении в однородной породе: *а– $n_д$=const; б–$P_д$=const*

Если партию однотипных долот одинакового диаметра отрабатывать в однородной породе при одной и той же частоте вращения, но при разных осевых нагрузках (постоянных для каждого долота), то при каждой из нагрузок будет получено

свое значение минимума эксплуатационных затрат (и максимума рейсовой скорости). Ту осевую нагрузку, при которой величина минимума эксплуатационных затрат будет наименьшей по сравнению с минимумами при других нагрузках, называют оптимальной при данной частоте вращения.

Аналогично, ту частоту вращения, при которой величина минимума эксплуатационных затрат является наименьшей по сравнению с минимумами затрат при других частотах вращения, называют оптимальной при данной осевой нагрузке. То сочетание частоты вращения и осевой нагрузки, при котором величина минимума эксплуатационных затрат является наименьшей по сравнению с минимумами при других сочетаниях тех же параметров, называют *оптимальным режимом бурения.* Эксплуатировать долота всегда желательно при оптимальном режиме или хотя бы при оптимальной нагрузке для выбранной частоты вращения. Продолжать отработку долота после достижения минимума эксплуатационных затрат на 1 м проходки в однородной породе нецелесообразно, так как это ведет к увеличению себестоимости бурения скважины в целом.

Зубцы, изготовленные из специальных твердых сплавов, изнашиваются по высоте менее интенсивно, чем фрезерованные. Поэтому при бурении шарошечными долотами, оснащенными твердосплавными зубцами, механическая скорость проходки, пока зубцы не выпали из тела шарошек, изменяется во времени мало (см. рис. 77, кривая *4*).

Наиболее часто шарошечные долота выходят из строя вследствие износа опор шарошек, особенно негерметизированных. Срок службы опор шарошечных долот обратно пропорционален удельной осевой нагрузке в степени несколько больше единицы, частоте вращения и существенно зависит от качества промывочной жидкости, прежде всего, от содержания в ней абразивных частиц и от ее смазочной способности.

Косвенно о состоянии опор шарошечных долот часто можно судить по характеру изменения крутящего момента, затрачиваемого на вращение долота. Если нагрузка на долото сохраняется неизменной, то крутящий момент при бурении в однородной породе по мере износа вооружения изменяется незначи-

тельно и плавно. При сильном же износе опор, сопровождающемся раскалыванием тел качения, перекосом их в подшипниках, выпадением части тел качения на забой, шарошки заклиниваются, а момент, затрачиваемый на вращение долота, резко возрастает. В большинстве случаев негерметизированные опоры шарошечных долот выходят из строя раньше, чем полностью изнашивается вооружение последних, и даже раньше, чем рейсовая скорость достигнет максимума.

Рейсовая скорость и эксплуатационные затраты на 1 м проходки существенно зависят от затрат времени t_c+t_b. Сумма (t_c+t_b) от параметров режима бурения почти не зависит, но увеличивается пропорционально глубине в степени намного больше единицы. Поэтому с глубиной, как правило, v_p уменьшается, а показатель $c_э$ растет. Частично уменьшить отрицательное влияние глубины на эти показатели можно, если по мере углубления скважины так изменять сочетание осевой нагрузки и частоты вращения, чтобы возрастала проходка за рейс даже ценой некоторого уменьшения механической скорости. Практически для этого увеличивают осевую нагрузку при значительном уменьшении частоты вращения долота.

Возможности такого регулирования, однако, весьма ограничены; повышать нагрузку можно лишь до определенного предела, зависящего от прочности долота и его опоры. Другой путь – это замена шарошечных долот с негерметизированными подшипниками, которые рационально использовать при бурении на сравнительно небольших глубинах, шарошечными долотами с герметизированными опорами и твердосплавным вооружением либо безопорными долотами с износостойким вооружением (алмазные долота, долота ИСМ и др.).

Контрольные вопросы:

1. Назначение вращающего момента, развиваемого турбиной турбобура.
2. Длина УБТ при турбинном бурении.
3. Изменение мощности винтового забойного двигателя при увеличении расхода бурового раствора.

4. Выбор расхода промывочной жидкости при бурении электробурами.

5. Механизм разрушения горных пород при роторном бурении.

6. Отличия турбинного способа бурения от роторного.

7. Пути регулирования производительности бурового насоса.

8. Факторы, приводящие к ухудшению условий работы бурильной колонны и опор долот.

9. Создание осевой нагрузки на долото при роторном бурении.

10. Основные причины, приводящие шарошечные долота к выходу из строя.

11. Оптимальные параметры режима бурения.

12. Зависимость долговечности долота от осевой нагрузки.

13. Понятие «режим бурения».

14. Параметры, характеризующие режим бурения.

15. Параметры, влияющие на эффективность работы долота.

16. Факторы, влияющие на эффективность разрушения горных пород.

14. ВСКРЫТИЕ, ОСВОЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Ни один из приборов, существующих в настоящее время, не может точно установить наличие нефти под землей. Наиболее вероятное географическое положение и геологические периоды, в которые возможно образовались значительные запасы нефти, геологи и геофизики могут указать лишь предположительно. Только после бурения поисковой скважины у инженеров-нефтяников появляется возможность заглянуть в подземные пласты, которые пробурены буровым долотом. При поисково-разведочном бурении применяется целый комплекс методов и инструментов для локализации пластов и для оценки коммерческой ценности горных пород, через которые проходит буровая скважина. Исследование горных пород этими методами и интерпретация полученных результатов называются *оценкой пластов*. Методы оценки пластов можно условно разделить на группы в зависимости от момента их использования – во время бурения или когда скважина (или хотя бы часть скважины) уже пробурена. Первая группа включает исследование бурового раствора, исследование шлама выбуренной породы, а также отбор и изучение керна. Ко второй группе относятся канатный каротаж, отбор проб со стенок скважины боковыми грунтоносами, опробование пластов, а также опробование пластов приборами, спускаемыми на кабеле.

Ни один из этих методов оценки пластов не дает достоверные результаты. Данные, полученные разными методами, должны дополнять друг друга.

Каротажные диаграммы

Любое отображение состояния скважины в табличной или графической форме называется каротажной диаграммой. Для оценки пластов наиболее часто применяются следующие виды исследований:

- анализ состава бурового раствора;
- изучение изменений давления;
- керновое опробование;
- кабельный каротаж.

Результаты этих исследований дополняются другими видами документов, которые помогают определить характеристики пласта [30, 31]. Это такие документы, как буровой журнал и журнал анализа образцов. Получаемые данные очень важны и, поскольку они пополняются постоянно, а не только во время перерывов в процессе бурения, они могут указать на наличие перспективного пласта. Затем составляется одна из самых сложных и дорогостоящих каротажных диаграмм, которая помогает убедиться в правильности первоначальных предположений и определить степень продуктивности пласта.

Буровой журнал

Буровой мастер несет ответственность за буровую установку и работу буровой бригады в течение смены (которая называется *вахтой),* продолжающейся 8 или 12 ч. На буровой установке составляется буровой журнал, в котором содержится описание операций и работ на протяжении данной смены (рис. 79). В журнал заносят геологический разрез проходимых пород, категорию пород по буримости и технологические параметры режима бурения для каждого интервала бурения. В нем также может быть отражено наличие притоков жидкостей, либо проявления нефти или газа при бурении.

КАРОТАЖНАЯ ДИАГРАММА ОБРАЗЦОВ
БУРОВОЙ ЖУРНАЛ
(передняя сторона)
Месторождение Coatinga
КОМПАНИЯ
California Oilfields Limited

Буровой журнал, скважина № 78
Описание участка
Расположение скважины
Высота над уровнем моря 1178 фут.
Промышленное бурение: 29 октября 1913 г. Бурение закончено

От	До	Глубина, фут.	Пласт
0	10	10	Бурый суглинок

Продолжение рис. 79

10	25	15	Бурый песок
25	55	30	Желтая глина
55	65	10	Крупнозернистый серый песок
65	98	33	Черный грапий
98	125	27	Бурый песок
125	185	60	Голубой песчано-глинистый сланец
185	210	25	Светло-голубой сланец
210	245	35	Крупнозернистый серый песок
245	315	70	Светло-голубой сланец
315	317	2	Бурый сланец
317	330	13	Голубой сланец
330	390	60	Песчанистый голубой сланец
390	404	14	Мелкий серый песок
404	440	36	Светло-зеленый сланец
440	450	10	Серый песок
450	478	28	Крупнозернистый серый песок и гравий
478	497	19	Серый песчанистый сланец
497	510	13	Крупнозернистый серый песок
510	535	25	Песчанистый голубой сланец
535	580	45	Голубой сланец
580	640	60	Песчанистый голубой сланец
640	690	50	Серый песок, выход гудрона
690	705	15	Голубой сланец
705	715	10	Песчанистый голубой сланец
715	723	8	Мелкий плотный песчаный грунт

Рис. 79. Буровой журнал

Продолжение рис. 79

От	До	Глубина, фут.	Пласт
723	733	10	Мелкий плотный серый песок
733	740	7	Тонкий пропласток плотного песка
740	753	13	Серый песок, выход гудрона
753	757	4	Тонкий пропласток голубого песка
757	785	29	Мягкий серый песок
785	796	11	Голубой сланец
796	797	1	Тонкий пропласток плотного песка
797	805	9	Мягкий песок и гравий. Вода (уровень воды 600 фут.)
805	806	1	Тонкий пропласток плотного песка
806	870	64	Вязкий голубой сланец
870	905	35	Мелкий серый песок
905	920	15	Белый песок и морские раковины (2 заряда красного шлама около 930 фут.)
920	965	45	Мягкий серый песок
965	985	20	Песчанистый голубой сланец
985	I005	20	Песчанистый черный сланец
1005	1055	50	Мелкий мягкий серый песок
1055	1092	37	Плотный крупнозернистый серый песок
I092	П04	12	Вязкий черный сланец
II04	II29	25	Вязкий светло-голубой сланец
И 29	П40	11	Светло-серый сланец
II40	1214	74	Вязкопластичный зеленый сланец (обсадная колонна 12,5 дюйма, зацементирована на глубине1214 фут.)
1214	1233	18	Вязкопластичный зеленый сланец

Продолжение рис. 79

I232	I280	48	Светло-зеленый сланец
1280	1295	15	Светло-голубой сланец
1295	1305	10	Светло-зеленый сланец
1305	1330	25	Вязкий голубой сланец
1330	1348	18	ВЯЗКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК, удовлетворительный
1348	1363	15	МЕЛКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК, качественный
1363	1380	17	Мелкий серый нефтеносный песок, нефти нет
1380	1393	13	МЯГКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК
1393	1410	17	Вязкий серый песок, нефти нет
1410	1421	11	Песчанистый черный сланец
1421	1423	2	Тонкий пропласток плотного песка
1423	1440	17	Мелкий черный песок
1440	1445	5	Тонкий пропласток плотного песка
1445	1470	25	Тонкий темно-серый песок
1470	1493	23	Песчанистый голубой сланец (обсадная колонна 10 дюймов. зацементирована на глубине 1626 фут.)
1493	1495	2	Тонкий пропласток плотного песка
1495	1500	5	Высокопесчанистый сланец, выходы нефти и газа
1500	1510	10	Мягкий мелкий серый песок, выход нефти

Продолжение рис. 79

1510	1525	15	Светло-голубой сланец
1525	1587	62	Серый песок, выходы нефти и газа
1587	1598	11	Песчанистый черный сланец
1598	1608	К)	Мелкий плотный серый песок. нефти нет
1608	1620	12	Мелкий черный песок, выход сернистой воды
1620	1629	9	Вязкопластичный черный сланец

Приложением бурового журнала является диаграмма скорости проходки. Такая диаграмма составляется, когда проходка скважины приближается к зоне, представляющей интерес. Ее также можно вести постоянно при бурении скважины на участках, по которым мало данных о глубине расположения зон, для которых возможно обнаружение углеводородов. Скорость проходки имеет значение, так как пласты, содержащие углеводороды, обычно мягче, и скорость проходки оказывается выше по сравнению с бурением пластов более твердых пород, расположенных над или под ними.

Журнал анализа образцов

Буровое долото, продвигаясь вглубь Земли и проходя через горные породы, измельчает горную породу на мелкие куски под названием *буровой шлам.* Эти куски удаляются на поверхность буровым раствором. Шлам осаждается от него в желобной системе и в отстойнике. Квалифицированный геолог изучает их и получает важную информацию. Этот процесс называется опробованием шлама.

В разведочных скважинах пробы шлама отбираются из участков, расположенных на равном расстоянии друг от друга, вдоль всего ствола скважины. В случае бурения эксплуатационной скважины (пробуриваемой на площади разведанного месторождения) нет необходимости отбирать пробы со всего

ствола скважины, можно исследовать только интервалы, представляющие интерес.

При роторном бурении часть потока бурового раствора отводится в отстойники с ящиками для образцов. Скорость потока замедляется, и шлам опускается на дно ящика. Через определенные интервалы времени образцы шлама отбираются, промываются, помещаются в мешки и маркируются – в таком виде они готовы для изучения геологами.

Отбор проб требует особого внимания. Если время отбора точно не зафиксировано, нельзя будет правильно определить глубину, с которой были взяты образцы, и есть риск пропустить нефтеносный пласт. Нужно также принимать во внимание *время запаздывания,* т. е. время, которое требуется для выноса частиц породы из нижней части скважины на поверхность. В глубоких скважинах время запаздывания может измеряться в часах, поэтому требуется особая точность при записи и маркировке образцов.

Из анализа проб шлама можно получить следующую информацию:

- тип горной породы (песчаник, сланец, известняк, доломит и т. д.);
- конкретный пласт, который разбуривается и его мощность;
- возраст породы;
- глубину, на которой был обнаружен данный пласт;
- указания на пористость, проницаемость, содержание нефти.

Эти сведения в сочетании с данными бурового журнала представляют собой результаты наиболее простых измерений, какие могут быть проведены в процессе бурения. Помимо описанных методов возможно также проведение специальных геофизических исследований в скважине специалистами по каротажу. Такие исследования включают анализ состава бурового раствора, измерение давления, изучение керна и кабельный каротаж.

Анализ состава бурового раствора

Анализ проб бурового раствора производится с целью контроля промывочной жидкости и кусков породы на наличие

следов нефти или газа. Это исследование в какой-то мере предваряет отбор керна и опробование пластов. Кроме того, анализ содержимого бурового раствора важен тем, что он обеспечивает безопасность, так как позволяет своевременно обнаружить опасные условия бурения, которые могли бы привести к выходу скважины из-под контроля и к выбросу нефти. Обычно помимо анализа бурового раствора осуществляют также осмотр, анализ и описание осколков породы (керна). Как правило, анализ бурового раствора на содержание углеводородов осуществляется подрядчиком с помощью передвижной лаборатории. Техник, чаще всего геолог, проводит эту работу и составляет диаграммы анализа, обеспечивая таким образом нефтедобывающую компанию текущей информацией о ходе бурения.

Если обнаруживаются проявления нефти или газа, буровой мастер и техник узнают, что проходка, по-видимому, идет через нефтеносный пласт.

Так в чем же разница между анализом проб и анализом состава бурового раствора? Журнал анализа образцов составляет геолог на основе изучения керна. Анализ бурового раствора фактически является расширенным вариантом этого метода, включающим непрерывное исследование бурового раствора для обнаружения малых следов углеводородов в жидкости.

Результаты этого анализа используются в двух направлениях. В основном они используются для оценки пласта в процессе бурения скважины на предмет определения интервалов обсадки, отбора керна и дальнейшей оценки. Если анализ бурового раствора проводится именно для этого, бурение продолжается и каротаж проводится по ходу бурения. Если наблюдается заметное увеличение скорости бурения или имеются иные признаки (например, увеличение общего количества газа и/или появление тяжелых газов в пробах), которые могут означать, что буровое долото проходит через породу-коллектор, то бурение прекращают.

После прохождения 3–5 м бурение прекращают, и осколки породы поднимают на поверхность. Если проявления нефти не обнаруживается, то бурение можно возобновить с минимальной потерей времени. Однако если анализ шлама указывает на возможное наличие нефти или газа, отбирают керн или проводят

опробование пласта (отбор керна и опробование пластов более подробно обсуждаются ниже).

Диаграммы анализа бурового раствора составляют, как правило, для разведочных скважин или скважин, пробуренных на площади известного месторождения, если возникают конкретные проблемы. Например, если разведочные скважины располагаются в местах, для которых отсутствует подробная информация о строении подповерхностных слоев; на территориях известных месторождений, где имеются трудности в интерпретации данных вследствие наличия линзовидных песчаников, складчатости или сбросов; в местах, где ожидается наличие пласта высокого давления, а также в местах, где интерпретация диаграммы электрического каротажа затруднительна.

Анализ бурового раствора предоставляет необходимые сведения, включая:

- прямое определение наличия углеводородных газов в буровом растворе;
- хроматографический анализ бурового раствора на содержание индивидуальных углеводородов;
- общее содержание горючих газов в обломках породы;
- данные о наличии нефти в буровом растворе и в шламе;
- подробную кривую скорости бурения;
- диаграмму литологического разреза скважины и оценку пористости;
- характеристики бурового раствора;
- данные, имеющие отношение к работе в скважине (например, по планированию спускоподъемных операций по замене бурового долота);
- данные по буровому долоту, по карбиду, об искривлении ствола скважины и прочие полезные инженерные данные.

Кроме того, можно отметить следующие преимущества указанной методики:

- результаты появляются в очень короткие сроки;
- исследование не препятствует продолжению бурения;
- диаграмма записывается одновременно с буровым журналом;
- подробные данные о подповерхностной структуре собираются непрерывно и анализируются.

Диаграмма анализа бурового раствора указывает на наличие продуктивной зоны и, кроме этого, может служить основой для быстрого и эффективного изменения программы бурения. Это – важный инструмент для подтверждения и корреляции.

Измерения по давлению

Компьютерный анализ определенных параметров бурения представляет диаграмма давления. От нескольких источников на буровой площадке непрерывно поступают данные и обрабатываются с помощью компьютера, который постоянно выдает информацию о давлении в пласте. Такая обработка используется при бурении разведочных скважин, а также в тех случаях, когда давление в пласте трудно предсказать.

Аномальное пластовое давление может быть оценено графически с помощью регистрации выходов газа – их величины, характера и поведения, сопоставления этих данных с другими факторами, а также с такими геологическими данными, как тип пласта и размеры осколков. Давление является важным показателем, так как оно связано с пористостью. Пласты, характеризующиеся высокими давлениями на определенной глубине, обычно представляют собой зоны с аномально высокой пористостью. Аномальность областей с высокой пористостью – следствие того, что с увеличением глубины погружения пластовое давление повышается и таким образом уплотняет массу породы.

Для оценки давления в скважине в процессе бурения применяют набор специальных приборов с датчиками для исследования поверхности. Помимо газовых датчиков этот набор включает:

- приборы для непрерывной регистрации массы, температуры и удельного электрического сопротивления бурового раствора;
- комплект специальной аппаратуры для определения насыпной плотности бурового шлама;
- сумматор объема бурового раствора;
- прибор для измерения дифференциального расхода бурового раствора;
- аппаратные средства и программное обеспечение для

расчетов.

Для составления литологического разреза в зависимости от глубины используются данные анализа керна. Они используется для выяснения и оценки продуктивных возможностей приконтурных (граничных) разведочных скважин. При разработке месторождения данные по анализу керна указывают, когда необходимо заканчивать скважину. При анализе керна можно также получить информацию для предварительной оценки нефтеносного участка. Наконец, эти данные нужны для проектирования усовершенствованных методов добычи нефти (повышения нефтеотдачи пластов с применением технических средств). Благоприятные результаты по керну (пористость, проницаемость, насыщенность флюидами) необходимы для эффективной эксплуатации коллектора и для предсказания его отдачи.

Канатный каротаж

Регистрация и измерение сигналов, которые передаются или испускаются приборами, помещенными в скважину с помощью стального троса или кабельного каната, является одной из самых масштабных категорий каротажа. Такие измерения обычно проводятся специальными компаниями. Результаты этих исследований, известных как канатный каротаж, позволяют получать данные, необходимые для оценки пластов.

Канатный каротаж проводится следующим образом. В скважину опускают так называемый каротажный зонд и электронный блок, а затем поднимают их с определенной скоростью, которая зависит от конкретного вида измерений (рис. 80). При подъеме прибора из скважины на поверхность непрерывно поступает сигнал, который передается по проводнику, проходящему внутри троса. Поступающие данные обрабатываются на панели управления и записываются в подходящем формате каротажной диаграммы на пленке с помощью оптического регистрирующего устройства.

Полученные диаграммы обычно подразделяются на диаграммы электрического и радиационного каротажа, хотя есть и другие виды каротажных диаграмм, которые в данном пособии мы будем называть «прочие». Ниже мы рассмотрим некоторые

из этих типов каротажных диаграмм и их роль в оценке нефтеносного пласта.

Электрический каротаж

Наиболее часто применяется в настоящее время электрический каротаж. Он проводится посредством погружения измерительного прибора на изолированном электрическом кабеле в ствол скважины после удаления оттуда бурильных труб. Каждый тип пласта характеризуется своим электрическим откликом, при этом электрические свойства нефти и газа отличаются от свойств воды. При электрическом каротаже измеряют электрические свойства пластов и пластовых флюидов. Таким образом, соответственно интерпретированная диаграмма может указать, содержит ли данный пласт нефть и газ, а также позволяет определить природу пласта (песчаник, известняк или сланец).

Электрокаротаж в основном проводится *в необсаженной скважине,* так как его нельзя проводить в скважинах с обсаженным стволом: стальная труба искажает электрические свойства пласта.

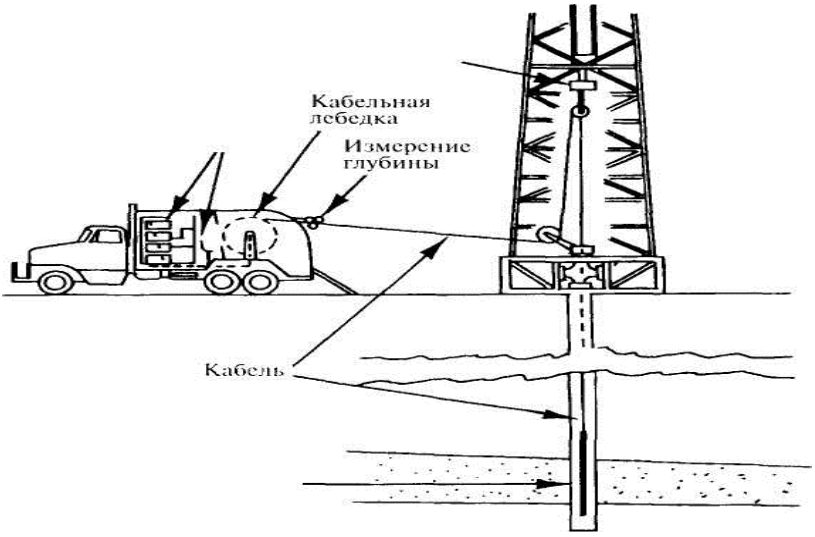


Рис. 80. Работа с каротажным зондом

При проведении данного вида каротажа строят графики для нескольких видов данных (рис. 81). Стандартная диаграмма электрического каротажа регистрирует два вида величин. В левой части находится кривая потенциала самопроизвольной поляризации, а в правой – кривая изменения удельного сопротивления. С каждым ходом инструмента можно одновременно записать несколько видов кривых.

Потенциал самопроизвольной поляризации – это малая величина электрического напряжения, которая характерна в той или иной степени практически для всех материалов. Напряжение играет ту же роль в электрических явлениях, что и давление для поведения жидкостей. Обе величины показывают потенциал, с которым нечто стремится течь. В случае электричества – это потенциал или давление электронов.

Удельное электрическое сопротивление является мерой сопротивления материала потоку электронов. Эту величину можно считать противоположной электропроводности, которая показывает способность материала проводить электричество (или поток электронов). Удельное сопротивление пласта позволяет получить данные о его возможной литологии и содержании жидкости.

Таким образом, и потенциал самопроизвольной поляризации, и удельное сопротивление предоставляют инженерам и геологам важную информацию о возможной продуктивности пласта.

Существует множество моделей и модификаций приборов, используемых для электрического каротажа. При *боковом каротаже* ток проходит в радиальном направлении через слой определенной толщины, что достигается специальным размещением электродов и использованием системы автоматического регулирования. При этом измеряемая величина не зависит от наличия бурового раствора в скважине. *Микрокаротаж* относится в основном к измерению удельного сопротивления; при этом электроды располагаются на резиновой прокладке на небольшом расстоянии друг от друга. Изолирующая прокладка помещается напротив стенки ствола скважины.

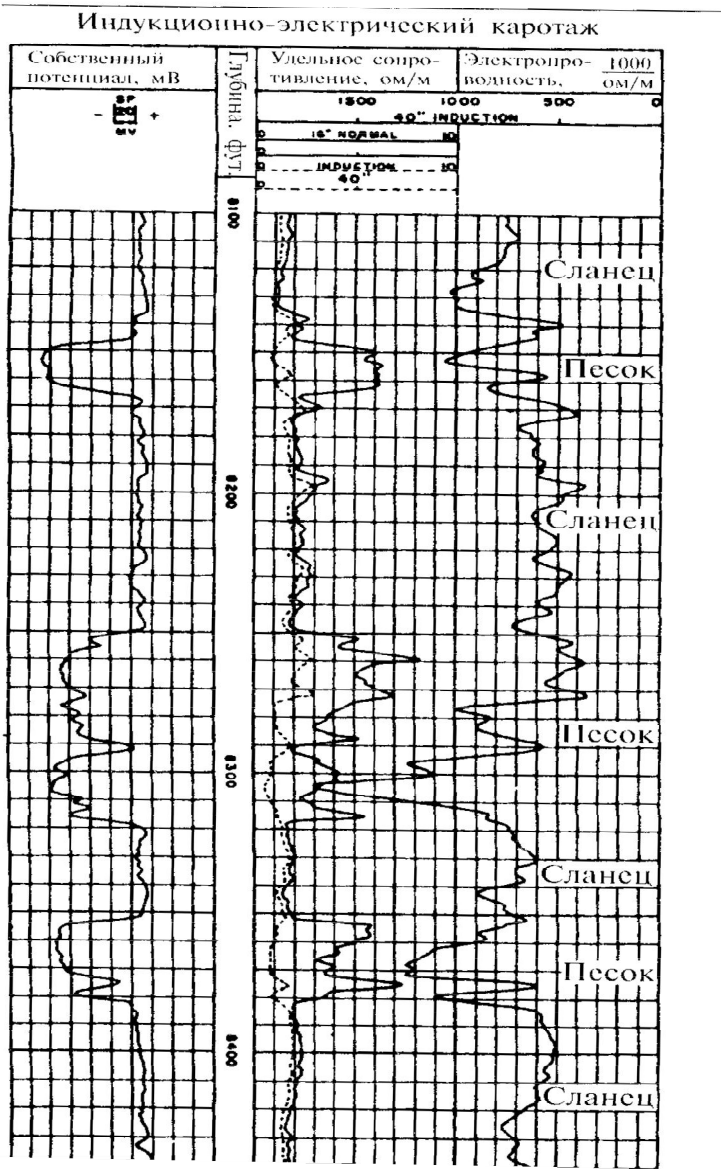


Рис. 81. Диграмма электрического каротажа скважины

Левая кривая показывает изменение потенциала самопроизвольной поляризации, а правая – изменение удельного сопротивления, снижая закорачивающее действие бурового раствора. При таком виде каротажа измерение проводится в малом объеме материала перед изолирующей прокладкой, что важно при регистрации диаметра скважины и наличия спекшейся глинистой корки. При *боковом микрокаротаже* применяется один центральный электрод и три электрода, расположенных по кольцу вокруг него. На электроды подается ток, измеряется и регистрируется напряжение как показатель электрического сопротивления.

Мы привели краткое описание наиболее широко известных методов электрического каротажа, хотя используются также и другие методы. Каждая каротажная компания должна успешно конкурировать с другими, поэтому они постоянно разрабатывают новые приборы, которые позволят получать более подробную и точную информацию о природе горных пород и жидкостей или газов, содержащихся в них.

Каротаж по радиоактивности

В обсаженной скважине, чтобы избежать короткого замыкания, вызванного присутствием стальной обсадной колонны, электрический каротаж не применяется. В них хорошие результаты дает радиационный каротаж.

В результате радиационного каротажа составляется полная диаграмма каротажа по радиоактивности, включающая два типа кривых – гамма-каротажа и нейтронного каротажа (рис. 82). Кривая гамма-каротажа записывается в левой части диаграммы и напоминает кривую потенциала самопроизвольной поляризации. Кривая нейтронного каротажа регистрируется справа и соответствует кривой удельного сопротивления. Сочетание этих кривых показывает фоновую (естественную) и искусственную радиоактивность в скважине.

Для *гамма-каротажа* обычно используется прибор, который состоит из ионизационной камеры, заполненной инертным газом при высоком давлении. Гамма-излучение, испускаемое пластом породы, проникает в камеру. Некоторые из гамма-частиц сталкиваются с атомами газа, выбивая из них электроны и генерируя та-

ким образом ток. Сигнал передается на поверхность, усиливается и регистрируется в виде кривой его зависимости от глубины. Величина тока непосредственно связана с интенсивностью гамма-излучения. Кривая гамма-излучения (или диаграмма гамма-каротажа) фиксирует естественную радиоактивность пластов.

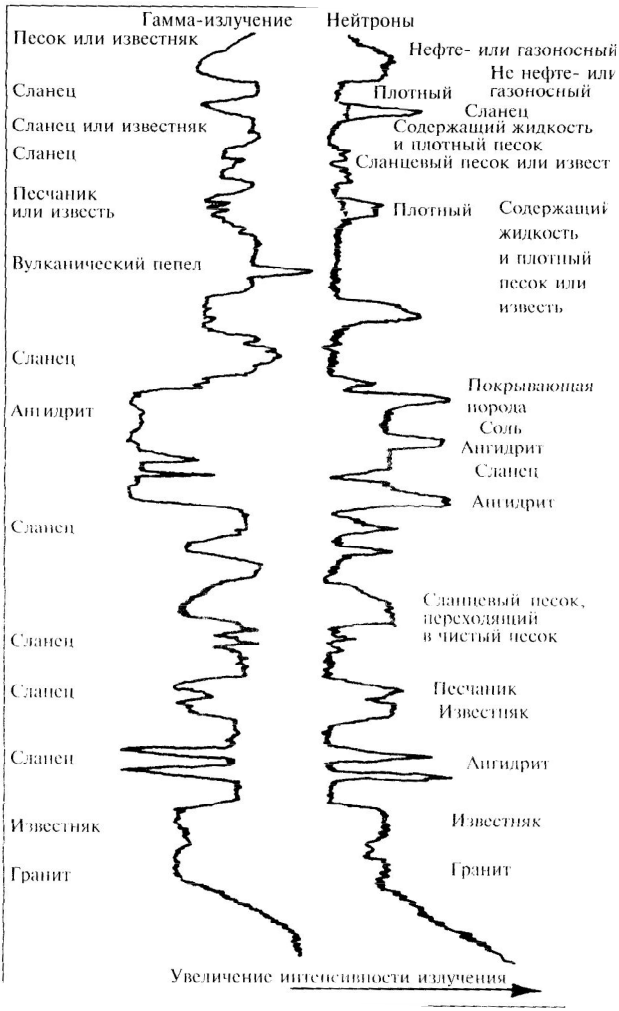


Рис. 82. Каротажная диаграмма по радиоактивности

На величину радиоактивности влияет тип горной породы. Наибольшую природную радиоактивность имеют сланцевые породы, они обнаруживаются по отклонениям вправо на диаграмме. Для вулканических пород радиоактивность выше, чем в случае осадочных пород, поэтому они легко различаются по диаграммам гамма-каротажа.

Для проведения нейтронного каротажа по стволу скважины перемещается источник излучения нейтронов высокой энергии и детектор излучения, расположенный на определенном расстоянии от источника. С помощью источника осуществляется бомбардировка породы постоянным потоком нейтронов, а детектор регистрирует вторичное гамма-излучение переменной интенсивности. Полученная кривая содержит в себе информацию о жидкости, находящейся в породе.

Нейтроны с большой скоростью равномерно во всех направлениях спускаются в ствол скважины. Во время своего движения наружу они рассеиваются и тормозятся при столкновениях и, наконец, захватываются. Свойства окружающего материала таковы, что дальность перемещения нейтронов всегда оказывается меньше, чем расстояние между источником излучения и детектором. Выходной сигнал детектора возрастает при уменьшении содержания водорода в окружающем пространстве.

Прочие приборы для каротажа

Существует много других видов каротажа и приборов для их проведения. В данном разделе рассматриваются наиболее важные из них.

Акустический каротаж использует ультразвуковые сигналы, которые генерируются и проходят сквозь буровой раствор в прилежащие пласты породы. Результирующий сигнал преломляется, распространяется параллельно стволу скважины и улавливается приемником. Скорость сигнала, проходящего через пласт, измеряется с помощью прибора для каротажа и регистрируется на поверхности.

Данные акустического каротажа позволяют получить информацию о литологии пластов. Поскольку скорость звука различна в разных типах пород, то их легко отличить друг от дру-

га. Кроме того, можно оценить пористость, поскольку в нефти и газе скорость звука ниже, чем в воде; измеряя время прохождения, можно также определить насыщенность пласта флюидом.

Диаграмма диаметра скважины (кавернограмма) регистрирует диаметр скважины в зависимости от глубины. Прибор для таких измерений состоит из набора пружин, которые растягиваются поперек ствола скважины (рис. 83). Центральный стержень соединяется с нижними концами пружин, которые, растягиваясь, попадают в полость, содержащую индукционную катушку. В результате движения центрального стержня, проходящего через катушку, возникает электрический ток, который непрерывно регистрирует данные о диаметре ствола скважины; полученный сигнал записывается на поверхности.

Диаграмма диаметра скважины позволяет определить объем скважины, что нужно для цементирования. Кроме того, эти данные дают возможность рассчитать скорость циркуляции бурового раствора для определения его объема, необходимого для подъема шлама на поверхность. Такие данные также могут оказаться полезными при литологической корреляции, выборе положения для установки пакера и для оценки толщины спекшейся корки на стенках.

Термограмма скважины (термокаротаж) – это кривая изменения температуры в скважине в зависимости от глубины. Измерения проводят с помощью электрических либо автономных термических приборов. Так как температура обычно равномерно меняется в зависимости от глубины, любое отклонение или внезапное изменение могут указывать на расширение газа или на иное движение газа или жидкости. Это может свидетельствовать о неплотности обсадной колонны, наличии зоны потери бурового раствора или даже газоносного участка.

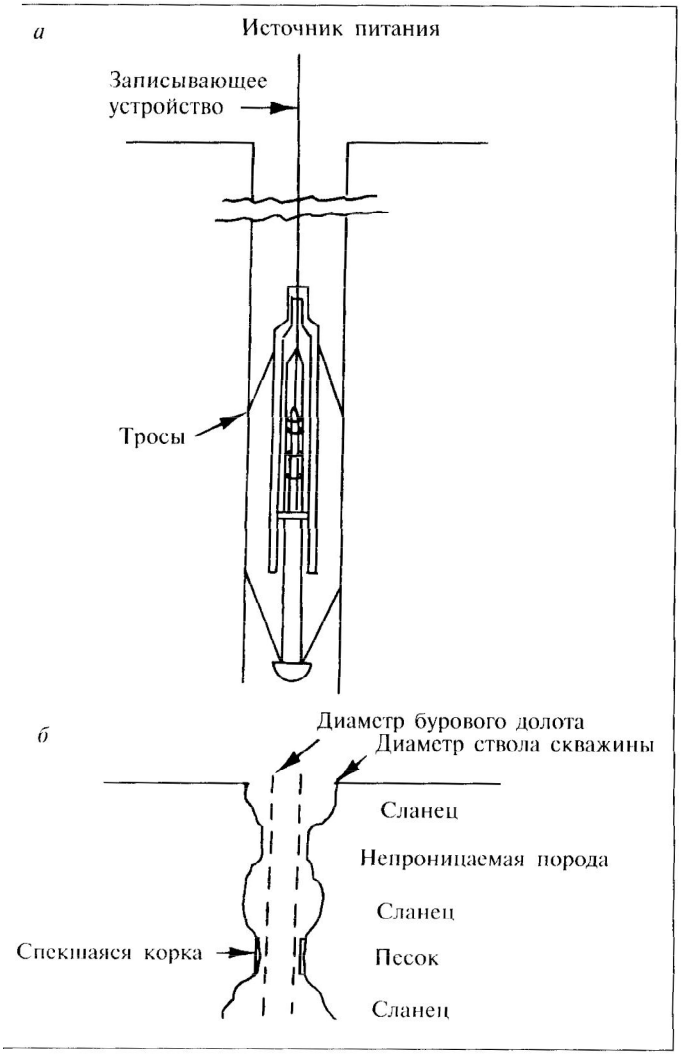


Рис. 83. Инструмент для регистрации диаграммы диаметра ствола скважины *(а)* и типовой ствол скважины *(б)*, где показаны изменения диаметра

Измерение наклона пласта – это регистрация данных по наклону пласта в зависимости от глубины. Измеряется как угол наклона, так и его направление. Запись осуществляется с помощью сложного инструмента, который является модификацией инструмента для микрокаротажа, способного измерять угол наклона пласта породы, через который идет бурение. Данные по наклону полезны при установлении искривления скважины, а также для составления структурной карты пластов и для определения правильного направления дальнейшего бурения по отношению к скважине, открывшей новое месторождение, или к сухой скважине.

Прочие используемые виды каротажа включают диаграмму положения муфт, метод радиоактивных меток, диаграммы инклинометрии и качества связи цемента, перфорационный каротаж и мн. др.

Неспециалист может задуматься о нужности такого огромного объема информации, получаемого за счет различных методов каротажа. Однако не стоит забывать, что потенциальные разрабатываемые нефте- и газоносные пласты залегают на нескольких тысячах футов под поверхностью земли и в большинстве случаев их невозможно исследовать непосредственно. В связи с этим методы косвенного анализа являются единственно возможными и, так как задействованы большие суммы денег, имеет смысл собрать всю возможную информацию, которая поможет решить вопрос, будет ли скважина продуктивной.

Отбор керна

Отбор керна является одним из наиболее старых методов оценки пластов. Несмотря на высокую стоимость, отбор керна – оптимальный метод, дающий возможность получить образец пласта подземной породы на месте скважины для подробного литологического исследования, а также для последующих лабораторных исследований.

Если изучение обломков породы разбуриваемого пласта укажет на возможное присутствие нефти или газа, то проводят более подробные исследования. Один из способов получить дополнительную информацию связан с кернами – крупными цилиндрическими кусками пород пласта. С целью извлечения кер-

на бурильную колонну удаляют из скважины, туда вносят колонковое буровое долото или боковой керноотборник и начинают отбор керна.

Данную операцию можно проводить двумя основными способами: бурением с отбором керна буровым наконечником (стандартный способ) и боковым отбором керна. Далее мы рассмотрим оба способа и отметим их достоинства и недостатки.

Стандартный способ отбора керна

Несмотря на существование различных типов колонковых буровых инструментов, для отбора керна почти повсеместно применяют алмазные инструменты вследствие их экономической эффективности. Они могут быть использованы как при работе с колонковым долотом, так и в случае отбора керна съемным керноотборником. Надежность резки и эффективность при работе этими инструментами, а также длительный срок службы в скважине могут сократить время бурения более значительно, чем нужно для компенсации их дополнительной стоимости. Колонковое долото – это специальное буровое долото с отверстием посередине (рис. 84). В процессе бурения часть пласта остается в этом отверстии. Длина данной оставшейся части меняется от 3 до 25 м, в зависимости от типа используемого керноотборника.

Съемный керноотборник помещается внутрь бурильной трубы и может быть удален без поднятия всей бурильной колонны.

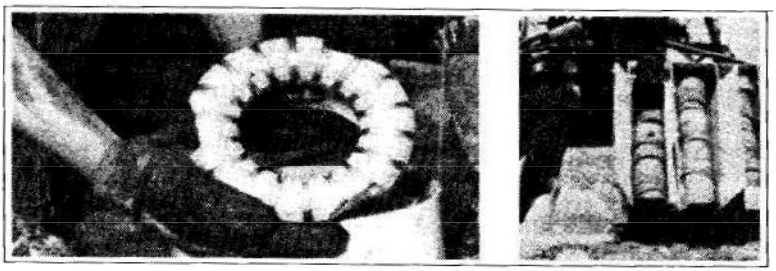


Рис. 84. Колонковое долото и образцы кернов

Однако в этом случае обычно отбирается керн меньшего размера (4,5 м в длину и 2–5 см в диаметре). При получении кернов большего размера керноотборник в виде бурового нако-

нечника прикрепляется к нижней части буровой колонны. Для отбора керна после проходки определенной длины бурильная колонна должна быть целиком поднята из скважины.

Части керна вынимают из керноотборника, протирают, не промывая, очищают от бурового раствора, а затем измеряют. Когда длина извлеченного керна не совпадает с длиной проходки колонковым долотом, недостающую часть считают утерянной в нижней части скважины (если нет фактов, противоречащих этому). Затем специалист – инженер или геолог – проводит первичное исследование для установления целесообразности проведения лабораторного анализа. Если планируется проведение анализа, керн немедленно помещают в ящики. Каждый ящик маркируют с торца, обозначая номер ящика и номер керна. На боковой стороне рисуют стрелку, обозначающую ориентацию (сверху вниз) керна в ящике. Глубина, с которой был извлечен керн, также должна быть обозначена в виде интервала величин на дне и на боковой стороне ящика.

В лаборатории определяют пористость, проницаемость, водонасыщенность и нефтенасыщенность пласта, через который идет бурение. Эту информацию объединяют с данными геологических исследований, полученных в месте расположения скважины, включая данные по наклону, трещинам в породе, нерегулярности залегания, неравномерности окраски, а также с результатами испытаний на флуоресценцию в ультрафиолете (нефть флуоресцирует в ультрафиолетовом свете) – для более надежной оценки потенциальной продуктивности пласта.

Боковой отбор керна

Боковой отбор керна осуществляется как дополнительная операция и используется, когда вынос керна традиционным способом слишком мал или когда в процессе бурения вообще не производили отбора кернов.

Для получения керна из стенок скважины в нее спускают специальное оборудование для извлечения на поверхность образцов из стенок скважины. При таком методе отбирают небольшие образцы – около 10 см в длину и 2–3 см в диаметре; поэтому данные, полученные таким методом, менее надежны.

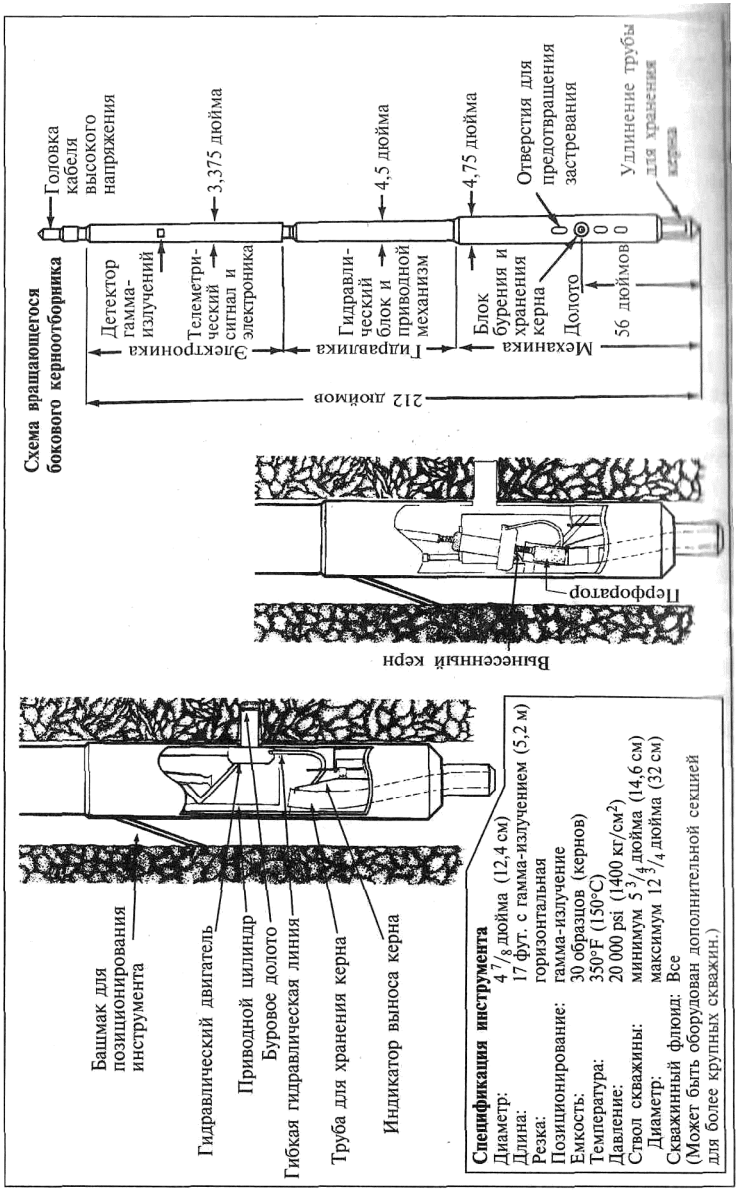


Рис.85. Схема бокового керноотборника

Однако боковой отбор керна занимает меньше времени и требует меньших затрат. Специалист должен взвесить преимущества и недостатки каждого варианта и принять решение (рис. 85).

Опробование пласта

Если выводы, основанные на данных, полученных описанными выше методами исследования, выглядят обнадеживающими, можно провести исследование опробователем пласта, спускаемым на бурильных трубах (опробование пласта). Опробование пласта моделирует условия законченной скважины.

Во время опробования перспективный интервал изолируют от остальной части ствола скважины с помощью пакера или системы клапанов. При этом жидкость из пласта направляется внутрь бурильных труб, а затем выносится на поверхность.

Опробование пласта можно проводить как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Его основной задачей является определение типов жидкостей или газов в пласте и производительности скважины.

Все эти виды исследований помогают буровым мастерам и инженерам-нефтяникам определить момент, когда бурение скважины проходит через продуктивный пласт с промышленным количеством нефти. Если данная скважина не представляется перспективной, ее считают «сухой» и ликвидируют (заполняют цементной пробкой). Если же скважина может оказаться перспективной, осуществляют заканчивание скважины, которому посвящена глава VII.

14.1. Первичное вскрытие, освоение, испытание скважин

Первичное вскрытие – комплекс работ, связанных разбуриванием продуктивного пласта и обеспечением устойчивости ствола скважины [25, 26, 27].

Существует несколько способов первичного вскрытия:

1 способ. Скважина закрепляется эксплуатационной колонной до кровли продуктивного пласта и цементируется. Продуктивный пласт разбуривается полностью или частично, после получения притока пластовой жидкости скважина сдается в

эксплуатацию (рис. 86, *а*). Применяется этот способ, когда продуктивный пласт сложен устойчивой породой.

2 способ. Этот способ отличается тем, что ствол скважины в продуктивном пласте укрепляется специальным фильтром, но не цементируется. Применяется тогда, когда пласт представлен слабосцементированными коллекторами (рис. 87, *б*).

3 способ. Этот способ наиболее распространенный. Продуктивный пласт разбуривается без предварительного перекрытия вышележаших пород обсадными трубами. Эксплуатационная колонна спускается на всю глубину скважины и цементируется. В дальнейшем, используя один из способов вторичного вскрытия, в эксплутационной колонне и цементном камне пробиваются отверстия для вызова притока жидкости (рис. 87, *в*).

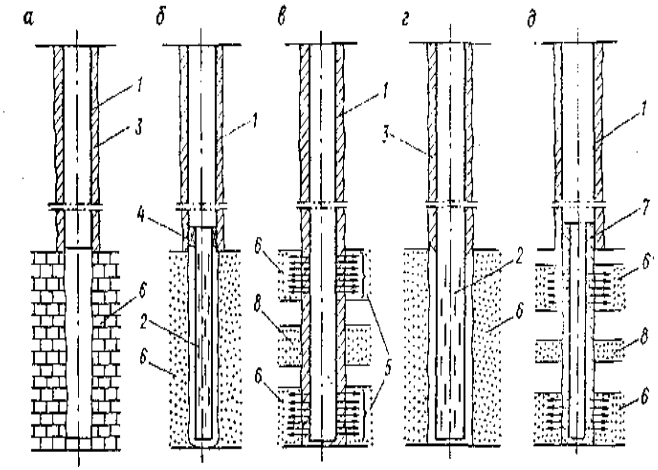


Рис. 86. Схемы оборудования нижнего участка скважины при вскрытии продуктивной залежи:
1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 – цементный камень; 4 – пакер или подвесное устройство; 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивная залежь; 7 – потайная обсадная колонна; 8 – водоносный пласт

4 способ. Чтобы предотвратить загрязнение продуктивного пласта тампонажным раствором применяют способ вскрытия экс-

плуатационной колонны с фильтровым участком на конце. Цементируется только участок ее выше кровли пласта (рис. 86, *г*).

5 способ. До разбуривания продуктивного пласта, верхняя часть скважины обсаживается колонной и цементируется. После разбуривания пласта спускается обсадная колонна «в потай» и цементируется. «В потай» называется спуск обсадной колонны, когда верхний конец колонны остается на глубине. Затем в обсадной колонне и цементном камне пробиваются отверстия, по которым может притекать пластовая жидкость (рис. 86, *д*).

Освоение и испытание скважины

После окончания буровых работ скважина готовится к вызову притока пластовой жидкости и испытанию. Для этого верхний конец эксплуатационной колонны оборудуется фонтанной арматурой. Около скважины размещаются емкости для сбора и хранения жидкостей, сепараторы, факельное устройство, мерники и измерительные аппараты. Временно устанавливаются и обвязываются с устьем скважины компрессоры и насосные агрегаты, которые нужны для промывки скважины и вызова притока пластовой жидкости.

Фонтанная арматура состоит из двух частей: трубная головка и фонтанная елка. Трубная головка служит для подвески НКТ (насосно-компрессорные трубы).

Фонтанная елка необходима для отвода добываемой жидкости в наземные емкости и для герметизации устья. Между трубной головкой и фонтанной елкой располагается центральная задвижка высокого давления. Трубная головка и фонтанная елка снабжены боковыми отводами, каждый из которых оборудован двумя задвижками высокого давления, манометрами, а отводы елки снабжены термометрами и штуцерными камерами.

К боковым отводам трубной головки при необходимости подсоединяются компрессоры и насосные агрегаты (например, для вызова притока из пласта, глушения скважины и т. п.).

До установки на скважине арматура опрессовывается пробным давлением, указанным в паспорте.

После монтажа арматуры на устье, она проверяется опрессовкой на герметичность трубной головки и фонтанной елки.

Штурвал управления центральной задвижкой арматуры выводится на расстояние не менее 10 м от устья скважины в сторону выкидных линий и ограждается щитом с навесом.

Вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией

После первичного вскрытия в большинстве случаев вся скважина закрепляется эксплуатационной колонной с цементацией заколонного пространства. Для получения притока пластовой жидкости необходимо пробить достаточно большое число отверстий через обсадную трубу, тампонажный камень и кольматационный слой. Эта работа называется вторичным вскрытием продуктивного пласта.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью перфораторов. Перфораторы бывают стреляющие и гидроабразивного действия.

Для создания нормальных условий притока пластовой жидкости в скважину плотность прострела стреляющими перфораторами должна быть от 10 до 20 отверстий на 1 метр. За один рейс можно пробить от 2 до 10 отверстий. Поэтому перфоратор приходится спускать в скважину несколько раз.

Конструкция и принцип действия перфораторов подробно рассматриваются в курсах «Промысловая геофизика» и «Технология и техника добычи нефти».

Наиболее эффективный способ вторичного вскрытия, особенно продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами – гидроабразивная перфорация. Этот способ так же подробно рассматривается в курсе «Технология и техника добычи нефти».

Способы вызова притока жидкости из пласта, освоение скважины

Под освоением подразумевается комплекс работ по вызову притока жидкости из продуктивного пласта, очистке призабойной зоны от загрязнения и обеспечению условий для получения возможно более высокой продуктивности скважины.

Чтобы получить приток из продуктивного горизонта, необходимо давление в скважине снизить значительно ниже пластового. Существуют разные способы снижения давления.

1. Замена тяжелой жидкости на более легкую (рис.87).

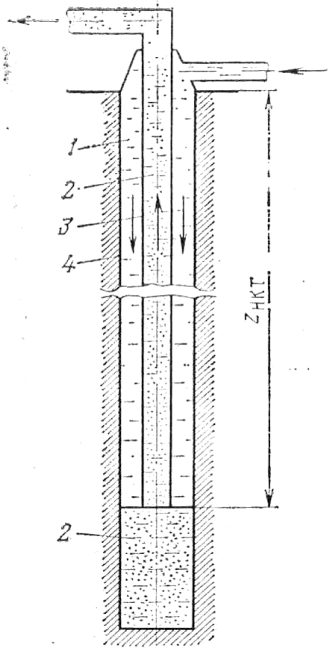


Рис.87. Схема замены тяжелой жидкости на легкую:
1 – закачиваемая облегченная жидкость; 2 – тяжелая промывочная жидкость; 3 – НКТ; 4 – эксплуатационная колонна

Если замена тяжелой промывочной жидкости на чистую воду или дегазированную нефть не достаточна для получения устойчивого притока из пласта, то прибегают к другим способам увеличения депрессии.

Когда коллектор сложен слабоустойчивой породой, снижение давления возможно газожидкостной смесью.

2. Снижение давления в скважине с помощью компрессора.

После получения притока нефти или газа скважина должна в течение некоторого времени поработать с максимальным дебитом, чтобы из приствольной зоны удалить проникшую туда промывочную жидкость.

Если, не смотря на создание большой депрессии, дебит скважины оказывается низким, то обычно прибегают к различным способам стимулирующего воздействия на пласт.

Существует достаточно много методов воздействия: кислотная обработка, воздействие на продуктивный пласт резкими колебаниями давлений, методы гидравлического разрыва пласта и гидроабразивной перфорации, методы обработки растворителями и ПАВ, методы термохимического воздействия и т. д.

Испытание скважин

Проводят с целью получения полной информации, необходимой для оценки коллекторских свойств исследуемого объекта, подсчет запасов нефти и газа в нем, определение продуктивности, выбора способа и оптимального режима их эксплуатации, а также режима разработки месторождения в целом.

Опробование перспективных горизонтов в процессе бурения

При бурении на новых или слабоизученных площадях очень важной задачей является выявление всех пластов, в которых содержится нефть и газ, оценка промышленной ценности запасов углеводородов в них. В какой-то мере задача выявления горизонтов, насыщенных углеводородами, решается методами промысловой геофизики.

Но окончательное установление содержимого того или иного пласта, перспективности получения притока нефти и газа из него, промышленной ценности залежи можно сделать только в результате прямого опробования объекта.

При опробовании пласта в первую очередь стараются получить приток пластовой жидкости из данного объекта и отобрать пробы ее для последующего лабораторного анализа, измерить начальное давление пласта и получить информации, необходимые для оценки коллекторских свойств пласта, его продуктивности и подсчитать возможные запасы углеводородов.

Для того чтобы опробовать пласт, необходимо изолировать рассматриваемый объект от всех других проницаемых горизонтов и от воздействия гидростатического давления столба промывочной жидкости, заполняющей скважину, создать достаточно большую

разность между пластовым давлением в объекте и давлением в скважине с целью получения притока пластовой жидкости, регистрировать скорости притока и изменения давления в скважине в течение всего периода опробования, а также отобрать представительные пробы пластовой жидкости для ее исследования.

Наиболее достоверная информация получается при опробовании в процессе бурения, так как приствольная зона объекта еще существенно не загрязнена.

Для этой цели применяют снаряды, спускаемые в скважину на конце бурильных труб. Такие снаряды называются пластоиспытателями. Они позволяют получать приток пластовой жидкости из всей вскрытой части пласта и достаточно большой объем информации.

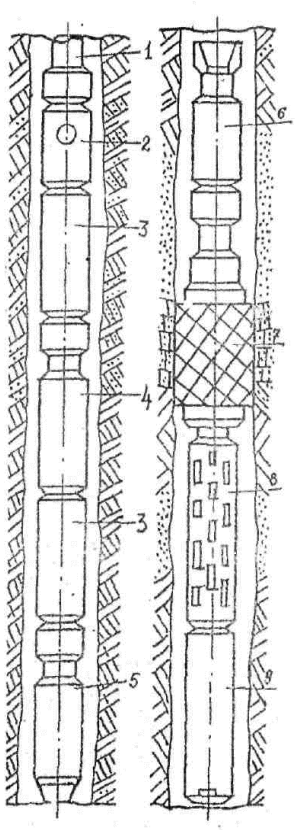
Принципиальная схема опробования пластоиспытателем

Типовая схема компоновки пластоиспытателя показана на рис. 88.

В состав компанировки входят следующие узлы: циркуляционный клапан *2*, запорный клапан *4*, пластоиспытатель *5*, яс *6*, пакер *7*, фильтр *8*, опорный башмак *9*, приборные переводники *3*, в которых размещаются регистрирующие, глубинные манометры и термометры. Пластоиспытатель имеет два клапана – впускной и уравнительный, а также штуцер и гидравлическое тормозное устройство.

Для опробования объекта в скважину через ротор спускают компоновку на конце бурильных труб. На верхний конец колонны бурильных труб навинчивают специальную вертлюжную головку, к которой присоединяют выкидную линию, оборудованную кранами высокого давления, устройством для отбора проб пластовой жидкости и расходомером.

Через выкидную линию отводится жидкость, вытесняемая из бурильных труб в специальную емкость, а газ отводится к факельному стояку для сжигания. Через выкидную линию также подается промывочная жидкость в бурильные трубы насосом высокого давления.



Компоновка с бурильными трубами подвешивается на лебедке с помощью элеватора и талевой системы. Длину колонны бурильных труб рассчитывают так, чтобы после установки башмака *9* на забой фильтр *8* находился напротив пласта, подлежащего опробованию.

Герметизацию пространства между бурильными и обсадными трубами перед началом опробования осуществляют с помощью превенторов, устанавливаемых на колонной головке.

Рис. 88. Схема компоновки пластоиспытателя:
1 – бурильные трубы;
2 – циркуляционный клапан;
3 – переводник для установки приборов;
4 – запорный поворотный клапан;
5 – испытатель пластов;
6 – гидравлический яс;
7 – пакер; 8 – фильтр; 9 – хвостовик

Во время спуска компоновки в скважину впускной клапан испытателя и циркуляционный клапан компоновки закрыты, а запорный клапан компоновки и уравнительный клапан испытателя – открыты; пакер растянут в осевом направлении, поэтому наружный диаметр резинового элемента пакера минимален и между пакером и стенками скважины имеется зазор, обеспечивающий протекание промывочной жидкости.

Гидравлическое сопротивление промывочной жидкости, вытесняемой спускаемой в скважину компоновкой, уменьшают направлением части жидкости из подпакерного пространства через уравнительный клапан пластоиспытателя (рис. 89) по отверстиям фильтра *8* и штока 7.

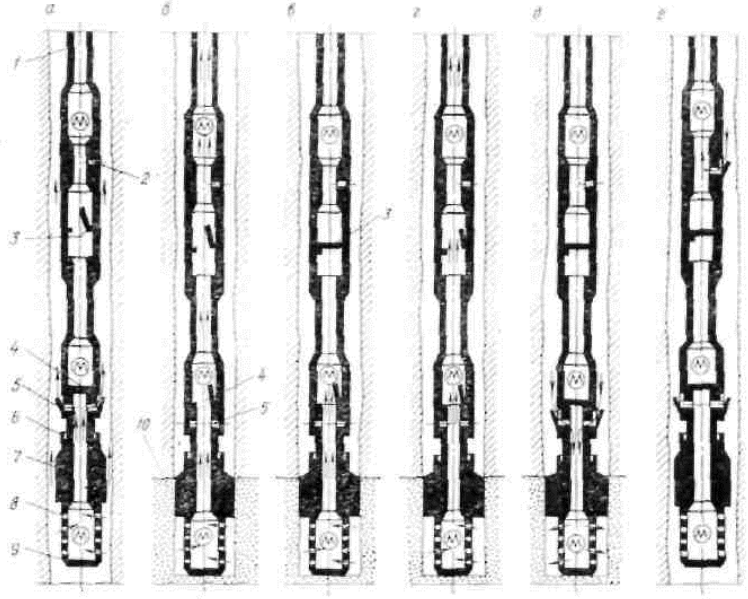


Рис. 89. Технологическая схема опробования пласта с помощью пластоипытателя:
а – спуск в скважину; б – первый открытый период опробования; в – первый закрытый период; г – второй открытый период: д – открытие уравнительного клапана; е – промывка через циркуляционный клапан в период подъема из скважины; 1 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 –запорный клапан; 4 – главный впускной клапан; 5 – уравнительный клапан; 6 – яс; 7 – пакер; 8 – фильтр; 9 – башмак; 10 – объект опробования; 11 – глубинный манометр

Отверстия бурильных труб при спуске заполняют водой или промывочной жидкостью с такой плотностью, чтобы к моменту открытия впускного клапана испытателя давление внутри пластоиспытателя было меньше ожидаемого пластового давления на величину заданной депрессии.

После спуска компоновку ставят на забой и частью веса бурильных труб создают осевую нагрузку на башмак компоновки. При этом под действием осевой нагрузки резиновый эле-

мент пакера расширяется в радиальном направлении и плотно прижимается к стенкам скважины; одновременно закрываются отверстия уравнительного клапана и подпакерная зона оказывается полностью изолированной от надпакерной.

После закрытия уравнительного клапана открывается впускной клапан испытателя.

Благодаря возникающей при этом большой депрессии начинается приток пластовой жидкости из пласта в подпакерную зону скважины; оттуда она через фильтр, полый шток пакера и впускной клапан испытателя поступает в бурильные трубы. Чтобы приток из объекта не был чрезмерно интенсивным, в испытателя устанавливают сменный штуцер с отверстием небольшого диаметра (6–10 мм).

Время открытия впускного клапана регулируется тормозным устройством, включенным в состав испытателя.

Перед спуском тормозное устройство испытателя заполняют специальной высоковязкой жидкостью и отрегулируют так, чтобы впускной клапан открывался не ранее чем через 3–5 мин после создания осевой нагрузки.

Процесс опробования состоит из нескольких открытых и закрытых периодов.

В течение открытого периода пластовая жидкость поступает из пласта в бурильные трубы через впускной клапан *4* (рис. 89, *б*).

Задача первого открытого периода состоит в том, чтобы получить начальный приток жидкости из пласта и очистить приствольную зону от загрязнения. Продолжительность его обычно менее 10 мин.

Задачи последующих открытых периодов – распространить область пониженного давления возможно дальше от скважины вглубь пласта.

Обычно ограничиваются двумя или тремя открытыми периодами. II – период от 15 мин до 1 ч, III – период продолжительнее II-го.

Об интенсивности притока пластовой жидкости судят по объему вытесненного воздуха (или воды) из бурильных труб, которую регулируют с помощью расходомера, установленного на выкидной линии на устье.

Открытый период заканчивается закрытием запорного клапана *3* (рис. 89, *в*).

Во время закрытого периода приток жидкости из пласта в испытатель продолжается. В связи с тем, что запорный клапан закрыт, жидкость не может перетекать в бурильные трубы, давление в испытателе и подпакерной зоне быстро возрастает.

Если продолжительность первого закрытого периода достаточна, давление в подпакерной зоне может выровняться с пластовым.

При закрытых периодах можно зарегистрировать кривые восстановления давления в подпакерной зоне. А это необходимо вместе с данными об интенсивности притока в течение открытых периодов и результатами лабораторных анализов пластовой жидкости для определения коллекторских свойств пласта, запасов углеводородов в нем и промышленной ценности.

Продолжительность первого закрытого периода в 3–5 раз больше продолжительности первого открытого периода. Продолжительность каждого последующего закрытого периода должна быть в 1–3 раза больше продолжительности предшествующего открытого периода. Если гидропроводность пласта высокая, то продолжительности открытого и закрытого периодов могут быть примерно одинаковыми.

Для регистрации давления установлены глубинные манометры под фильтром, в фильтре между впускными и запорным клапанами.

Для закрытия и открытия запорного клапана, чтобы менять открытый и закрытый периоды, необходимо вращать колонну бурильных труб на несколько оборотов по часовой стрелке ротором.

По окончании опробования бурильные трубы натягивают, снимая осевую нагрузку с компоновки пластоиспытателя, при этом закрывается впускной клапан *4* испытателя и открывается уравнительный клапан *5*, жидкость из надпакерного пространства перетекает в подпакерное и давление сниз и сверху выравнивается. Дополнительным натяжением колонны труб освобождают пакер и пластоиспытатель поднимают из скважины.

В процессе опробования с помощью специального пробоотборника, установленного в компоновке между впускным и запорным клапанами, отбирают пробу пластовой жидкости.

Жидкость в таком пробоотборнике сохраняется под тем высоким давлением, которое было в конце закрытого периода опробования. В состав компановки входят также яс и безопасный замок. Яс – это гидравлический инструмент для освобождения пакера в случае прихвата за счет дополнительной ударной силы. Безопасный замок позволяет освободить часть компановки, если не удается освободить пакер и фильтр.

Испытатель пластов ИПГ

Герметизация бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций, сообщение канала труб с подпакерным пространством, выравнивание гидростатического давления над и под пакером, а также создание депрессии на пласт осуществляется испытателем пластов.

Общий вид испытателя пластов показан на рис. 90.

Между верхним переводником *1* и штангой *3* зажимается сменный штуцер *2*.

Верхний переводник со штангой и сборным штоком *7* может перемещаться вдоль корпуса на 200 мм (ход ИПГ).

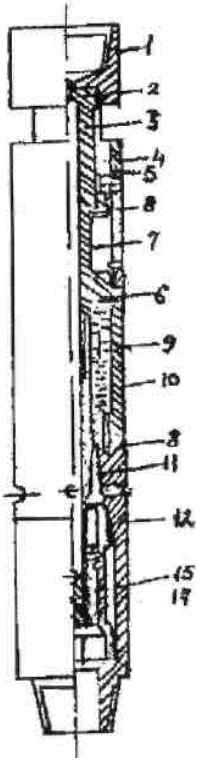
Штанга имеет два наружных паза и через две шпонки *4,* установленные в пазы переводника *6* и закрытые кожухом *5*, имеет зацепление с корпусом для передачи крутящего момента.

Для замедления сжатия ИПГ и для замедления открытия приемного клапана при приложении к ИПГ осевой нагрузки служит гидротормозная камера *10* с поршнем *9*. Она изолирована сверху и снизу и заполнена маслом МС-20 (через отверстия с пробками *8*).

Ниже гидротормозной камеры находятся уплотнительные манжеты *11* уравнительного клапана и гильза *12*, приемный клапан *13*, его уплотнения и гильза *14*.

Гидротормозная камера (рис. 91) состоит из штоков *1* и *5*, поршня, расположенного между штоками.

Поршень состоит из внутренней гильзы *2* с капиллярной винтовой нарезкой по нижнему утолщенному участку, наружной гильзы *4*, соединенной на резьбе с внутренней гильзой и перекрывающей полностью или частично капиллярный канал камеры. Положение наружной гильзы фиксируется контргайкой *3*.



При подаче осевой нагрузки шток *1* перемещается вниз и его уплотненый конец плотно прижимается к верхнему торцу поршня (гильза *2*). Замедление движения штока вниз, а, следовательно, открытие приемного клапана ИПГ пройсходит из-за того, что масло из нижней части камеры в верхнюю перетекает по капиллярному каналу внутренней гильзы с высоким сопротивлением. При снятии осевой нагрузки поршень отходит от уплотнительного буртика, открывается достаточно щирокий канал для свободного перетока масла сверху вниз.

Рис. 90. Испытатель пластов ИП-146:
1 – верхний переводник штанги;
2 – сменный штуцер; 3 – штанга;
4 – шлицевые шпонки; 5 – кожух;
6 – верхний корпусный переводник;
7 – сборный шток; 8 – пробки гидротормозной камеры; 9 – поршень гидротормозной камеры;
10 – гидротормозная камера;11 – уплотнительная манжета уравнительного клапана; 12 – гильза уравнительного клапана; 13 – приемный клапан;
14 – гильза приемного клапана

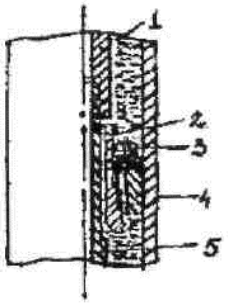


Рис. 91. Схема устройства гидротормозной камеры испытателя пластов ИПГ-146:
1, 5 – штоки; 2 – внутреняя гильза поршня с капиллярной винтовой нарезкой; 3 – стопорная гайка; 4 – наружная гильза поршня

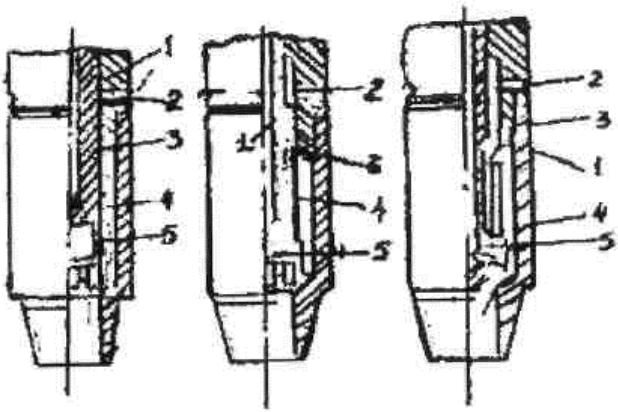


Рис. 92. Схема работы клапанной системы ИПГ-146:
а – на спуске-подъеме; б – при открытии или закрытии клапанов; в – на притоке; 1 – уплотнение уравнительного клапана; 2 – уравнительные отверстия; 3 – гильза уравнительного клапана; 4 –приемный клапан; 5 – гильза приемного клапана

Приемный клапан закрывается без замедляющего сопротивления.

Гидротормозное устройство не допускает преждевременное открытие приемного клапана при задержках компановки во время спуска и при затягивании пакера на забое. Конструкция поршня предусматривает регулировку рабочей длины капиллярного канала путем развинчивания или завинчивания наружной обоймы. Это позволяет регулировать и заранее устанавливать время открытия приемного клапана ИПГ.

Тормозная способность реле времени определяется из выражения:

$$T = T_0 \cdot \frac{P_0 L \mu_t}{P_1 L_0 \mu_0},$$

где T_o – время работы срабатывания впускного клапана (указывается в паспорте реле времени); P_o – осевая нагрузка при заводской тарировке; L_o – длина капиллярного канала в момент тарировки; μ_o – вязкость масла при температуре в момент тари-

ровки; P – ожидаемая осевая нагрузка на испытатель пластов в процессе испытания; L – фактическая длина капиллярного канала; μ_t – вязкость масла при ожидаемой температуре в скважине.

Фактическое время открытия (T_ϕ) должно составить для заданных условий проведения работ 0,5–2,0 мин.

В качестве рабочей жидкости в испытателях в большинстве случаев используют авиамасло ЛЕС-20.

Схема работы клапанной системы ИПГ-146 показана на рис. 92. Положительной особенностью ИПГ является сравнительная простата его конструкции и простата изготовления.

Запорные поворотные клапаны

С целью записи давления пласта необходимо закрыть доступ жидкости и газа из испытуемого пласта в бурильные трубы, что выполняется с помощью запорных поворотных клапанов.

Клапан управляется с устья скважины путем вращения колонны бурильных труб вправо на заданное число оборотов.

Первоначально компоновки КИИ диаметром 146 и 95 мм имели клапана одинарного закрытия, позволяющие проводить операции с одним открытым и с одним закрытым периодами испытания. С 1971 г. стали выпускать запорные поворотные клапаны двойного закрытия, которые позволяли производить операции с двумя открытыми периодами.

На рис. 93 приведен общий вид клапана ЗП2-146. Внутри корпуса *7* размещены полые штоки *4* и *12,* подшипник *10*, винтовая пара *14* и *15*, выпускной клапан, состоящий из четырех деталей: верхней гильзы *16*, двухрядного клапана *18*, нижней гильзы *19* и нижней части впускного клапана *21*. В нижней части корпуса размещен редукционный клапан *24* с гнездом *25* и пружиной *22*.

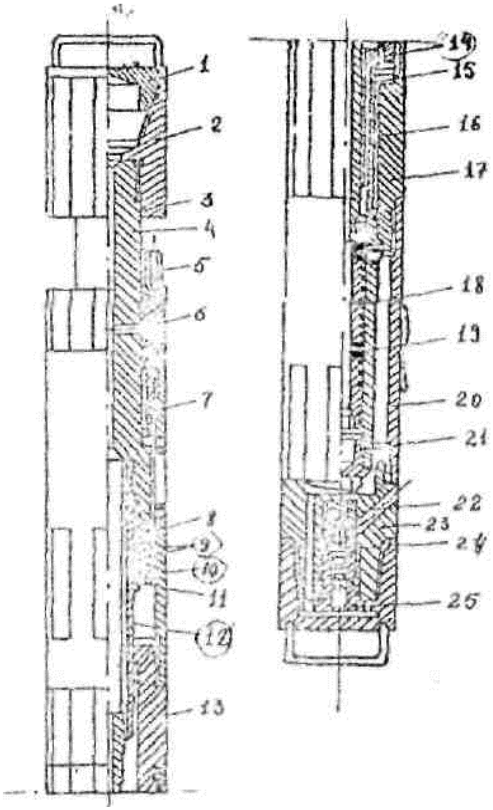


Рис. 93. Запорный поворотный клапан ЗП2-146:
1 – защитный клапан; 2 – верхний переводник; 3 – уплотнительные кольца; 4, 12 – штоки; 5 – монтажный винт; 6 – грундбукса; 7 – кожух; 8 – стопор; 9 – сферические опоры; 10, 11 – подшипники; 13 – опорный переводник; 14 – гайка; 15 – винт; 16 – верхняя гильза; 17 – переводник; 18 – двухрядный клапан; 19 – нижняя гильза; 20 – патрубок; 21 – нижняя часть впускного клапана; 22 – пружина; 23 – нижний переводник; 24 – редукционный клапан; 25 – гнездо клапана

В табл. 4 приведены технические характеристики запорных поворотных клапанов двойного действия.

Таблица 4

Техническая характеристика запорных поворотных клапанов

Показатель	ЗП2-146	ЗП2 - 95	ЗП2-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1885	2097	67
Рабочий ход, м	100	90	100
Число оборотов необходимое для осуществления:			
первого закрытия	10	10	10
второго открытия	20	20	20
второго закрытия	30	30	30
Направление вращения	вправо	вправо	вправо
Масса, кг	190,1	116,62	42,14

Клапан спускается в скважину в растянутом положении.

Благодаря тому, что шток клапана находится с корпусом в шлицевом соединении, есть возможность передачи вращения нижерасположенным узлам испытательного оборудования без воздействия на впускной клапан, который в процессе спуска остается открытым.

Под действием осевой нагрузки шток смещается вниз относительно корпуса и выходит из шлицевого зацепления. Нагрузка передается на подшипник качения *10*, благодаря которому обеспечивается свободное вращение штока *4* относительно корпуса.

Первое закрытие клапана осуществляется правым вращением бурового инструмента, после передачи осевой нагрузки на 10 оборотов. Вращение через шток *4* и *12* передается винту *15*.

Двухрядный клапан *18* перемещается вверх и гильза *16* перекрывает радиальные отверстия.

После этого инструмент некоторое время не вращается. Это время необходимо для записи начальной кривой восстановления давления.

Для повторного открытия клапана буровой инструмент снова вращается на 10 оборотов.

Для второго закрытия клапана инструмент проворачивается на 10 оборотов. При этом винт *15* перемещается в верхнее положение (крайнее), выходит из зацепления с гайкой *14* и прекращается дальнейшее его перемещение вверх. В таком положении буровой инструмент можно вращать на неограниченное число оборотов.

После окончания испытания оборудование поднимается из скважины. По мере подъема оборудования давление в затрубном пространстве уменьшается и при значении его ниже гидростатического давления в трубах, откроется редукционный клапан *24*. К концу подъема оборудования давление внутри запорного клапана станет близким к атмосферному. Это обеспечивает безопасность его отвинчивания.

Циркуляционный клапан

Циркуляционный клапан необходим для создания прямой или обратной циркуляции жидкости в испытательном оборудовании. Это позволяет при необходимости вытеснить из бурильных труб к стенкам скважины жидкость, установить нефтяную или водяную ванну.

Общий вид циркуляционного клапана показан на рис. 94.

В состав клапана входит корпус *1*, в котором размещается полый шток-пробка *2*, разделяющий внутренние полости корпуса и бурильных труб. Шток-пробка фиксируется в исходном положении срезной шпилькой 3.

Циркуляционный клапан открывается, когда давление в бурильных трубах будет превышать на 4,5–5,0 МПа (давление в затрубном пространстве). При таком давлении срезается шпилька *3* и шток-пробка смещается вниз и полость бурильных труб сообщается с затрубным пространством.

Пакер ПЦ

Пакеры необходимы для разобщения испытуемого пласта от остальной части ствола скважины. В настоящее время в составе испытательного оборудования используются пакеры с жесткой металлической опорой и пакеры с раздвижной резиновой опорой.

Типовая конструкция пакера с раздвижной резиновой опорой показана на рис. 95.

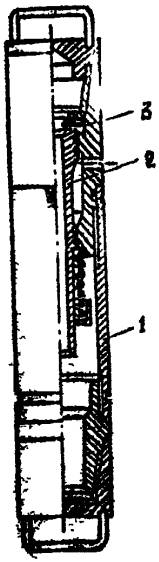


Рис. 94
Циркуляционный клапан

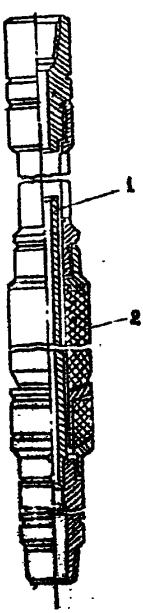


Рис. 95
Пакер диаметром 146 мм с раздвижной резиновой опорой

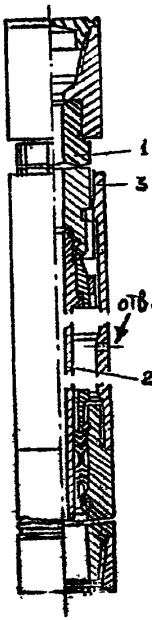


Рис. 96
Гидравлический яс ЯГ-146

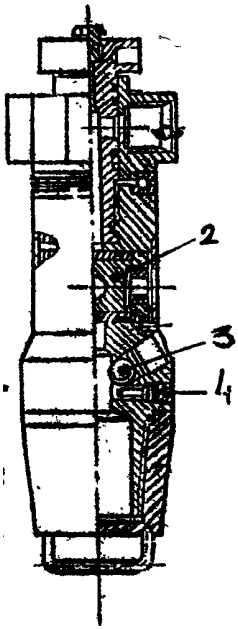


Рис. 97
Вертлюжная головка

При передаче осевой нагрузки корпус пакера перемещается вниз, сжимая резиновую манжету, удерживаемую штоком *1*.

При этом резиновая манжета увеличивается по диаметру и перекрывает кольцевой зазор между испытательным оборудованием и стенками скважины.

Для снятия пакера с места прикладывают растягивающее усилие, передаваемое резиновому элементу. Резиновая опора

под действием сил упругости возвращается в исходное состояние, что дает возможность снять пакер с места и поднять его из скважины. При снятии пакера с места происходит выравнивание гидростатичекого давления в над пакерной и подпакерной зонах.

Техническая характеристика пакеров приведена в табл. 5.

Манжета пакера изготовлена из термостойкой резины. Срок службы резиновых элементов пакеров различный, зависит от ряда факторов и в среднем находится в пределах от одной до десяти операций.

Таблица 5

Техническая характеристика пакеров

Показатель	ПЦР-178	ПЦ-146	ПЦР-146	ПЦ-95	ПЦР-95	ПЦ-65	ПЦР-65
Наружный диаметр, мм	170	146	146	95	95	67	67
Диаметр сменных резиновых элементов, мм	245,270	170,180	170,180	109,115	109,115	67,78	67,78
Рабочий ход пакера, мм	350	400	350	370	330	260	240
Рекомендуемая нагрузка при пакеровке, кН	150-200	100-120	100-120	60-80	60-80	15-30	15-30
Максимальный перепад давления, МПа	45,0	35,0	45,0	35,0	45,0	35,0	40,0
Максимальная емпература, ^{0}C	150	150	170	170	170	150	170
Длина,мм	2373	2300	1633	1525	1435	1410	1450

Гидравлические ясы

Для освобождения пакера после испытания применяют яс, который облегчает процесс снятия пакера за счет ударов. Яс служит также для освобождения хвостовика в случае его прихвата.

Испытатель КИИ 2м-146 комплектуется двумя ясами. Они отличаются по силе удара за счет различной степени гидравлической уравновешаниности.

Четвертной разрез гидравлического яса показан на рис. 96.

Гидравлический яс состоит из корпуса и подвижных штоков *1, 2*.

Во время спуско-подъемных операции яс находится в растянутом положении, как показано на рис. 96.

В момент установки пакера под действием осевой нагрузки штоки 1, 2 перемещаются в крайнее нижнее положение.

При снятии пакера с места под действием растягивающих нагрузок штоки начинают перемещаться вверх. При этом необходимо приложить дополнительное усилие для преодоления гидравлической неуравномешанности.

Под воздействием этого усилия колонна бурильных труб расстягивается в пределах упругой деформации. Дальнейшее перемещение штоков приводит к открытию радиальных отверстии в корпусе *3*.

Таблица 6

Техническая характеристика гидравлических ясов

Показатель	ЯГ-146	ЯГ-146	ЯГ-95	ЯГ-65
Наружный диаметр,мм	146	146	95	65
Величина свободного хода,мм	220	320	330	250
Гидравлически неуравновешенная площадь,см^2	58	96	38	15
Длина в растянутом положении,мм	1210	1608	1270	1130
Вес,Н	1019,2	1528,8	617,4	205,8

Дополнительное усилие, препятствующее свободному перемещению штоков вверх, исчезает и под воздействием упругой деформации в колонне труб штоки яса резко перемещается вверх, за счет чего возникает удар. Сила удара в зависимости от условии испытания может достигать 600–800 кН. Такие удары будут способствовать освбождению прихваченного хвостовика. В табл. 6 представлена техническая характеристика гидравлических ясов.

Фильтры и переводники для установки приборов

Фильтры предназначены для предохранения стенок скважины в коллекторе от обваливания и для очистки флюида, поступающего из коллектора, с целью предупреждения засорения штуцера и проходных каналов испытательного оборудования. Фильтры изготавливаются из труб с фрезированными щелями или просверленными отверстиями.

Техническая характеристика фильтров, применяющихся в составе комплектов испытательного оборудования представлена в табл. 7.

Таблица 7

Техническая характеристика фильтров

Показатель	Ф-146	Ф-95	Ф-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1980	2527	2555
Толщина стенок, мм	20	12	9,5
Размеры щели, мм			
Ширина	3	3	3
Длина	100	100	100
Число щелей	44	60	72
Вес, Н	225,4	882	421,4

Переводники в составе компановки испытательного оборудования необходимы для установки приборов. В них размещаются глубинные регистрирующие манометры и термометры.

Техническая характеристика таких переводников представлены в табл. 8.

Таблица 8

Техническая характеристика переводников

Показатель	ПП-146	ПП-95	ПП-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Внутренний диаметр, мм	94	70	48
Длина, мм	2000	2500	2575
Вес, Н	1121	862,4	382,2

В составе комплекса испытательного оборудования имеются два переходника.

Устьевое оборудование

При проведении испытаний оборудованием, спускаемым на бурильных трубах, применяется специальное оборудование, предназначенное для выполнения определенных операций.

К этим операциям относятся:

1. Исследование работы пласта на различных режимах;
2. Вращение колонны бурильных труб без демонтажа устьевого манифольда;
3. Отвода флюида, поступающего из пласта через бурильные трубы, на безопасное расстояние от устья скважины;
4. Закачки жидкости внутрь бурильных труб.

Устьевое оборудование включает в себя вертикальную головку и устьевой манифольд.

Разрез вертлюжной головки приведен на рис. 97. Вертлюжная головка состоит из корпуса *1*, пробкового крана *2*, размещенного в корпусе.

Пробковый кран позволяет последовательно сообщать устьевой манифольд с трубным пространством и разобщать. В нижней части корпуса размещен металлический шар *3*, который удерживается в гнезде с помощью шпильки *4*.

При необходимости шар может быть сброшен внутрь колонны бурильных труб.

Между вертлюжной головкой и манифольдом размещена крестовина с шариковым подшипником. Благодаря подшипни-

ку при вращении вертлюжной головки манифольд с крестовиной остаются без вращения.

Оборудование может работать при избыточном давлении до 30,0 МПа.

Принципы обработки результатов опробования

Технико-экономические показатели испытания перспективных объектов в открытом стволе бурящихся скважин во многом зависят от степени совершенства технологии проведения работ с применением испытателей пластов, спускаемых на трубах.

Наиболее благоприятные условия создаются при минимальном (до 10 сут) разрыве во времени между вскрытием пласта и его испытанием.

При подготовке скважины к проведению работ с применением испытателей пластов в ГТН необходимо указать:

1. Показатели бурового раствора, применяемого при вскрытии пластов и испытании;

2. Интервалы, подлежащие испытанию или опробованию с помощью испытателей пластов или опробователей, спускаемых на каротажном кабеле;

3. Типы и размеры испытательных инструментов;

4. Интервал бурения долотом меньшего диаметра в случае проведения работ с предварительным разбуриванием зумпфа.

После проведения электрометрических работ уточняют интервал испытания и место установки резинового элемента пакера.

Выбор интервала установки пакера

При испытании пластов в открытом стволе скважины возможны три варианта выбора интервала установки пакера:

1. В непроницаемой части ствола скважины, как можно ближе к кровле испытуемого пласта;

2. При кавериозном стволе скважины – в наиболее устойчивой части при условии отсутствия проницаемых пропластков между пакером и объектом испытания;

3. В верхней части интервала испытания, когда выше него в стволе скважины имеются каверны или, когда непосредствен-

но над испытуемым пластом расположен другой проницаемый пласт.

Длина хвостовика во всех случаях не должна превышать 50 м.

Минимальную длину интервала установки пакера определяют из соотношения

$$l = \frac{h_k - h_{TP}}{h_k} \cdot H + 2,$$

где h_k и h_{TP} – глубина скважины соответственно по данным каротажа и замеру длины бурильных труб вручную, м; H – глубина установки пакера, м.

Выбор величины начальной депрессии на пласт

Величина требуемой депрессии на пласт зависит от типа коллектора.

При применении испытателей пластов допустимая величина депрессии на пласт зависит от конкретных условий испытания:

1. От прочности труб, на которых спускают испытателей пластов. Трубы проверяют на смятие под действием наружного давления. Максимально допустимую депрессию определяют из условий прочности труб на смятие;

2. От устойчивости пакера. Максимально допустимые перепады давления, которые создаются при проведении работ с оборудованием КИИ-2м-146, КИИ-2м-95 составляет 35,0 МПа. При этом депрессия находится в пределах 18,0–25,0 МПа.

3. От устойчивости пород, слагающих стенки скважины в интервале испытания. При слабоустойчивых породах депрессии необходимо снизить до 11,0–12,0 МПа, чтобы свести к минимуму обвалы и вынос песка.

Продолжительность испытания

Полный процесс испытания пласта (кроме СПО) состоит из периодов:

1. Первого открытого (приток пластовой жидкости в скважину);

2. Первого закрытого (начальное восстановление давления);
3. Второго открытого (приток);
4. Второго закрытого (конечное восстановление давления).

Цель первого открытого периода:

- очистка призабойной зоны;
- восстановление проницаемости пласта;
- снижение давления столба промывочной жидкости на пласт, дренирование пластовой жидкости для получения первой кривой восстановления давления.

Продолжительность 1 открытого периода 3–5 мин.

Продолжительность 1 закрытого периода равна или в 1,5–2,0 раза превышает продолжительность 1 открытого периода.

Во время 2-го открытого периода осуществляется дренирование жидкости из испытуемого пласта, отбор проб пластового флюида и оценка интенсивности притока.

Второй закрытый период необходим для определения основных гидродинамических параметров пласта. Продолжительность этого периода должна быть равна или 2,5–2,0 раза превышать продолжительность второго открытого периода.

Интерпретация результатов опробования

Во время испытаний с испытателями пластов осуществляется запись диаграмм давления с помощью глубинных манометров. Диаграммы используются для оценки гидродинамических параметров испытуемых пластов. Параметры пласта могут быть определены по кривым притока или восстановления давления методом Хорнера, методом Ли-Юн-Шана, интегральным методом Э. Б. Чекалюка, методом УФНИИ и др.

Наиболее широко применяется метод Хорнера, который является менее трудоемким и обеспечивает требуемую точность расчетов.

Разница между пластовым и гидростатическим давлением на забой определяется по формуле Хорнера:

$$P_{ïë} - P_{ç} = 0{,}187 \frac{q_{ñò} \cdot \mu \cdot B}{kh} lg \frac{T` + t}{t},$$

где $P_{пл}$, $P_з$ – соответственно пластовое и гидростатическое давление на забой, мПа; $q_{ср}$ – дебит скважины, см^3/с; μ – вязкость пластового флюида, спз; B – коэффициент сжимаемости флюида; K – коэффициент проницаемости, Дарси; h – мощность пласта, см; $T`$ – время притока, с; t – время восстановления забойного давления, с.

По данным, полученным глубинными манометрами, строится график кривой восстановления давления в координатах $P_З$–T. Затем этот график преобразовывается в график Хорнера, который строится в координатах

$$P_З – lg(T + t)/t.$$

Для построения этого графика кривую восстановления давления разбивают на равные участки. Количество участков должно быть не менее 10 (рис. 98).

По графику определяют значения забойного давления $P_З$, для каждого интервала времени и вычисляют

$$\lg\frac{T` + t}{t}.$$

Строят график в координатах $P_З$ и $\lg\frac{T` + t}{t}$.

Должна получиться прямая линия. На графике минимум 3–4 точки должны находиться на прямой. Пересечение этой линии с осью ординат дает $P_{пл}$ (рис. 99). При установившемся режиме фильтрации однофазной жидкости, в однородной среде $q_{ср}$, μ, B, K, h принимают постоянными и обозначают буквой M.

$$M = \frac{0{,}187 + q_{îä}\mu B}{Kh} = \frac{P_{ïë} - P_{ç}}{lg\frac{T`+t}{t}},$$

где $\frac{Kh}{\mu B}$ – коэффициент гидропроводности.

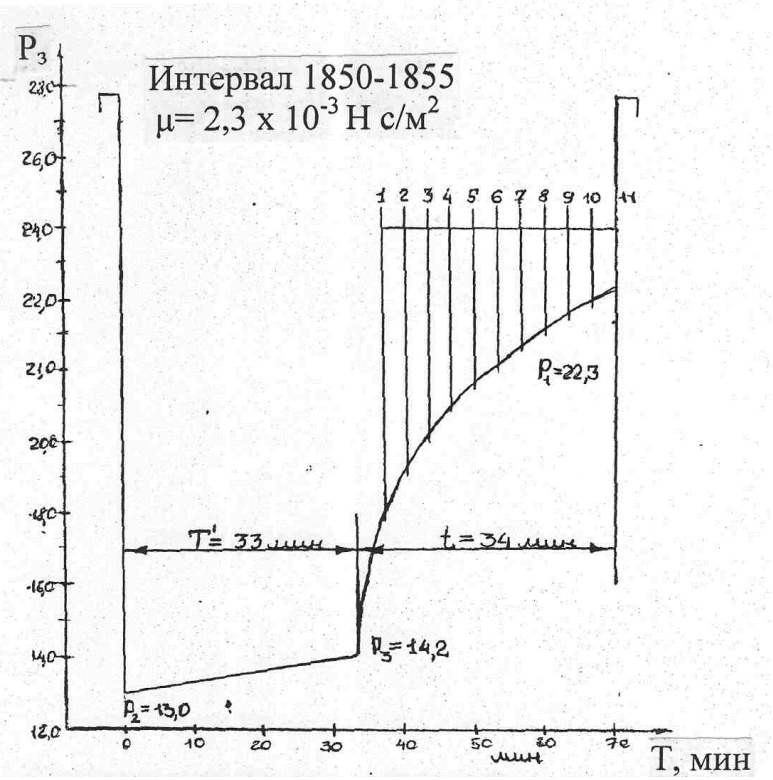


Рис. 98. Диаграмма глубинного регистрирующего манометра

Коэффициент M определяется графическим путем. Это тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

$q_{ср} = \frac{V}{T}$ – величина среднего дебита, V – объем пластового флюида, полученного при испытании, м^3; T – время притока, с.

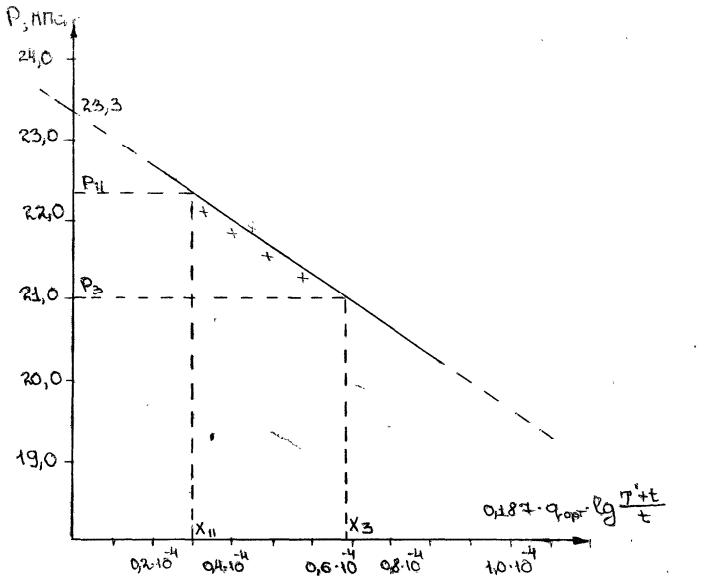


Рис. 99. Результат интерпретации кривой восстановления давления

Средняя эффективная проницаемость определяется по первоначальной величине гидропроводности. При этом эффективная мощность пласта оценивается с помощью геофизических исследований. Например: $Kh/\mu B$=5, h=4 м, B=1,15, μ=1,5×10^{-3} нс/м^2:

$$K=5\mu B/h = 5\times1{,}5\times10^{-3}\times1{,}15/4=2{,}16\times10^{-3}\ \text{м}^2.$$

Потенциальный коэффициент продуктивности

$$\eta_{\text{пд}} = 0{,}0864\frac{Kh}{\mu}.$$

Фактический коэффициент продуктивности

$$\eta_{\phi} = \frac{Q_{ср}}{\Delta P_{ср}},$$

где $Q_{ср}$ – средний дебит за время притока, $Q_{ср}$=0,0864$q_{ср}$; $\Delta P_{ср}$ – средний перепад давления между пластом и скважиной в период притока, МПа.

$$\Delta P_{ср} = P_{пл} - \frac{1}{2} P_{скв} = P_{пл} - \frac{H_{ж}\rho}{20},$$

где $H_{ж}$ – высота столба жидкости в трубах, м; ρ – средняя плотность отобранной в трубы жидкости, г/см^3; $P_{скв}$ – давление столба жидкости в трубах, МПа.

Коэффициент закупорки, характеризующий степень снижения проницаемости пород в призабойной зоне.

$$П_{з} = \frac{\eta_{пот}}{\eta_{ф}}.$$

При отборе из пласта только жидкости $П_3$ можно определить по величине скин-эффекта (поверхностный эффект).

$$S = \frac{P_{пл} - P_{з}}{M(\lg T` - 2{,}65)},$$

где P_3 – забойное давление в конце притока, Па.

Приствольная зона считается чистой, если соблюдается условие 0,8<$П_3$<1,5.

Потенциальный дебит $Q_{пот} = P_{пл}\eta_{пот}$, м^3/сут

Теоретический дебит $Q_{теор} = Q_{ср} \cdot S$, м^3/сут.

При S=1 теоретический дебит будет равен среднему дебиту $Q_{ср}$, полученному при испытании.

При необходимости можно определить зону, в пределах которой наблюдается изменение статических условий в пласте при его испытаний:

$$r = \sqrt{\frac{kT}{m\mu B40}}, \text{ см},$$

где m – коэффициент пористости пород.

Пример интерпретации диаграммы КИИ-146

Исходные данные: диаграмма глубинного манометра КИИ-146 показана на рис. 98.

Интервал испытания 1850 – 1855.

Мощность пласта h=5 м.

Время притока T`=33 мин=1980 с.

Время восстановления забойного давления t=34 мин

Объем отобранного пластового флюида V=1,04 м^3.

Вязкость флюида μ=2,3 10^{-3} Нс/м^2.

Коэффициент сжимаемости B=1,15.

Испытательное оборудование спускалось на бурильных трубах с диаметром $d_н$=114 мм, $d_в$=96 мм.

Гидродинамические параметры пласта рассчитываются по формуле:

$$P_3 = P_{пл} - 0{,}187 q_{ср} B \frac{\mu}{kh} \cdot \lg \frac{T`+t}{t} .$$

Кривая восстановления давления (КВД) разбивается на 11 интервалов (10 интервалов по 3 мин и один интервал 4 мин).

Определяется средний дебит

$$q_{ср} = \frac{V}{t} = \frac{1{,}04}{1980} = 5{,}3 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Результаты обработки заносятся в табл. 9.

Таблица 9

Обработка результатов испытаний пласта

№п/п	$P_п$,МПа	t, с	$\frac{T`+t}{t}$	$\lg\frac{T`+t}{t}$	$X=0.187q_{ср}\lg\frac{T`+t}{t}$
1	18,9	180	12	1,08	1,07⊙10^{-4}
2	20,5	360	6,5	0,813	0,81 ⊙10^{-4}
3	21,0	540	4,66	0,668	0,66⊙ 10^{-4}
4	21,3	720	3,75	0,574	0,57⊙ 10^{-4}

Продолжение таблицы 9

5	21,5	900	3,2	0,505	$0{,}50\odot 10^{-4}$
6	21,7	1080	2,835	0,452	$0{,}45\odot 10^{-4}$
7	21,8	1260	2,57	0,41	$0{,}41\odot 10^{-4}$
8	21,9	1440	2,375	0,375	$0{,}37\odot 10^{-4}$
9	22,0	1620	2,22	0,346	$0{,}34\odot 10^{-4}$
10	22,15	1800	2,1	0,322	$0{,}32\odot 10^{-4}$
11	22,3	2040	1,97	0,294	$0{,}29\odot 10^{-4}$

По результатам табл. 9 строится график, показанный на рис. 99 по координатам

$$\mathrm{P}_3 - 0{,}187 q_{ср} \lg \frac{T`+t}{t}.$$

Из графика видно, что

$$tg\alpha = \frac{\mathrm{P}_{пл} - \mathrm{P}_з}{0{,}187 \cdot q_{ср} \cdot \lg \dfrac{T`+t}{t}} = M$$

С помощью графика определяется величина *M* по значениям абсцисс и ординат двух точек *З* и *п.*

Абсцисса точек *З* и *п*

$$X_З = 0{,}66\odot 10^{-4}; \qquad X_п = 0{,}29\odot 10^{-4}.$$

Ординаты точек *З* и *п*

$$У_п = 22{,}3; \qquad У_З = 21{,}0.$$

$$M = tg\alpha = \frac{\mathrm{P}_п - \mathrm{P}_з}{X_з - X_п} = \frac{22{,}3 - 21{,}0}{0{,}66 \cdot 10^{-4} - 0{,}29 \cdot 10^{-4}} = 5{,}51 \cdot 10^4$$

По формуле $\dfrac{kh}{\mu B} = \dfrac{1}{M}$.

Следовательно,

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{B(x_3 - x`_n)}{\mathrm{P}_n - \mathrm{P}_3} = \frac{1{,}15(0{,}66 \cdot 10^{-4} - 0{,}29 \cdot 10^{-4})}{22{,}3 - 21{,}0} = 0{,}33 \cdot 10^{-4}\ \text{, м}^2/\text{Па}.$$

Коэффициент проницаемости

$$k = \frac{2{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}33 \cdot 10^{-4}}{5} = 0{,}15 \cdot 10^{-7} \quad \text{м}^2.$$

Потенциальный коэффициент продуктивности определяется по формуле:

$$\eta = 0{,}864 \frac{kh}{\mu} = 0{,}864 \cdot 0{,}33 \cdot 10^{-4} = 0{,}029 \cdot 10^{-4}.$$

Фактический коэффициент продуктивности определяется по формуле:

$$\eta_ф = \frac{0{,}0864 \cdot q_{ср}}{\mathrm{P}_{пл} - \frac{1}{2}\mathrm{P}_{скв}} = \frac{0{,}0864 \cdot q_{ср}}{\mathrm{P}_{пл} - \frac{\mathrm{P}_п + \mathrm{P}_з}{2}},$$

$$\eta_ф = \frac{0{,}0864 \cdot 5{,}3 \cdot 10^{-4}}{23{,}3 - \frac{13{,}0 + 14{,}2}{2}} = 0{,}047 \cdot 10^{-4}.$$

Коэффициент закупорки:

$$П_з = \frac{\eta_{пот}}{\eta_ф} = \frac{0{,}029 \cdot 10^{-4}}{0{,}047 \cdot 10^{-4}} = 0{,}617.$$

Так как $П_З < 0{,}8$ приствольная зона скважины либо недостаточно чистая, либо малопродуктивная.

Потенциальный дебит скважины

$$Q_{пот} = \mathrm{P}_{пл} \cdot \eta_{пот} = 22{,}3 \cdot 10^6 \cdot 0{,}029 \cdot 10^{-4} = 67{,}6\ \text{м}^3/\text{сут},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Величина скин-эффекта определяется по формуле:

$$S = \frac{\mathrm{P}_{пл} - \mathrm{P}_{з}}{M(\lg T`+2{,}65)} = \frac{(22{,}3 - 14{,}2)10^{6}}{5{,}51 \cdot 10^{4}(\lg 1980 + 2.65)} = \frac{9{,}1 \cdot 10^{6}}{80{,}7 \cdot 10^{4}} = 44 .$$

Тогда теоретический дебит определяется по формуле:

$$Q_{теор} = Q \cdot S = 0{,}0864 \cdot 5{,}3 \cdot 10^{-4} \cdot 44{,}0 = 20{,}15 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

15. АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

Причины аварии и осложнении и методы их предупреждения

Аварией называется непредвиденные нарушения нормального состояния бурового инструмента, в результате чего углубление скважины становится невозможным.

Осложнением является нарушение нормального состояния скважины.

Основными видами аварии являются:

- обрывы и развинчивания бурового инструмента.
- прихваты бурового инструмента.
- падение бурового инструмента и посторонних предметов в скважину.

Нередко аварии носят сложный характер, например, прихват колонкового набора часто сопровождается обрывами бурильных труб.

Аварии легко предотвратить, чем ликвидировать. Поэтому необходимо знать причины аварии, чтобы своевременно избежать их.

К осложнениям относятся: обвалы стенок скважины, большое скопление шлама, поглощение промывочной жидкости, образование сальников из глины, желобов на стенках скважины.

Наиболее распространены обрывы бурильных труб.

Причинами обрывов являются чрезмерный износ бурильных труб или их соединении, или перегрузки, возникшие в процессе бурения.

Для предупреждения обрывов необходимо:

- систематически осматривать инструменты во время каждого подъема;
- осуществлять выбраковку негодных труб;
- правильно отрабатывать трубы, чтобы износ был равномерным по всей длине колонны
- применять меры защиты труб от износа (резиновые протекторы при твердосплавном бурении, смазку снаряда при алмазном бурении);
- смазывать резьбовые соединения;

- содержать в исправности контрольные приборы, чтобы предотвратить перегрузку колонны.

Например: обрыв в верхней и средней части колонны можно заметить по уменьшению крутящего момента, снижению веса инструмента и падению давления на манометре насоса.

С увеличением глубины обрыва обнаружить его труднее. В скважинах большого диаметра, где в сечении помещаются два диаметра трубы, обрыв легко обнаруживается с увеличением подачи шпинделя.

Аварии с обсадными трубами

Частыми видами аварии с обсадными трубами являются:

- отвинчивание низа обсадных труб под действием силы трения бурильных труб о стенки обсадных труб;
- обрыв обсадных труб от собственного веса;
- износ и разрыв труб в результате трения об них бурильной колонны;
- обрыв труб при их извлечении.

Для предупреждения аварии следует прочно свинчивать обсадные трубы при спуске, применять сварку, башмак обсадной колонны сажать в прочных породах, тампонировать низ колонны, спуск длинной колонны производить с обратным клапаном.

В интервале обсадных труб на бурильные трубы надевать резиновые проекторы.

Извлечение обсадных труб осуществлять двойной тягой – за верхний конец при помощи хомута, а снизу – труболовкой, спускаемой внутрь труб.

Прихват бурового инструмента

Прихват колонкового набора может быть вызван: оседанием шлама, кусками породы, заклиниванием дробью, прижогом коронки и т. д. Прихват снаряда может произойти при подъеме в желобах или в суженной части ствола. Желоба и сальники возникают из-за применения некачественного глинистого раствора или пучения разбухающих пород. Для предупреждения прихватов необходимо:

- соблюдать режим бурения, особенно режим промывки;

- контролировать качество глинистого раствора;
- приподнимать снаряд над забоем при остановке насоса

Прихват снаряда при бурении характеризируется резким увеличением крутящего момента. Очень часто прихват сопровождается обрывом.

Падение бурового инструмента в скважину происходит из-за неисправностей элеватора или подкладной вилки, а так же при ударе элеватора о труборазворот. Аварии возникают иногда из-за падения в скважину посторонних предметов: чаще всего шарнирные ключи и другие вспомогательные инструменты. Для предупреждения необходимо использовать исправный инструмент, спуск осуществлять плавно без толчков и ударов, закрывать устье пустой скважины пробкой или крышкой.

Мероприятия по предотвращению осложнений в скважинах:

- применение промывочных жидкостей и режима промывки, соответствующих буримым породам;
- применять специальные меры по очистке скважины от шлама, если высота шлама в скважине 0,5 и более метров;
- крепление скважин трубами с надежной изоляцией закрепленных пород;
- своевременная ликвидация поглощений промывочной жидкости.

Инструмент и технология ликвидации аварии

Перед ликвидацией аварии необходимо выяснить:

- глубину, на которой возникла авария;
- причину аварии;
- свойства пород, слагающих стенки скважины;
- обстоятельства, характеризующие аварию.

Составляется план ликвидации аварии. Если сложная авария, план утверждается главным инженером организации. На каждую аварию составляется акт. Ловильным инструментом для соединения с оборвавшейся частью колонны являются метчики и колокола. Для центрирования их в скважине и попадания на оборванную часть колонны, метчики и колокола снабжаются направляющими трубами с воронками разного диаметра.

Метчики и колокола представляют собой конический ин-

струмент для нарезания резьбы на гладкой внутренней или наружной части оборвавшейся трубы, муфты или замка. Рабочая поверхность ловильного инструмента имеет резьбу и термообработана до высокой степени прочности. Овершот – ловильный инструмент, навинчиваемый на колонковую трубу и служащий для подхвата колонны за выступ первого замка или муфты. Применяется, когда невозможно навернуть ни колокол, ни метчик. Фрезеры служат для уничтожения выступающих кусков разорванных труб.

При возникновении прихвата необходимо по возможности восстановить циркуляцию жидкости, осуществлять расхаживание лебедкой. При затяжке снаряда в глинистых сальниках применять нефтяные ванны, выбивную бабу, забойные вибраторы, которые дают до 1000–1500 осевых колебании в минуту. Если скважина освобождена от бурильной колонны, то применяются также:

1) обуривание колонковой трубы большим диаметром;

2) разрезание переходника, бурение снарядом меньшим диаметром для уничтожения керна и перехода на малый диаметр;

3) то же с извлечением колонковой трубы;

4) полное разрушение колонковой трубы торцевой фрезой;

5) обход места заклинивания колонковой трубы.

Предупреждение аварии

Аварии бывают с бурильными и обсадными трубами, колонковыми наборами и с породоразрушающими инструментами. Ликвидация аварии при бурении усложняется тем, что они происходят в скважинах, т. е. в условиях исключающих непосредственное визуальное исследование положения аварийных инструментов. Поэтому главное внимание уделяется предупреждению аварии, т. е. аварии легче предотвратить, чем ликвидировать. Наиболее часто аварии происходят из-за неисправностей поверхностного оборудования. Поэтому надо всегда поддерживать поверхностное оборудование в исправном состоянии. Иногда аварии происходят по вине буровых бригад: нарушают технологический режим бурения или из-за низкой квали-

фикации членов бригады. Следовательно, на буровых должна быть образцовая дисциплина, а бригады должны непрерывно повышать свою квалификацию. Типичными видами аварии с бурильными трубами являются их обрыв, а иногда падение в скважину при спускоподъемных операциях. Во избежание обрыва необходимо: 1) вести их правильную отработку, не смешивать трубы различного качества, следить за износом и вовремя заменять дефектные трубы; 2) подобрать диаметры труб близкие к диаметру скважины, особенно при алмазном бурении; 3) применять резиновые кольца и УБТ; 4) тщательно следить за состоянием резьбы, смазывать ее графитовой смазкой.

Ликвидация аварии с бурильными трубами

Для этой цели применяют метчики и колокола. Метчик – инструмент с конической рабочей поверхностью с каленой нарезкой и головкой с резьбой. В случае большой разности в диаметрах бурильных труб и скважины применяется метчик с направляющей воронкой. Если метчиком нельзя попасть (оборванный конец трубы смят), то применяется колокол, который нарезает наружную резьбу.

Осложнения в процессе бурения

Классификация осложнений. В процессе бурения в скважине могут возникать следующие виды осложнений: поглощение промывочной жидкости или тампонажного раствора; нефтегазоводопроявления; обваливание и осыпание пород, слагающих стенки ствола; сужение ствола; прихват колонны труб; растепление многолетнемерзлых пород; самопроизвольное искривление скважины.

Поглощение промывочной жидкости или тампонажного раствора.

Поглощение может возникнуть в двух случаях:

а) если в горной породе имеются более или менее крупные раскрытые трещины, каверны или другого рода полости, а давление, создаваемое на стенки скважины в процессе бурения или цементирования ее, больше пластового в данной породе, т. е.

$$p_{ст} = p_{гд} > p_{пл}, \quad (8.1)$$

где $p_{ст}$ – статическое давление столба жидкости в скважине на данную породу, Па; $p_{гд}$ – гидродинамическое давление на ту же породу при спуске колонны труб, восстановлении циркуляции, промывке или цементировании, Па; $p_{пл}$ – пластовое давление в породе, Па;

б) если под влиянием давления, создаваемого на стенки скважины, раскрываются естественные микротрещины, которые в нормальных условиях сомкнуты, либо происходит гидроразрыв породы и в ней образуются новые крупные трещины, т. е.

$$p_{ст} + p_{гд} > p_{р}, \quad (8.2)$$

где $p_р$ – давление разрыва породы (или раскрытия микротрещин), Па.

В случае поглощения многократно возрастает объем жидкости, расходуемый на бурение скважины; замедляется темп углубления, так как буровая бригада вынуждена расходовать много времени на приготовление и обработку дополнительного объема промывочной жидкости; возрастает стоимость бурения скважины.

Если известны пластовое давление и давление разрыва пород, поглощение во многих случаях можно предотвратить, соблюдая соотношения между плотностью промывочной жидкости и скоростями проведения технологических операций (промывка, спуск колонны труб). Статическое давление в скважине снижают уменьшением содержания твердой фазы, заменой части твердой фазы газонаполненными микробаллонами и аэрацией.

Интенсивность поглощения может колебаться в широких пределах – от сотых долей до нескольких десятков литров в секунду. *Поглощение называют полным или катастрофическим,* если вся промывочная жидкость, закачиваемая буровыми насосами в скважину, растекается по трещинам и полостям породы, а на устье скважины не возвращается. Если же часть жидкости вытекает на устье, *поглощение называют частичным.*

Газонефтеводопроявления

Пластовые жидкости (газ, вода, нефть) могут поступать в скважину, прежде всего, если пластовое давление хотя бы в одном из проницаемых горизонтов больше давления, создаваемого промывочной жидкостью. При высокой механической скорости проходки объем поступающего таким путем газа может быть опасно большим. Если газоносный объект трещиноват, то в процессе бурения в трещины нередко поступает значительное количество промывочной жидкости, которая смешивается в них с пластовым газом. При понижении давления в скважине (например, при подъеме бурильной колонны) часть поглощенной жидкости вместе с содержащимся в ней газом из трещин возвращается вновь в ствол. Возможно, это одна из основных причин появления в скважине газированной промывочной жидкости. Как только порция газированной жидкости оказывается на глубине нескольких сот метров от негерметизированного устья скважины, начинается бурное расширение пузырьков газа; при этом часть промывочной жидкости может быть выброшена из скважины, а давление на стенки скачкообразно уменьшится. Подобные выбросы могут переходить в открытое фонтанирование.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости,— герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

В полный комплект противовыбросового оборудования входят два-три плашечных, универсальный и вращающийся превенторы, аппаратура дистанционного управления ими, а также система трубопроводов обвязки с задвижками (кранами) высокого давления с дистанционным управлением и система

регулируемых и нерегулируемых штуцеров. Превентор – это специальная задвижка высокого давления.

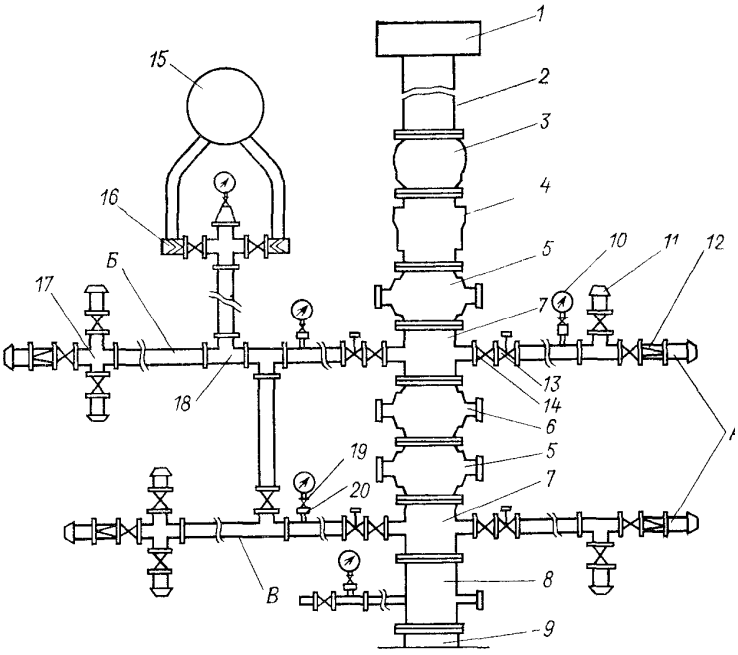


Рис. 100. Схема герметизации устья скважины с АВПД: *А – аварийные линии, Б – рабочая линия дросселирования, В – резервная линия дросселирования, 1 – разъемный желоб для промывочной жидкости, 2 – фланцевая катушка; 3 – вращающийся превентор, 4 – универсальный превентор; 5 – плашечные превенторы с вырезными плашками, 6 – превентор с глухими плашками; 7, 17 – крестовины, 8 – колонная головка, 9 – обсадная колонна, 10 – манометры, 11 – быстроразъемные соединения, 12 – быстросъемные штуцеры, 13 – задвижки с гидравлическим управлением; 14 – задвижки с ручным управлением, 15 – отбойная камера, 16 – регулируемые штуцеры, 18 – тройники, 19 – запорные устройства, 20 – разделители к манометрам*

Универсальный превентор герметично закрывает скважину как в случае, когда в отверстии его находится бурильная труба, так и в случае, когда там находится бурильный замок или ведущая труба.

Если устье скважины герметизировано плашечным или универсальным превентором, нельзя вращать бурильную колонну. Поэтому при роторном бурении скважину герметизируют также специальным вращающимся превентором, который позволяет вращать бурильную колонну, когда на устье существует сравнительно небольшое избыточное давление.

Применяют несколько схем установки противовыбросового оборудования на устье скважины. Одна из них, предназначенная для скважины с ожидаемым давлением на устье 70 МПа и более, показана на рис. 100. На колонную головку *8* обсадной колонны устанавливают крестовину 7, к которой сверху крепят два плашечных превентора: нижний *5* с вырезными плашками и второй *6* с глухими. На вторую устьевую крестовину *7* укрепляют еще один превентор 5 с вырезными плашками и на него устанавливают универсальный превентор *4*. В случае роторного бурения, помимо универсального, применяют также вращающийся превентор *3*. К каждой из крестовин *7* присоединяют по две боковых линии: аварийную *А* и линию дросселирования *Б* или *В*. Линия дросселирования служит для направления жидкости из скважины с закрытым превентором устьем в очистную систему в период бурения, а также для нагнетания промывочной жидкости буровым или цементировочным насосом в скважину при необходимости ликвидации начавшегося газонефтепроявления. Ее оборудуют быстросменными *12* и регулируемыми *16* штуцерами, которые в случае возникновения на устье избыточного давления позволяют регулировать скорость течения жидкости и противодавление на стенки скважины, а также отбойной камерой *15,* при ударе о стенки которой рассеивается избыточная энергия струй, вытекающих через штуцеры.

Аварийные линии предназначены для отвода от скважины и сброса в специальный амбар пластовой нефти и воды и к факелу – газа для сжигания в случае газонефтепроявления. Длина аварийной линии должна быть не менее 100 м.

На всех боковых линиях устанавливают манометры *10* для контроля за давлением и задвижки высокого давления с дистанционным гидравлическим *13* и ручным *14* управлением. Линии от верхней крестовины обычно рабочие, а от нижней – резервные; последние используют в случае выхода из строя рабочих линий.

Если ожидаемое давление на устье существенно меньше 70 МПа, применяют более простые схемы герметизации.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное; давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

В профилактике газонефтеводопроявлений очень важно знать пластовые (поровые) давления в породах, подлежащих разбуриванию.

Лучшее средство для удаления газа из промывочной жидкости – вакуумные и центробежно-вакуумные дегазаторы.

Если не удалось предотвратить приток пластовой жидкости, и произошел выброс, когда в скважине находилась бурильная колонна, нужно срочно закрыть превентор, направить выходящую из скважины жидкость через боковой отвод устьевой обвязки, оборудованный регулируемым штуцером, и через бурильные трубы закачивать негазированную промывочную жидкость повышенной плотности. Если приток не удалось устранить быстро, и выброс перешел в открытое фонтанирование, то к работе по ликвидации аварийного осложнения привлекают специализированную противофонтанную службу.

Проявление сероводорода

Сероводород может поступать в промывочную жидкость в составе пластовых вод и пластовых газов, а также образовываться в результате разложения при высокой температуре серосодержащих химических реагентов, используемых для обработки промывочной жидкости. При поступлении сероводорода резко интенсифицируется коррозия бурильных и обсадных труб и другого оборудования, что может привести к тяжелым авариям. Выделяющийся из промывочной жидкости сероводород оказывает вредное воздействие на организм человека, животный и растительный мир. Существенно изменяются в нежелательном

направлении также свойства промывочной жидкости на водной основе. Так, при pH глинистой суспензии, близком к 7, в скважине в случае обильного поступления сероводорода образуются сгустки, обладающие высокой липкостью, которые могут послужить причиной прихвата колонны труб. При pH<6 глинистая суспензия превращается в пасту, обладающую весьма высокой адгезией [6]. Для предотвращения указанных осложнений необходимо в случае появления в промывочной жидкости на водной основе сероводорода поддерживать pH>9 и добавлять к ней ингибиторы коррозии, способные связывать серу в соединения, трудно растворимые в воде.

При бурении нередко случаются осыпи и обвалы пород стенок скважины. *Осыпями* называют такое осложнение, когда систематически значительное количество более или менее крупных частиц породы отделяются от стенок скважины, падают в ее ствол, подхватываются потоком промывочной жидкости и выносятся на дневную поверхность. Если же значительная масса породы внезапно выпадает в скважину, перекрывает кольцевое пространство или все сечение ствола и восходящий поток не в состоянии быстро удалить эту породу на поверхность, осложнение называют *обвалом.*

Сужение ствола скважины

Сужения ствола скважины могут явиться следствием либо выпучивания горных пород, либо их обваливания, либо образования толстых фильтрационных корок на проницаемых участках стенок, либо налипания на стенки частиц осыпавшихся и разбуренных пород, увлажненных промывочной жидкостью.

Для предотвращения осыпей и обвалов целесообразно использовать ингибированные промывочные жидкости, гидрогели или жидкости на углеводородной основе с минерализованной водной фазой, которые не вызывают существенного уменьшения прочности пород, и поддерживать плотность выбранной жидкости на уровне, достаточном для сохранения устойчивости стенок скважины.

Опасность значительного сужения скважины на участках, сложенных устойчивыми породами, можно предупредить, если

применять промывочные жидкости с малой водоотдачей. Налипание на стенки частиц осыпавшихся и разбуренных пород можно уменьшить, вводя в промывочную жидкость смазывающие добавки.

Прихваты колонны труб

Нередко для подъема колонны из скважины требуется приложить усилие, значительно превышающее вес колонны. Такое осложнение называют *затяжкой.* Если же для страгивания колонны с места требуется приложить усилие, при котором напряжения в трубах приближаются к их прочности, либо усилие, близкое к предельно допустимому для вышки или талевой системы, осложнение называют *прихватом.* Если для устранения прихвата приложить чрезмерно большое усилие, осложнение усугубится аварией.

Самопроизвольное искривление. Можно назвать несколько причин, способствующих самопроизвольному искривлению скважин.

Причины геологического характера: анизотропия пород; частое чередование пород с разными механическими свойствами, особенно при наклонном залегании их; наличие в породах трещин и других полостей и т. п. *Причины технического порядка:* наличие в нижней части бурильной колонны изогнутых труб или перекошенных резьбовых соединений при бурении с помощью забойных двигателей; несоосность талевой системы и стола ротора, несоосность стола ротора и направления скважины (последние сказываются в основном при бурении верхнего интервала скважины).

Причины технологического порядка: чрезмерно высокие осевые нагрузки на долото, вызывающие продольный изгиб нижнего участка бурильной колонны.

Контрольные вопросы:

1. Причины, способствующие самопроизвольному искривлению ствола скважины.
2. Причины, способствующие прихвату бурильной колонны.
3. Определение места прихвата бурильной колонны.

4. Последствия самопроизвольного искривления вертикальных скважин.
5. Основные особенности проводки скважин в условиях проявления сероводорода.
6. Основные виды нарушений целостности ствола скважины.
7. Виды осложнений процессов бурения
8. Причины поглощения промывочной жидкости.
9. Условия возникновения газонефтеводопроявлений.
10. Виды поглощений по их интенсивности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аманкулов А. С. Режим бурения. – Алматы: КазПТИ им. В. И. Ленина, 1982.

2. Аманкулов А. С. Проектирование параметров режима бурения турбобурами. – Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1990.

3. Аманкулов А. С. Промывка скважин. –Алматы: КазПТИ им. В. И. Ленина, 1979.

4. Бурильная колонна (Метод. указания к выполнению лабораторных работ). – Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1991.

5. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1985.

6. Воздвиженский Б. И. и др. Разведочное бурение. –М.:Недра, 1979Габриэлянц Г. А. Геология,поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. –М.: Недра, 2000.

7. Исмаилов А. А. Буровые и тампонажные растворы (Метод. указания к вып. лаб. работ). – Алматы.: изд. КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1995.

8. Исраилов К. С. Определение механических свойств горных пород и свойств тампонажных и промывочных жидкостей (на каз. языке). –Алматы.: КазНТУ им. К. И. Сатпаева.

9. Исраилов К. С. Расчет потерь давлений в циркуляционной системе с применением ЭВМ. –Алматы.: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1995.

10. Исраилов К. С. Проектирование конструкций скважин и выбор устьевого оборудования (на каз. языке). –Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1995.

12. Кузнецов О. Л., Графов Б. М., Сунцов А. Е., Арутюнов С. Л. Технология АНЧАР. О теории метода. Геофизика, 2003. –С. 103–107.

13. Ковтуненко П. И., Шкиндиров А. В. Разрушение горных пород (Метод. руководства). –Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1980.

14. Ковтуненко П. И., Шкиндиров А. В. Керноотборочные устройства. – Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1982.

15. Караулов Ж. К. Метод. указания к расчету бурильной колонны. – Алматы.: Каз НТУ им. К. И. Сатпаева, 1995.

16. Мусанов Ә. Ұңғыларды бұрғылау. –Алматы: КазНТУ, 2013.

17. Мусанов Ә. Бұрғылау процестерінің теориялыќ негіздері. –Алматы:КазНТУ, 2011.

18. Мусанов А. и др. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. –Алматы:КазНТУ, 2010.

19. Мусанов А. Основы нефтегазового дела. –Алматы: УНАТ Вуз, 2007.

20. Мусанов Қ. Тау жыныстарыныњ бурґылау процесстеріне єсер ететін қасиеттері. –Алматы: КазНТУ, 1996.

21. Мусанов А. Свойства горных пород и способы их разрушения. –Алматы: КазНТУ, 1985.

22. Мусанов А., Шалбай А. Буровое оборудование компании Атлас Копко Крелиюс. –Алматы:УНАТ Вуз, 2005.

23. Мырзағалиев Қ. Оразбаев Қ., Медіханов Қ. Мұнай жөніндегі мағлұматтар. Жолдас және $К^0$ баспасы. –Алматы: Ақтау, 1999.

24. Мавлютов Р. М. Технология бурения глубоких скважин. –М.: Недра, 1982.

25. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. –М.: Недра, 1979.

26. Середа Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1988.

27. Сидоров Н. А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1982.

28. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1991.

29. Справочник по промывке скважин. –М.: Недра,1984.

30. Тетельмин В. В. Основы бурения на нефть и газ. –Алматы, 2005.

31. Форест Грей Добыча нефти. ЗАО «Олимп-бизнес». –М.: 2004.

32. Шарошечные долота (Метод. указания к выполнению лаб. работ). – Алматы: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 1990.

33. Элияшевский И. В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. –М.: Недра, 1982.

34. Юшков А. С., Серик Е. Л. Бурение геологоразведочных скважин. –М.: Недра, 1976.

Приложение А

Лабораторные работы

Лабораторная работа № 1
Технологические свойства и энергетические показатели горных пород, определяемые методом вдавливания цилиндрического Пуансона

Задание: Определение механических свойств горных пород.

Методические рекомендации:

Методом вдавливания цилиндрического штампа о образец горной породы, определяются твердость, модуль упругости и категория горных пород.

Литература: 26, стр. 22; 28, стр. 56; 24, стр. 5.

Контрольные вопросы:

1) Назовите методы определения твердости горных пород.
2) Какие приборы и принадлежности используются для определения твердости горных пород?
3) Расскажите порядок проведения лабораторной работы.
4) Как обрабатываются результаты опытов?
5) Что служит мерой пластичности горных пород?
6) Как классифицируются горные породы по твердости?
7) Классификация горных пород по пластичности.

Лабораторная работа № 2.
Породоразрушающие инструменты

Задание: Изучение конструкции буровых долот и керноприемных устройств.

Методические рекомендации:

По натурным образцам и наглядными материалами изучается конструкции лопастных, шарошечных, алмазных долот и бурильных головок.

Литература: 26, стр. 37–54; 27, стр. 65–74; 13, стр. 3–15.

Контрольные вопросы:

1) Расскажите о разновидностях лопастных долот.

2) Устройства шарошечных долот.

3) Конструктивные разновидности алмазных и твердосплавных долотах .

4) Система промывки долот.

5) Как осуществляется смазка опор шарошек долота?

6) Какие виды бурильных головок разработаны для снаряда «Недра»?

Лабораторная работа № 3
Забойные двигатели

Задание: Сборка и разборка турбобура Т12.

Методические рекомендации: По натурным образцам и плакатам изучается порядок сборки и разборки деталей турбобура.

Литература: 26, стр. 66–70; 27, стр. 35–42.

Контрольные вопросы:

1. Из каких частей состоит турбина турбобура?
2. Принцип работы турбобура.
3. С помощью какого элемента статоры неподвижно закрепляются к корпусу турбобура?
4. Из каких элементов состоит опоры турбобура?
5. Для чего служат радиальные опоры и регулировочное кольцо турбобура?
6. Каков порядок сборки турбобура?
7. Почему нельзя использовать гидромониторные долота с турбобурами Т и ТС?

Лабораторная работа № 4

Задание: Изучение конструктивных особенностей турбобуров.

Методические рекомендации: По плакатам и натурным образцам изучаются конструктивные особенности турбобуров Т, ТС, ТСШ, А, АШ, АГТШ и ТР.

Литература: 26, стр. 61–74; 27, стр. 35–42.

Контрольные вопросы:

1. Какую функцию выполняет шпиндель турбобура?
2. Что понимается под рабочей характеристикой турбобура?
3. Что достигается путем снижения частоты вращения вала турбобура?
4. Какой редуктор используется в турбобурах типа ТР?
5. Почему возникла необходимость секционирования турбобуров?
6. Почему турбобуры типа А называются турбобурами с наклонной линией давления?
7. Что собой представляют турбобуры АГТШ?

Лабораторная работа № 5

Задание: Конструкция и принцип работы винтовых забойных двигателей и электробуров.

Методические рекомендации: По плакатам и натурным образцам изучаются конструктивные особенности винтового забойного двигателя и электробура.

Литература: 26, стр. 76–81; 27, стр. 35–42.

Контрольные вопросы:

1. Принцип работы винтового забойного двигателя.
2. Принцип работы электробура
3. Что представляет собой электробур?
4. Что представляет собой рабочий орган винтового двигателя?
5. Для чего служат в электробуре лубрикаторы?

Лабораторная работа № 6
Бурильная колонна

Задание: Изучение элементов бурильной колонны.

Методические рекомендации: По натурным образцам и наглядными материалам изучаются конструктивные особенности элементов бурильной колонны, рассматриваются ее разные варианты комплектования.

Литература: 26, стр. 81–98, 27, стр. 80–83; 32, стр. 3–10.

Контрольные вопросы:

1. Из каких элементов состоит бурильная колонна?
2. Типы ведущих бурильных труб и их назначение.
3. Для чего предназначены утяжеленные бурильные трубы?
4. Что собой представляет переводник?
5. Назначение предохранительных колец.
6. Назначение и место установки фильтра.
7. Назначение и место установки обратного клапана.
8. Назначение стабилизаторов, калибраторов, центраторов и место их установки.

Лабораторная работа № 7

Задание: Напряжения, возникающие в бурильной колонне.

Методические рекомендации: Рассматривается методика расчета бурильной колонны для роторного и турбинного бурения скважины, особенности расчета бурильной колонны при бурении электробуром.

Литература: 26, стр. 100–106; 30, стр. 95–99.

Контрольные вопросы:

1. Какие разновидности бурильных колонн используются при бурении нефтяных и газовых скважин?
2. Какой участок бурильной колонны рассчитывается на выносливость?
3. При каком способе бурения бурильная колонна рассчитывается только на растяжение и почему?
4. Какие напряжения возникают в бурильной колонне при роторном бурении, и какими напряжениями пренебрегают при бурении забойными двигателями?

Приложение Б

Практические занятия

Занятие № 1. Проектирование параметров режима бурения для роторного бурения скважины и выбор диаметров насадок гидромониторных долот.

Методические рекомендации: Производится расчет параметров режима для конкретного условия бурения и выбираются диаметры насадок гидромониторных долот на основе выполненного гидравлического расчета промывки скважины.

Литература: 26, стр.108–122; 27, стр. 144–146.

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под режимом бурения?
2. Какие показатели относятся к параметрам режима бурения?
3. Как выбирается скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве?
4. При каких скоростях истечения промывочной жидкости из насадок долота наблюдается гидромониторный эффект?

Задание № 2. Проектирование параметров режима для турбинного способа бурения.

Методические рекомендации: Расчетным путем определяются расход промывочной жидкости, осевая нагрузка на долото, частота вращения долота по интервалам глубин заданной скважины.

Литература: 26, стр. 108–122; 27, стр. 144–146; 33, стр. 185–195.

Контрольные вопросы:

1. Какие параметры должны быть известными для определения объемного расхода промывочной жидкости для турбинного бурения?
2. Что такое тормозная нагрузка турбобура?
3. Как выбирается количество буровых насосов и их общая производительность?

Задание № 3. Определение энергетических параметров турбобура.

Методические рекомендации: При известных значениях расхода промывочной жидкости и плотности промывочной жидкости определяются мощность, вращающий момент, к. п. д. и частота вращения турбобура.

Литература: 2, стр. 5–24.

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под оптимальным и экстремальным режимом работы турбобура?
2. Какова зависимость мощности турбобура от расхода промывочной жидкости?
3. Какова зависимость энергетических параметров турбобура от плотности промывочной жидкости?
4. Зависимость частоты вращения вала турбобура от количества ступеней турбин в турбобуре?

Задание № 4. Расчет бурильной колонны и длины УБТ для роторного бурения.

Методические рекомендации: Производится расчет бурильной колонны на выносливость и статическую прочность. С учетом величины осевой нагрузки на долото определяется длина УБТ и их критическая нагрузка.

Литература: 26, стр. 103–105; 33, стр. 58–64, 72–82; 27, стр. 85–90.

Контрольные вопросы:

1. Чем отличается роторный способ бурения от турбинного?
2. Какая часть бурильной колонны рассчитывается на выносливость?
3. Какие напряжения возникают в бурильной колонне при роторном бурении?
4. Каково значение коэффициента запаса прочности бурильных труб на выносливость?

Задание № 5. Расчет бурильной колонны и УБТ для бурения с забойными двигателями.

Методические рекомендации: Рассчитывается бурильная колонна и УБТ с учетом способа бурения.

Литература: 26, стр. 103–105; 27, стр. 85–90; 33, стр. 64–72.

Контрольные вопросы:

1. Какие напряжения возникают в бурильной колонне при бурении с забойными двигателями?
2. Почему напряжениями, возникающими от воздействия реактивного момента турбобура, в расчетах пренебрегают?
3. Каково значение коэффициента запаса прочности бурильных труб при бурении турбобурами в сложных геологических условиях?

Задание № 6. Особенности расчета бурильной колонны для бурения электробурами.

Методические рекомендации: Изучается методика расчета колонны бурильных труб для электробурения с учетом их конструктивных отличий.

Литература: 26, стр. 103–105; 33, стр. 69–72.

Контрольные вопросы:

1. Чем отличаются бурильные трубы, предназначенные для электробурения от обычных?
2. На какие напряжения рассчитывается бурильная колонна при бурении с электробурами?

Задание № 7. Расчет профиля наклонной скважины.

Методические рекомендации: В зависимости от геологических условий бурения выбирается профиль наклонной скважины, производится расчет и построение профиля.

Литература: 26, стр. 207–208; 27, стр. 198–201; 33, стр. 264–289.

Контрольные вопросы:

1. В каких случаях бурятся наклонно-направленные скважины?
2. Наиболее известные профили наклонных скважин?
3. Как строится профиль наклонной скважины?

Приложение В

План занятий в рамках самостоятельной работы студентов под руководством преподавателя (СРСП)

Задание 1. Ударно-канатный способ бурения.

Методические рекомендации: По плакатам и наглядным пособиям изучается принцип работы станка ударно-канатного бурения, резервы повышения производительности труда, конструкции долот и технологического инструмента.

Литература: 26, стр. 13–15, 27, стр. 8–11.

Форма проведения – дисскусия.

Задание 2. Геостатическая температура горных пород.

Методические рекомендации: Динамика изменения геостатической температуры горных пород. Способы ее определения. Значения определения геостатической температуры горных пород и забоя скважины.

Литература: 26, стр. 33–36.

Форма проведения – дисскусия

Задание 3. Изучение конструкций трехшарошечных долот производства России и стран дальнего зарубежья.

Методические рекомендации: По натурным образцам, плакатам и буклетам изучаются конструктивные особенности элементов шарошечных долот различных стран, их достоинства и недостатки, возможности повышения их производительности.

Литература: 26, стр. 37–54; 27, стр. 65–74; 13, стр. 3–20.

Форма проведения – дисскусия

Задание 4. Изучение принципа работы турбобура и характеристику его турбин.

Методические рекомендации: По макетам, натурным образцам и плакатам изучаются конструкции и принцип работы турбобура, и производится анализ рабочей характеристики его турбин.

Литература: 26, стр. 61–76; 27, стр. 36–38.

Форма проведения – тренинг

Задание 5. Методика расчета многоразмерной бурильной колонны.

Методические рекомендации: Изучается состав многоразмерной бурильной колонны и методика ее расчета на конкретном примере.

Литература: 26, стр. 103–105; 27, стр. 85–90; 33, стр. 64–66.

Форма проведения – тренинг

Задание 6. Механизм разрушения при вдавливании одиночного цилиндрического штампа.

Методические рекомендации: Важнейшим видом деформации при разрушении породы большинством буровых долот является вдавливание. Рассматривается схематично простейший механизм разрушения породы при статическом вдавливании одиночного цилиндрического штампа с плоским торцом.

Литература: 26, стр. 105–108; 27, стр. 62–63, 25

Форма проведения – тренинг.

Задание 7. Влияние состава и свойств промывочной жидкости на эффективность работы долот.

Методические рекомендации: Изучается влияние на эффективность работы долот плотности, реологического свойства, показателя фильтрации промывочной жидкости, содержание в ней нефти, твердой фазы, наиболее тонкодисперсных частиц, а также вязкости фильтрата.

Литература: 26, стр. 154–157; 27, стр. 101–108.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 8. Гидродинамические давления, возникающие при перемещении колонны труб.

Методические рекомендации: Изучается механизмы проявления гидродинамических давлений при перемещении колонны бурильных труб в скважине при выполнении спускоподъемных работ, которые во многих случаях являются причиной поглощения промывочной жидкости или нефтегазопроявлений

Литература: 26, стр. 194–195.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 9. Гидравлические потери в циркуляционной системе.

Методические рекомендации: Производится расчет местных потерь и потерь по длине по элементам циркуляционной системы для выбора типа и количества бурового насоса, а также определяется их резервное давление с целью подбора диаметров насадок гидромониторного долота.

Литература: 26, стр. 195–198; 27, стр.148–150.

Форма проведения – тренинг.

Задание 10. Предупреждение искривления вертикальных скважин.

Методические рекомендации: Изучаются причины и последствия искривления вертикальных скважин, рассматриваются способы их предупреждения.

Литература: 26, стр. 198–202; 27, стр.195–198.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 11. Принцип работы компенсатора вертикальных перемещений.

Методические рекомендации: По плакатам изучается конструкция и принцип работы компенсатора, а также его роль при бурении морских скважин с плавучих буровых установок.

Литература: 26, стр. 338–341; 27, стр. 27–33; 30, стр. 183–184.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 12. Насыщенность горных пород.

Методические рекомендации: Даются методы определения коэффициентов аномальности пластового давления и поглощения, градиента гидроразрыва пласта и индекса горного давления.

Литература: 26, стр. 28–30.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 13. Консервация и ликвидация нефтяных и газовых скважин.

Методические рекомендации: Для случаев $К_а<1,0$ и $К_а>1,1$ выбираются способы консервации нефтяных и газовых скважин, а также способы ликвидации «сухих» скважин.

Литература: 26, стр. 318–320.

Форма проведения – тренинг.

Задание 14. Источники опасности для персонала в процессе бурения.

Методические рекомендации: Рассматриваются разнообразные опасности, как для персонала буровой бригады, так и для персонала субподрядных организаций, привлекаемых для выполнения буровых работ.

Литература: 26, стр. 320–327.

Форма проведения – дискуссия.

Задание 15. Оборудование для спускоподъемных операций.

Методические рекомендации: Рассматриваются конструкции лебедок, оборудования талевой системы, буровых крюков, штропов, элеваторов, клиньев, автоматических и машинных ключей.

Литература: 26, стр. 52–56; 27, стр. 90–93.

Форма проведения – тренинг.

Приложение Г

План занятий в рамках самостоятельной работы студентов (СРС)

Задание 1. История возникновения и развития бурения скважин.

Методические рекомендации: Рассматриваются исторические даты бурения первой нефтяной скважины в Азербайджане, России, Казахстане и в США. Изучаются этапы развития нефтяной и газовой промышленности СССР и Казахстана, буровой техники и технологии, а также тенденции увеличения добычи нефти и газа.

Литература: 26, стр. 8–13; 27, стр. 3–5.

Задание 2. Анализ современного состояния бурения нефтяных и газовых скважин Казахстана.

Методические рекомендации: Дается наиболее полное представление о современной технологии и технике бурения нефтяных и газовых скважин в Казахстане с момента прихода на нашу страну иностранных инвесторов по сегодняшний день

Литература: научно-технические журналы, материалы периодической печати.

Задание 3. Абразивность горных пород.

Методические рекомендации: Изучаются способы определения абразивности горных пород и степень влияние данного параметра на сроки службы вооружений долота.

Литература: 26(27-28), 30(17-18).

Форма проведения – дискуссия.

Задание 4. Износ и особенность эксплуатации шарошечных долот.

Методические рекомендации: Рассматриваются характерные особенности износа вооружений и опор долот, а также тыльных калибрующих поверхностей шарошек, их причины, возможности описания их уравнениями.

Литература: 26, стр. 116–120; 27, стр. 140–14.

Задание 5. Комплектование и эксплуатация бурильной колонны.

Методические рекомендации: Рассматриваются процессы подготовки бурильных, утяжеленных, ведущих труб и соединительных элементов на трубных базах, повышения эксплуатационной надежности бурильных труб и увеличения износостойкости замков, а также осуществления контроля за их состояниями.

Литература: 26, стр. 98–100.

Задание 6. Схемы взаимодействия рабочих элементов породоразрушающего инструмента при бурении.

Методические рекомендации: Рассматриваются схемы взаимодействия рабочих элементов вооружения породоразрушающих инструментов с породой забоя скважины. При этом обращено особое внимание на эффективность разрушения пород долотами дробяще-скалывающего воздействия.

Литература: 26, стр. 101–108.

Задание 7. Якорная установка и динамическое позицирование буровых судов.

Методические рекомендации: Рассматриваются различные схемы крепления судна якорями и достоинства способа его динамического позицирования.

Литература: 30, стр.181–182.

Задание 8. Гравитационные буровые платформы и область их применения.

Методические рекомендации: Изучается достоинства и недостатки гравитационных буровых платформ и условия их применения.

Литература: 30, стр. 188–190.

Задание 9. Устройство подачи долота на забой. Рассматривается принцип работы электрического регулятора подачи долота на забой (РПДЭ), его достоинства и недостатки.

Рекомендуемые материалы: научно-технические журналы, научная литература, Интернет.

Задание 10. Факторы, влияющие на бурение морских скважин.

Методические рекомендации: Изучаются факторы, влияющие на бурение морских скважин как геологические, геоморфологические, гидрометеорологические и др.

Литература: 30, стр. 170–173.

Задание 11. Опыт бурения горизонтальных скважин в Казахстане.

Методические рекомендации: Рассматриваются цель, задачи и способы бурения скважин с горизонтальным вхождением в пласт. Даются современный уровень развития и способы осуществления данного способа бурения

Рекомендуемые материалы: 26, стр. 212–213, патентный поиск, Интернет, периодическая печать, научно-технические журналы.

Задание 12. Принцип выбора рационального типа долота для бурения заданного интервала.

Методические рекомендации: Рассматриваются вопросы выбора рационального типа долота методом математической статистики.

Литература: 2; научно-технические журналы.

Задание 13. Противовыбросовое оборудование.

Методические рекомендации: Изучаются конструкция и принцип работы плашечных, универсальных, вращающихся превенторов, способы установления их на устье скважины.

Литература: 26, стр. 176–183; 27, стр. 132–134.

Задание 14. Подводное устьевое оборудование.

Методические рекомендации: Рассматриваются конструктивные особенности, типы, достоинства и недостатки подводного устьевого оборудования.

Литература: 26, стр. 185–186.

Задание 15. Бурильные трубы с приваренными соединительными концами, их достоинства и недостатки.

Методические рекомендации: Рассматриваются их конструктивные особенности, достоинства и недостатки по сравнению с другими бурильными трубами.

Литература: 26, стр. 82–96; 27, стр. 82–83.

Тестовые задания для самоконтроля с указанием ключей правильных ответов

1. На какие типы подразделяются нефтяные и газовые скважины по назначению?:

A) Опорные, параметрические, структурные, поисковые, эксплуатационные, специальные.

B) Разведочные, эксплуатационные, специальные.

C) Параметрические, опорные, разведочные, поисковые.

D) Разведочные, поисковые, опорные.

E) Эксплуатационные, поисковые, разведочные, специальные.

2. Какие этапы входят в цикл строительства скважины?:

A) Комплекс работ, начиная с подготовки площади под буровую и кончая демонтажем бурового оборудования, перевозкой скважины на новую точку и рекультивацией земельных угодий.

B) Монтаж буровой установки и бурение скважины.

C) Бурение скважины, демонтаж буровой установки и ее транспортировка.

D) Транспортировка буровой установки, бурение и крепление скважины, освоение скважины.

E) Бурение, конец бурения, испытание и опробование

3. Из каких элементов состоит скважина?:

A) Устье, стенки, забой, глубина, длина.

B) Забой, ствол, устье.

C) Дно, высота, длина.

D) Устье, забой, стенки.

E) Устье, поверхность, высота, дно.

4. Из каких операций состоит процесс бурения?:

A) Спуск и подъем бурильной колонны, бурение, смена долота, промывка скважины.

B) Бурение и подъем бурового инструмента.

C) Спуск бурового инструмента, бурение.

D) Бурение, промывка скважины.

E) Спуск бурового инструмента, бурение, промывка.

4. Какие виды механического бурения применяются при бурении нефтяных и газовых скважин?:

A) Вращательный.

B) Турбинный, электробурение, ударный.

C) Ударно-канатный, роторный, турбинный.

D) Забойными двигателями, ударный.

E) Роторный.

5. Какова взаимосвязь параметров режима бурения при роторном способе бурения?:

A) Не взаимосвязаны.

B) Взаимосвязаны.

C) Все параметры зависимы друг от друга.

D) Изменение одного параметра приводит к изменению всех остальных.

E) Связаны квадратичной зависимостью

6. Какими показателями характеризуются параметры режима бурения?:

A) Осевая нагрузка на долото и скорость вращения долота, расход промывочной жидкости.

B) Расход бурового раствора и его качество.

C) Скорость вращения долота и расход бурового раствора.

D) Осевая нагрузка на долото, скорость вращения долота.

E) Качество промывочной жидкости, осевая нагрузка на долото.

7. Какие виды вращательного способа применяются при бурении нефтяных и газовых скважин?:

A) Роторный и забойными двигателями.

B) Роторный и винтовыми забойными машинами.

C) Роторный и электробурами.

D) Турбинный и винтовыми двигателями.

E) Только турбинный.

8. Через какой элемент бурильной колонны передается вращение от ротора к бурильной колонне?:

A) Ведущую трубу.

B) УБТ.

C) Превентор.

D) Переводник.

E) Центратор.

9. Каким прибором контролируется величина осевой нагрузки на долото?:

A) ГИВ-6.

B) Манометром.

C) Тахометром.

D) Расходомером.

E) Уровнемером.

10. Какой элемент бурильной колонны предназначен для увеличения веса и повышения жесткости нижней части колонны?:

A) Утяжеленные бурильные трубы.

B) Калибратор.

C) Турбобур.

D) Переводник.

E) Элеватор.

11. Какими параметрами характеризуются показатели работы долота?:

A) Проходка на долото, механическая скорость проходки, рейсовая скорость проходки, эксплуатационные затраты на 1 м проходки.

B) Механическая скорость бурения, рейсовая скорость.

C) Проходка на долото, механическая скорость бурения.

D) Проходка на долото, коммерческая скорость.

E) Рейсовая и коммерческая скорости

12. Когда пластовое давление считается аномально низким?

A) $K_a<1,0$

B) $K_a=1,0$

C) $K_a=1,1$

D) $K_a>0,8$

E) $K_a=1,2$

13. Породоразрушающий инструмент для бурения скважин сплошным забоем называется:

A) долотом;

B) коронкой;

C) бурильной головкой;

D) расширителем;

E) калибратором.

14. Чем характеризуется строение горных пород?

A) структурой и текстурой;

B) только структурой;

С) абразивностью;

D) анизоптропностью;

Е) сланцеватостью.

15. С какой целью производится расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе?

А) Для подбора типа насоса и определения возможности применения гидромониторных долот.

Б) Для определения скорости истечения струй жидкости из насадок и частоты вращения долота.

С) Для выбора мощности привода насоса и определения возможности применения алмазных долот.

Д) Для выбора типа долота и определения геометрических размеров обвязки насосов.

Е) Для определения возможности применения турбинного способа бурения скважин.

16. Под влиянием каких факторов происходит самопроизвольное искривление скважин?

А) геологических, технических и технологических.

В) геологических, физических и химических.

С) технических, организационных, космических и навигационных.

Д) геологических, технологических, электрических и геомагнитных.

Е) технических, силовых, магнитно-силовых.

17. Что понимается под вторичным вскрытием продуктивного пласта?

А) процесс сообщения пласта со скважиной после спуска и цементирования эксплуатационной колонны путем пробивания достаточного количества отверстий через обсадную колонну, тампонажный камень и кольматационный слой перфораторами.

В) вскрытие пласта второй раз в связи с тем, что первая попытка не дала положительного результата.

С) это обязательный процесс после спуска потайной колонны.

Д) это процесс вскрытия колматационного слоя после цементирования скважины утяжеленным цементным раствором.

Е) это повторное простреливание обсадной колонны, тампонажный камень и пласт пулевыми перфораторами.

18. На основе каких параметров строится совмещенный график давлений?

А) значений коэффициентов аномальности пластовых давлений продуктивных и проницаемых горизонтов, индексов давлений поглощения и относительной плотности промывочной жидкости.

В) градиентов давлений и плотности бурового и тампонажного растворов.

С) градиентов давлений гидроразрыва пласта и плотности бурового раствора.

Д) относительной плотности бурового и тампонажного растворов, индексов давлений поглощения.

Е) осевой нагрузки на долото, скорости его вращения и давления поглощения.

19. Что понимается под индексом горного давления?

А) Это отношение давления, обусловленного весом вышележащей толщи горных пород, к давлению столба пресной воды высотой, столба равной высоте этой толщи.

Б) Это давление горы на нижележащие толщи горных пород.

С) Это давление толщи горных пород на продуктивный пласт.

Д) Это давление вышележащей толщи горных пород на общую площадь продуктивной толщи.

Е) Это отношение давления, обусловленного весом вышележащей толщи горных пород, к пластовому давлению нефти.

20. Что понимается под режимом бурения?

А) Совокупность факторов, влияющих на эффективность разрушения породы и интенсивность износа долот и которыми можно оперативно управлять в период работы долота на забое.

Б) Совокупность факторов, влияющих на показатели работы долота в процессе бурения скважин.

С) Совокупность факторов, путем управления которых достигается повышение технико-экономических показателей строительства скважин.

Д) Совокупность факторов, влияющих на стоимость 1 м проходки.

Е) Совокупность факторов, часть которых поддается к управлению в процессе бурения скважины.

Ключ правильных ответов всех вопросов – ответ А.
Перечень экзаменационных вопросов

1. Технологические процессы бурения скважины.
2. Классификация скважин.
3. Современные способы бурения скважин.
4. Конструкция скважин
5. Понятие о цикле строительства скважин.
6. Горные породы, слагающие разрез нефтяных и газовых скважин.
7. Физико-механические свойства горных пород.
8. Насыщенность горных пород.
9. Напряженное состояние пород в естественных условиях
10. Назначение и классификация долот.
11. Буровые долота для сплошного бурения.
12. Буровые долота для бурения с отбором керна.
13. Буровые долота специального назначения
14. Алмазные и твердосплавные долота.
15. Условия работы бурильной колонны.
16. Керноприемные устройства и бурильные головки.
17. Предупреждение искривления вертикальных скважин.
18. Профили наклонных скважин.
19. Понятие о режиме бурения и его параметрах.
20. Показатели работы долота.
21. Влияние параметров режима бурения на механическую скорость проходки.
22. Понятие о буримости горных пород.
23. Особенности режимов вращательного бурения.
24. Взаимосвязь параметров режима бурения при бурении с забойными двигателями.
25. Специфические особенности режимов вращательного бурения.
26. Влияние параметров режима бурения на износ долота и показатели его
27. Классификация забойных двигателей. Турбобуры.
28. Характеристика турбины.
29 Конструктивные особенности турбобуров.

30 Турбобуры для бурения с отбором керна и для бурения наклонных скважин.

31. Классификация осложнений.

32. Поглощение промывочной жидкости.

33. Газонефтеводопроявления.

34. Осложнения, вызванные поступлением сероводорода.

35. Осыпи, обвалы пород, сужения ствола скважины.

36. Прихваты колонны труб.

37. Цели и способы бурения наклонных скважин.

38. Профили наклонных скважин.

39. Ориентирование отклонителей.

40. Кустовое размещение скважин.

41. Горизонтально разветвленные скважины.

42. Винтовые забойные двигатели. Электробуры.

43. Состав, назначение бурильной колонны и конструктивные особенности ее элементов.

44. Бурильные трубы с высаженными концами и соединительными муфтами.

45. Бурильные трубы с высаженными концами и коническими стабилизирующими поясками.

46. Бурильные замки. Переводники.

47. Принципы проектирования конструкции скважин

48. Утяжеленные бурильные трубы. Ведущие бурильные трубы.

49. Технологическая оснастка и эксплуатация бурильной колонны.

50. Напряжения, возникающие в бурильной колонне при бурении различными способами.

51. Поглощение промывочной жидкости. Газонефтеводопроявления.

52. Прихваты колонны труб.

53. Осложнения, вызванные поступлением сероводорода.

54. Осыпи, обвалы пород, сужения ствола скважины

55. Причины и последствия искривления вертикальных скважин.

56. Ориентирование отклонителя при бурении наклонных скважин.

57. Цели и способы бурения наклонных скважин.

58. Временная консервация и ликвидация скважин.

59. Классификация буровых установок.

60. Краткая характеристика современных буровых установок.

61. Самоподъемные буровые установки

62. Полупогружные плавучие буровые установки

62. Морские буровые суда.

64. Водоотделяющая колонна и подводное устьевое оборудование

65 Компенсаторы вертикальных перемещений, назначение и принцип работы.

66. Стационарные морские буровые платформы.

67. Оборудование и инструмент для бурения скважин.

68.Кустовое размещение скважин. Бурение горизонтально разветвленных скважин.

69. Основные документы на строительство скважины.

70. Основные технико-экономические показатели строительства скважин.

71.Факторы, влияющие на бурение морских скважин.

72. Осложнения при бурении многолетнемерзлых пород.

73. Выбор буровой установки

74 Выбор диаметров насадок гидромониторных долот.

75. Влияние расхода промывочной жидкости на показатели работы долота.

76. Влияние величины осевой нагрузки на долото на показатели работы долота.

77. Влияние частоты вращения на показатели работы долота.

78. Определение расхода промывочной жидкости для роторного бурения скважины.

79. Определение величины осевой нагрузки на долото для роторного бурения.

80. Специфика выбора диаметра бурильной колонны и определения длины УБТ.

81. Механизмы вращения долота.

82. Типовые схемы расположения основного оборудования на буровой.

ГЛОССАРИЙ

1. Скважина – эта цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины.

2. Долото – породоразрушающий инструмент, предназначенный для разрушения забоя скважины по всей его площади.

3. Бурильная головка – инструмент кольцевой формы, предназначенный для разрушения забоя по его периферии с оставлением в его центральной части неразрушенного столбика породы – керна.

5. Основные рабочие операции при бурении – разрушение забоя; вынос продуктов разрушения с забоя на поверхность; укрепление неустойчивых интервалов ствола скважины.

6. Буримость – скорость направленного разрушения породы забоя скважины.

7. Твердость – способность горной породы сопротивляться внедрению в нее более твердого тела.

8. Режим бурения – совокупность факторов, которые влияют на эффективность разрушения породы и интенсивность износа долот и которыми можно оперативно управлять в период работы долота на забое.

9 – величина прироста температуры горных пород при увеличении глубины на 1 м.

10. Прочность – способность горной породы сопротивляться разрушению под действием внешних сил.

11. Абразивность – способность горной породы изнашивать в процессе трения металлы и твердые сплавы.

12. Релаксация напряжений – самопроизвольное уменьшение напряжений при неизменной деформации твердого тела.

13. Хрупкое разрушение – отсутствие необратимой деформации, предшествующей разрушению твердого тела.

14. Ползучесть – постепенное увеличение деформации твердого тела при его длительном напряженном состоянии.

15. Самоподнимающаяся буровая платформа – плавучие буровые основания, состоящие из понтона (баржи) с выдвижными опорами.

16. Полупогружные плавучие буровые платформы – буровые платформы, плавающие за счет выталкивающей архимедовой силы, воздействующей на стабилизирующие колонны, поплавки и т. д.

17. Турбобур – многоступенчатая гидравлическая турбина, к валу которой непосредственно или через редуктор соединяется долото.

18. Шпиндельный турбобур – секционный турбобур, нижняя секция которого укомплектована многорядной осевой и радиальной опорами без турбин.

19. Рабочая характеристика турбобура – изображается кривыми, характеризующими зависимость вращающего момента на валу, мощности, перепада давления и гидравлического коэффициента полезного действия от частоты вращения вала.

20. Переводник – элемент, предназначенный для соединения элементов бурильной колонны с резьбами различных типов и размеров и для присоединения к бурильной колонне инструментов.

21. Объемная масса – масса единицы объема горной породы в ее естественном состоянии, т. е. с учетом наличия пор и их содержимого.

22. Цементирование скважин – процесс заполнения заданного интервала скважины суспензией вяжущих материалов, способной в покое загустевать и превращаться в твердое, практически непроницаемое тело.

23. Освоение скважины – комплекс работ по вызову притока жидкости из продуктивного пласта, очистке приствольной зоны от загрязнения и обеспечению условий для получения возможно более высокий продуктивности скважины.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение…….. 3
1. Геология Земной коры …….. 4
2. Осадочные горные породы – вместилища нефти и газа 12
3. Поисково-разведочные работы на нефть и газ…… 17
3.1. Геофизические и геохимические методы разведки … 19
4. Общие понятия о бурении скважин……. 25
5. Физико-механические свойства горных пород …….. 37
5.1. Основные механические свойства горных пород…… 37
5.2. Твердость горных пород и методы ее измерения …… 41
5.3. Абразивность горных пород, методы измерения…..... 47
5.4. Разрушаемость, разлыхляемость,с упы-
честь,устойчивость и анизатропность горных пород 51
5.5. Буримость горных пород…… 55
5.6. Классификация горных пород по их характерным
механическим свойствам …….. 60
5.7. Механизм разрушения горных пород различными
породоразрушающими инструментами……... 62
6. Способы удаления продуктов разрушения из скважины.... 68
6.1. Механический способ транспортировки продуктов
разрушения……. 68
6.2. Гидравлический способ транспортировки продуктов
шлама…….. 72
6.2.1. Основные свойства глинистых растворов……..... 74
6.2.2. Приготовление глинистых растворов…… 81
6.2.3. Обработка глинистых растворов…… 82
6.2.4. Очистка промывочной жидкости от шлама…….. 86
6.2.5. Естественные растворы, получаемые непосред-
ственно при бурении скважин……... 87
6.2.6. Специальные растворы,применяемые в сложных
геолого-технических условиях……. 88
6.2.7. Условия выноса продуктов разрушения с помощью
промывочной жидкости…… 93
6.3. Пневматический способ удаление шлама из скважины 100
7. Закрепление стенок скважин…… 106
7.1. Крепление обсадными трубами……..... 107

7.2. Вяжущие материалы и композиционные смеси…….. 108
7.3. Тампонажный портландцемент……. 109
7.4. Специальные цементы. Цементно-песчанные смеси 111
7.5. Цементирование скважин…….. 113
7.6. Условия цементирования и требования к качеству тампонажных растворов…… 119
8. Искривление скважин и направленное бурение……. 125
8.1. Искривление скважин, методы измерения…….. 125
8.2. Направленное бурение…… 128
8.3.Особенности направленного бурения глубоких скважин 138
9. Буровое и цементировочное оборудование……..... 144
10. Бурение забойными двигателями..... 150
10.1. Классификация забойных двигателей. Турбобуры.. 152
10.2. Конструктивные особенности турбобуров..... 160
10.3. Винтовые забойные двигатели. Принцип действия и конструктивные особенности..... 172
10.4. Электробуры..... 174
11. Бурение скважин снарядами со съемными керноприемниками…… 180
12. Общие сведения об установках для бурения скважин в акваториях…… 183
13. Буровой инструмент. Режим бурения……... 188
13.1. Породоразрушающие инструменты…… 190
13.2. Бурильные трубы и соединительные муфты……. 194
13.3. Условия работы бурильной колонны……..... 198
13.4. Режим бурения……. 205
13.4.1. Понятие о режиме бурения и его параметры…….. 208
13.4.2. Специфические особенности режима роторного бурения…… 210
13.4.3. Влияние параметров режима бурения на механическую скорость проходки нового долота……... 218
13.4.4. Влияние параметров режима бурения на износ долота и показатели его работы…… 219
14. Вскрытие, освоение, испытание скважин…….. 225
14.1. Первичное вскрытие, освоение, испытание скважин….. 248
15. Аварии и осложнения при бурении…… 282
Библиографический список …….. 295

Лабораторные работы…… 297
Практические занятия…… 301
План занятий в рамках самостоятельной работы студентов под руководством преподавателей (СРСП)…..... 304
План занятий в рамках самостоятельной работы студентов (СРС)……. 308
Тестовые задания для самоконтроля…… 312
Перечень экзаменационных вопросов ……... . 318
Глоссарий…… 321

Учебное издание

Мусанов Алькен

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Учебное пособие

Нач. РО УИЦ	*З. А. Губайдулина*
Редактор	*Г. М. Дюсенбаева*
Компьютерная верстка	*Л. Т. Касжанова*

Подписано в печать _____2015 г.
Тираж 300 экз. Формат 60 х 84х 1/16. Бумага типогр. № 1.
Уч.-изд.л. 18,9. Усл. п.л. 20,3. Заказ № 295. Цена договорная.

Издание Казахского национального технического университета
имени К. И. Сатпаева.
Учебно-издательский центр КазНТУ,
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-771-4

