

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В. В. Нескоромных

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИН НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Рекомендовано Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 130200 «Технология геологической разведки» (рег. № 2499 от 09.08.2013)

Красноярск
СФУ
2014

УДК 622.24(07)
ББК 33.131.я73
Н552

Рецензент:

Н. В. Пашкевич, первый проректор, профессор Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (Санкт-Петербург)

Нескоромных, В. В.

Н552

Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – 2-е изд., перераб. и доп. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014. – 350 с.

ISBN 978-5-7638-2920-4

Рассмотрены вопросы проектирования буровых работ при разведке рудных полезных ископаемых на основании горно-геологических условий месторождения, геологического задания и применения современных технологий и техники разведочного бурения.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки (специальности) 130200 «Технология геологической разведки», специализация 130101.65.00.03 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (ФГОС ВПО-2010), а также для аспирантов, обучающихся по специальности 25.00.14 «Технология и техника геологоразведочных работ», и специалистов производственных организаций, занятых бурением геологоразведочных скважин.

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 622.24(07)
ББК 33.131.я73

ISBN 978-5-7638-2920-4

© Сибирский федеральный университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование – основное назначение и вид инженерной деятельности. В результате проектных работ рождаются новые технические объекты и сооружения, суммируются знания, опыт и способности проектанта, который стремится их использовать гармонично и комплексно, формируя программу действий с учетом всех основных внешних условий и поставленных задач. Проект будет эффективен в том случае, если для его реализации использованы современная техника, передовые технологические возможности, материалы и методики в сочетании с исходными условиями производства работ (климатическими, географическими или горно-геологическими).

Проект (лат. *projectus* – брошенный вперед) – технические документы, чертежи, расчеты, макеты создаваемых объектов.

Проектировать – намечать план, составлять проект.

Известен термин **прожект**, который является производным от англ. *project* и лат. *projectus*. Перевод этого слова тот же, и ранее оно использовалось в том же смысле, что и слово «проект», но теперь этот термин устарел и обозначает часто замысел, т. е. проект, который не имеет реальной основы. Соответственно прожектер – тот, кто составляет неосуществимые проекты.

Таким образом, проектировать – это значит решать передовую задачу по совершенствованию, развитию или созданию той или иной технической системы. При этом проект будет максимально эффективен при условии, если используются самые современные объекты техники и технологии, передовые научные знания. При этом проект должен быть реальным, т. е. выполнимым с применением имеющихся средств и технологий.

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВАНИИ. ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ

Проектирование буровых работ основывается на применении стандартов, различной документации и специальной литературе, где определены значения и параметры установленных норм, регламент, и требованиях к показателям выполняемых работ.

1.1. Общие сведения о проектировании скважин

Проектирование скважин – ответственный этап, который предшествует выполнению буровых работ. Учитывая, что бурение – достаточно дорогостоящее производство, призванное выполнить сложные технические задачи, следует крайне ответственно подходить к составлению проекта, стремясь максимально учесть горно-геологические условия месторождения, поставленную геологическую задачу и возможности имеющегося бурового оборудования и инструмента.

Исходными данными для проектирования являются:

- горно-геологические условия буровых работ;
- геологическое задание на производство буровых работ;
- нормы времени на производство геологоразведочных работ и, в частности, буровых работ (ЕНВ);
- «Закон о недропользовании», «Правила безопасности при ГРП», требования к экологии производства работ, отраслевые (ОСТ) и государственные стандарты (ГОСТ);
- справочная техническая литература (например, «Справочник инженера по бурению» в 2 т.; «Буровой инструмент для геологоразведочного бурения»; «Справочник по буровым растворам», «Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов» и др. [10, 13, 20, 22].

Горно-геологические условия производства буровых работ изучаются и анализируются с помощью геологических карт и геологических разрезов, на которых указаны интервалы (мощность пластов) и условия залегания горных пород (угол падения и азимут простирания пластов), наличие зон дробления, тектонических нарушений, водоносных горизонтов, мерзлоты и др.

Наличие достаточно информативного геологического разреза позволяет составить колонку с интервалами и характеристиками горных пород, их физико-механических свойств, с выделением интервалов и видов возможных осложнений бурения.

Наличие данных об углах падения и простирания пластов горных пород дает возможность более рационально направить скважины, запроектиро-

вать их траектории (угол наклона скважины, азимут скважины, углы подсе-чения залежей на интервале проходки, угол подсе-чения рудного тела) и оп-ределить глубину проектируемой скважины.

Перечень горных пород, составляющих колонку, позволяет произвести оценку вероятных параметров физико-механических свойств горных пород, спрогнозировать их буримость и затраты материальных средств на бурение тех или иных горных пород.

Для уточнения данных о физико-механических свойствах пород и с целью определения категории горных пород по буримости, абразивности и др. свойствам следует произвести лабораторные испытания. Для пополнения данных о свойствах горных пород применяют также справочную литературу, в которой приведены значения твердости, абразивности и категории по буримости различных типов горных пород.

Геологическое задание на разведку месторождения – совокупность требований к качеству, производительности и стоимости работ и их параметрам, связанных с решением задач геологической и технико-экономической оценки перспектив месторождения в соответствии с критериями той или иной категории запасов полезного ископаемого.

Целью реализации геологического задания является определение объема, содержания, физико-химических и механических характеристик полезного ископаемого, условий и параметров залегания рудных тел, исследование и уточнение детализации форм рудной залежи, оценка возможных технических и технологических параметров обогащения руды, изучение возможности извлечения полезного ископаемого методами геотехнологий и др.

- ❖ **Категории запасов** – выявленные в результате геологоразведочных работ запасы полезного ископаемого, разделенные на категории А, В, С, С1 в зависимости от достоверности их подсчета.
- ❖ **Геотехнологии** – химические, физико-химические, биохимические и микробиологические методы добычи полезных ископаемых из недр Земли. Примерами геотехнологий являются подземная газификация углей, расплавление серы, выщелачивание металлов, термическая добыча нефти и др.

Геологическое задание на бурение скважины определяет требования к:

- параметрам заложения скважины (угол наклона и азимут заложения);
- опробованию, например керну (интервалы отбора керна и его количественный линейный и массовый выход, соблюдение требований к минимальному избирательному истиранию керна), или возможности опробования по шламу;
- параметрам скважины в связи с проведением запланированных геофизических исследований;
- траектории трассы скважины;
- углу подсе-чения рудной залежи.

В ряде случаев ставится задача отбора дополнительных проб полезного ископаемого, например отбор технологической пробы для исследования руды на технологичность обогащения.

Единые нормы времени (ЕНВ) – утвержденный к применению нормативно-справочный документ, на основании которого рассчитываются затраты времени и материальных средств на производство работ. Нормы указаны для всех возможных видов работ с учетом условий их выполнения, например времени года, буримости горных пород и др.

Исходный материал для проектирования дает возможность оценить круг и параметры решаемых проектом задач. Многообразие горно-геологических условий определяет многообразие подходов к проектированию буровых работ даже в пределах одного месторождения. Квалификация и искусство проектанта проявляются в том, чтобы, используя разнообразные исходные данные, составить максимально современный и эффективный проект, реализация которого позволит получить экономический эффект с учетом требований экологии и безопасности выполнения работ.

В результате проектирования геологоразведочных работ составляются проекты на поиски и разведку месторождений полезных ископаемых, которые включают все виды предусмотренных работ, сметно-финансовую документацию, требования к техническому оснащению, экологии и безопасности работ.

При проектировании бурения скважин на основе созданного проекта составляется геолого-технический наряд (ГТН) на бурение каждой скважины. Его структура включает проектные данные о заложении скважины, геологическую, техническую и технологическую части, в которых поинтервально приведены все сведения, достаточные для производства буровых работ в соответствии с горно-геологическими условиями и геологическим заданием. ГТН – информативно-нормативный документ в виде отдельного графического листа, являющийся результатом проектных работ на бурение скважины, в котором приведены основные требования геологического задания и горно-геологические условия производства буровых работ, параметры конструкции скважины, технологии, основное буровое оборудование и инструмент для производства работ.

1.2. Анализ условий геологического задания, оценка основных показателей разведочного бурения

При выборе способа бурения следует оценить, прежде всего, требования геологического задания, а именно то, каким образом, в каком объеме и на каких интервалах необходимо производить опробование и какая по качеству проба удовлетворит геологическую службу.

В результате анализа геологического задания могут выделиться интервалы, в которых следует получить керн, и интервалы, в которых керн не обязателен, при этом решается вопрос об отборе керновой пробы определенного размера, а возможно, и о замене керновой пробы шламовой или иной пробой, например, полученной вспомогательными средствами – пробоотборниками.

Необходимость получения керна определяется тем, что выделенные для этого интервалы скважины следует бурить колонковым буровым инструментом. В интервалах, в которых отбор керна не обязателен, возможна проходка бескерновым буровым инструментом – долотами.

Геологическое задание определяет горно-геологические условия бурения скважин. Выбор способа бурения порой зависит от возможных осложнений, которые целесообразно выявить на этапе анализа горно-геологических условий месторождения. Например, наличие мерзлоты определяет выбор специальных методов продувки или промывки скважины, интервалы сыпучих, неустойчивых пород задают требования к конструкции скважины, способу бурения этих интервалов и средств крепления стенок ствола и т. д.

По мнению специалистов фирмы *Atlas Copco*, при выборе способа бурения для решения задач геологоразведки залогом успеха являются три фактора: время, стоимость и достоверность. Последний фактор предполагает достоверность результата разведочных работ, т. е. прежде всего качество извлеченных с глубин проб.

❖ **АТЛАС КОПКО (ATLAS COPCO)** – одна из старейших (образована в 1873 г.) и ведущих компаний мира (Швеция) по производству горного и геологоразведочного бурового оборудования и инструмента. *ATLAS COPCO Craelius AB* образована в составе компании в 1886 г. и занята разработкой и производством геологоразведочного инструмента и оборудования.

Взаимодействие трех основных факторов логическим решением можно записать в виде формулы

$$\text{Прибыль} = \frac{\text{Достоверность}}{\text{Время} \times \text{Стоимость}}$$

Результат равняется прибыли – движущей силе любого проекта.

Главный способ получения информации о недрах – обычное колонковое бурение с отбором пробы в виде керна с ненарушенной структурой. В то же время известен и получает все большее распространение метод отбора проб в виде бурового шлама при бурении с обратной циркуляцией очистного агента (рис. 1.1). Этот способ становится все более распространенным, что объясняется его стоимостью. По данным компании *Atlas Copco*, такое бурение без отбора *RC* керна имеет себестоимость 30 долл. за метр, тогда как алмазное бурение с отбором керна стоит уже 80 долл. за метр бурения. В то же

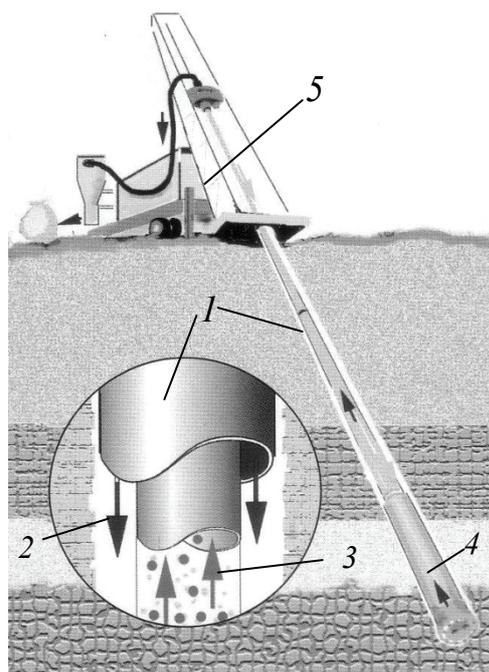


Рис. 1.1. Принцип ударно-вращательного бурения с обратной циркуляцией сжатого воздуха и отбора пробы в виде шлама (технология RC): 1 – двойная буровая колонна; 2 – прямой поток воздуха; 3 – обратный поток воздуха со шламом; 4 – пневмоударник; 5 – буровой станок с емкостью для сбора и разделения шлама

оборования по шламу (технологии RC) широко применяется в США при разведочном бурении золотоносных залежей. Для решения задач опробования по шламу компанией *Atlas Copco* выпускаются специальные пневмоударники типа RC50 и буровые установки типа *Explorac 220 RC* и *Explorac RD10+*. Применение компрессоров высокого давления (до 7 МПа) обеспечивает высокую производительность и эффективную продувку через отверстия коронки и двустенную трубу. Скорость бурения с пневмоударником составляет 12–26 м/ч. На глубине в интервалах обильных водопритоков применяют вместо ударно-вращательного бурения пневмоударниками вращательное бурение шарошечными долотами. При этом скорость бурения шарошечными долотами достигает в среднем 7,6 м/ч. При разведке месторождений обычно применяется следующая схема: 15 скважин бурится с опробованием по шламу, а только одна с полным отбором керна.

Таким образом, можно говорить о новой, но уже сложившейся системе опробования, которая определяет выбор способа бурения и основывается на комбинированном варианте: до рудной зоны бурение ведется с обратной циркуляцией очистного агента с отбором шламовой пробы, а по рудной зоне

время по качеству шламовая проба не может быть сопоставима с керном, но в настоящее время, как показывает опыт разведки месторождений, техника бурения и техническое оснащение методов оценки пробы настолько усовершенствованы, что геологическая служба все чаще готова считать буровую мелочь абсолютно достаточной для определения содержания руды.

По данным компании *Atlas Copco*, на сегодняшний день в таких странах, как США, ЮАР, Австралия, в силу сложившихся тенденций большая часть скважин бурится с опробованием по шламу. Например, в Австралии это более 80 %, США – 80 %, ЮАР – 60 %. В России и Китае этот показатель ниже – 30 %, в странах Латинской Америки – около 40 %, а в Канаде – всего 5 %.

Технология бурения с обратной циркуляцией воздуха при опробовании по шламу

производится отбор керна. Возможен вариант бурения нескольких скважин с опробованием по шламу с последующим бурением одной заверочной скважины колонковым способом с полным отбором керна.

Фактор времени во многом определяется возможностями того или иного способа бурения по реализации скорости разрушения горных пород. Известна зависимость для оценки влияния основных параметров на скорость бурения:

$$v_m = \frac{N}{A_v F}.$$

Из данного выражения следует общая и основная формулировка зависимости скорости бурения от основных факторов: скорость бурения v_m пропорциональна количеству подведенной к забою мощности N , обратно пропорциональна энергоемкости разрушения породы A_v и площади забоя F .

Таким образом, для применения наиболее производительного способа бурения следует осуществлять проходку скважины минимального поперечного размера, подводить к забою максимально возможную мощность для разрушения породы при минимальных ее потерях и рациональном разрушающем воздействии на породу.

Приведенная зависимость отражает некоторое противоречие между бурением «*производительным*» и бурением «*информативным*», т. к. со снижением площади забоя скважины будет снижаться возможный диаметр керна и объем пробы. Именно поэтому прогресс в бурении должен сопровождаться расширением возможностей современных приборов, позволяющих производить эффективный анализ проб в малом объеме, и геофизической аппаратуры, возможности которой должны оставаться высокими и при снижении поперечного размера скважинных датчиков.

В приведенной зависимости *фактор времени* определяется возможностью использования высокопроизводительного бескернового бурения шарошечными долотами и погружными пневмоударниками. Особенно эффективно бурение пневмоударниками, которые способны обеспечивать более высокую скорость бурения. При этом данный параметр показывает практически прямопропорциональный рост при повышении давления, подаваемого в скважину воздуха (рис. 1.2). Рост давления сжатого воздуха, например, при бурении бесклапанными пневмоударниками высокого давления фирмы *Atlas Copco* типа *COP*, до значений 2–2,5 МПа приводит к значительному росту механической скорости, предельные значения которых пока не установлены (рис. 1.3).

Пневмоударники типа *COP 32*, *COP 42*, *COP 52*, *COP 62* предназначены для бурения скважин диаметром 85–165 мм, в том числе по технологиям *OD*, *ODEX* и *DEPS*.

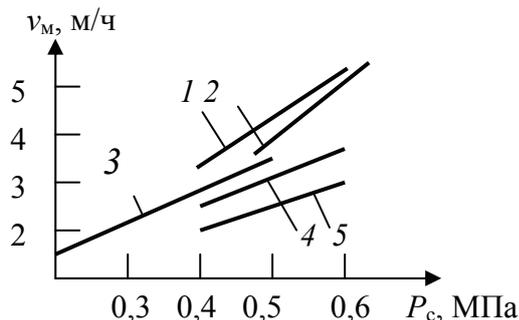


Рис. 1.2. Зависимость механической скорости бурения от давления воздуха в различных породах: 1–5–горные породы VIII; IX; X; IX; X категорий по буримости

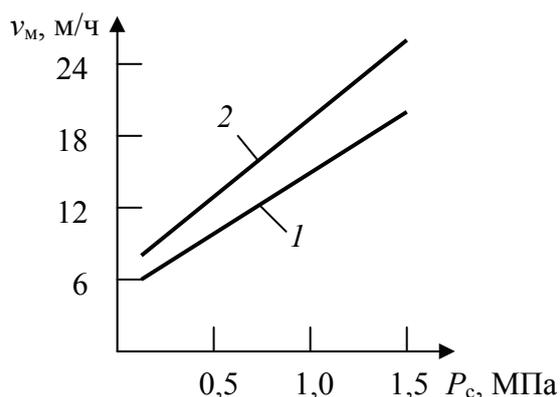


Рис. 1.3. Зависимость механической скорости бурения пневмоударниками высокого давления типа COP в известняке (2) и граните (1)

❖ **OD, ODEX, DEPS** – системы ударно-вращательного бурения по валунно-галечникам с одновременным креплением ствола скважины обсадной колонной компании *Atlas Copco*: **OD** – погружной пневмоударник инициирует удары как по вращаемой обсадной колонне с породоразрушающим башмаком, так и по внутренней бурильной колонне; **ODEX** – усовершенствованная система **OD**, при реализации которой происходит расширение ствола скважины специальным эксцентричным долотом и опережающее крепление ствола обсадной колонной, способной продвигаться под действием ударов со стороны пневмоударника на более значительную глубину; **DEPS** – удары по обсадной колонне и бурильной колонне наносятся двумя различными пневмоударниками, что повышает ударную мощность системы и позволяет бурить более глубокие скважины без расширения ствола скважины.

Забойные ударные машины **COP 32** работают при давлении воздуха 0,6–1,2 МПа с частотой ударов 1300–1650 уд./мин и предназначены для бурения скважин диаметром 85–100 мм.

Пневмоударники **COP 42** работают при давлении 0,6–2,5 МПа с частотой ударов 1300–2 100 уд./мин и предназначены для бурения скважин диаметром 105–125 мм.

Пневмоударник *Secoroc COP 64 Gold* – одна из последних разработок компании *Atlas Copco*. При использовании компрессора высокого давления (3 МПа) в случае бурения скважин диаметром 165 мм достигнута скорость 0,8 м/мин (48 м/ч).

В настоящее время ударно-вращательное бурение пневмоударниками высокого давления является наиболее производительным из всех существующих механических способов.

Сбалансированное сочетание опробования по шламу и керну дает значительную экономию времени.

Пример 1. По данным *Atlas Copco* при программе бурения 80 скважин глубиной 400 м и общем объеме буровых работ 32 000 м при алмазном бурении, круглосуточной работе одного бурового станка для завершения работ потребуется 457 дней при стоимости проекта 2 580 000 долл. США.

Если 50 % интервала бурения будет опробовано по шламу, который получен при бурении пневмоударниками высокого давления, а 50 % по керну, обеспеченному алмазным бурением, срок выполнения работ составит 301 день при стоимости работ 1 740 000 долл. США.

Если долю опробования по шламу увеличить до 75 %, то время выполнения работ составит 223 дня при стоимости работ 1 320 000 долл. США.

Сравнительный анализ показывает, что один станок, осуществляющий бурение по схеме 75 % опробования по шламу и 25 % по керну, способен заменить три станка алмазного бурения, осуществляющих полный отбор керна, при этом стоимость работ снизится практически в два раза.

Достоверность опробования по шламу не подвергается сомнению в том случае, если нет необходимости в непрерывной информации о геологическом строении месторождения, поскольку геометрия рудного тела уже известна и необходимо лишь подтверждение границ залегания.

Бурение с обратной циркуляцией и отбором шлама может применяться для оценки и подтверждения содержания полезного минерала.

Качество вещества пробы – важный аспект рассматриваемого вопроса. Прежде образцы, извлеченные ниже уровня подземных вод, считались некачественными, а только керновое бурение оставалось достоверным для таких глубин. Эта техническая проблема в настоящее время с появлением компрессоров и пневмоударников высокого давления считается решенной, поскольку с глубины 500 м удается поднимать сухой шлам за счет изолирования бурового инструмента от скважины. Правильный выбор зазора и давления поддерживает зону высокого давления вокруг бурового инструмента, которое достаточно для преодоления давления воды. В этом случае получаемая проба может считаться вполне представительной для оценки содержания и технологичности руд, а керн является «поставщиком сведений» об условиях залегания и структурных особенностях руд.

В то же время отбор качественных шламовых проб невозможен, если горная структура содержит значительное число трещин, в которые будет попадать и теряться часть бурового шлама. В таких случаях бурение с отбором керна является единственной альтернативой.

Анализ фактора стоимости показывает, что стоимость бурения пневмоударниками с отбором по шламу в три раза ниже стоимости алмазного колонкового бурения, поскольку достигается высокая скорость бурения, значительная рейсовая проходка, которая ограничивается только ресурсом долота, затраты времени на вспомогательные операции будут значительно меньше в сравнении с бурением, осуществляемым с отбором керна.

Экономическая оценка эффективности бурения определяется стоимостью метра пробуренной скважины. Зависимость общего вида для расчета стоимости метра имеет следующий вид:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{T - T_6}{l_p} \right) + \frac{Ц}{L}, \quad (1.1)$$

где $C_{ст}$ – стоимость станко-смены, руб.;

T – длительность станко-смены, ч;

T_6 – время, затраченное непосредственно на углубление ствола скважины, ч;

v_m – механическая скорость бурения, м/ч;

l_p – длина рейсовой проходки, м;

$Ц$ – стоимость бурового инструмента, руб.;

L – проходка буровым инструментом (ресурс инструмента), м.

При бурении снарядом без съемного керноприемника требуется подъем всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна, что еще более снижает долю времени на углубление скважины T_6 . В этом случае разность $(T - T_6)$ в формуле (1.1) следует представить в виде суммы затрат времени на проведение спуско-подъемной операции при определенной глубине (H) скважины – t_1 и затрат времени на замену изношенной буровой коронки и извлечение керна, отнесенные к 1 м бурения, – t_2 . Время t_1 зависит от глубины H скважины и среднего времени спуска-подъема 1 м бурильной колонны – K и может, таким образом, определяться из выражения $t_1 = (2 H \cdot K)$. С учетом полученной зависимости, формула (1.1) для случая колонкового бурения без съемного керноприемника будет иметь следующий вид:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K + t_2}{l_p} \right) + \frac{Ц}{L}. \quad (1.2)$$

В процессе колонкового бурения снарядом со съемным керноприемником (ССК) при реализации рейса требуется выполнять подъем и последующий спуск керноприемника для извлечения керна. Операции подъема керноприемника с керном и спуска порожнего керноприемника в колонну составляют цикл бурения ССК, тогда как рейсовая проходка – интервал бурения от спуска до подъема всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна и (или) замены изношенного бурового инструмента.

- ❖ **Рейсовая проходка** – углубление скважины на интервале от спуска бурильной колонны в скважину до подъема колонны из скважины в связи с необходимостью извлечения керна из колонковой трубы или замены изношенного бурового инструмента.

- ❖ **Проходка за цикл** – углубление скважины при бурении ССК на интервале от спуска керноприемника в скважину до извлечения заполненного керном керноприемника из скважины.

Время t_3 на спуск-подъем керноприемника можно определить по формуле

$$t_3 = 2C \cdot H + t_4,$$

где C – время на спуск-подъем 1 м троса с керноприемником, ч/м;

t_4 – время на извлечение керна и смену керноприемника, ч.

С учетом затрат времени на спуск-подъем керноприемника формула (1.1) для расчета стоимости 1 м бурения ССК будет выглядеть следующим образом:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K + t_2}{l_p} + \frac{2C \cdot H + t_4}{l_{ц}} \right) + \frac{Ц}{L}, \quad (1.3)$$

где $l_{ц}$ – проходка за цикл, м.

При бескерновом бурении длина рейсовой проходки равняется общей проходке буровым инструментом, а учитывая, что отбор керна не производится, зависимость (1.1) можно представить в следующем виде:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2K \cdot H + t_2}{L} \right) + \frac{Ц}{L}. \quad (1.4)$$

Из зависимостей (1.1) – (1.4) следует, что стоимость метра бурения определяется такими параметрами, как механическая скорость бурения, стоимость бурового инструмента и его ресурс, затраты времени на вспомогательные операции. Для снижения стоимости метра скважины следует повышать механическую скорость бурения, рейсовую проходку и проходку за цикл и время бурения, сокращая затраты производительного времени на вспомогательные операции. Существенно влияют на стоимость метра затраты на буровой инструмент.

При бурении ССК, в случае, если применяются достаточно стойкие коронки, за счет применения съемного керноприемника при бурении на глубину 1 500 м доля времени чистого бурения составляет 70–75 %, в отличие от бурения классического, при котором эта величина может быть не более 40–50 %.

В случае, если проходка на коронку при бурении ССК составляет 30 м, а длина керноприемника 2 м, то при равных значениях механических скоростей бурения использование ССК будет экономически выгодно даже при незначительной глубине скважины при условии, что стоимость породоразрушающего инструмента будет оптимальной.

Для оценки экономической эффективности сравниваемых способов бурения или буровых инструментов следует произвести расчет по формулам (1.1) – (1.4), а эффективность определить как разность стоимости метра бурения, полученной при сравниваемых технологиях и (или) инструментах:

$$\Delta C = C_{\text{м}}^{\text{I}} - C_{\text{м}}^{\text{II}}.$$

Анализ приведенных зависимостей показывает, что на стоимость метра пробуренной скважины наиболее значительно влияет ресурс инструмента, а повышение механической скорости бурения будет оправдано при условии сохранения эффективного ресурса бурового инструмента.

На рис. 1.4 приведена кривая равной стоимости 1 метра проходки скважины в координатах проходки на буровой инструмент и механической скорости бурения для долот типа ИСМ. Из приведенных зависимостей следует, что одинаковую стоимость одного метра бурения скважины можно получить как путем увеличения механической скорости бурения, уменьшая при этом стойкость бурового инструмента, так и в результате повышения стойкости инструмента, но снижения механической скорости бурения.

Выбор оптимального варианта сочетания стойкости бурового инструмента и механической скорости бурения следует производить с учетом глубины скважины.

При возрастающей глубине скважины более важной характеристикой будет большая стойкость инструмента. Такое качество бурового инструмента позволяет повысить долю времени, затраченную на углубление скважины, в балансе общих затрат времени на производство работ.

При бурении неглубоких скважин, когда спуско-подъемные операции занимают сравнительно малую долю в общем балансе производительного времени, можно допустить вариант форсированного бурения на высоких механических скоростях, но с несколько ограниченным ресурсом инструмента.

Поиск оптимальных условий производства буровых работ, параметров режима бурения, ориентированных на минимальную стоимость метра пробуренной скважины, является типичной задачей оптимизации.

При решении данной задачи опытным путем можно получить зависимости, отражающие влияние параметров режима бурения на ресурс бурового инструмента и значения механической скорости бурения при определенных постоянных значениях глубины скважины, горно-геологических условиях бурения и применяемых типах бурового инструмента. Полученные данные позволяют рассчитать стоимость метра проходки для каждого варианта сочетания параметров режима бурения и выбрать, таким образом, оптимальные параметры режима бурения для определенных условий производства работ.

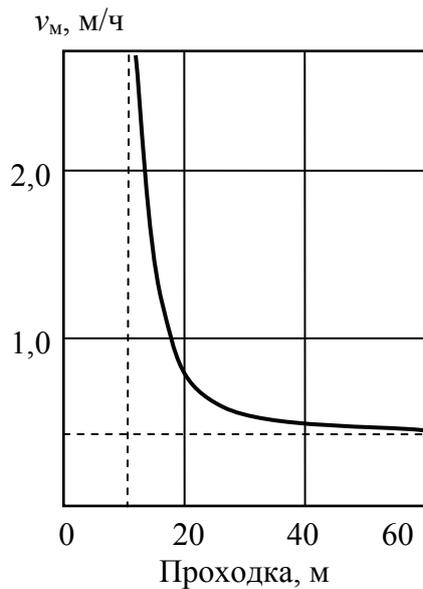


Рис. 1.4. Зависимость стоимости 1 м бурения от проходки и механической скорости бурения

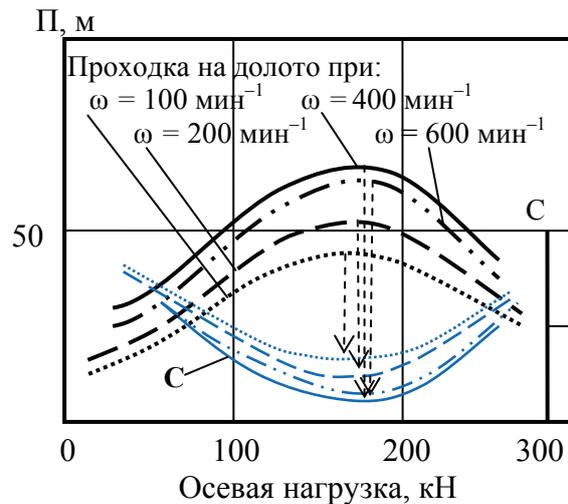


Рис. 1.5. Зависимости проходки на долото (Π) и стоимости метра проходки на долото (C) от параметров режима бурения

На рис. 1.5 приведены подобные кривые, отражающие многосложную связь условий и параметров, определяющих себестоимость бурения шарошечными долотами большого диаметра. Как следует из графиков, исходя из минимума стоимости метра проходки следует выбрать следующие параметры режима бурения: частота вращения долота 400 мин⁻¹, осевая нагрузка около 180 кН, так как повышение частоты вращения долота приводит к снижению проходки на долото и росту стоимости метра проходки.

Оптимальные параметры режима бурения, выбор которых осуществляется по минимуму стоимости метра проходки, как правило, соответствуют наиболее эффективному процессу разрушения горных пород, который будет характеризоваться минимальными затратами энергии на разрушение, высокими значениями механических скоростей бурения и эффективным ресурсом бурового инструмента.

Таким образом, выбор способа бурения – многофакторный анализ, итогом которого может быть уровень прибыли, выраженной через экономию затрат при сохранении высокого качества и достоверности полученной геологической информации.

Пример 2. При бурении на месторождении используются двухшарошечные долота типа ДДА-59 и трехшарошечные долота типа ЗШ-59К-ЦА. При равной стоимости – 3 000 руб. за долото – они показывают различную механическую скорость – 12 и 9 м в час и ресурс – 9 и 12 м соответственно. Стоимость станко-смены продолжительностью 8 ч – 32 000 руб. Время бурения в общем балансе затрат времени на производство работ – 50 %.

Рассчитаем стоимость метра бурения долотом ДДА-59:

$$C_m = \frac{32000}{8} \left(\frac{1}{12} + \frac{8-4}{9} \right) + \frac{3000}{9} = 2\,525 \text{ руб.}$$

Аналогично рассчитаем стоимость метра бурения трехшарошечными долотами. В этом случае стоимость метра бурения составит 2 010 руб.

Для повышения эффективности бурения долотами ДДА была произведена их модернизация путем размещения двух гидромониторных насадок (работы выполнены Иркутским отделением ВИТР). Стоимость долот, получивших обозначение ДДА-С, повысилась до 3 500 руб. Испытания показали, что достигнут рост механической скорости на 20 % (14 м/час) и проходки на долото на 40 % (12 м).

Стоимость метра бурения долотом ДДА-С составила 1 897 руб., что подтвердило эффективность модернизации долот в сравнении со стандартным инструментом.

Пример 3. При бурении на месторождении применяют снаряд со съёмным керноприемником (ССК-76). Длина керноприемника равна 4,5 м, что ограничивает значение проходки за цикл $l_{ц} = 4,5$ м. Ресурс буровой коронки $L = 50$ м, ее стоимость $\Pi = 5\,000$ руб., $l_p = L$. Механическая скорость бурения 4,5 м/ч. При стоимости станко-смены 32 000 руб., длительности смены 8 ч, глубина скважины $H = 1\,000$ м, времени $C = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ч/м, $K = 2 \cdot 10^{-3}$ ч/м, $t_2 = 0,2$ ч, $t_4 = 0$ (применение второго керноприемника) стоимость метра скважины будет равна:

$$C_m = \frac{32000}{8} \left(\frac{1}{4,5} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{50} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} + 0}{4,5} \right) + \frac{5000}{50} = 1\,672 \text{ руб.}$$

Ограничение длины рейсовой проходки до 2,5 м в связи с заклиниванием и истиранием керна при бурении трещиноватых пород привело к повышению непроизводительных затрат, ресурса инструмента до 40 м и механической скорости бурения до 4 м/ч, что следующим образом отразилось на повышении стоимости метра:

$$C_m = \frac{32000}{8} \left(\frac{1}{4,0} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{40} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} + 0}{2,5} \right) + \frac{5000}{40} = 2\,185 \text{ руб.}$$

Таким образом, влияние рейсовой проходки и ресурса бурового инструмента наиболее значительно при формировании затрат на бурение.

При бурении скважины буровым снарядом без съёмного керноприемника произойдет рост затрат времени на проведение спуско-подъемных операций (СПО) и снижение доли времени углубления скважины T_6 .

При бурении неглубоких скважин (до 200–250 м) при прочих равных условиях в сравнении с КССК или ССК это не приведет к значительному росту стоимости метра бурения, но может отразиться на качестве керна и соответственно на стоимости бурения, если, например, для повышения сохранности керна при бурении потребуется несколько ограничить длину рейсовой проходки.

При проходке более глубоких скважин (более 250–300 м) затраты на бурение снарядом со съёмным керноприемником будут значительно ниже даже при большей длине керноприемной части колонкового набора без керноприемника. Например, при длине колонковой трубы 6 м и остальных условиях расчета, принятых выше для случая бурения КССК, расчет по формуле (1.2) показывает, что стоимость метра бурения будет равна

$$C_m = \frac{32000}{8} \left(\frac{1}{4,5} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{6} \right) + \frac{5000}{50} = 3\,780 \text{ руб.}$$

Если для повышения сохранности керна в колонковой трубе потребуется ограничить длину рейсовой проходки, это приведет к еще более значительному росту стоимости метра бурения. Например, если длина рейсовой проходки будет равна рейсу при бурении КССК (4,5 м), то стоимость метра бурения составит:

$$C_m = \frac{32000}{8} \left(\frac{1}{4,5} + \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{4,5} \right) + \frac{5000}{50} = 4\,700 \text{ руб.}$$

При последних расчетах не учтено то обстоятельство, что при проведении СПО, особенно в наклонных и искривленных скважинах, снижается ресурс как бурового снаряда, так и дорогостоящего бурового инструмента вследствие изнашивания о стенки скважины при подъеме и спуске. Опыт буровых работ показывает, что изнашивание буровых коронок и долот, расширителей, калибраторов в процессе спуска-подъема глубоких скважин может быть очень велик и снижать ресурс инструмента до 10 %.

Другим важным обстоятельством, повышающим эффект от применения снарядов со съемным керноприемником, является то, что при спуско-подъемных операциях перепады давления промывочной жидкости, вызванные перемещением снаряда, вызывают разрушение стенок скважины и их обваливание; таким образом, сокращение операций СПО способствует сохранению ствола скважины без каких либо дополнительных технологических операций. По этим причинам расчетная стоимость метра бурения снарядом без съемного керноприемника может быть еще выше. А потому будут еще значительнее аргументы в пользу выбора для производства работ снарядов со съемным керноприемником, особенно если учесть, что в настоящее время отечественными и зарубежными производителями предлагаются буровые коронки, ресурс которых может составлять не первые десятки, а 100–150 метров.

Снижение затрат времени и стоимости работ за счет мероприятий по организации буровых работ. Важнейшими для оптимизации затрат времени и снижения стоимости являются вопросы организации буровых работ. В данном случае сокращение неоправданных затрат времени на простои бурового оборудования в связи с возникающими осложнениями и авариями, поломками оборудования, отсутствием необходимого инструмента могут решаться за счет организованной диспетчерской службы. Схема организации диспетчерской службы представлена на рис. 1.6.

Диспетчер, который должен быть достаточно опытным и компетентным инженером, способен, во-первых, самостоятельно в любое время суток дать нужные рекомендации буровому мастеру по вопросу устранения возникших осложнений, а во-вторых, вызвать и направить на скважину нужного специалиста или организовать доставку необходимого инструмента и оборудования, заблаговременно заказать необходимое транспортное средство, нужный буровой раствор в глинцеке и др.

Другим важным аспектом оптимизации работы буровой бригады является анализ баланса рабочего времени. Затраты рабочего времени на бурение

надежно и наглядно отражены на лентах записи затрат мощности на бурение, получаемых на самописцах, например киловаттметрах типа Н-438 (рис. 1.7).

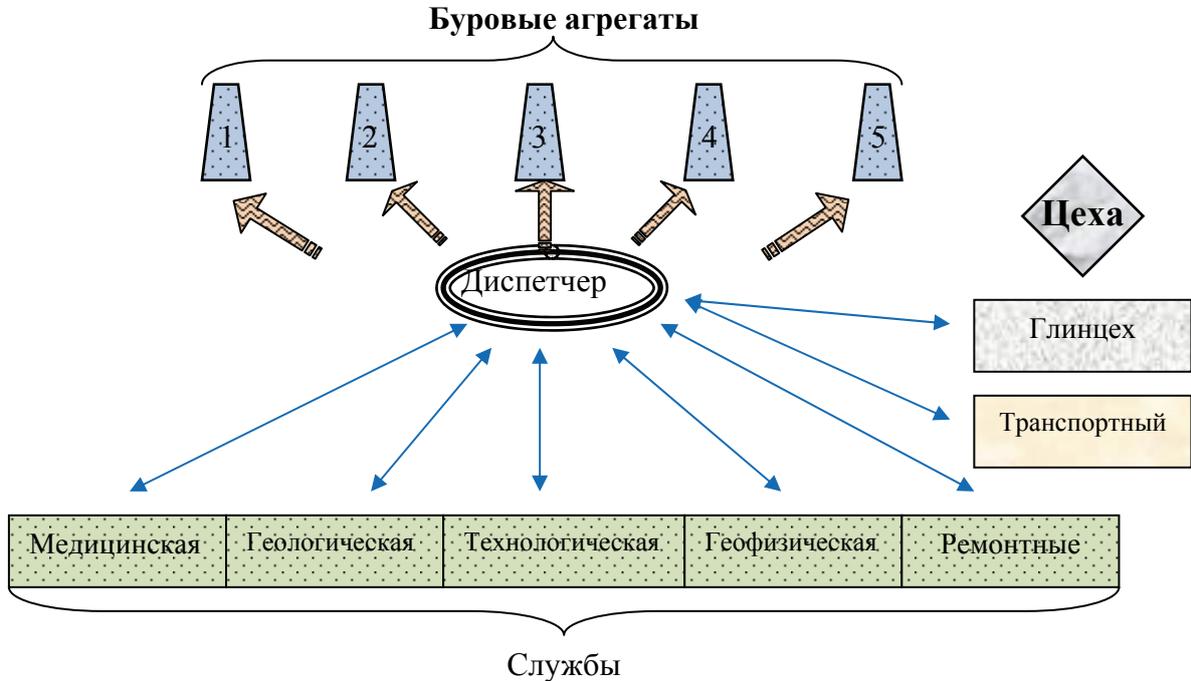


Рис. 1.6. Схема организации диспетчерской службы на геологоразведочном предприятии

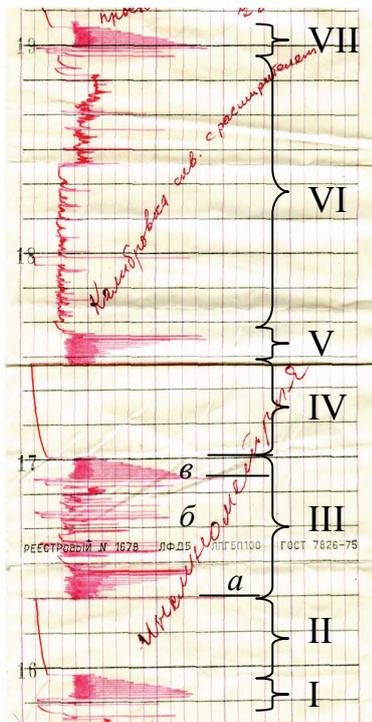


Рис. 1.7. Лента записи затрат мощности с указанием затрат времени на проведение операций: I – подъем снаряда из скважины (9 мин); II – инклинометрия (спуск и подъем инклинометра из-за невозможности дальнейшего спуска – 11 мин); III – проработка ствола с целью подготовки скважины для инклинометрии (а – спуск снаряда – 9 мин, б – проработка ствола – 40 мин, в – подъем снаряда – 7 мин); IV – инклинометрия; V – с снаряда – 9 мин; VI – проработка ствола скважины – 1 ч 20 мин; VII – подъем снаряда – 7 мин

На данных лентах четко фиксируется время, затраченное на все виды работ (горизонтальные линии включают 10-минутный интервал времени), а также основные аспекты технологии бурения и получаемые значения механической скорости бурения. Оперативный анализ лент, выполняемый технологами, обеспечивает контроль неоправданных простоев и позволяет скорректировать параметры применяемой технологии для повышения эффективности бурения.

В результате такой организации деятельности, примером которой может служить работа диспетчерской и технологической служб ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология», два–три десятка буровых бригад, работающих на значительном удалении от базы экспедиции, действовали ритмично, а средняя производительность на станок составляла около 1 500 м в месяц, что в 2 раза выше, чем в среднем по Министерству геологии СССР (80-е г. XX столетия).

1.3. Физико-механические свойства горных пород

Сопротивление горных пород разрушению в процессе бурения скважин обусловлено их физико-механическими свойствами, поэтому данные о прочностных свойствах горных пород, определяющих их буримость, являются важнейшими при решении вопроса о выборе способа бурения скважины.

Физические свойства характеризуют физическое состояние породы. К ним относятся: плотность, влажность, пористость, трещиноватость, степень связности, зернистость, структура и текстура.

Механические свойства породы – прочность, твердость, абразивность, упругость, хрупкость, пластичность.

Совокупность физико-механических свойств горных пород задает сопротивляемость горной породы разрушению тем или иным типом бурового инструмента. При бурении сопротивляемость горной породы разрушению оценивают таким свойством, как буримость горной породы.

Буримость – сопротивляемость горной породы разрушению буровым инструментом, задаваемая совокупностью прочностных и абразивных свойств горной породы, способом и интенсивностью породоразрушающего действия, конструктивными параметрами и техническим состоянием бурового инструмента, а также способом и параметрами процесса удаления продуктов разрушения из зоны породоразрушающего действия бурового инструмента.

Количественно буримость можно оценить механической скоростью бурения.

При вращательном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые все горные породы подразделены на 12 категорий по

буримости по величине объединенного показателя – ρ_m , который учитывает динамическую прочность породы и ее абразивность.

Динамическая прочность горных пород определяет сопротивляемость горных пород разрушению при динамическом внедрении породоразрушающих элементов. Динамическое внедрение может происходить при воздействии на индентор быстро нарастающих по величине нагрузок, например, вследствие удара индентора или инструмента о породу.

Абразивность горных пород – способность горной породы как в агрегатном, так и в разрушенном состоянии изнашивать буровые инструменты в процессе трения.

Категория горных пород по буримости по ОСТ 41-89-74 «Породы горные. Метод контрольного определения категорий по буримости для вращательного бурения» определяется на основании значений коэффициента динамической прочности (F_d), коэффициента абразивности ($K_{аб}$) и объединенного (расчетного) показателя (ρ_m) горных пород.

Метод определения категории по буримости распространяется на горные породы V–XII категорий буримости для вращательного бурения, т. к. осадочные и другие нетвердые горные породы не позволяют определить динамическую прочность из-за высокой пластической деформируемости или дробимости.

Отбор образцов породы. Подготовка образцов осуществляется из керна, разбитого на обломки изометрической формы размером 1,5–2,0 см в поперечнике, из которых набираются две пробы, причем каждая содержит 25 обломков и разделяется на пять частей по пять обломков.

Проведение испытаний. Каждую часть пробы, состоящую из пяти обломков, помещают в стакан устройства ПОК и производят от 3 до 15 сбрасываний (число сбрасываний (n)) выбирают в зависимости от прочности породы) гири массой 2,4 кг с высоты 0,6 м. Продукт разрушения всех пяти частей каждой пробы породы просеивают через сито с размером отверстий 0,5 мм. Просеянную фракцию ссыпают в специальный объемомер и определяют объем пробы по высоте столба в мм (h_0).

Коэффициент динамической прочности породы F_d вычисляют по формуле

$$F_d = \frac{20n}{h_0}. \quad (1.5)$$

Физический смысл коэффициента F_d состоит в определении относительной удельной работы дробления обломков породы в процессе динамического нагружения.

Коэффициент абразивности $K_{аб}$ исследуемой породы рассчитывают по формуле

$$K_{аб} = \frac{Q}{100}, \quad (1.6)$$

где Q – потеря массы свинцовой дроби в результате абразивного износа об испытываемую породу, мг.

Потеря массы свинцовой дроби определяется на устройстве ПОАП – 2М в течение 20 минут. С этой целью в специальные керамические стаканы помещают по 1 см³ породы из полученной, при определении F_d , пробы в виде мелкой фракции и дробь № 4 (21 дробинка для одной пробы), № 5 (26 дробинок) или № 3 (14 дробинок). Массу дроби в пробе определяют перед проведением испытаний.

Помещенные в стаканы породу и дробь истирают в вибраторе ПОАП. После испытаний дробь промывают, протирают и вновь взвешивают. В результате находят разницу значений массы дроби, определенной до и после испытаний (Q).

Коэффициенты динамической прочности и абразивности устанавливают по двум пробам, а результат испытаний считается приемлемым, если разница среднеарифметического отклонения двух значений не превышает 25 %.

Категорию горных пород по буримости при вращательном бурении определяют на основании расчета объединенного показателя ρ_m :

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{аб}. \quad (1.7)$$

Объединенный показатель и категорию по буримости определяют по специальным таблицам или номограмме.

Значение ρ_m , рассчитанное по формуле (1.7), соответствует определенной категории горных пород по буримости в пределах от I до XII (табл. 1.1). Для определения показателя ρ_m по значениям F_d и $K_{аб}$ может использоваться специальная номограмма [13, 20].

Для ударно-вращательного бурения получена иная формула для расчета объединенного показателя $\rho_{муд}$:

$$\rho_{муд} = 2F_d K_{аб}^{0,41}. \quad (1.8)$$

Таблица 1.1

Значения ρ_m и категории горных пород по буримости при вращательном бурении

Категория пород по буримости	Значение ρ_m	Категория пород по буримости	Значение ρ_m
V	4,5–6,8	IX	22,8–34,2
VI	6,8–10,1	X	34,2–51,2
VII	10,1–15,2	XI	51,2–76,8
VIII	15,2–22,8	XII	более 76,8

Данная зависимость отражает основное влияние на процесс буримости горных пород под действием ударных импульсов коэффициента динамической прочности, в то время как для вращательного бурения отмечается преимущественное влияние абразивности горных пород.

Повышенное влияние абразивности при вращательном бурении во многом определяется относительно постоянным контактом бурового инструмента с забоем бурящейся скважины и соответственно значительным влиянием силы трения инструмента о породу, в том числе с отделяемыми от забоя кусочками породы и мелким шламом, который отличается значительным абразивным действием, особенно при наличии в составе породы твердых минералов.

Для ударно-вращательного бурения на основании показателя $\rho_{\text{муд}}$ горные породы разделены по буримости на семь категорий (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Значения $\rho_{\text{муд}}$ и категории горных пород по буримости при ударно-вращательном бурении

Категория пород по буримости	Значение $\rho_{\text{муд}}$	Категория пород по буримости	Значение $\rho_{\text{муд}}$
I	5,0–7,5	V	25,3–37,9
II	7,5–11,2	VI	37,9–56,9
III	11,2–16,9	VII	56,9 и более
IV	16,9–25,3		

Категории горных пород по буримости определяют затраты времени и средств на бурение, что позволяет на этапе проектирования геологоразведочных работ составить смету расходов и определить сроки производства работ. Показатели абразивности и динамической прочности могут также использоваться при обосновании способа бурения и выборе наиболее подходящего породоразрушающего инструмента.

При отсутствии оборудования для определения объединенного показателя и невозможности проведения хронометражных работ для вынесения предварительного суждения о свойствах горных пород и их буримости можно воспользоваться справочными данными, например, из [12].

Кроме классификации горных пород по буримости для вращательного бурения применяют классификации горных пород по буримости для ударно-канатного бурения (7 категорий) и ударно-канатного бурения на россыпях (6 категорий).

Наряду с категорией по буримости при выборе способа бурения, бурового инструмента и параметров режима бурения важна твердость горной породы.

Твердость – сопротивляемость горной породы разрушению (образование лунки разрушения) или пластической деформации при внедрении в нее

более твердого тела, которое характеризуется определенной формой торца и его размерами.

Для определения твердости горных пород в соответствии с ГОСТ 12288-66 применяют метод проф. Л. А. Шрейнера, состоящий в реализации внедрения плоского цилиндрического индентора в поверхность горной породы. Твердость определяется как соотношение нагрузки, вызвавшей разрушение (вдавливание индентора) породы, к площади торца индентора. Работы выполняются на установке УМП-3, позволяющей производить запись процесса деформирования породы по мере повышения нагрузки на индентор.

Твердость горной породы определяется как соотношение предельного усилия, вызвавшего внедрение индентора в породу P_p , и площади торца индентора $S_{ш}$:

$$p_{ш} = \frac{P_p}{S_{ш}} = \frac{4P_p}{\pi d^2} \text{ [кг/мм}^2\text{ = 9,8 МПа]}, \quad (1.9)$$

где d – диаметр торца индентора, мм.

За предельное усилие, определяющее твердость горной породы, принимается для твердых упруго-хрупких пород усилие, при котором произошел выкол лунки, а для пород пластичных и пористых – усилие, при котором начинается выдавливание породы из-под торца индентора.

По твердости горные породы подразделяются на пять групп (табл.1.3).

Таблица 1.3

Классификация горных пород по твердости

Номер группы	Название группы пород	Категория горных пород по буримости	Твердость, МПа
I	Мягкие (М)	I, II, III	0–480
II	Средние (С)	IV, V	480–1470
III	Твердые (Т)	VI, VII	1470–2900
IV	Очень твердые (К)	VIII, IX	2900–4900
V	Весьма твердые (ОК)	X, XI, XII	4900–6800

В соответствии с рекомендациями зарубежных компаний каждый тип горной породы рассматривается как неизведанная область с несколькими переменными, оказывающими влияние на буримость. Наибольшее влияние, по оценкам специалистов компании *Atlas Copco*, оказывают такие параметры, как размер зерен, крепость породы, выветрелость и трещиноватость.

- ❖ Крепость породы, в данном случае термин, используемый специалистами фирмы *Atlas Copco*, может характеризоваться как совокупный параметр свойств, определяющий сопротивляемость породы разрушению, который, вероятно, учитывает такие физико-механические характеристики породы, как твердость, упругость, пластичность, то есть основные параметры, определяющие буримость.

Очевидно, что крепость горной породы в данном случае каким-либо объективным образом с использованием лабораторных методов не определяется.

В горном деле крепость оценивается шкалой проф. М. М. Протодьяконова через коэффициент крепости $f = \sigma_{сж}/100$, который рассчитывается с использованием предельной величины прочности породы при сжатии ($\sigma_{сж}$), что не позволяет точно оценивать буримость горной породы.

Большой размер зерен и трещиноватость делают породу более абразивной, в то время как мелкозернистая порода менее абразивна, но более крепка.

Выветрелость снижает крепость породы. В соответствии с рекомендациями по выбору инструмента и технологии бурения компании *Atlas Copco*, породы сгруппированы и разбиты на пять категорий.

К первой группе относятся крупнозернистые, сильнотрещиноватые и сверхабразивные породы типа сланец, аргиллит и известняк.

Для бурения этих горных пород рекомендуются импрегнированные алмазные коронки типа *Craelius* и *Hobic* с максимально твердыми матрицами.

Вторая группа пород характеризуется как трещиноватые и абразивные породы типа песчаник, доломит, туф, кремнистый сланец. Для бурения этих пород рекомендуются коронки с менее твердыми матрицами.

Третья группа пород характеризуется как среднеабразивная, типа андезит, базальт, пегматит, диабаз, габбро, диорит. Коронки, рекомендуемые компанией, должны иметь еще менее твердые матрицы.

Четвертая группа пород – это крепкие слабоабразивные породы типа гнейс, диорит, гранит, кварцит, порфир.

Пятая группа горных пород – очень крепкие и неабразивные породы (кварц, риолит, кремнистый известняк, таконит, лимонит, яшма). Для таких горных пород предлагается инструмент с наиболее мягкой матрицей.

Другим важным физическим свойством горной породы, оказывающим влияние на ее механическую прочность, устойчивость и буримость, является трещиноватость.

Трещиноватость даже очень твердых горных пород значительно влияет на выход керна – основное назначение разведочного бурения.

Классификация горных пород по трещиноватости произведена на основании оценки трех параметров [6, 20]:

- удельная кусковатость керна K_y , шт./м;
- выход керна V_k , %;
- показатель трещиноватости W , ед./образец.

На основании этих параметров показатель трещиноватости рассчитывается по формуле

$$W = \frac{D_k K_y \lambda}{\text{tg}\beta}, \quad (1.10)$$

где W – показатель трещиноватости породы, определяющий среднее количество трещин, встречаемых коронкой за один оборот на забое, ед./об;

D_k – диаметр керна, м;

K_y – удельная кусковатость керна, шт./м;

λ – опытный коэффициент, учитывающий степень вторичного дробления породы (0,7–1,0);

β – угол встречи плоскости трещин с осью скважины, град.

Таким образом, при оценке степени трещиноватости горных пород оценивается и угол встречи трещин с осью скважин.

Все входящие в расчет по формуле (1.7) параметры рассчитываются по поднятому из скважины керну. На основании разработанных критериев составлена классификация горных пород по трещиноватости применительно к вращательному колонковому бурению (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Классификация горных пород по трещиноватости для вращательного колонкового бурения

Группа горных пород по трещиноватости	Степень трещиноватости горных пород	Удельная кусковатость керна, K_y , шт./м	Показатель трещиноватости W , ед./об	Выход керна B_k , %
I	Монолитные	1–5	0,5<	100–70
II	Слаботрещиноватые	6–10	0,51–1,0	90–60
III	Трещиноватые	11–30	1,01–2,0	80–50
IV	Сильнотрещиноватые	31–50	2,01–3,0	70–40
V	Весьма и исключительно трещиноватые	>51	>3,01	30–60 и менее

С помощью представленной выше классификации можно прогнозировать разработку и эффективность использования буровых коронок и соответствующих режимов бурения, сопоставлять результаты бурения в различных горно-геологических условиях, осуществлять типизацию этих условий для различных задач бурения, решать другие задачи.

1.4. Рекомендации по выбору способа бурения разведочных скважин

Разведочное бурение осуществляется следующими основными способами:

вращательным:

- твердосплавными коронками,
- твердосплавными коронками с гидротранспортом керна,
- коронками с резцами из поликристаллических алмазов,

- алмазными однослойными и импрегнированными коронками, оснащенными природными и искусственными алмазами,
- алмазными коронками снарядом со съемным керноприемником (ССК),

- без отбора керна шарошечными долотами;

вращательно-ударным высокочастотными гидроударниками:

- алмазными коронками;
- шарошечными долотами;

ударно-вращательным:

- с отбором и без отбора керна гидро- и пневмоударниками;

ударно-канатным;

ударно-забивным.

В зависимости от горно-геологических условий вращательное бурение может осуществляться с промывкой, продувкой или с применением газожидкостной смеси (ГЖС). В ряде случаев вращательное бурение твердосплавным инструментом осуществляют всухую.

Промывочные растворы могут быть в виде технической воды, воды с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерного или глинистого раствора.

При бурении по мерзлым породам чаще всего применяют продувку скважин охлаждаемым воздухом.

Вращательный способ бурения может осуществляться по трем основным схемам циркуляции очистного агента:

- прямой (подача агента через бурильную колонну к забою и выход агента со шламом из скважины по затрубному пространству);
- обратной (агент подается в скважину по затрубному пространству или в зазоре двойной колонны бурильных труб, а выходит из скважины по внутреннему каналу бурильной колонны);
- комбинированной (в призабойной части ствола за счет работы насоса или эжекции может быть обратная, а по стволу скважины прямая).

Вращательно-ударное бурение целесообразно использовать в твердых горных породах, поэтому при этом способе бурения применяют техническую воду или воду с добавками ПАВ.

Ударно-вращательное бурение могут осуществлять с промывкой (бурение гидроударниками), продувкой и применением ГЖС (пневмоударники).

Ударно-канатное бурение осуществляют без циркуляции очистного агента, а ударно-забивной способ бурения осуществляют или всухую или с продувкой, если для нанесения ударов используют пневмоударник.

При выборе способа бурения часто применяют комбинированное бурение, например, забуривают скважину вращательным способом твердосплавной коронкой всухую, затем переходят на бурение шарошечными долотами,

а заканчивают скважину бурением алмазными коронками в режиме вращательного или вращательно-ударного бурения.

Правильный выбор способа бурения определяет в конечном итоге успех проводки скважины и производительность буровых работ.

Твердосплавное бурение рекомендуется в породах от I до VII–VIII категорий буримости с различной степенью абразивности и трещиноватости.

В последнее время для бурения мягких горных пород и пород средней твердости применяют буровые коронки с резцами из поликристаллических алмазов PDC (*polycrystalline diamonds cutters*) или АТП (алмазно-твердосплавные пластины).

Алмазное бурение рекомендуется в породах V–XII категорий по буримости с различной степенью абразивности и трещиноватости. В алмазном бурении различают способы бурения обычным снарядом и снарядом со съемным керноприемником – ССК. Глубина бурения скважин ССК составляет до 1 000 м снарядами ССК-46, до 1 200 м ССК-59 и ССК-76 и до 2 000 м снарядами КССК-76 (усиленный буровой снаряд).

Основные размеры этих снарядов, мм: диаметры коронки наружный и внутренний – 46/24, колонны – 43/33,4; коронки – 59/35,4, колонны 55/45,4; коронки – 76/48, колонны – 70/60,4; коронки – 76/40, колонны – 70/61.

Алмазное бурение без керноприемников имеет следующие размеры коронок (наружный/ внутренний, мм): 46/31; 59/42; 76/59; 93/73; 112/92.

В настоящее время в практике буровых работ широко применяют зарубежное оборудование и в частности ССК.

Чаще всего применяют ССК пяти типоразмеров (размеры даны в мм):

- *AQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 47,6/27,0; диаметры колонны наружный и внутренний – 44,5/34,9; масса 1 метра колонны – 3,8 кг; наружный диаметр расширителя – 48);

- *BQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 59,6/36,4; диаметры колонны наружный и внутренний – 55,6/49,5; масса 1 метра колонны – 6 кг; наружный диаметр расширителя – 59,9);

- *NQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 75,3/47,6; диаметры колонны наружный и внутренний – 70/60,3; масса 1 метра колонны 7,8 кг; наружный диаметр расширителя – 75,7);

- *HQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 96,1/61,1; диаметры колонны наружный и внутренний – 88,9/77,8; масса 1 метра колонны – 11,5 кг; наружный диаметр расширителя – 96,1);

- *PQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 122/85; диаметры колонны наружный и внутренний – 114/101,6; масса 1 метра колонны – 17,4 кг; наружный диаметр расширителя – 122,6).

Зарубежными компаниями, такими как *Atlas Copco* (Швеция), *Boart Longyear*, *TUFF* (Канада), *Diamant Boart* (Бельгия), производятся также

специальные ССК, в которых используются коронки с утонченными матрицами, что повлекло за собой изготовление и колонковых наборов с иными размерами в сравнении со стандартными колонковыми наборами типоразмера *AQ, BQ, NQ*. В настоящее время выпускается подобный ССК и типоразмера *HQ*.

Как показал опыт применения ССК с утонченными матрицами, при высоких частотах вращения колонны (1100–1400 мин⁻¹) достигается повышение механической скорости бурения и снижается интенсивность искривления скважин за счет более низкой осевой нагрузки, что положительно сказывается на устойчивости колонкового набора.

Размеры ССК с утонченной матрицей (*GMC, GM*) и стандартных ССК (*G* и *GC*) приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Размеры ССК зарубежных компаний с утонченной и стандартной матрицами коронки

Параметры	Тип колонкового набора						
	<i>ADB.G</i> <i>ADB.GC</i>	<i>ADB.GM</i> <i>ADB.GMC</i>	<i>46DB.GM</i> <i>46DB.GMC</i>	<i>BDB.G</i> <i>BDB.GC</i>	<i>BDB.GM</i> <i>BDB.GMC</i>	<i>NDB.G</i> <i>NDB.GC</i>	<i>NDB.GM</i> <i>NDB.GMC</i>
Диаметр коронки, мм: наружный/ внутренний	47,6 27,0	47,6 30,3	46,1 30,3	59,6 36,4	59,6 42,0	75,3 47,6	75,3 57,1
Площадь торца, мм ²	1206	1057	947	1748	1403	2672	1891
Диаметр буровых труб, мм: наружный/ внутренний	44,5 34,9	44,5 36,8	44,5 36,8	55,6 49,5	56,3 48,8	70,0 60,3	73,0 54,3

Комплекты ССК с утонченной матрицей коронки рекомендуется использовать в горно-геологических условиях, вызывающих интенсивное искривление скважин, для бурения наиболее твердых горных пород. Ограничения по применению тонкоматричных коронок можно сделать в случае бурения трещиноватых твердых горных пород.

Зарубежными компаниями производятся ССК для бурения не только вертикальных и наклонных скважин, в которых доставка керноприемника к забою происходит под действием силы тяжести, а подъем из скважины лебедкой, но и горизонтальных и восстающих скважин. В случаях проходки горизонтальной и восстающей скважины доставка керноприемника к забою и его транспортирование к устью осуществляется за счет гидравлического давления в скважине. При этом керноприемник играет роль снаряда, который

досылается к забой и возвращается обратно при помощи потока промывочной жидкости.

Вращательно-ударное бурение алмазными коронками и шарошечными долотами рекомендуется применять в твердых и крепких горных породах.

Практика гидроударно-алмазного бурения подтверждает чрезвычайно редкие случаи заполирования алмазов, что позволяет рекомендовать вращательно-ударное бурение алмазным инструментом горных пород, склонных вызывать заполирование алмазов.

Наложение высокочастотной вибрации на колонковый набор и бурильную колонну способствует снижению заклинивания керна в колонковой трубе.

Немаловажным обстоятельством, определяющим повышение эффективности бурения при наложении высокочастотной вибрации на буровую компоновку, является снижение коэффициента трения между колонной и стенкой скважины, что приводит к значительному улучшению условий работы деформированной бурильной колонны.

При алмазном вращательно-ударном бурении на забой необходимо подавать пониженное количество промывочной жидкости, соответствующее требованиям бурения алмазным инструментом. В то же время для работы гидроударника требуется значительное количество промывочной жидкости, существенно превышающее допустимое ее количество по условию эффективного разрушения породы алмазным инструментом.

Для уменьшения количества поступающей на забой промывочной жидкости в корпусе кернорвателя сверлят отверстия или применяют специальные делители потока промывочной жидкости.

Для осуществления вращательно-ударного бурения применяют высокочастотные гидроударники (энергия ударов до 20 Дж, частота ударов до 2500 уд. в минуту) типа ГВ-5, ГВ-6 и универсальные гидроударные машины типа Г76 и Г59, работающие как в ударном, так и в высокочастотном режиме за счет изменения параметров расхода промывочной жидкости.

Максимальный эффект от применения вращательно-ударного алмазного бурения в различных производственных организациях получен при бурении твердых, хрупких и малоабразивных горных пород, при разрушении которых алмазными коронками наблюдается заполирование алмазов: механическая скорость возрастает на 30–40 %, углубка за рейс увеличивается на 15–25 %, ресурс коронок повышается на 35–50 %, выход керна возрастает с 70 до 80–90 %, снижается интенсивность естественного искривления скважин.

Применение вращательно-ударного способа бурения может быть эффективно и при бурении ССК. Снаряд со встроенным съемным гидроударником ССК-59 СГ конструкции СКБ «Союзгеотехника» показал рост механической скорости бурения до 1,6 раза, проходки на коронку – в 1,3 раза, а также сокращение случаев заклинивания керна.

Опыт применения (по данным А. Т. Киселева и В. Г. Кардыша) гидроударных забойных машин при бурении шарошечными долотами показал, что в результате применения высокочастотных гидроударников, вследствие роста удельных контактных напряжений в породе, при бурении горных пород VII–XII категорий по буримости при осевой нагрузке 15–20 кН и частоте вращения 280–430 мин⁻¹ средний ресурс двухшарошечных долот диаметром 76 мм возрос с 11 до 19 м, а скорость бурения увеличилась с 3,4 до 4,8 м/ч.

Применение гидроударников при бурении шарошечными долотами позволяет бурить на пониженных осевых нагрузках, но с более высокой механической скоростью, что в результате и сказывается на ресурсе долот.

При бурении шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения отмечено, что с повышением частоты вращения бурового инструмента эффективность разрушения породы снижается.

В зависимости от диаметра долот рекомендуются для использования гидроударники с различной энергией удара: для бурения долотами диаметром 59 мм подходят высокочастотные ударные машины с энергией удара 15 Дж, для долот диаметром 76 мм – гидроударники со средней частотой удара и энергией удара 60–80 Дж, а при бурении долотами диаметром 93 мм целесообразно использование гидроударников с высокой энергией и малой частотой ударного импульса.

Таким образом, для бурения долотами больших размеров более подходит ударно-вращательный способ бурения, при котором преобладает ударное разрушение горной породы над режимом вращательного бурения.

Бурение шарошечными долотами рекомендуется при детальной разведке месторождений полезных ископаемых как средство повышения эффективности буровых работ без ущерба качеству разведки.

Бескерновое бурение может сопровождаться геофизическими методами исследований для получения необходимой геологической информации о проходимых породах, а также отбором шламовых проб, осуществляемых при обратной циркуляции очистного агента с использованием двойных колонн бурильных труб (см. рис. 1.1).

Бурение шарошечными долотами отличается от колонкового более низкой себестоимостью и в ряде случаев может применяться в сочетании с повторным перебуриванием рудных тел методами направленного бурения.

Для повторного и многократного перебуривания рудных тел и пластов угля с целью отбора технологических проб полезного ископаемого предназначены съемные клинья типа ЛП-2М, КПП-73 и др. Основной особенностью технологии перебуривания рудных зон является то, что опорой для съемного клина служит бурильная или обсадная колонна 1, опускаемая в скважину перед забуриванием одновременно со съемным клином КПП 2 (рис. 1.8).

Съемный клин КПП-73 (клин повторного ребурирования) состоит из ложка 3, распорного устройства 4 и отбурочного набора 5, соединенного с бурильной колонной 6. Цельнометаллический ложка 3 клина приварен к корпусу, изготовленному из трубы диаметром 73 мм. Угол наклона желоба клина составляет 3 градуса.

Распорное устройство 4 состоит из верхнего и нижнего распорных клиньев, соединенных Т-образной направляющей шпонкой. Верхний клин распорного устройства 4 соединен с ложком 3 с помощью резьбы, а нижний клин распорного устройства 4 имеет внутреннюю резьбу для соединения с замком бурильной трубы 8. Отбурочный снаряд состоит из коронки или долота, соединяемого с корпусом снаряда.

При постановке клина срезаются крепежные штифты распорного устройства 4 и отбурочного набора 5. Верхний клин распорного устройства 4, скользя своей шпонкой по шпоночному пазу нижнего распорного клина, закрепляет снаряд в скважине. При этом бурильная колонна 6 с клином 2 опускаются вниз, в результате чего гайка 7 садится на переходник. Затем без осевого нагружения клина вращением колонны освобождают отбурочный набор 5 от гайки 7 и забуривают пилот-скважину. В дальнейшем производят бурение короткого дополнительного ствола для отбора пробы полезного ископаемого.

После отбора пробы керна клин поднимают на поверхность с помощью метчика.

В США технология опробования рудной зоны с применением многоствольного бурения нашла эффективное применение в исполнении специалистов компании *IDEA Drilling*. Для бурения используются станок компании *Atlas Copco Cristensen CS 3001* и стационарные клинья, устанавливаемые по 4 в каждой скважине на глубине 670–720 м над рудной зоной. Особенностью бурения является достаточно большой диаметр скважин *PQ* (~ 121 мм). При разведке месторождения было пробурено 37 скважин с 91 пересечением рудной зоны, что позволило значительно сократить сроки и снизить стоимость буровых работ.

Бурение скважин с непрерывным выносом керна потоком промышленной жидкости (с гидротранспортом керна) осуществляется комплексами

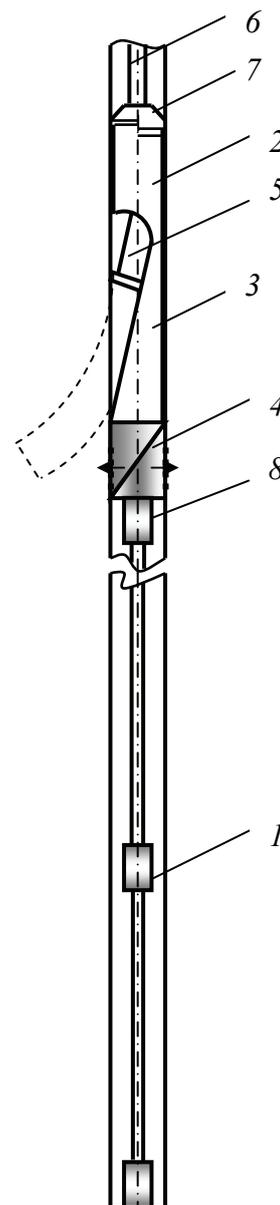


Рис.1.8. Схема бурения дополнительного ствола клином КПП

технических средств КГК-100 (стальная колонна бурильных труб) и КГК-300 (колонна из сплава Д16Т) и рекомендуется для бурения скважин 100 и 300 м соответственно в породах II–IV категорий по буримости с пропластками пород до VI–VII категорий.

Ударно-вращательное бурение пневмоударниками рекомендуется при проходке скважин глубиной до 100–250 м с целью разведки коренных и россыпных месторождений благородных металлов и алмазов, месторождений полиметаллов, источников водоснабжения, в районах распространения многолетнемерзлых горных пород, а также при поглощении промывочной жидкости и при пересечении скважинами горных выработок.

Данный способ бурения в настоящее время все более часто применяется для разведочных работ с отбором шламовых проб в сочетании с алмазным бурением и отбором керна (см. раздел 1.2). Обоснованное сочетание этих способов бурения позволяет существенно снизить затраты на разведочные работы без ущерба для достоверности данных о месторождении и его рудах.

Для осуществления пневмоударного бурения разработаны комплекты специальной техники пневмоударного бурения: РП – для разведки коренных месторождений и КПП – для разведки россыпей и бурения многолетнемерзлых пород.

Компанией *Atlas Copco* выпускаются очень эффективные бесклапанные пневмоударники высокого давления типа *COP 32*, *COP 42*, *COP 52*, *COP 62* для бурения скважин диаметром 85–165 мм. При бурении твердых горных пород в режиме ударно-вращательного бурения достигается механическая скорость 20 и более метров в час при рабочем давлении воздуха 1 500–2 500 кПа и частоте ударов 1 300–2 000 ударов в минуту (см. рис. 1.3).

Ударно-вращательное бурение гидроударниками в настоящее время применяется крайне редко, поскольку при этом способе бурения требуется очень значительный расход промывочной жидкости, что значительно повышает себестоимость работ и отрицательно сказывается на сохранности керна.

Глава 2. ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛОЖЕНИЯ И ТРАЕКТОРИИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СКВАЖИНЫ

К параметрам заложения скважины относятся координаты устья, угол наклона оси, азимут направления бурения скважины. Данные параметры устанавливаются в соответствии с геологическим заданием и схемой расположения разведочных скважин. В качестве схемы задаются разведочные профили и разведочная сеть с определенным расстоянием между скважинами. Плотность сети определяется этапом геологоразведочных работ: при поисках бурятся одиночные скважины со значительным расстоянием между ними; при детальной разведке плотность сети может быть очень значительной – 100, 50 метров. Скважины, как правило, забуривают в направлении разведочных профилей, которые ориентированы вкрест простирания рудных тел. Одним из основных элементов, который может подвергаться процессу проектирования с учетом геологического строения месторождения, является траектория ствола скважины.

2.1. Проектирование траекторий скважин

Разведочные скважины могут закладываться вертикальными, вертикальными с криволинейным интервалом (интервалами), наклонными прямолинейными, наклонными криволинейными, многоствольными и многозабойными.

Многозабойные скважины – бурение двух или более скважин одной буровой установкой последовательным спуском снаряда и углублением того или иного ствола. Каждый ствол скважины имеет устье и забой.

Куст скважин – две и более скважины, пробуренные последовательно с одной буровой площадки, как правило, с существенным смещением забоя по горизонтали от точки забуривания.

Многоствольная скважина – скважина, имеющая основной и два или более дополнительных ствола, являющихся продолжением основного. Многоствольная скважина имеет одно устье, а количество забоев равняется числу дополнительных стволов.

Скважина проектируется как вертикальная при горизонтальном или пологом залегании рудного тела. Как правило, вертикальными бывают скважины, пробуренные на угольных месторождениях, на россыпях, при разведке подземных вод, нефтяных и газовых месторождений.

Вертикальной с криволинейным заключительным интервалом скважина проектируется в том случае, если забуривание скважины под углом к горизонту менее 90 градусов невозможно из-за ограничений по углу наклона буровой вышки. Это, как правило, может наблюдаться в том случае, если проектируется глубокая (более 1 500 м) скважина.

Наклонные прямолинейные скважины проектируются вкрест простирания рудного тела, если не предполагается использовать корректировку направления скважины, например, за счет естественного ее искривления.

Наклонные криволинейные скважины могут проектироваться в том случае, когда планируется изменять направление скважины в процессе проходки использованием методов направленного бурения, например, искусственное или естественное искривление.

Многоствольные скважины эффективны при определенных условиях залегания рудного тела, например, при достаточно крутом залегании или когда рудное тело представляет собой группу объектов, расположенных на различной глубине. В этом случае можно произвести разведку месторождения со значительной экономией средств и времени за счет сокращения объема буровых работ.

2.1.1. Расчет траектории проектируемой наклонно направленной скважины

Расчет траектории проектируемой наклонно направленной скважины может производиться в соответствии со следующими основными схемами.

1. Проектируется прямолинейная наклонная скважина, угол наклона которой удовлетворяет требованиям к углу встречи с рудным телом и условию эксплуатации бурового оборудования (с учетом возможного предельного угла наклона буровой мачты – для станков со шпиндельным вращателем и направляющей рамы-податчика для станков с подвижным вращателем).

2. Проектируется скважина, состоящая из двух участков – прямолинейного (вертикального или наклонного, удовлетворяющего по углу наклона при заложении требованиям к эксплуатации буровой вышки или мачты) и криволинейного, профиль которого должен обеспечить требуемый угол встречи с рудным телом, соответствовать возможностям технических средств направленного бурения и условиям надежной работы колонны бурильных труб.

3. Проектируется наклонно направленная скважина, точка заложения и профиль которой определены на основании расчета «типовой» кривой при условии четкой корреляционной связи изменения зенитных и азимутальных углов с глубиной ствола.

4. Проектируется наклонно направленная скважина, точка заложения которой и профиль определены на основании расчета комбинированной «типовой» кривой.

При проектировании в соответствии с первой схемой (рис. 2.1) начальный зенитный угол θ определяется возможностями бурового оборудования, поскольку угол наклона буровой мачты, равный $\lambda = (90 - \theta)$, не может превышать предельного значения по техническим условиям ее эксплуатации.

При проектировании неглубоких скважин (до 300 м) начальный зенитный угол может составить 20–30°, глубиной 500–700 м до 15°, глубиной 700–800 м не более 5–7°, более глубоких не более 3°, а скважины глубиной более 1 000–1 200 м забуривают в основном вертикально.

Угол наклона проектируемой скважины зависит от типа применяемого бурового оборудования.

При использовании буровых установок с роторным вращателем забуривание скважины может осуществляться только вертикально.

Если для бурения скважины используется буровой станок со шпиндельным или роторным вращателем (СКБ-7, ЗИФ-1200МР, СКБ-8) и буровая вышка, то забуривание скважины можно произвести только вертикально (рис. 2.2, а).

Опыт бурения наклонных скважин в Норильской ГРЭ с применением буровых вышек показал, что предельный угол наклона вышки может быть не более 5–6 градусов. Для установки вышки с наклоном ее следует усилить боковыми подкосами. При этом работа на установке с наклоненной вышкой будет существенно осложнена.

Буровые установки со шпиндельным вращателем (СКБ-5, СКБ-4, СКБ-3, ЗИФ-650М) и мачтами типа МРУГУ, БМТ имеют предел наклона мачты 60–75 градусов (рис. 2.2, б).

Буровые станки с подвижным вращателем, например, типа *Diames*, фирмы *Atlas Copco*, практически не имеют ограничений по углу наклона скважины. Поэтому при бурении с поверхности земли с горизонтальной площадки угол наклона скважин может быть до 40–45 градусов и даже менее (рис. 2.2, в), а при бурении на склоне возвышенности как из подземной горной выработки скважины могут буриться полого наклонными, горизонтальными и восстающими (рис. 2.2, г, д).

Возможный угол встречи с рудным телом можно определить из соотношения: $\gamma_{п} = 180 - \varphi_{п} - \lambda$.

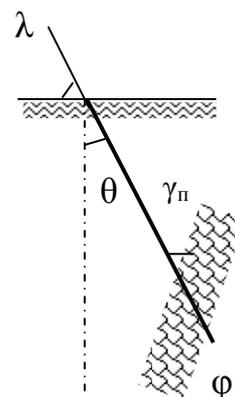


Рис. 2.1. Схема для обоснования параметров наклонно направленной скважины прямолинейной траектории

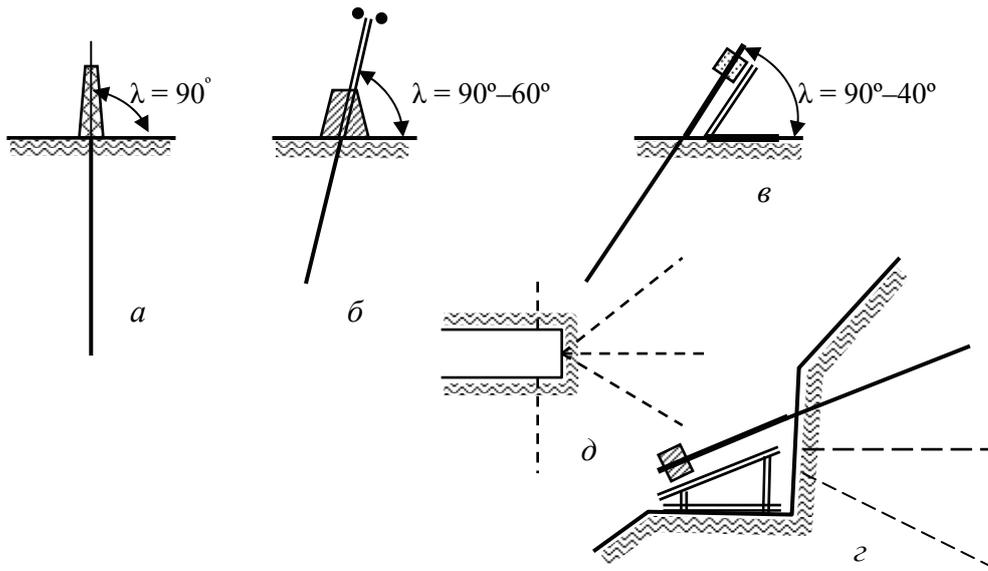


Рис. 2.2. Варианты забуривания скважин различными типами буровых установок

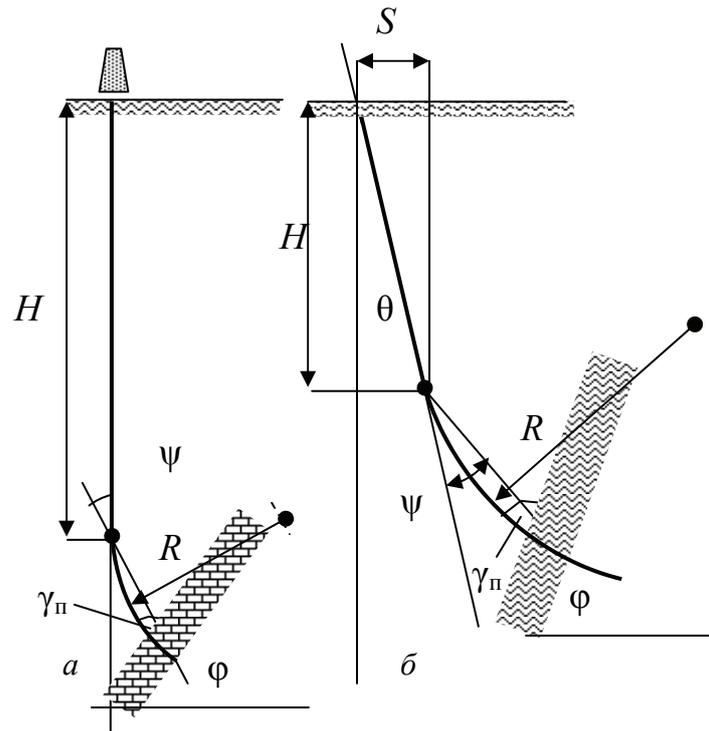


Рис. 2.3. Схемы к расчету траекторий скважин

При выборе начального зенитного угла или угла наклона буровой мачты и направляющей рамы-податчика подвижного вращателя бурового станка ориентируются на угол встречи с рудным телом, который должен быть не менее 30 градусов.

Таким образом, если возможности бурового оборудования по начальному зенитному углу и требования к углу встречи полезного ископаемого не противоречат друг другу, наклонная скважина проектируется в виде прямолинейной траектории с азимутом заложения в соответствии с направлением разведочного профиля. В данном случае начальными проектными данными будут начальные величины азимутального угла, угла наклона скважины и проектной глубины скважины.

При проектировании наклонно направленной скважины в соответствии со второй схемой начальный зенитный угол не обеспечивает требуемого угла встречи с рудным телом, а поэтому необходимый угол подсечения рудного тела получают путем искривления скважины в его направлении. При этом для решения данной задачи могут использоваться как методы искусственного искривления, так и имеющееся естественное искривление, если оно не противоречит основному направлению бурения скважины в направлении рудного тела.

Рассмотрим схемы на рис. 2.3, на котором даны два варианта проектируемых скважин – вертикально-наклонной и наклонной.

Для вертикально-наклонной направленной скважины (рис. 2.3, а) необходимо определить глубину, с которой целесообразно начинать набор кривизны в направлении рудного тела и возможный угол набора кривизны.

Принципиальная необходимость искривления вертикальной скважины, учитывая, что угол встречи с полезным ископаемым должен быть не менее 30° , возникает в том случае, если угол падения рудного тела 60° и более.

В то же время, если поставлена задача обеспечить угол встречи с рудным телом более 30° , необходимость искусственного искривления возникает и при меньших значениях угла падения рудного тела.

Угол набора кривизны для обеспечения угла встречи γ_n будет равен

$$\psi = \varphi_n - \theta - (90 - \gamma_n). \quad (2.1)$$

Глубина H , на которой целесообразно начинать искусственное искривление в направлении рудного тела, определяется исходя из условий работы бурильной колонны. Как следует из расчетов допустимой (по условию прочности бурильной колонны) интенсивности искривления в интервале искривления скважины, аварийноопасны бурильные трубы, находящиеся при работе в скважине в состоянии сжатия. Поэтому искривление желательно производить на таком расстоянии от устья скважины, чтобы в момент окончания буровых работ нейтральное сечение бурильной колонны находилось несколько выше или, по крайней мере, незначительно ниже точки начала формирования кривизны. Положение нулевого сечения – расстояния от забоя до точки в бурильной колонне, в которой напряжения сжатия и растяжения в материале равны нулю, – можно рассчитать по формуле

$$Z_{o-o} = \frac{P_{oc}}{q \left[1 - \left(\frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \right]}, \quad (2.2)$$

где q – вес 1 м трубы с учетом соединительных элементов, даН;

$\gamma_{ж}$, $\gamma_{м}$ – удельный вес соответственно промывочной жидкости и материала труб, даН/м³.

Полученное значение Z_{o-o} следует использовать при выборе глубины, с которой следует производить набор кривизны на угол ψ в направлении рудного тела.

Длина криволинейного участка ствола скважины определяется исходя из угла ψ и запроектированной допустимой интенсивности искривления скважины – $i_{д}$, которая выбирается по условию прочности бурильной колонны. С учетом этих параметров длина криволинейного участка ствола скважины будет равна

$$L_{кр} = \frac{\Psi}{i_{д}}. \quad (2.3)$$

Для наклонно направленной скважины (рис. 2.3, б) длина ствола L определится как сумма наклонного прямолинейного участка $L_{п}$ и криволинейного интервала $L_{кр}$, на котором осуществлен набор угла ψ :

$$L = L_{п} + L_{кр} = H \cos \theta + \frac{\Psi}{i_{д}}. \quad (2.4)$$

Угол встречи рудного тела должен быть больше 30° и может определяться из формулы

$$\gamma_{п} = 90^{\circ} + (\theta + \psi) - \varphi_{п}. \quad (2.5)$$

Проектирование траектории наклонно направленных скважин по третьей и четвертой схемам производится на основании анализа статистических данных об искривлении скважин по «типовым» кривым.

Выявление закономерностей естественного искривления – это установление функциональной зависимости изменения интенсивности искривления и его направления от различных факторов, действие которых следует рассматривать в совокупности.

Исходным материалом для изучения закономерностей и интенсивности искривления скважин служат замеры зенитных и азимутальных углов. Для значимой статистической оценки требуется достаточное количество измерений по различным скважинам.

Закономерности естественного искривления определяют в зависимости интенсивности естественного искривления (i) от глубины скважины (L) или

зенитного угла (θ) в виде функций $i = f(L)$ или $i = f(\theta)$. При этом ни глубина, ни зенитный угол скважины не оказывают непосредственного влияния на искривление, но с их изменением меняются условия бурения, а соответственно и степень влияния многочисленных факторов, от которых зависит положение скважины в подземном пространстве.

При выявлении закономерностей естественного искривления путем сравнения и анализа инклинометрических измерений последние должны группироваться с учетом влияния основных факторов, действие которых связано с перечисленными ниже условиями бурения:

- 1) способ бурения (вращательный, ударно-вращательный и др.);
- 2) тип и диаметр породоразрушающего инструмента (алмазные коронки, тип коронки, долото шарошечное, его тип и т. д.);
- 3) углы заложения ствола скважины – азимутальный и зенитный;
- 4) технологические особенности и параметры режима бурения (применение гидроударников, состав буровой компоновки, осевая нагрузка, частота вращения и др.);
- 5) тип колонны бурильных труб.

При этом следует учитывать, что интервалы скважин, пробуренных с применением технических средств искусственного искривления, из рассмотрения и анализа следует исключить.

Кроме перечисленных условий, следует рассмотреть геологические условия месторождения или участка работ.

Если анализ геологических условий показывает, что месторождение отличается выдержанностью геологического строения (например, моноклиналиное залегание пород), то все данные, полученные при бурении, с учетом вышеприведенных ограничений, могут группироваться и использоваться при анализе и выявлении закономерностей естественного искривления.

Если анализ геологических условий показывает, что месторождение имеет сложное строение, изменчивые условия залегания горных пород, то составляющие месторождение структуры следует рассматривать как два или более участка с относительно однотипным залеганием горных пород. Например, участок месторождения определен в виде синклиналильной структуры, а скважины, пробуренные по профилям I–III и направленные вдоль оси складки, показывают различные тенденции естественного искривления. В этом случае правильным будет решение о выделении трех участков для анализа закономерностей искривления, совпадающих с профилями. При этом, соответственно, будут получены три группы результатов, пригодные для применения только в пределах выделенных участков.

Согласно выделенным участкам данные инклинометрии группируют по принципу однотипности технических и технологических условий бурения в соответствии с изложенными выше позициями.

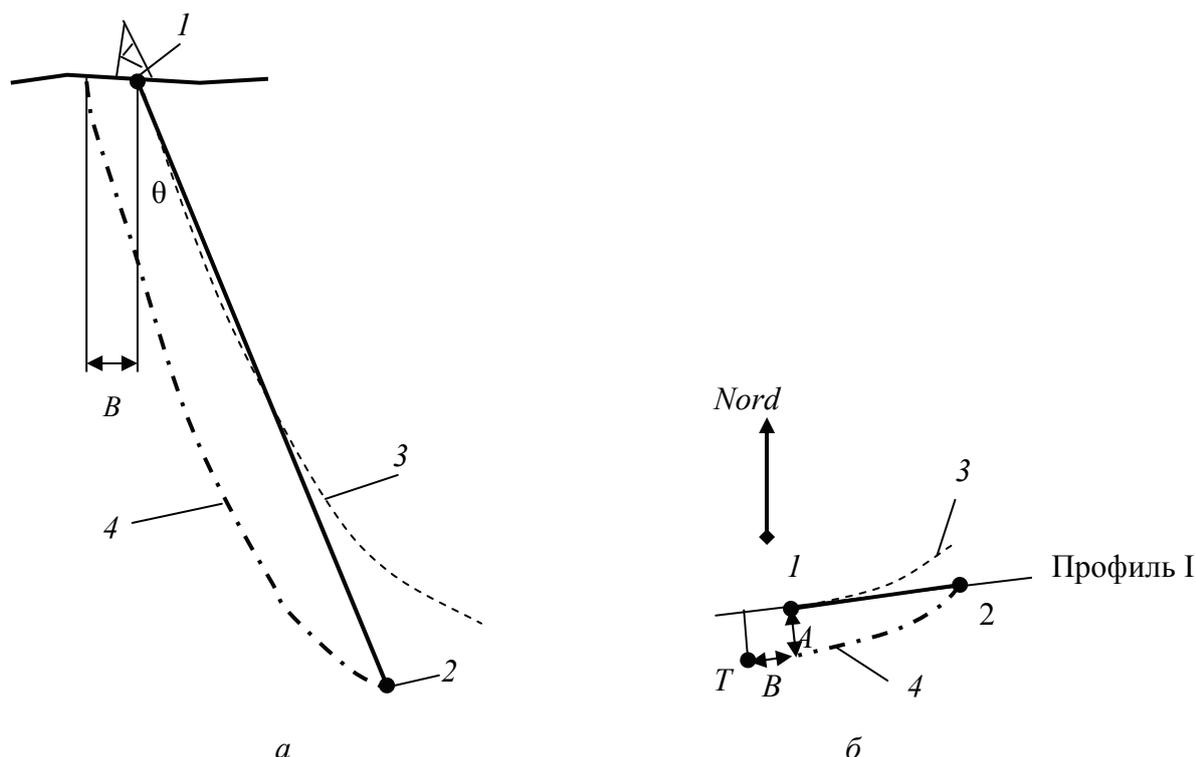


Рис. 2.4. Схема для определения точки заложения скважины на профиле по «типovým» кривым: 1 – проектная точка заложения скважины на профиле I; 2 – проектная точка подсечения рудного тела на глубине; 3 – линия естественного искривления скважины; 4 – «типové» кривые зенитного (а) и азимутального искривления (б)

Изучение закономерностей естественного искривления и получение аналитических моделей, отражающих процесс искривления при бурении скважин в конкретных горно-геологических и технико-технологических условиях, осуществляют по алгоритму, основу которого составляет статистический расчет «*типовой*» трассы скважины («*типовая*» кривая).

Более подробно методика расчета «*типовой*» кривой приведена в работах [15, 16].

На основании полученных достоверных значений зенитных углов и приращений азимутальных углов на каждом интервале глубин скважины строятся вертикальная и горизонтальная проекции трассы скважины (рис. 2.4) с учетом минимального и максимального возможных отклонений ее ствола от типового профиля.

Полученные «*типовые*» трассы скважин (проекция на горизонтальную и вертикальную плоскости) можно использовать при проектировании новых скважин. При этом, используя шаблон «*типовой*» скважины, вычерченный на кальке или восковке, на геологическом разрезе и плане участка работ определяют корректировку точки заложения скважины с тем расчетом, чтобы,

не меняя проектного угла заложения, привести скважину в заданную точку. Точка заложения новой скважины определяется «снизу вверх», то есть, закрепляя точку забоя «типовой» трассы (на рис. 2.4, *a*, позиция 4) в точке подсечения на заданной глубине и не меняя проектного угла заложения проектной скважины (сплошная линия на рис. 2.4), находят расстояние на поверхности, на которое следует сместить точку заложения скважины (расстояние *B* – см. рис. 2.4, *a*).

Аналогично определяют точку заложения с учетом азимутального искривления (расстояние *A* на рис. 2.4, *b*). В результате получают возможность заложить скважину с учетом зенитного и азимутального искривлений (точка заложения скважины – точка *T* на рис. 2.4, *b*).

В случае, если бурение скважин осуществляется двумя или тремя способами, например, верхний интервал – шарошечными долотами диаметром 76 мм, а нижний – алмазным инструментом диаметром 59 мм; верхний – шарошечными долотами диаметром 76 мм, затем алмазным инструментом диаметром сначала 76, а затем 59 мм, возможен вариант получения комбинированной «типовой» кривой трассы скважины. В данном случае «типовая» кривая состоит из двух и более самостоятельных типовых кривых, каждая из которых отражает закономерности искривления конкретным способом и соответствующим ему инструментарием бурения определенного интервала ствола скважины.

Для расчета «типовых» кривых могут использоваться другие известные методы анализа и математической статистики, например, метод наименьших квадратов, Чебышева и др.

- ❖ **«Типовая» трасса скважины («типовая» кривая)** – усредненная, выявленная статистическими методами траектория, отражающая с той или иной достоверностью характер (направление и интенсивность) искривления скважин на месторождении или участке работ при определенных условиях, заданных совокупностью технико-технологических и геологических причин.
- ❖ **Комбинированная «типовая» кривая** – «типовая» трасса скважины, бурение которой осуществляется двумя или более способами, а потому состоящая (скомбинированная) из двух или более участков (отдельных «типовых» кривых), каждый из которых отражает закон изменения направления скважины при конкретных способе бурения, технических средствах, буровом инструменте и технологии бурения в определенном интервале геологического разреза.

Для иллюстрации метода проектирования трассы скважины в соответствии с комбинированной «типовой» кривой рассмотрим пример проектирования и бурения наклонно направленных скважин на одном из месторождений Забайкалья.

Условия рассматриваемого примера. При проектировании скважин средней глубины (до 700–800 м) начальный зенитный угол составлял 15°, что обеспечивало требуемый угол встречи с рудным телом. Бурение осуществлялось

шарошечными долотами диаметром 76 и 59 мм до глубины 300–400 м, а в дальнейшем скважины бурились алмазными коронками диаметром 59 мм (рис. 2.5, а).

Геологическим заданием на бурение скважин была установлена необходимость подсечения рудного тела без изменения начального зенитного угла (начальный зенитный угол соответствовал углу встречи с рудным телом (35°), но при этом допускалась возможность увеличения зенитного угла на конечной глубине скважины до 20–30 градусов.

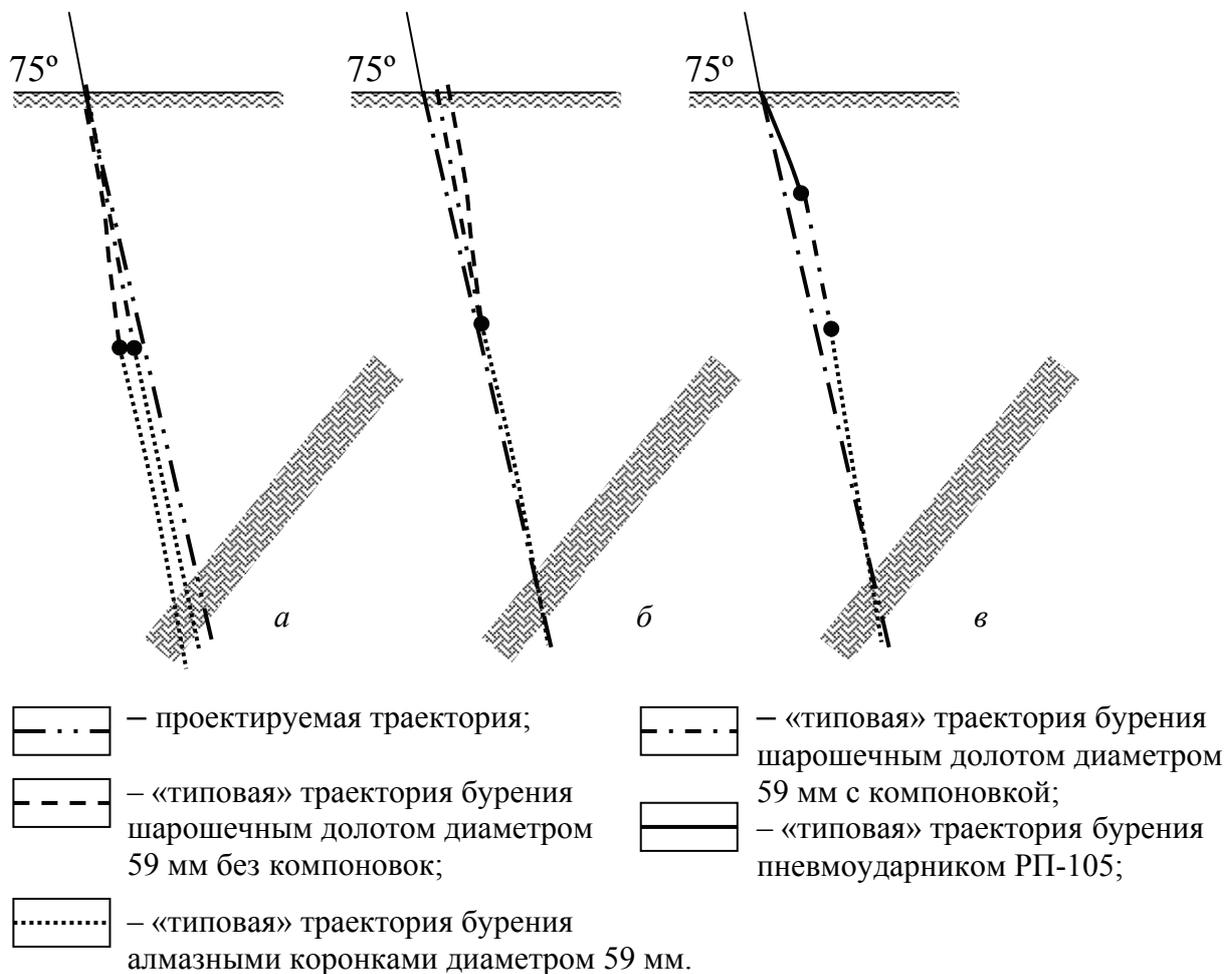


Рис. 2.5. Схемы вариантов проектирования траекторий наклонно-направленных скважин: а – исходная, с «типловыми» траекториями шарошечно-алмазного бурения и корректировкой отклонителями (корректировки отклонителями не показаны); б – заложение скважины с учетом «типловых» траекторий шарошечно-алмазного бурения с применением и без буровых компоновок для снижения искривления при бурении шарошечными долотами; в – бурение скважины с применением пневмоударника РП-105, шарошечно-алмазного бурения и соответствующей технологией управления направлением скважины

Анализ закономерностей искривления на участках работ показал, что при бурении шарошечными долотами скважины достаточно сильно выкручиваются (диаметром 59 мм с интенсивностью 4–5 град/100 м, диаметром 76 мм с интенсивностью 3–4 град/100 м). При бурении алмазными коронками интенсивность выкручивания скважин снижалась до 2–3 град/100 м. Искривление скважин по азимуту было невыдержанным и в основном не оказывало существенного влияния на производство работ. Для выполнения геологического задания с целью подсечения рудного тела в заданном диапазоне возможных отклонений зенитного угла на одной скважине вынужденно производилось 4–6 постановок отклонителей типа ТЗ-3-59 с ориентирующей приставкой ОП-3. Основная часть этих искривлений, не менее 70 %, производилась в интервале бурения шарошечными долотами.

Технологические решения при проектировании. На первом этапе разработки технологических мероприятий по совершенствованию технологии направленного бурения было предложено использовать специальные буровые компоновки для снижения искривления скважин при бурении шарошечными долотами диаметром 59 мм. В качестве технических средств использовались трехгранные компоновки, а затем компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения, что позволило снизить естественное искривление скважин в 3–4 раза и число искусственных искривлений. Названные компоновки не изменили выявленных закономерностей естественного искривления, но снизили его интенсивность (рис. 2.5, а).

Для сокращения числа постановок отклонителей некоторые скважины проектировали с учетом закономерностей естественного искривления как с учетом применения компоновок для снижения искривления, так и без них (рис. 2.5, б), что позволило еще более уменьшить число постановок отклонителей и повысить производительность работ.

В дальнейшем верхний интервал скважин (до 100–150 м) было предложено бурить с применением высокопроизводительного ударно-вращательного способа бурения пневмоударниками РП-105 с использованием в качестве очистных агентов воздуха или газожидкостной смеси (ГЖС) на основе сульфанола и других реагентов (рис. 2.5, в).

В результате было выявлено, что при бурении РП-105 (диаметр долота 105 мм, а корпуса забойной машины 92 мм) происходит выполаживание скважин, при этом в зависимости от состава компоновки интенсивность выполаживания достаточно надежно регулировалась. Например, если над пневмоударником устанавливалась бурильная труба СБТМ-50, скважина выполаживалась с интенсивностью 8–11 град/100 м. При установке над пневмоударником УБТ диаметром 89 мм интенсивность выполаживания снижалась до 1–2 град/100 м. Применение специальных трехгранных центраторов над УБТ диаметром 103–105 мм позволило добиться надежного выполаживания

с интенсивностью не более 1,3 град/100 м. Изменение азимутального угла при применении сульфанола было незначительным из-за высокой смазывающей способности реагента и уменьшения угла φ_0 наката компоновки на стенку скважины.

Причина стабильного выполаживания скважин связана с ориентированным перекосом компоновки с пневмоударником и применением ГЖС на основе сульфанола, что позволяет компоновке с пневмоударником, сохраняя перекося в наклонной скважине, вращаться в основном вокруг своей оси. Это стало возможно благодаря невысоким осевым нагрузкам (1,0–5,0 кН), малой частоте вращения колонны (40–60 мин⁻¹) и низкому коэффициенту трения между корпусом компоновки и стенкой скважины.

Таким образом, появилась возможность при бурении скважины пневмоударником обеспечивать ее выполаживание и выводить скважину на траекторию с требуемым зенитным углом с тем, чтобы при бурении шарошечными долотами и в последующем алмазной коронкой обеспечить подсечение рудного тела с заданным значением зенитного угла.

Технология проектирования и выполнения работ с учетом выявленных закономерностей естественного искривления при бурении различными буровыми компоновками и различными способами бурения скважин позволяет свести практически к минимуму число постановок отклонителей и существенно повысить производительность буровых работ с возросшим качеством их исполнения, обеспечить снижение аварийности с бурильными трубами.

2.1.2. Проектирование параметров дополнительных стволов при многоствольном бурении

Дополнительные стволы скважин забуриваются с целью обхода аварийных интервалов и при многоствольном бурении.

Многоствольное бурение, особенно при разведке крутопадающих рудных тел, при значительной глубине разведочных скважин способно обеспечить значительное сокращение объема буровых работ и поэтому остается одним из самых перспективных методов проведения геологоразведочных работ.

При бурении многоствольных скважин применяют два основных метода заложения дополнительных стволов: «снизу вверх» и «сверху вниз».

Первый метод предполагает бурение основного ствола до проектной глубины с последующим заложением и бурением дополнительных стволов на более глубоких интервалах ствола с переходом к менее глубоким. При этом дополнительные стволы могут закладываться не только из основного, но и из пробуренных ранее дополнительных (рис. 2.6, а).

Метод бурения многоствольной скважины по схеме «сверху вниз» предполагает бурение основного ствола до определенной глубины, а затем создание «ответвления» дополнительного ствола. После завершения бурения дополнительного ствола продолжают углубление того ствола, из которого забурен дополнительный ствол. Так последовательно строят «корневую» систему многоствольной скважины (рис. 2.6, б).

Возможен вариант совмещения обоих методов, когда часть стволов закладывается и бурится по методу «сверху вниз», а нижние стволы по методу «снизу вверх».

Из практики бурения многоствольных скважин известны случаи бурения многоствольной скважины с 60 дополнительными стволами (Урал), что позволило уменьшить объем буровых работ на 13 500 м, а сроки геологоразведочных работ – на полгода при соответствующей высокой экономии средств и без снижения качества этих работ.

Забуривание дополнительных стволов может производиться с применением:

- стационарных клиньев с временных пробок-забоев;
- съемных клиновых отклонителей с искусственных забоев;
- отклонителей непрерывного действия с искусственных забоев;
- возможно забуривание без применения отклонителей спрямлением ствола в интервале искривления.

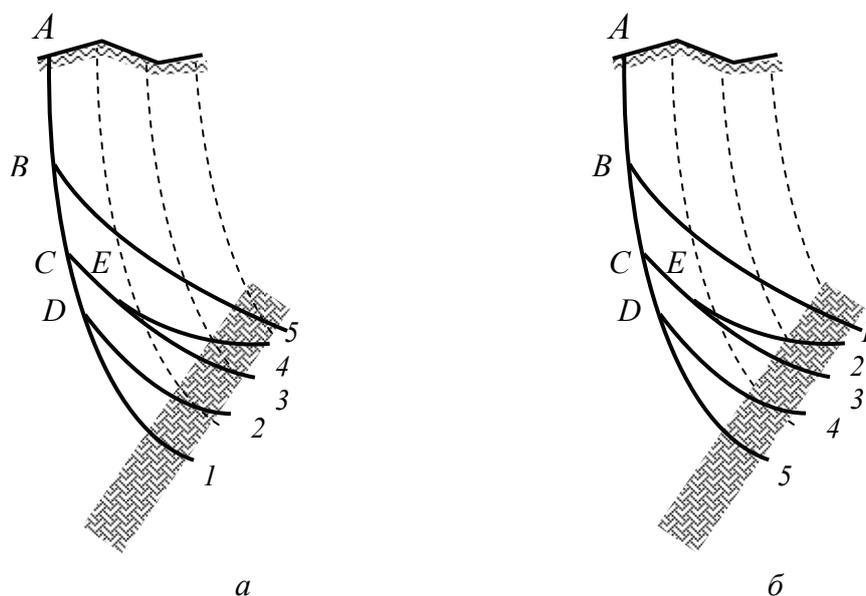


Рис. 2.6. Схемы построения одной многоствольной скважины взамен четырех одноствольных: а – по методике «снизу вверх» – основной ствол – АВ, дополнительные по порядку бурения – В1, D2, С3, Е4, В5; б – по методике «сверху вниз» – основной ствол – АВ, дополнительные по порядку бурения – В1, В2, Е3, С4, D5

При проектировании дополнительного ствола необходимо учитывать, что он состоит из двух участков: криволинейного и прямолинейного. Основные затраты времени и средств связаны, прежде всего, с бурением первого участка, поскольку в данном случае затраты складываются из затрат собственно на бурение интервала и затрат на работы по набору угла кривизны, величина которого должна обеспечить подсечение рудной залежи в заданной точке с заданным углом встречи, который должен быть не менее 30 градусов.

Второй участок ствола скважины – прямая касательная к концу криволинейного интервала дополнительного ствола.

Если предположить, что одним из условий бурения дополнительного ствола является минимизация затрат, то, очевидно, следует определять основные параметры дополнительного ствола:

- точку забуривания;
- суммарную длину дополнительного ствола, в том числе и криволинейного интервала;
- кривизну криволинейного интервала с учетом применяемых технических средств, в том числе и технических средств направленного бурения, а также с учетом геологических условий геологоразведочных работ и экономической целесообразности. Подобная методика расчета, а также технические средства направленного бурения, необходимые для реализации забуривания дополнительного ствола, представлены в работах [15, 16].

Глава 3. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Проектирование конструкции скважины производится, прежде всего, на основании выбранного способа бурения скважины, анализа горно-геологических условий выполнения работ и глубины проектируемой скважины.

3.1. Основные требования к конструкции скважины

Конструкция скважины – устройство скважины, ее поперечные и продольные размеры, заданные поинтервально, и интервалы размещения обсадных колонн с указанием способов их закрепления в стволе скважины.

Обсадные трубы необходимы для закрепления устья скважины и предохранения его от размывания буровым раствором, закрепления залегающих в верхней части разреза неустойчивых горных пород, закрепления пустот и водоносных горизонтов, перекрытия подземных горных выработок.

Графически конструкция скважины изображается в виде схемы, представленной на рис. 3.1, с указанием диаметра ствола, диаметра обсадных колонн и глубин их спуска.

При построении проектной конструкции скважины необходимо стремиться к минимальному количеству ступеней. Каждая ступень должна служить только для установки на ней соответствующей колонны обсадных труб. Если нет необходимости крепления скважины обсадными трубами, то не следует переходить на меньший диаметр, рассчитывая потом на разбуривание ствола скважины. Разбуривание ствола в твердых породах очень трудоемко, а в мягких породах может привести к образованию нового направления ствола скважины при переходе контактов горных пород различной твердости и буримости.

Нередко контакт двух пород является ослабленным участком. В этом случае могут

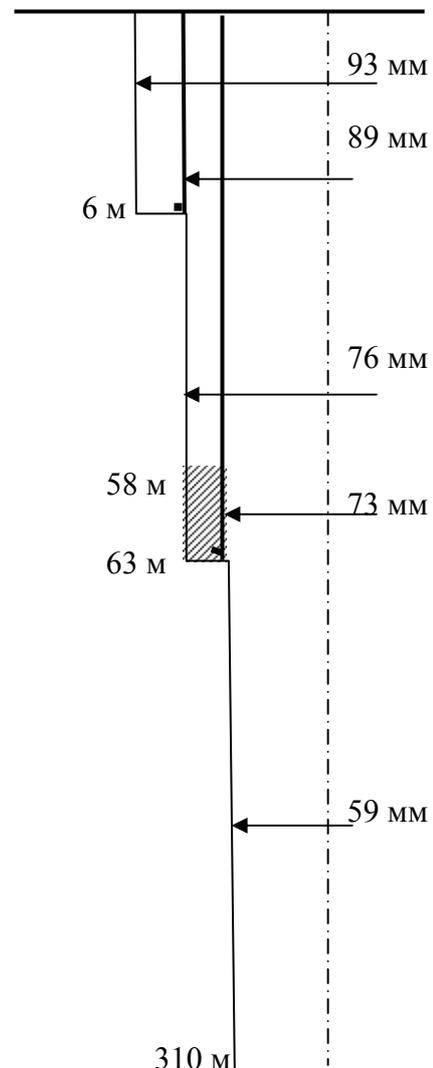


Рис. 3.1. Графическое изображение конструкции скважины 320 А 59 II 6 (89Н) 63(73Н)

происходить утечки промывочной жидкости, размывание пород и перемещение колонны вниз по скважине, что порой может приводить к сложной аварии. Поэтому под любую колонну обсадных труб необходимо углубить скважину ниже ослабленного контакта слоев не менее чем на 2–5 м и установить башмак колонны на прочном основании.

По своему назначению обсадные колонны подразделяются следующим образом:

- **направление** – колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважины от размыва буровым раствором;
- **промежуточная обсадная колонна** служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин;
- **эксплуатационная колонна** – последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти, газа, воды и др.

Эксплуатационная колонна устанавливается в основном в случае бурения скважин на нефть, газ или воду.

Промежуточные обсадные колонны могут быть сплошными, перекрывающими ствол от забоя до устья, и потайными, крепящими только необсаженный участок ствола с перекрытием предыдущей колонны только на некоторую величину.

Проектная конструкция скважины составляется на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчетов, связанных с бурением.

Для составления проектной конструкции скважины необходимо иметь такие исходные данные: назначение и цель бурения; геологическое строение данного участка; проектная длина ствола скважины и ее азимутальное и зенитное направления; необходимый конечный диаметр.

Назначение и цель бурения скважины определяют выбор конечного диаметра и возможного способа бурения.

Описание геологического строения данного участка работ должно отражать: литологический состав горных пород; их физико-механические свойства и категории по буримости; трещиноватость пород, раздробленность, сыпучесть, плавучесть, набухаемость, наличие водоносных горизонтов; наличие зон поглощения промывочной жидкости; наличие напорных вод; наличие карстов и заброшенных горных выработок.

Выбор конечного диаметра скважины зависит от цели бурения. При бурении разведочной скважины на твердые полезные ископаемые ее диаметр должен обеспечить достаточный диаметр керна.

В благоприятных геологических условиях (относительно устойчивые породы) зазор между двумя соседними обсадными колоннами (между колон-

ной и стенкой скважины) может быть минимальным. В условиях обрушающихся и набухающих пород при значительной длине интервала закрепления для спуска колонны следует предусматривать больший зазор между колонной и стенкой скважины.

В монолитных устойчивых породах постановка обсадных колонн вообще может не предусматриваться.

Разработанная конструкция скважины с краткой, но достаточной характеристикой геологических условий бурения должна легко читаться. В ней все элементы конструкции должны быть увязаны с геологическим строением и возможными зонами осложнений (рис. 3.2).

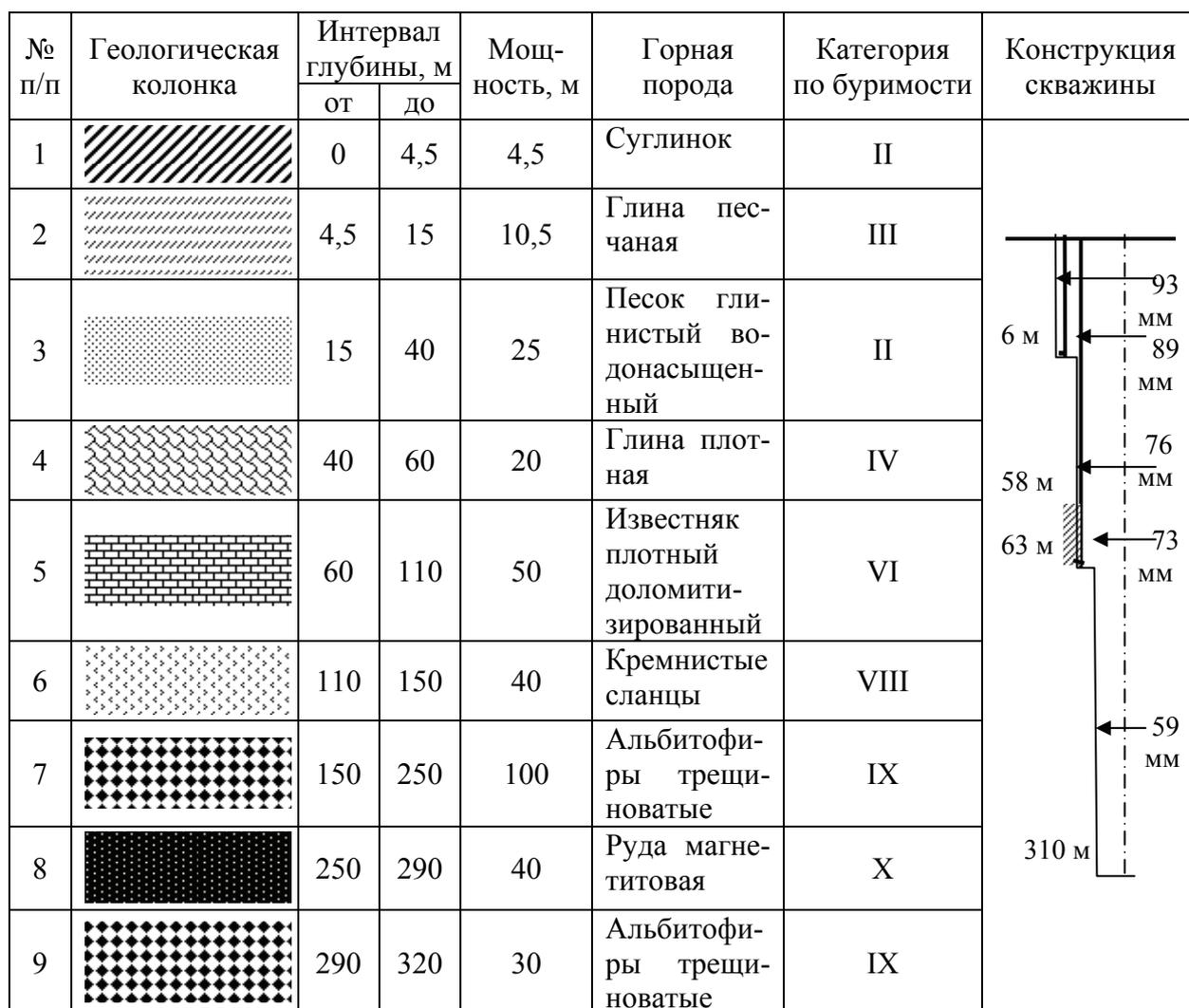


Рис. 3.2. Геологическая колонка с описанием пород и соответствующая геологическим условиям конструкция скважины

Целью колонкового бурения является получение керна, достаточного для опробования полезного ископаемого и получения другой необходимой информации. Конечный диаметр скважины зависит от минимально допустимых

диаметров керна, обеспечивающих необходимую достоверность опробования, а также от размеров геофизической и другой аппаратуры, применяемой при геофизических, гидрогеологических и других исследованиях. Значения минимально допустимых диаметров керна, а также рекомендуемые диаметры скважин, типы и размеры колонковых снарядов для различных видов полезного ископаемых приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Рекомендуемые диаметры керна
при разведке различных месторождений

Группа месторождений	Характер распределения компонентов и полезные ископаемые	Минимально допустимый диаметр керна, мм	Типы колонковых наборов		
			Одинарные	Двойные	Специальные
I	Весьма равномерный: наиболее выдержанные месторождения черных металлов, химического сырья (сера, мышьяк, фосфор). Большинство месторождений угля, горючих сланцев, нерудного сырья (глины, доломиты, кварциты)	22 – благоприятная текстура 32 – неблагоприятная текстура	ОКТ-34 ОКТ-44	ТДН-46	ССК-46, <i>AQ</i> ССК-59, <i>BQ</i>
II	Неравномерный: большинство месторождений цветных металлов (медь, полиметаллы, бокситы), а также сложные месторождения из I группы	22 – благоприятная текстура 32 – неблагоприятная текстура	ОКТ-34 ОКТ-44	ТДН-46	ССК-46, <i>AQ</i> ССК-59, <i>BQ</i>
III	Весьма неравномерный: месторождения редких, некоторых цветных и благородных металлов, значительная часть месторождений горнорудного сырья (слюда, асбест). Наиболее сложные месторождения цветных металлов	32 – благоприятная текстура 42–60 – неблагоприятная текстура	ОКТ-44 ОКТ-57 ОКТ-73 ОКТ-89	ТДН-46 ТДН-59 ТДН-76 ТДН-93	ССК-59, <i>BQ</i> ССК-59, <i>BQ</i> ССК-76, <i>NQ</i> КССК-76, <i>HQ</i> , тонко-матричные наборы ССК <i>BQ, NQ, HQ</i>
IV	Крайне неравномерный: мелкие и весьма нарушенные месторождения редких и благородных металлов	60		ТДН-93	<i>HQ</i> <i>PQ</i>

Конечный диаметр скважины, кроме того, зависит от принятого способа бурения, типа породоразрушающего инструмента. Например, при алмазном бурении наиболее характерными являются диаметры коронок 46; 59 и 76 мм. В сложных геологических условиях с целью обеспечения кондиционного керна может быть использован диаметр скважин, больший на один размер в сравнении с диаметром в благоприятных условиях для опробования.

Для твердосплавного бурения основными диаметрами будут 59; 76 и 93 мм.

При бурении на каменные угли основной конечный диаметр 76 мм (в плотных углях – 59 мм), на минеральные соли – 93 мм, на бокситы – 93 и 112 мм (в плотных бокситах – 59 мм).

С целью разработки наиболее экономичной конструкции скважины следует стремиться к уменьшению конечного диаметра скважины без ущерба для достоверности опробования, так как при этом повышается устойчивость стенок скважины, повышается производительность. Однако в сложных горно-геологических условиях (наличие зон дробления, трещиноватости, карстовых образований), при недостаточной изученности геологического разреза, в начальной стадии геологоразведочных работ выбранный допустимый диаметр скважины рекомендуется оставлять запасным.

Если геологический разрез слабо изучен или возможны различные осложнения при бурении, то выбранный конечный диаметр скважины оставляют запасным. В этом случае вся проектная конструкция скважины должна быть на один диаметр больше.

В табл. 3.1 и 3.2 приведены рекомендованные Всесоюзным институтом техники разведки (ВИТР) значения диаметров керна в зависимости от генетических типов месторождений и габаритов геофизической аппаратуры.

Следует учитывать одно из основных требований к конструкции скважин при алмазном бурении: рациональное сочетание диаметров бурильных колонн и диаметров скважин (открытого ствола или внутреннего диаметра обсадной колонны). Поэтому при выборе конструкции нужно избегать применения обсадных колонн, спущенных впотай, и ступенчатости открытого ствола скважины.

При бурении ССК применение потайных обсадных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе запрещается.

Ступенчатость ствола при алмазном бурении допускается в аварийных ситуациях и в глубоких (более 1 000 м) скважинах, когда в нижнем интервале бурение ведется на сравнительно незначительных частотах вращения (до 500 мин⁻¹).

Зазор между стенками скважины и наружной поверхностью обсадных колонн следует тампонировать глиной или цементным раствором.

Рекомендуемые диаметры скважин
в зависимости от размера геофизических скважинных приборов

Назначение	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Диаметр скважины, мм
<i>Каротажная аппаратура</i>		
Радиометрические исследования	28–60	36–76
Магнитометрия	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивиметрия	25–70	36–76
Инклинометрия	25–70	36–76
Кавернометрия	70	76
<i>Аппаратура для изучения около-скважинного пространства</i>		
Векторная магнитометрия	40	46
Радиопросвечивание	38–50	46; 59
Амплитудно-фазовые изменения	53	59

В зависимости от назначения и срока эксплуатации скважин тампони-рование производят в глубоких скважинах:

- на высоту 1–3 м от места установки башмака колонны;
- в глубоких скважинах по всему затрубному пространству до устья скважины.

При типизации конструкций скважин для их обозначения рекомендуется использовать шифр, включающий: глубину скважины (проектную или фактическую); способ бурения на конечной глубине (А – алмазным инструментом; Т – твердосплавным инструментом; П – пневмоударный; Ш – шарошечными долотами; АС – алмазный ССК; АГ – алмазный гидроударный); конечный диаметр скважины, мм; число обсадных колонн (I, II, III, БО – без обсадных колонн); глубину спуска, диаметр и тип обсадных колонн; вид бурения и глубину каждой ступени открытого ствола.

Пример 4. Шифр конструкции скважины проектной глубиной 1 200 м, алмазного бурения с конечным диаметром скважины 59 мм, двухколонной конструкции, первая колонна обсадных труб диаметром 108 мм ниппельного соединения спущена на глубину 11 м, вторая колонна обсадных труб диаметром 89 мм ниппельного соединения спущена на глубину 160 м, открытый ствол скважины имеет ступенчатую форму: до глубины 800 м бурение проектируется шарошечным долотом диаметром 76 мм.

Шифр конструкции скважины: 1200 А 59 II 11 (108Н) 160 (89Н) 76 Ш 800.

3.2. Расчет обсадных колонн

Обсадные колонны следует рассчитывать на предельные напряжения в случае, если колонна спускается в искривленный ствол скважины и если колонна спускается на глубину свыше 700 метров.

Обсадные колонны состояются из обсадных труб безнипельного и nippleного соединения по ГОСТ 6239–77 «Обсадные трубы». В настоящее время широко применяются также обсадные трубы зарубежных компаний.

В табл. 3.3 дана краткая характеристика обсадных труб.

Нижняя часть обсадной колонны оснащается башмаком. Компания *Boart Longyear* выпускает армированные башмаки для осуществления задавливания, бурения и обуривания при спуске обсадных колонн в скважину (рис. 3.3).

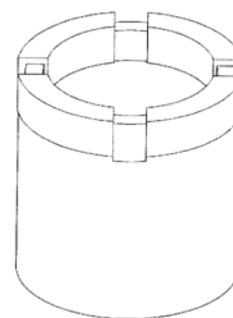


Рис. 3.3. Башмак для обсадной колонны компании *Boart Longyear*

Таблица 3.3

Основные размеры обсадных труб и башмаков для обсадных колонн

Обсадные трубы компании <i>Boart Longyear</i>					
Типоразмер	<i>AW</i>	<i>BW</i>	<i>NW</i>	<i>HWT</i>	<i>PWT</i>
Наружный диаметр, мм	51,7	73	88,9	114,3	139,7
Внутренний диаметр, мм	48,4	60,3	76,2	101,6	127
Вес 1 м трубы, Н	57	104	128	174	214
Обсадные трубы nippleного соединения по ГОСТ 6238–77					
Наружный диаметр, мм	73	89	108	127	146
Внутренний диаметр, мм	63	79	98	117	136
Внутренний диаметр nipple, мм	62	78	95,5	114,5	134
Вес 1 м трубы, Н	84	104	127	150	174
Башмаки обсадных труб компании <i>Boart Longyear</i>					
Наружный диаметр, мм	59,6	75,3	91,8	117,5	143,5
Внутренний диаметр, мм	48,2	60,2	76	100,9	123,8
Башмаки «ЭЗТАБ», Россия					
Наружный диаметр, мм			93	120	
Внутренний диаметр, мм			76	99	

В интервалах искривлений ствола обсадные колонны подвергаются деформированию и напряжению изгиба. Для безаварийной эксплуатации колонн интенсивность искривления ствола не должна приводить к возникновению напряжений, превышающих предел текучести их материала.

Для обсадных труб, учитывая статический характер работы обсадных колонн, допустимый радиус кривизны может рассчитываться по зависимости

$$R_M = \frac{Ed_H}{2\sigma_T}, \quad (3.1)$$

где E – модуль упругости материала, из которого изготовлены трубы, МПа;

d_H – наружный диаметр труб, м;

σ_T – предел текучести материала, из которого изготовлены трубы, МПа.

Для стальных труб ($E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа и $\sigma_T = 220$ МПа) в табл. 3.4 приведены результаты расчетов радиуса и кривизны для обсадных колонн.

Обсадные трубы могут иметь ниппельное и безнипельное соединение (рис. 3.4, а, б).

Проверка прочности обсадных колонн, спускаемых на большую глубину, производится по двум условиям: на разрыв в опасном сечении трубы (в нарезанной части) и на смятие ниток резьбы (рис. 3.5).

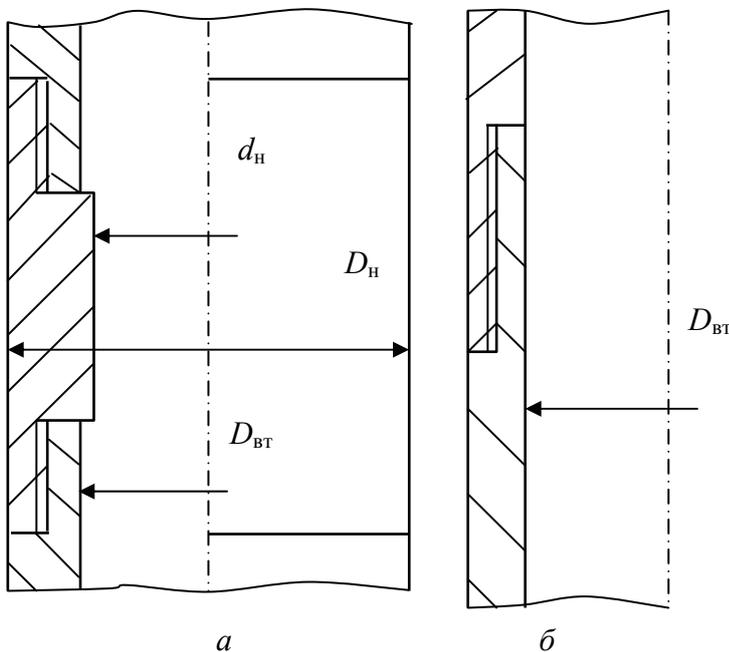


Рис. 3.4. Обсадные трубы ниппельного (а) и безнипельного (б) соединения: D_H – наружный диаметр трубы; D_{BT} – внутренний диаметр трубы; d_H – внутренний диаметр ниппеля

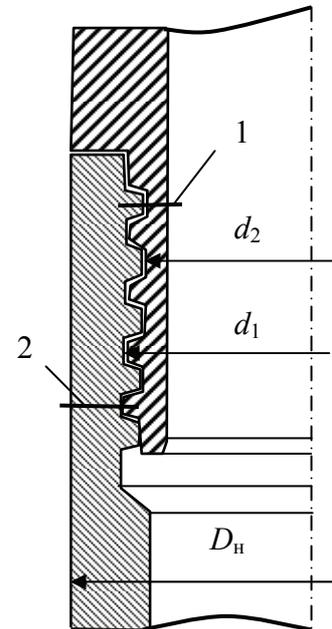


Рис. 3.5. Ниппельное соединение обсадных труб: 1 – опасное сечение ниппеля; 2 – опасное сечение трубы

Таблица 3.4

Допустимые значения минимальных радиусов кривизны и максимальных значений кривизны для обсадных труб

Наружный диаметр труб, мм	Допустимый минимальный радиус кривизны скважины, м	Допустимая предельная интенсивность искривления ствола, град/м
146	69,5	0,82
127	60,3	0,95
108	51,4	1,1
89	42,3	1,35
73	34,7	1,65
57	27,1	2,1

Условие прочности на разрыв при растяжении под действием веса обсадной колонны в опасном сечении верхней трубы определяется по зависимостям

$$[\sigma_p] = \frac{qLg}{F_0} \text{ и } [\sigma_p] = \frac{[\sigma_T]}{k}, \quad (3.2)$$

где $[\sigma_p]$ – допустимое напряжение на растяжение, Па;

$[\sigma_T]$ – предел текучести материала труб, Па;

q – масса единицы длины колонны обсадных труб, кг/м;

L – длина колонны обсадных труб, м;

F_0 – площадь опасного сечения трубы или ниппеля по резьбе, м²;

k – коэффициент запаса прочности на растяжение ($k = 1,5$, в сложных горно-геологических условиях принимают $k = 2$);

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²).

Из выражения (3.2) определяется глубина спуска колонны обсадных труб из условия прочности на разрыв:

$$L_p = \frac{[\sigma_T F_0]}{kgq}. \quad (3.3)$$

Условие прочности на смятие ниток резьбы в опасном сечении верхней обсадной трубы под действием веса колонны обсадных труб

$$[\sigma_{см}] = \frac{qLg}{2,355(d_1^2 - d_2^2)} \text{ и } [\sigma_{см}] = \frac{[\sigma_T]}{k}, \quad (3.4)$$

где $\sigma_{см}$ – допустимое напряжение на смятие, Па;

d_1, d_2 – наружный и внутренний диаметр резьбы, м.

Из уравнения (3.4) определяется допустимая глубина спуска обсадных труб из условия прочности резьбы в опасном сечении на смятие:

$$L_{\text{см}} = \frac{2,35[\sigma_{\text{т}}](d_1^2 - d_2^2)}{kqg}. \quad (3.5)$$

Наименьшую из двух величин L_p и $L_{\text{см}}$, рассчитанных по предложенным формулам, следует принять как допустимую.

Пример 5. Обосновать конструкцию скважины на рудном месторождении. Проектируемый конечный диаметр 76 мм. Бурение проектируется в следующих горно-геологических условиях: в интервале 0–55 м галечно-щебнистые отложения, породы многолетнемерзлые VI–VII категории по буримости; интервал 55–420 м представлен окварцованными песчано-глинистыми сланцами IX–X категорий буримости.

На основании геологического разреза устанавливается необходимое количество колонн обсадных труб. В данном случае необходимо установить на глубину 3–5 м направление для закрепления устья скважины и до глубины 57–58 м опустить кондуктор для перекрытия неустойчивых многолетнемерзлых пород. Затрубное пространство направления и кондуктора должно быть зацементировано. Интервал от башмака кондуктора до конечной глубины скважины может быть пройден без крепления обсадными трубами с использованием алмазного бурения. При заданном конечном диаметре скважины 76 мм кондуктор должен быть изготовлен из обсадных труб диаметром 89 мм ниппельного соединения. Под кондуктор скважина может буриться твердосплавными коронками или шарошечными долотами диаметром 93 мм.

Направление должно быть из обсадных труб диаметром 108 мм ниппельного соединения. Под направление скважина будет буриться твердосплавной коронкой диаметром 112 мм.

Выбранная конструкция скважины будет иметь следующий шифр: 420 А 76 П 5 (108Н) 58 (89Н).

Пример 6. Определить предельную глубину спуска колонны обсадных труб диаметром 89 мм ниппельного соединения, составленную из труб длиной 4,5 м. Материал труб – сталь группы прочности Д.

При расчетах воспользуемся формулами (3.3) и (3.5).

Вес 1 м трубы с учетом веса ниппеля и башмака составит 107 Н.

Площадь опасного сечения трубы по резьбе (см. рис. 3.5) составит

$$F_0 = \frac{\pi}{4}(D_{\text{н}} - d_1)^2 = 0,785(0,089^2 - 0,0845^2) = 6,12 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Предельная глубина спуска колонны обсадных труб из условия их прочности на разрыв составит:

$$L_p = \frac{372 \cdot 10^6 \cdot 6,12 \cdot 10^{-4}}{1,5 \cdot 9,81 \cdot 10,7} = 1440 \text{ м}.$$

Предельная глубина спуска обсадных труб, исходя из условия их прочности на смятие, составит

$$L_{\text{см}} = \frac{2,35 \cdot 372 \cdot 10^6 (0,0845^2 - 0,083^2)}{1,5 \cdot 9,81 \cdot 10,7} = 1383 \text{ м}.$$

На основании проведенных расчетов принимаем предельную глубину спуска колонны обсадных труб равной 1383 м.

Глава 4. ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

После выбора способа бурения и проектирования конструкции скважины следующим крайне важным этапом проектирования является выбор буровой установки.

4.1. Анализ основных конструктивных схем буровых установок

Буровая установка – агрегат различных по назначению машин, механизмов и сооружений, предназначенных для производства процесса бурения (строительства) скважины.

Буровой станок – основной элемент буровой установки, который осуществляет выработку (в ряде случаев трансформацию) и передачу энергии на забой скважины для разрушения горной породы, подачу бурового инструмента при углублении скважины, спуско-подъемные и вспомогательные операции.

Диапазон глубин бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые очень широк (от нескольких метров до нескольких тысяч метров). Нижний предел этого диапазона в настоящее время превосходит глубину 3 000 м. В 1977 г. Министерством геологии СССР был введен в действие параметрический ряд буровых установок, отличающихся значениями основных параметров – грузоподъемностью, глубиной бурения, мощностью привода. Существующий параметрический ряд подразделяет все установки на 8 классов (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Параметрический ряд буровых установок для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые

Класс буровой установки	Номинальная глубина бурения, м	Номинальная грузоподъемность, кН	Максимальная грузоподъемность, кН	Номинальная мощность привода, кВт
1	25	1,25	2,0	3
2	100	6,3	10,0	11
3	300	20,0	32,0	15
4	500	32,0	50,0	22
5	800	50,0	80,0	30
6	1200	80,0	125,0	45
7	2000	125,0	200,0	55
8	3000	200,0	320,0	75

В качестве главного параметра, на основании которого произведено разделение установок по классам, принята номинальная глубина скважин, в данном случае заданная глубина бурения вертикальных скважин, которую должна обеспечивать данная установка при использовании основного бурового снаряда. В качестве основного снаряда для установок 3–8 класса был принят снаряд, включающий алмазный породоразрушающий инструмент диаметром 59 мм и стальную бурильную колонну диаметром 50 мм. Масса 1 м такого снаряда с учетом массы соединительных деталей для свечей длиной 18,6–9,5 м равна 5,5–6,9 кг. Номинальные геолого-технические условия характеризуются бурением скважин в вертикальном направлении при отсутствии интенсивного искривления и сужения ствола, обвалов породы со стенок, поглощений промывочной жидкости.

Параметрический ряд буровых установок оснащен следующими агрегатами:

- буровые установки 1 класса – УКБ -1 -12/25, буровой насос НБ-1;
- установка 2 класса – УКБ-2 (станки СКБ -2- 50/100, БСК-100-2М, насос НБ-2);
- установка 3 класса – УКБ-3 (станок СКБ-3-200/300, насос НБ-3);
- установка 4 класса – УКБ-4 (станки СКБ-4-300/500 и СКБ-4110-300/500, насос НБ-3);
- установка 5 класса – УКБ-5 (станки СКБ-5-500/800, ЗИФ-650 М, насос НБ-4);
- установка 6 класса (станок ЗИФ-1200 МРК с насосом НБ-5);
- установка 7 класса – УКБ-7 (станок СКБ-7, насос НБ-5);
- установка 8 класса – установка УКБ-8, ПБУ-1200Р (насос НБ-32, НБ-160/63).

Основными механизмами бурового станка являются:

- вращатель, который осуществляет передачу крутящего момента на породоразрушающий инструмент;
- механизм подачи породоразрушающего инструмента и регулирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент в процессе углубления забоя скважины;
- грузоподъемное устройство, предназначенное для проведения спуско-подъемных операций;
- устройство для регулирования частоты вращения вращателя и грузоподъемного устройства;
- аппаратура для управления и контроля процесса бурения.

Схема бурового станка определяется выбором вращателя.

Вращатели станков, предназначенные для разведочных работ на твердые полезные ископаемые, могут быть следующих типов:

- роторный;
- шпиндельный;
- подвижный.

Для роторного вращателя характерны:

- высокая грузоподъемность, что определяет его использование при бурении глубоких и сверхглубоких скважин;
- непрерывный ход подачи при углублении 5–15 м;

- необходимость прерывать процесс углубления и циркуляции очистного агента при наращивании буровой колонны.

Шпиндельный вращатель характеризуется:

- ограниченной грузоподъемностью (предельная глубина скважин 1 500–2 000 м при диаметре инструмента, как правило, не более 59 мм);
- малым ходом подачи при углублении (не более 0,5 м);
- необходимостью прерывать процесс углубления при перекреплении клиновых захватов вращателя в конце хода подачи и наращивании буровой колонны.

Подвижный вращатель характеризуется:

- грузоподъемностью, близкой к грузоподъемности шпиндельного вращателя;
- значительным ходом подачи при углубке (2–4 м);
- необходимостью прерывать процесс углубления и циркуляции очистного агента при наращивании буровой колонны.

Анализ функциональных возможностей вращателей, которые используются в современном бурении, показывает, что шпиндельный и подвижный вращатели предназначены для бурения скважин одного назначения на ограниченную глубину. Опыт буровых работ при разведке месторождений минерального сырья и тенденции в развитии бурового машиностроения показали, что гораздо более перспективны буровые станки с подвижными вращателями.

В станках с подвижными вращателями реализуются следующие схемы привода вращения колонны:

- от одного высокооборотного нерегулируемого аксиально-плунжерного, шестеренчатого или пластинчатого гидромотора через коробку скоростей;
- от двух или четырех нерегулируемых гидромоторов с различными характеристиками частоты вращения и крутящего момента через одноступенчатый редуктор (регулирование частоты вращения и крутящего момента производится путем замены гидромотора);
- от регулируемого аксиально-плунжерного гидромотора через одноступенчатый редуктор;
- от высокомоментного гидромотора, вал которого без дополнительного редуктора непосредственно подсоединяется к буровой колонне.

Таким образом, станки с подвижными вращателями оснащены гидродвигателями, которые могут быть максимально приближены к буровой колонне, обладают минимальной трансмиссией и отличаются универсальностью.

Тип вращателя значительно влияет на затраты времени на вспомогательные операции: перекрепление механизма подачи, наращивание, спуск-подъем колонны, расхаживание колонны, дохождение до забоя. Эти операции составляют существенную долю в балансе затрат времени на бурение,

особенно при росте производительности бурового процесса, поскольку время на собственно углубку снижается, а затраты времени на вспомогательные операции практически не меняются.

На рис. 4.1 представлен график, отражающий рост доли затрат времени на вспомогательные операции при росте производительности бурения (графики построены с использованием данных из работы).

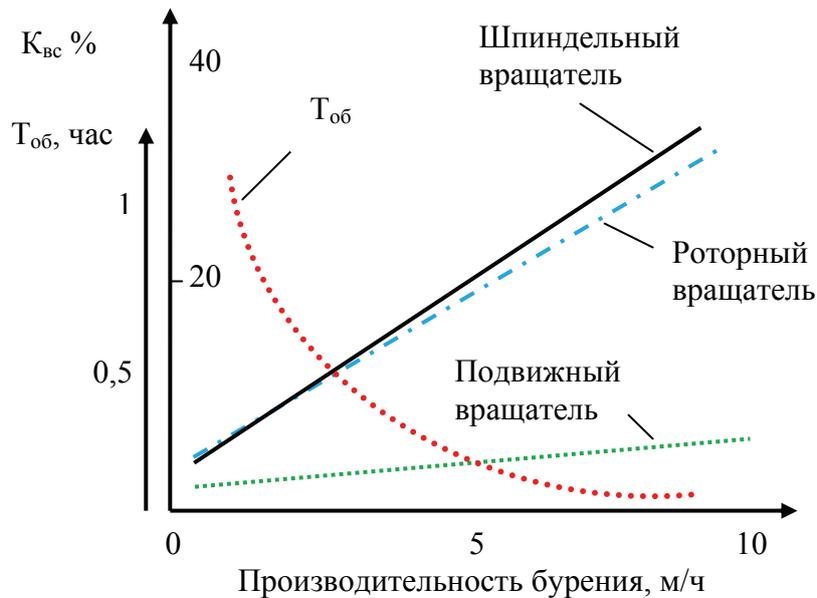


Рис. 4.1. Графики, отражающие затраты времени на вспомогательные операции при бурении

Для оценки затрат времени на вспомогательные операции используется коэффициент $K_{вс}$:

$$K_{вс} = \frac{T_{вс}}{T_{об}} 100 \%, \quad (4.1)$$

где $T_{вс}$ – время на вспомогательные операции при бурении;

$T_{об}$ – время на бурение 1 метра скважины.

Анализ графиков на рис. 4.1 показывает, что целесообразно использовать подвижные вращатели, особенно при высокопроизводительных способах бурения.

Таким образом, предварительный анализ показывает, что в современном бурении при разведке рудных месторождений более эффективны буровые станки с подвижными вращателями. В 70–80-е годы прошлого столетия в ведущих буровых фирмах буровые станки со шпиндельными вращателями были заменены в основном агрегатами с подвижными вращателями. К этому времени буровые станки со шпиндельными вращателями

уже серьезно сдерживали рост производительности бурения геологоразведочных скважин.

В 80-е годы XX в., когда производительность буровых бригад ведущих организаций Министерства геологии СССР достигла предельного значения в формате возможностей отечественной буровой техники, оснащенной станками шпиндельными типа ЗИФ и СКБ (средняя производительность шарошечно-алмазного бурения – 1 000–1 500 м на станок в месяц по породам VIII–X категории по буримости; рекордные значения производительности для бригад Монгольской экспедиции № 33 составляли более 3 000 метров на станок в месяц), были отмечены разработки, повышающие возможности морально устаревшей техники.

В ПГО «Сосновгеология» провели модернизацию станка ЗИФ-650 М путем удлинения штоков гидроцилиндров механизма подачи, что позволило увеличить ход подачи до 80–90 см. Станок не показал должной работоспособности в основном из-за ненадежной работы механизма подачи.

Позже изобретатели объединения (автор Ю.Н. Соколов) создали буровой станок под названием «Тандем» (Подающее устройство бурового станка. А.с. СССР № 1546600, МКП⁷ E21B 19/087, E21B 3/00, 1990 г.), который позволял на станках шпиндельного типа увеличить ход подачи в несколько раз за счет новой системы последовательного перехвата подвижными клиновыми захватами и сдвоенных гидроцилиндров, обеспечивающей при ограниченных размерах шпинделя практически безостановочную подачу инструмента или его подъем.

В объединении «Кировгеология» для повышения эффективности устаревших станков разработали системы плавнорегулируемого привода, что существенно повысило возможности базового бурового станка. Например, рост производительности при алмазном бурении составлял до 20 %, при бурении пневмоударниками – 40–60 %. Плавного регулирования частоты вращения бурильной колонны добивались заменой электродвигателей переменного тока на электродвигатели постоянного тока с включением в систему привода системы теристорных преобразователей переменного тока в постоянный. Такие системы, названные РЭП-5, оказались достаточно дороги (стоимость станка увеличилась более чем в 2 раза) и, кроме того, существенно усложняли буровой агрегат.

- ❖ **Теристор** – полупроводниковый прибор. Для преобразования переменного тока в постоянный собирался мост управления из шести теристоров, который позволял переменный ток напряжением 380 В преобразовывать в постоянный ток напряжением 460 В.

Подобные разработки давали возможность отечественным новаторам бурового производства добиться повышения производительности в рамках применяемого оборудования.

4.2. Расчет грузоподъемности и мощности привода буровой установки

Основными параметрами, которые следует учитывать при выборе буровой установки, являются ее грузоподъемность и номинальная глубина бурения. Между номинальной глубиной бурения скважины и грузоподъемностью буровой установки существует определенная связь, которую можно найти при рассмотрении сил, действующих на буровую установку при подъеме снаряда из скважины.

При подъеме снаряда из вертикальной скважины баланс сил можно выразить следующим уравнением:

$$Q_э = Q_{св} - F_{ж} + F_c + F_d, \quad (4.2)$$

где $Q_э$ – нагрузка на элеватор, Н;

$Q_{св}$ – сила тяжести снаряда в воздухе, Н;

$F_{ж}$ – выталкивающая сила жидкости, Н;

F_c – сила сопротивления движению снаряда, Н;

F_d – динамическая сила страгивания и разгона снаряда, Н.

Различают номинальную и максимальную грузоподъемности буровой установки.

Номинальная грузоподъемность буровой установки определяется по формуле

$$Q_{св} = 0,1gq_{ср}L_n, \quad (4.3)$$

где g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$);

$q_{ср}$ – средняя масса (с учетом тела трубы и соединений) одного метра снаряда, кг/м;

L_n – номинальная глубина скважины, м.

Таким образом, номинальная грузоподъемность определяет возможности буровой установки по подъему колонн с глубины, ограниченной классом установки, без каких-либо осложнений и аварийных ситуаций.

Максимальная грузоподъемность буровой установки – допустимая кратковременная нагрузка на элеваторе, обеспечивающая ликвидацию осложнения в скважине и не вызывающая отказов в работе узлов и деталей буровой установки.

Максимальная грузоподъемность служит основой для расчета деталей и узлов подъемной системы буровой установки на статическую прочность. Поэтому масса и габаритные размеры узлов установки определяются величиной максимальной грузоподъемности.

Таким образом, чем выше грузоподъемность установки, тем легче ликвидировать осложнение, однако вес установки при этом будет более значительным.

Буровые установки 1-го и 2-го классов имеют максимальную грузоподъемность в 2 раза больше номинальной, установки 3–8 классов – в 1,6 раза.

Мощность, расходуемую на подъем колонны труб, можно рассчитать по формуле:

$$N_{л} = \frac{G_{кр} v_{кр}}{\eta_{пр} \lambda_{п}}, \quad (4.4)$$

где $N_{л}$ – мощность привода лебедки, Вт;

$G_{кр}$ – максимальная нагрузка на элеваторе, Н;

$v_{кр}$ – скорость подъема элеватора, м/с;

$\eta_{пр}$ – коэффициент полезного действия передач от двигателя лебедки до элеватора;

$\lambda_{п}$ – коэффициент длительной перегрузки двигателя (для электродвигателя допустим 1,3; для двигателя внутреннего сгорания 1,1–1,5).

Предельная скорость подъема элеватора по правилам техники безопасности ограничена 2 м/с.

Коэффициент $\eta_{пр}$ в данном случае рассчитывается по зависимости

$$\eta_{пр} = \eta_{с} \eta_{п}, \quad (4.5)$$

где $\eta_{с}$ – коэффициент полезного действия талевой системы;

$\eta_{п}$ – коэффициент полезного действия передач от двигателя к барабану лебедки (можно принимать равным 0,9).

Коэффициент полезного действия талевой системы рассчитывается по формуле

$$\eta_{с} = \frac{\eta_{ш} (1 - \eta_{ш}^{m_c})}{m_c (1 - \eta_{ш})}, \quad (4.6)$$

где $\eta_{ш}$ – коэффициент полезного действия шкива (0,98);

m_c – число подвижных ветвей талевой системы.

Максимальную нагрузку на крюке определяют по формуле

$$G_{кр} = K_{д} \alpha_{с} q L_{с} \left(1 - \frac{\rho_0^0}{\rho_{т}} \right) \cos \theta_{ср} (1 + f_{mp} \operatorname{tg} \theta_{ср}), \quad (4.7)$$

где $K_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме труб из скважины, возникающие из-за кривизны скважины и труб;

$\alpha_{с}$ – коэффициент, учитывающий вес соединений труб;

q – вес 1 метра труб, Н/м;

$L_{с}$ – длина колонны труб, м;

$\rho_0^0, \rho_{т}^0$ – относительная плотность очистного агента и материала труб (стальных труб $\rho_{т}^0 = 7,85$; для легкосплавных $\rho_{т}^0 = 2,8$);

$\theta_{\text{ср}}$ – среднее значение зенитного угла на интервале длины поднимаемых труб, радиан;

$f_{\text{тр}}$ – коэффициент трения труб о стенки скважины (равен 0,3–0,5).

Коэффициент K_d принимается по значению зенитного угла $\theta_{\text{ср}}$: при $\theta_{\text{ср}} = 0\text{--}2^\circ K_d = 1,2$; при $\theta_{\text{ср}} = 2\text{--}6^\circ K_d = 1,25$; при $\theta_{\text{ср}} = 6\text{--}15^\circ K_d = 1,6$; при $\theta_{\text{ср}} = 15\text{--}70^\circ K_d = 2$.

Коэффициент α_c равен 1,04–1,06 для бурильных труб ниппельного и 1,06–1,1 для труб муфто-замкового соединения.

Мощность, расходуемая при бурении установками вращательного бурения, складывается из следующих составляющих:

$$N_{\text{в}} = N_{\text{з}} + N_{\text{вр}} + N_{\text{ст}}, \quad (4.8)$$

где $N_{\text{з}}$ – мощность, расходуемая на забое скважины, Вт;

$N_{\text{вр}}$ – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб, Вт;

$N_{\text{ст}}$ – мощность, расходуемая в трансмиссии и узлах бурового станка, Вт.

В общем виде формула расчета мощности на забое может быть записана на следующем образом:

$$N_{\text{з}} = (F_{\text{р}} + F_{\text{т}}) \frac{r_{\text{ср}} \omega}{9750}, \quad [\text{кВт}], \quad (4.9)$$

где $F_{\text{р}}$, $F_{\text{т}}$ – сила, необходимая для разрушения породы, и сила трения соответственно, Н;

$r_{\text{ср}}$ – средний радиус коронки, равный $0,25(D_{\text{н}} + d_{\text{вн}})$, м;

ω – частота вращения коронки, мин^{-1} .

Сумму сил $F_{\text{р}}$ и $F_{\text{т}}$ можно определить по зависимости

$$(F_{\text{р}} + F_{\text{т}}) = P_{\text{ос}} (\mu_{\text{тр}} + A \Delta v), \quad (4.10)$$

где $P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, даН;

$\mu_{\text{тр}}$ – коэффициент трения резцов коронки о породу на забое;

A – коэффициент, учитывающий удельные затраты мощности на разрушение породы;

Δv – углубление коронки за один оборот, мм/об.

Используя формулы (4.9) и (4.10), а также учитывая ширину и форму забоя, вид промывочной жидкости и роль расширителя, мощность на разрушение породы на забое при бурении твердосплавными и алмазными коронками в режиме вращательного и вращательно-ударного бурения определяют зависимостью [7]

$$N_{\text{з}} = 2,6 \times 10^{-8} k_1 k_2 k_3 P_{\text{ос}} \omega (D_{\text{н}} + d_{\text{вн}}) (\mu_{\text{тр}} + A^* l \Delta v), \quad [\text{кВт}] \quad (4.11)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий влияние типа промывочной жидкости (для воды $k_1 = 1,0$, для эмульсионного раствора 0,75);

k_2 – коэффициент, учитывающий влияние на затраты мощности работы алмазного расширителя ($k_2 = 1,2$);

k_3 – коэффициент, учитывающий влияние забоя ступенчатой формы ($k_3 = (n + 1) / 2n$, где n – число ступеней);

D_n – наружный диаметр коронки, м;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр коронки, м;

A^* – коэффициент, учитывающий удельные затраты мощности на разрушение породы, на единицу длины контакта поперечного сечения коронки с забоем;

l – длина линии контакта коронки с забоем в поперечном сечении, мм (для плоского и ступенчатого забоя l равна ширине забоя T , для закругленного торца $l = 0,5\pi T$).

Показатель углубления инструмента за один оборот Δv характеризует эффективность разрушения горной породы, поскольку непосредственно связан с такими параметрами, как энергоемкость разрушения A^* , коэффициент трения $\mu_{тр}$ и коэффициент сопротивления μ_k ($\mu_k = \mu_{тр} + lA^* \Delta v$), и может определяться по формуле [7]

$$\Delta v = \frac{1000v_m}{60\omega}, \text{ [мм/об]}, \quad (4.12)$$

где v_m – механическая скорость бурения, м/ч.

Значения коэффициентов $\mu_{тр}$, A и A^* приведены в табл. 4.2. и 4.3.

При бурении твердосплавными и алмазными конками могут использоваться несколько более упрощенные зависимости:

- твердосплавное бурение

$$N_3 = 5,3 \cdot 10^{-4} P_{oc} \omega D_{cp} (0,137 + \mu_{тр}); \quad (4.13)$$

- алмазное бурение

$$N_3 = 2 \cdot 10^{-4} P_{oc} \omega D_{cp}, \quad (4.14)$$

где D_{cp} – средний диаметр коронки $0,5(D_n - d_{вн})$, м.

При бескерновом шарошечном бурении затраты мощности на разрушение породы составят

$$N_3 = 1,02 \cdot 10^{-4} \mu_k P_{oc} \omega D_n, \quad (4.15)$$

где μ_k – коэффициент сопротивления породы разрушению, принимается равным 0,1 для долот диаметром до 59 мм и 0,17 для долот диаметром 76 мм и более.

Формула (4.11) может быть модифицирована для условий ударно-вращательного бурения в следующем виде:

$$N_3 = 4,2 \cdot 10^{-9} P_{oc} \omega \left[(D_n + d_{вн}) (0,04 + 0,32 \Delta v) \left(P_{oc} + \frac{P_d}{2} \right) \right], \quad (4.16)$$

где P_d – ударная нагрузка (100–200 кН).

Мощность на вращение колонны бурильных труб в скважине $N_{вр}$ составляет основную долю от затрат мощности на бурение скважины. Обычно при расчетах учитывают затраты мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине $N_{х.в.}$ и на вращение сжатой части бурильной колонны N_d :

$$N_{вр} = N_{х.в.} + N_d.$$

Значение N_d можно рассчитать по формуле, разработанной СКБ ВПО «Союзгеотехника»:

$$N_d = 1,225 \cdot 10^{-4} (D_n - d_{н.б.}) P_{oc} \omega, \quad (4.17)$$

где D_n – наружный диаметр бурового инструмента (скважины), м;
 $d_{н.б.}$ – наружный диаметр бурильных труб, м.

Таблица 4.2

Значения расчетных параметров $\mu_{тр}$, A и A^*
 для различных способов бурения

Способ бурения и тип коронки	Категория пород по буримости								
	V–VI			VII–VIII			IX–X		
	$\mu_{тр}$	A	A^*	$\mu_{тр}$	A	A^*	$\mu_{тр}$	A	A^*
Вращательное:									
алмазная однослойная	0,2	0,4	0,03	0,1	1,81	0,14	0,07	1,94	0,15
алмазная импрегнированная				0,32	0,83	0,06	0,12	3,3	0,4
твердосплавная	0,1	2	0,2						
Вращательно-ударное:									
твердосплавная				0,17	0,4	0,1			
алмазная однослойная				0,03	1,6	0,2	0,03	1,6	0,2
Ударно-вращательное							0,04	0,32	0,01

Таблица 4.3

Значения коэффициента трения $\mu_{тр}$
 при бурении различных горных пород

Горная порода	Коэффициент трения $\mu_{тр}$
Глина	0,12–0,2
Глинистый сланец	0,15–0,25
Мергель	0,18–0,27
Известняк	0,3–0,4
Доломит	0,25–0,4
Песчаник	0,3–0,5
Гранит	0,3–0,4

Таблица 4.4

Рекомендуемые значения углубления инструмента за один оборот при различных способах бурения

Породы	Категория по буримости	Способ бурения и тип коронки	Углубление за один оборот, мм		
			минимальное	максимальное	среднее
Малой твердости	V–VI	Вращательный: однослойные твердосплавные	0,03	0,17	0,1
			0,1	0,35	0,2
Средней твердости	VII–VIII	Вращательный: однослойные импрегнированные твердосплавные	0,025	0,18	0,07
			0,02	0,12	0,06
			0,03	0,22	0,125
		Вращательно-ударный, однослойные	0,03	0,2	0,11
Твердые и очень твердые	IX–XI	Вращательный: однослойные импрегнированные	0,01	0,12	0,05
			0,01	0,1	0,05
		Ударно-вращательный	0,15	1,1	0,65

Наиболее сложными для определения являются затраты мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине, так как они зависят от целого ряда факторов, часть которых имеет переменный характер в зависимости от условий, например от частоты вращения бурильной колонны или величины коэффициента трения колонны о стенку скважины.

От частоты вращения затраты мощности зависят очень существенно: при ее малых значениях справедлива зависимость вида $\omega^{1,3}$, а при высоких значениях – $\omega^{2,3}$.

Существенное влияние на результат расчета оказывают также такие факторы, как разработанность стенок скважины, наличие каверн, материал и техническое состояние бурильных труб, кривизна скважины, применение специальных буровых растворов и смазок.

Для расчета $N_{x.в.}$ используют в основном эмпирические зависимости, полученные в результате выполнения большого объема теоретических и экспериментальных исследований [7]. Поэтому многие из полученных зависимостей имеют ограниченную область применения, определяемую условиями проведения экспериментальных работ.

Для практических расчетов при колонковом бурении рекомендуются следующие формулы.

Для вертикальных и наклонных скважин с углом наклона до 75° рекомендуется предложенная СКБ ВПО «Союзгеотехника» формула В. Г. Кардыша

$$N_{x.в.} = k_{cm} k_{ckb} k_m k_{и} k_3 \left[8,28 \cdot 10^{-6} (0,9 + 20\delta) \cdot \frac{qD_H}{(EJ)^{0,16}} \omega^{1,85} L^{0,75} (1 + 0,44 \cos \theta) \right], (4.18)$$

где $k_{см}$ – коэффициент, учитывающий влияние антивибрационной смазки или эмульсионного раствора ($k_{см} = 0,6$);

$k_{скв}$ – коэффициент, учитывающий влияние характера стенок скважины (в нормальном геологическом разрезе $k_{скв} = 1,0$; в обсадных трубах $k_{скв} = 0,5$);

k_m – коэффициент, учитывающий влияние интенсивности искривления скважин ($k_m = 1 + 60i$, где i – интенсивность искривления скважин, градус/м);

k_3 – коэффициент, учитывающий влияние замковых соединений ($k_3 = 1,3$);

δ – радиальный зазор, равный $0,5 (D_n - d_{нб})$;

q – масса 1 м бурильной трубы в воде, кг;

EJ – жесткость бурильных труб, $\text{Н} \cdot \text{м}^2$;

L – длина скважины, м;

θ – угол наклона скважины к горизонту, град.

Значения q и EJ для расчетов по формуле (4.16) для различных колонн приведены в табл. 4.5 [7].

Таблица 4.5

Расчетные значения параметров жесткости
бурильных труб

Тип бурильных труб, диаметр·толщина стенки, мм	Масса 1 м труб, кг	Жесткость труб EJ^* , $\text{Н} \cdot \text{м}^2$	$(EJ)^{0,16}$
КССК-76:70·4,5	7,62	$10 \cdot 10^4$	6,31
ССК-76:70·4,8	7,65	$11 \cdot 10^4$	6,41
ССК-59:55·4,8	6,0	$4,9 \cdot 10^4$	5,63
СБТН:50·5,5	6,8	$3,94 \cdot 10^4$	5,44
ЛБТН:68·9	5,46	$5,3 \cdot 10^4$	5,7
ЛБТН:54·9	4,4	$2,38 \cdot 10^4$	5,0
СБТН:42·5,0	5,15	$2,06 \cdot 10^4$	4,9
ЛБТН:42·7	3,08	$0,875 \cdot 10^4$	4,27
ЛБТМ:54·7,5	4,0	$2,17 \cdot 10^4$	4,94
СБТН:33,5·4,75	3,7	$0,93 \cdot 10^4$	4,31
СБТН:68·4,5	8,7	$9,3 \cdot 10^4$	6,24
СБТМЗ:42·5,0	5,25	$2,06 \cdot 10^4$	4,9
СБТМЗ:50·5,5	6,75	$3,94 \cdot 10^4$	5,43
СБТМЗ:63,5·6,0	10,0	$9,2 \cdot 10^4$	6,22

* при расчетах модуль упругости E для стали принят равным $2 \cdot 10^{11} \text{ Н/м}^2$, для дюралюмина – $0,7 \cdot 10^{11} \text{ Н/м}^2$.

При определении затрат мощности для бурения скважин, имеющих сложную конструкцию, расчет следует проводить для отдельных интервалов, отличающихся диаметром ствола и углом наклона, а затем суммировать полученные результаты. Аналогично следует учитывать наличие в колонне бурильных труб, отличающихся диаметром, жесткостью и другими параметрами.

Поскольку расчет мощности на вращение бурильной колонны существенно зависит от частоты вращения колонны, то в формуле (4.16) для более точного расчета можно изменять степень при определении частоты вращения:

- степень 1,85 ($\omega^{1,85}$) дает среднее значение затрат мощности;
- степень 1,3 ($\omega^{1,3}$) следует использовать при малых значениях частоты вращения $\omega < \omega_0$;
- степень 2 (ω^2) при $\omega > \omega_0$, где величина $\omega_0 = 0,32 \cdot 10^3 d_{н.б.}^2 / \delta$ [7].

Для расчета могут использоваться также зависимости, разработанные в ВИТРе:

- для высоких частот вращения колонны бурильных труб при $\omega > \omega_0$

$$N_{х.в.} = k_c(2,0 \cdot 10^{-6} q\delta\omega^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} qd_{н.б.}^2 \omega)L; \quad (4.19)$$

- для низких частот вращения колонны бурильных труб при $\omega < \omega_0$

$$N_{х.в.} = 1,44 \cdot 10^{-3} k_{см} qd_{н.б.}^2 \omega L, \quad (4.20)$$

где $k_{см}$ – коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости ($k_{см} = 0,8$ при использовании смазки в сочетании с промывочной жидкостью, обладающей смазочными свойствами; $k_{см} = 1,0$ при полном покрытии колонны смазкой в сочетании с промывкой скважины технической водой; $k_{см} = 1,5$ при отсутствии смазки).

Для горизонтальных скважин при диаметре скважины 59 мм и бурильных трубах СБТН-42 затраты мощности на вращение можно определить по формуле

$$N_{х.в.} = (3,5 \cdot 10^{-7} \omega^2 - 3,5 \cdot 10^{-5} \omega + 3,4 \times 10^{-2})L. \quad (4.21)$$

Для горизонтальных скважин при диаметре скважины 59 мм и бурильных трубах СБТН-50 затраты мощности на вращение можно определить по формуле

$$N_{х.в.} = (2,75 \cdot 10^{-7} \omega^2 - 2,6 \cdot 10^{-5} \omega + 4,0 \cdot 10^{-2})L. \quad (4.22)$$

При диаметре скважины 76 мм и бурильных трубах СБТМ-50 затраты мощности на вращение можно определить по формуле

$$N_{х.в.} = (6,17 \cdot 10^{-7} \omega^2 - 1,25 \cdot 10^{-5} \omega + 4,0 \cdot 10^{-2})L. \quad (4.23)$$

Потери мощности в трансмиссии станка зависят от конструкции станка, мощности привода и реализуемой частоты вращения [7]. Для станков со шпиндельным вращателем потери мощности в общем усредненном виде можно ориентировочно определить по формуле

$$N_{\text{ст}} = k_{\text{п}} N_{\text{д}} (A + B\omega) = (1,1 - 1,2) N_{\text{дв}} (6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} \omega), \quad (4.24)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь энергии в станке под нагрузкой (меньшее значение коэффициента следует использовать при алмазном бурении, большее – при бурении твердосплавными коронками большого и среднего диаметра);

$N_{\text{дв}}$ – мощность приводного двигателя станка, кВт;

A – опытный коэффициент, характеризующий потери мощности в элементах трансмиссии, не зависящие от частоты вращения;

B – опытный коэффициент, характеризующий зависимость потерь мощности в элементах трансмиссии от частоты вращения, реализуемой станком;

ω – частота вращения на выходе с вращателя, мин^{-1} .

Для некоторых отечественных шпиндельных станков потери мощности определены в работе [7] в соответствии с формулой

$$A + B\omega,$$

значения коэффициентов к которой приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Опытные коэффициенты для расчета потерь мощности при работе бурового станка

Тип станка	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР	СКБ-4	СКБ-5	СКБ-7
А	1,2	2,7	1,1	1,3	0
В	0,0088	0,0082	0,0055	0,005	0,007

В буровых станках с подвижным вращателем потери мощности будут несколько ниже в сравнении со станками со шпиндельным вращателем.

По данным из работы [7] сравнение потерь мощности гидрофицированного станка с подвижным вращателем мощностью 15 кВт в сравнении со станком СКБ-200/300 с приводным двигателем такой же мощности показало, что в станке с подвижным вращателем при частоте вращения на выходе вращателя 800 мин^{-1} затраты мощности составили около 2 кВт, в станке СКБ – 3 кВт (отличие в 1,5 раза); при частоте вращения $1\ 600 \text{ мин}^{-1}$ 2,5 и 5 кВт (в 2 раза); при частоте вращения $2\ 400 \text{ мин}^{-1}$ 3 кВт и 7,5 кВт (в 2,5 раза) соответственно.

Таким образом, потери мощности в гидрофицированных современных станках будут существенно ниже при высоких значениях частоты вращения и несколько меньшими при средних и малых частотах вращения. Приведенные соотношения можно использовать как коэффициенты при выполнении расчетов для определения затрат мощности на бурение.

Мощность двигателя для привода бурового насоса рассчитывается по формуле [7]

$$N_{\text{н}} = \frac{Qp}{\eta_{\text{н}}\eta}, \quad (4.25)$$

где Q – подача насоса, м³/с;

p – давление нагнетания бурового раствора, кПа;

$\eta_{\text{н}}$ – коэффициент полезного действия насоса ($\eta_{\text{н}} = 0,75-0,85$);

η – коэффициент полезного действия передач от двигателя к насосу. Для практических расчетов принимается ($\eta_{\text{н}}\eta = 0,75-0,85$).

В ряде случаев бывает, что при выбранной буровой установке оптимальные режимы бурения не могут быть получены по всей глубине скважины в связи с недостатком приводной мощности бурового станка. В таких случаях можно рассчитать предельные глубины бурения с различными частотами вращения, оценивая возможности бурового станка. Подобный расчет будет нужен, если требуется определить возможности станка для бурения скважины диаметром, бóльшим, чем это предусмотрено технической характеристикой станка.

Пользуясь зависимостями

$$N_{\text{д}} = N_{\text{з}} + N_{\text{вр}} + N_{\text{ст}}; \quad N_{\text{д}} = N_{\text{з}} + N_{\text{вр}} + N_{\text{ст}} + N_{\text{н}}, \quad (4.26)$$

можно рассчитать предельные глубины бурения с различными частотами вращения, возможную глубину бурения скважины, оценить целесообразность выбора бурового агрегата для производства работ в конкретных горно-геологических и иных условиях.

Для решения этих задач представленные уравнения (4.26) решаются относительно глубины бурения скважины L при заданных параметрах режима бурения, бурильной колонны и диаметра скважины. С этой целью используются формулы (4.11), (4.13)–(4.20), (4.24). При твердосплавном бурении для расчета может использоваться формула (4.13), при бескерновом – (4.15).

При использовании в качестве привода электродвигателей расчет предельной глубины бурения для алмазного бурения (при использовании для расчета $N_{\text{х.в}}$ формул (4.19) и (4.20)) можно произвести по формуле

$$L = \frac{N_{\text{дв}} - N_{\text{з}} + N_{\text{д}} + N_{\text{ст}}}{N_{\text{х.в.}}(-L)} \quad \text{или}$$

$$L = \frac{N_{\text{дв}} - \left\{ \left[P_{\text{ос}}\omega(2 \cdot 10^{-4} D_{\text{ср}} + 2,45 \cdot 10^{-4} \delta) \right] + (1,1-1,2)N_{\text{дв}}(6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} \omega) \right\}}{k_{\text{с}}(2,0 \cdot 10^{-6} q\delta\omega^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} qd_{\text{н.б.}}^2 \omega)} \quad (4.27)$$

Аналогичная формула для бурения твердосплавным инструментом будет выглядеть следующим образом:

$$L = \frac{N_{\text{дв}} - \left\{ 5,3 \times 10^{-4} P_{\text{ос}} \omega D_{\text{ср}} \left[(0,137 + \mu_{\text{тр}}) + 2,45 \cdot 10^{-4} \delta \right] + \right.}{k_c (2,0 \cdot 10^{-6} q \delta \omega^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} q d_{\text{н.б.}}^2 \omega)} + \frac{\left. + (1,1 - 1,2) N_{\text{дв}} (6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} \omega) \right\}}{k_c (2,0 \cdot 10^{-6} q \delta \omega^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} q d_{\text{н.б.}}^2 \omega)}. \quad (4.28)$$

Для бесчернового бурения:

$$L = \frac{N_{\text{дв}} - \left[P_{\text{ос}} \omega (3 \cdot 10^{-4} D + 2,45 \cdot 10^{-4} \delta) + (1,1 - 1,2) N_{\text{дв}} (6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} \omega) \right]}{k_c (2,0 \cdot 10^{-6} q \delta \omega^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} q d_{\text{н.б.}}^2 \omega)}. \quad (4.29)$$

При использовании формулы (4.18) предельные глубины бурения могут быть рассчитаны по формуле общего вида:

$$L = 0,75 \sqrt{\frac{N_{\text{д}} - N_{\text{ст}} + N_{\text{з}} + N_{\text{д}}}{N_{\text{х}}(-L)}}, \quad (4.30)$$

где $N_{\text{д}}$, $N_{\text{ст}}$, $N_{\text{з}}$, $N_{\text{д}}$ – составляющие затрат мощности, рассчитанные по приведенным выше формулам для каждого из способов бурения соответственно, кВт;

$N_{\text{х}}(-L)$ – величина, рассчитанная по формулам затрат мощности на холостое вращение (4.16)–(4.19), но без участия в расчете величины, соответствующей глубине скважины L .

В том случае, если используется дизельный привод, необходимо из общей мощности двигателя вычесть также мощность, расходуемую на привод насоса.

Если уравнение (4.22) решать относительно таких параметров, как частота вращения ω или диаметр скважины $D_{\text{н}}$, то можно рассчитать предельные значения частоты вращения или диаметра скважины при остальных заданных величинах входящих параметров.

4.3. Выбор оснастки талевой системы и расчет мощности привода лебедки буровой установки

Талевая система применяется для производства спуско-подъемных операций при бурении.

Талевая система буровой установки включает кронблок 1, установленный на вышке или мачте, талевый блок 2, лебедку 3, свободный конец талевой системы, который может закрепляться на основании буровой установки 4, на кронблоке 5 или на талевом блоке 6, и талевый канат (рис. 4.2).

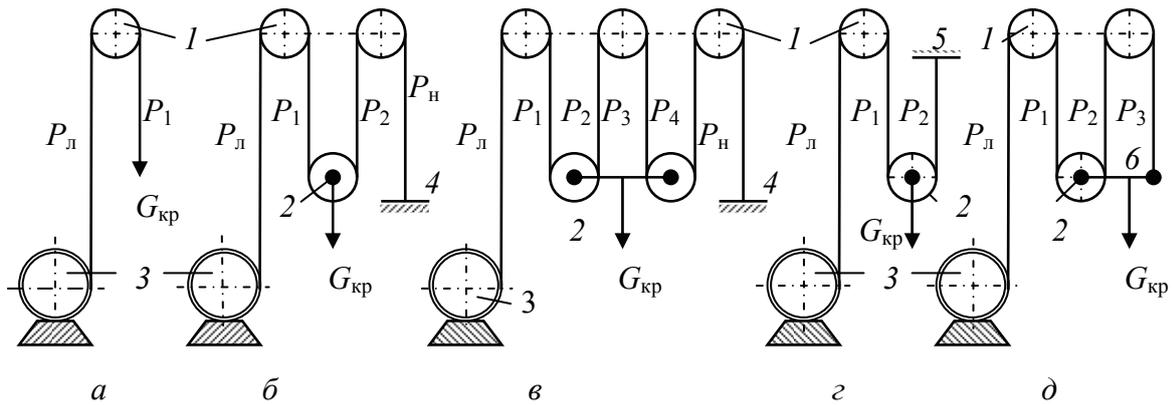


Рис. 4.2. Схемы талевой системы: 1 – кронблок; 2 – талевый блок; 3 – лебедка (подвижный конец талевой системы); 4 – неподвижный конец талевой системы, прикрепленный к основанию установки; 5 – свободный конец талевой системы закреплен на кронблоке; б – свободный конец талевой системы закреплен на талевом блоке; $P_л, P_1 - P_4, P_н, G_{кр}$ – усилия в ветвях талевой системы

В геологоразведочном бурении используются талевые системы для бурения на прямом канате (рис. 4.2, а), с креплением свободного конца каната к основанию установки – талевая система с неподвижным концом каната (рис. 4.2, б, в) и с креплением свободного конца каната к талевому блоку или к кронблоку (рис. 4.2, г, д).

Способы крепления каната к кронблоку или талевому блоку, а также бурение на прямом канате создают невыгодную асимметричную нагрузку на вышку или мачту и поэтому могут применяться только при небольшой высоте вышки (мачты) и соответственно при ограниченных нагрузках на них. Поэтому схемы талевой оснастки, показанные на рис. 4.2, а, г, д, могут применяться только при небольшой глубине скважин.

Для бурения скважин на более значительные глубины следует применять оснастки талевой системы с неподвижным концом каната, которые обеспечивают равномерную нагрузку на вышку.

При выборе оснастки талевой системы рассчитывают количество подвижных ветвей каната в оснастке:

$$m = \frac{G_{кр}}{P_л \eta_c}, \quad (4.31)$$

где $G_{кр}$ – нагрузка на крюк при подъеме бурового снаряда (рассчитывается по формуле (4.7), кН;

$P_л$ – грузоподъемность лебедки (принимается из технической характеристики буровой установки), кН;

η_c – коэффициент полезного действия талевой системы (рассчитывается по формуле 4.6).

В практике геологоразведочного бурения чаще всего используются следующие схемы талевой оснастки: 0×1 (на прямом канате, см. рис. 4.2, а), 1×2 (рис. 4.2, б), 2×3 (рис. 4.2, в). Коэффициент полезного действия для них составит:

m	1	2	3	4
η_c	0,96–0,97	0,95–0,93	0,92–0,9	0,9–0,88

Из всех систем оснастки самой скоростной будет система оснастки на прямом канате. В то же время такая система отличается минимальной грузоподъемностью. По мере повышения количества струн оснастки ее грузоподъемность увеличивается, но снижается скорость перемещаемого груза на крюке. С целью сокращения времени на спуско-подъемные операции оснастку талевой системы с увеличенным числом ветвей следует применять с определенной глубины, которую можно рассчитать по формуле (4.31), решив ее относительно L (значения глубины) при $m = 1$.

Применив формулу (4.7), получим [14]:

$$L = \frac{P_d \eta_c}{K_d \alpha_c q \left(1 - \frac{\rho_0^0}{\rho_T^0}\right) (\cos \theta_{cp} + f_{тр} \sin \theta_{cp})}. \quad (4.32)$$

где K_d – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме труб из скважины, возникающие из-за кривизны скважины и труб;

α_c – коэффициент, учитывающий вес соединений труб;

q – вес 1 метра труб, Н/м;

L_c – длина колонны труб, м;

ρ_0^0, ρ_T^0 – относительная плотность очистного агента и материала труб (для стальных труб $\rho_T^0 = 7,85$; для легкосплавных $\rho_T^0 = 2,8$);

θ_{cp} – среднее значение зенитного угла на интервале длины поднимаемых труб, радиан;

$f_{тр}$ – коэффициент трения труб о стенки скважины ($f_{тр} = 0,3–0,5$).

До этой глубины спуско-подъемные операции следует проводить на прямом канате.

Мощность двигателя на подъем бурового снаряда рассчитывается по формуле (4.4).

Скорость подъема крюка с весом рассчитывается по формуле

$$v_k = \frac{v_6}{m}, \quad (4.33)$$

где v_6 – скорость навивки каната на барабан (принимается по технической характеристике бурового станка, но на прямом канате не более 2 м/с), м/с.

При повышении износа и срока службы талевого каната на кронблоке устанавливаются шкивы максимально большего радиуса, поскольку предел текучести материала, из которого изготовлен талевый канат, при его перегибе на шкиве определяется зависимостью

$$\sigma_T = \frac{Ed_K}{D_{ш}}, \quad (4.34)$$

где E – модуль упругости материала, из которого изготовлен талевый канат, МПа;

d_K – диаметр талевого каната, м;

$D_{ш}$ – диаметр шкива, м;

σ_T – предел текучести материала, из которого изготовлен талевый канат, МПа.

Таким образом, из формулы следует, что чем больше диаметр шкива и меньше диаметр каната, тем выше запас его прочности по условию текучести материала. Диаметр каната выбирают исходя из усилия растяжения, возникающего в канате, шкив целесообразно использовать максимально возможного диаметра, что и определяет размер шкивов современных буровых установок ведущих производителей бурового оборудования.

С целью сокращения времени на спуско-подъемные операции подъем бурового снаряда должен производиться с полным использованием мощности двигателя станка и имеющегося диапазона частот вращения барабана лебедки. Для определения рационального режима подъема бурового снаряда следует рассчитать длину бурового снаряда, который может быть поднят при различных частотах вращения барабана лебедки. Эта длина может определяться из зависимости

$$L_i = \frac{N\eta L}{G_{кр}v_{ki}}, \quad (4.35)$$

где N – номинальная мощность двигателя, Вт;

$G_{кр}$ – нагрузка на крюке, Н;

L – длина бурового снаряда, м;

η – коэффициент полезного действия талевой системы;

v_{ki} – скорость подъема крюка с грузом на определенной ступени регулирования скорости подъема (например, определенной скорости коробки передач), м/с.

При дизельном приводе отбираемая мощность при спуско-подъемных операциях не должна превышать 0,7–0,8 от мощности двигателя N .

В результате может быть рассчитана длина бурового снаряда (количество труб или свечей), поднимаемого на каждой скорости работы лебедки при условии полного использования возможностей буровой лебедки и мощности двигателя станка.

Длина бурового снаряда и количество свечей, которые могут быть подняты на первой скорости работы лебедки, равны:

$$l_1 = L - L_2; n_{\text{CB}}^1 = \frac{l_1}{l_{\text{CB}}}.$$

Длина бурового снаряда и количество свечей, которые могут быть подняты на второй скорости работы лебедки, равны:

$$l_2 = L_2 - L_3; n_{\text{CB}}^2 = \frac{l_2}{l_{\text{CB}}}.$$

Длина бурового снаряда и количество свечей, которые могут быть подняты на третьей скорости работы лебедки, равны:

$$l_3 = L_3 - L_4; n_{\text{CB}}^3 = \frac{l_3}{l_{\text{CB}}}, \text{ и т. д.}$$

При выполнении расчетов следует иметь в виду, что для геологоразведочных буровых установок максимальные скорости подъема бурового снаряда регламентированы: при длине свечи $l_{\text{CB}} = 4,7$ м максимальная скорость подъема составляет 1,6 м/с; при длине свечи $l_{\text{CB}} > 4,7$ м – 2 м/с.

Пример 7. Рассчитать возможную глубину бурения скважины диаметром 112 мм при работе станка СКБ-4 при следующих исходных данных: бурение осуществляется бурильной колонной СБТМЗ-50 и твердосплавной коронкой с нагрузкой 14,0 кН с частотой вращения 280 мин^{-1} с промывкой скважины водой.

Воспользуемся формулой (4.28) с входящими в нее значениями, предназначенными для расчетов при бурении твердосплавным инструментом.

Вес 1 м снаряда по справочникам [14] равен 72 Н/м.

Подставив полученные данные в формулу (4.22), получим:

$$L = \frac{22 - \left[5,3 \cdot 10^{-4} \cdot 1400 \cdot 280 \cdot 0,103(0,137 + 0,4) + \right]}{1,5(2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,2 \cdot 3,2 \cdot 10^{-2} \cdot 280^2 + 0,8 \times 10^{-3} \cdot \left[2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 3,2 \cdot 10^{-2} \times 1400 \cdot 280 + 5,5 \cdot 10^{-3} \cdot 280 \right] \cdot 7,2 \cdot 0,05^2 \cdot 280)} = 266 \text{ м}$$

Таким образом, в случае необходимости применения твердосплавного бурения скважин диаметром 112 мм возможная глубина бурения при работе станка СКБ-4 составит примерно 260 м.

Пример 8. Бурение вертикальной скважины производится на глубину 800 м станком СКБ-5. Бурильные трубы СБТН-54, длина свечи 14 м, промывочная жидкость – вода.

Рассчитать оснастку талевого системы с определением глубины перехода с одной оснастки на другую, а также для конечной глубины бурения установить количество свечей, поднимаемых на разных скоростях лебедки.

Исходные данные: $P_{л} = 35$ кН; $q = 6,48$ кг/м, $k_{пр} = 1,2$.

Рассчитаем нагрузку на крюк (формула 4.7) при подъеме колонны бурильных труб из скважины:

$$G_{кр} = 1,2 \cdot 9,81 \cdot 800 \cdot 6,48 \left(1 - \frac{1000}{7850} \right) = 53,28 \text{ кН, т.е. } G_{кр} > P_{л}.$$

Таким образом, подъем колонны бурильных труб при значительной глубине скважины должен производиться с оснасткой талевой системы. Рассчитаем глубину, до которой подъем колонны можно осуществлять на прямом канате. По формуле (4.32) получим:

$$L_1 = \frac{35000 \cdot 0,96}{1,2 \cdot 9,81 \cdot 6,48 \cdot 0,873} = 504 \text{ м.}$$

Определим необходимую оснастку талевой системы, которую следует использовать с глубины 500 м. Находим по формуле (4.31) количество подвижных ветвей в оснастке:

$$m = \frac{53280}{35000 \cdot 0,93} = 1,64 \approx 2,$$

т.е. должна применяться оснастка талевой системы 1×2 .

С целью ускорения спуска-подъема колонны рассчитаем рациональный режим подъема бурильной колонны из скважины для конечной глубины бурения. Для этого по формуле (4.33) определим длину бурового снаряда, который может быть поднят на разных скоростях работы лебедки. Предварительно определим q_0 , который составит 66,59 Н/м. На первой скорости работы лебедки

$$v_{k1} = \frac{0,81}{2} = 0,405 \text{ м/с; } L_1 = \frac{30000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{66,59 \cdot 0,405} = 931 \text{ м;}$$

на второй скорости работы лебедки

$$v_{k2} = \frac{1,73}{2} = 0,865 \text{ м/с; } L_2 = \frac{30000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{66,59 \cdot 0,865} = 435 \text{ м;}$$

на третьей скорости работы лебедки

$$v_{k3} = \frac{2,71}{2} = 1,355 \text{ м/с; } L_3 = \frac{30000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{66,59 \cdot 1,355} = 278 \text{ м;}$$

на четвертой скорости работы лебедки

$$v_{k4} = \frac{3,61}{2} = 1,805 \text{ м/с; } L_4 = \frac{30000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{66,59 \cdot 1,805} = 209 \text{ м.}$$

Количество свечей, поднимаемых на разных скоростях работы лебедки, составит:

$$l_1 = 800 - 435 = 365 \text{ м, или } 365/14 = 26 \text{ свечей.}$$

$$l_2 = 435 - 278 = 157 \text{ м, или } 157/14 = 11 \text{ свечей.}$$

$$l_3 = 278 - 209 = 69 \text{ м, или } 69/14 = 5 \text{ свечей.}$$

$$l_4 = 209 \text{ м, или } 209/14 = 15 \text{ свечей.}$$

Всего в колонне бурильных труб 57 свечей, которые должны быть подняты из скважины.

4.4. Основные буровые установки для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые

В настоящее время на геологоразведочных объектах используются самые разнообразные буровые агрегаты. Среди них встречаются буровые станки и установки как отечественного производства, выпуск которых начат в советский период, так и станки, модернизированные или разработанные в последнее время на предприятиях России. Значительный объем буровых работ при поисках и разведке месторождений выполняется буровыми агрегатами зарубежного производства, выпущенными как ведущими в буровом машиностроении компаниями, так и компаниями, чья продукция только недавно заявлена на рынке и, мало отличаясь по внешнему виду и реализованным при изготовлении конструкторским схемам от буровых установок ведущих компаний, существенно им уступает в функциональности, надежности, уровню механизации и автоматизации.

4.4.1. Буровые установки отечественного производства

Для выполнения буровых работ могут использоваться следующие буровые станки и агрегаты, разработанные и выпускаемые отечественными предприятиями.

Ручные станки (мотобуры) с приводом от бензо- или электродвигателя. Монтируются на каретку опорной стойки с цепным механизмом подачи.

Комплекс КМБ2-15 предназначен для бурения скважин шнековым и колонковым, в том числе пневмоударным, способами на номинальную глубину до 20 и 25 м соответственно.

Комплекс обеспечивает:

- бурение скважин колонковым способом алмазным и твердосплавным инструментом диаметром до 112 мм в породах до XII категории по буримости;
- бурение пневмоударниками типа ПН-76 и ПН-93 по породам VI–XII категории по буримости;
- бурение скважин шнеками, в том числе полыми, диаметром до 130 мм в породах до V категории по буримости.

Возможный угол наклона скважины по отношению к горизонтали 45–90 градусов.

Комплекс оснащен подвижным вращателем с ходом подачи 1 200 мм и рабочим усилием подачи 0,4–0,8 кН. Максимальное усилие подачи может достигать 2,0 кН.

Буровые установки ударно-канатного бурения типа УКС позволяют бурить скважины при разведке россыпных месторождений. Глубина бурения

установкой УКС-22М – до 300 м, УКС-30М – до 500 м. Привод станков электрический.

Буровая самоходная установка УБСР-25М «Разведчик» предназначена для бурения скважин большого диаметра (взамен проходки шурфов) при разведке россыпей, в том числе обводненных. Смонтирована на базе трактора ТТ-4. Глубина бурения – до 25 м, диаметр скважин – до 175 мм.

Установка реализует медленно-вращательный способ бурения, а также бурение грейфером при проходке шурфов.

Буровая установка УКБ-12/25 предназначена для бурения горных пород I–IX категорий по буримости шнековым и колонковым способами с использованием твердосплавных и алмазных коронок.

Установка выпускается как передвижная на колесах или на транспортной базе (автомобиль УАЗ-469).

Глубина бурения шнеками диаметром 140 мм – 5 м; шнеками диаметром 70 мм – 15 м.

Глубина бурения колонковым способом диаметром 76 мм – 12,5 м; диаметром 46 мм – 25 м.

Привод установки – бензиновый двигатель мощностью 2,9 кВт. Установка оснащена подвижным вращателем, ход подачи – 1 200 мм, усилие подачи – 4 кН. Угол наклона скважин 60–90 градусов по отношению к горизонтали.

Буровая установка комплектуется буровым насосом НБ1-25/16 (подача – 25 л/мин, давление – 1,6 МПа).

Буровая установка ББУ – ООО «Опенок» предназначена для бурения скважин шнеками, алмазными и твердосплавными коронками и пневмоударниками.

Глубина бурения шнеками: диаметром 230 мм – 8–10 м; диаметром 100 мм – 20–25 м.

Твердосплавными и алмазными коронками обеспечивается бурение до глубины 40–50 м, а пневмоударниками – до глубины 25–30 м.

Установка оснащена подвижным вращателем с приводом от гидромотора, ход подачи 1400 мм. Частота вращения регулируется бесступенчато в диапазоне 0–700 мин⁻¹. Усилие подачи – 15 кН, угол наклона скважин – 90 и 0–45 градусов.

Привод установки от двигателя внутреннего сгорания.

Буровая установка УРБ-1В2 предназначена для картировочного бурения.

Смонтирована на транспортной базе – гусеничном транспортере ГТ.

Глубина бурения колонковым вращательным способом с промывкой 100 м, диаметр – 132 мм.

Вращатель бурового станка подвижный, ход подачи – 1 750 мм, усилие подачи – 50 кН, частота вращения – до 400 мин⁻¹.



Рис. 4.3. Буровая установка УРБ-2НТ на базе ТТ

Установка оснащена буровым насосом типа НБ 3-120/40.

Буровые установки УРБ-2НТ, УРБ-2ДЗ на базе гусеничного тягача ТТ-4 (рис. 4.3) оснащены станком с подвижным вращателем с ходом подачи 5,2 м, насосом и компрессором.

Глубина бурения разведочных скважин 150–200 м.

Угол наклона скважин 60–90°.

Буровая установка УРБ-4Т оснащена станком с подвижным вращателем, ход подачи 5,2 м, частота вращения до 325 мин⁻¹.

Глубина бурения скважин до 300 м.

Буровая установка УРБ-2А2 смонтирована на базе автомобиля ЗИЛ-131 или УРАЛ-4320 и предназначена для бурения структурно-поисковых скважин глубиной до 300 м. Оснащена станком

с подвижным вращателем с ходом подачи 5,2 м и реализуемой частотой вращения до 325 мин⁻¹.

Буровые установки ПБУ-2, ПБУ-3 могут использоваться для разведочных работ в породах до VII категории по буримости с применением вращательного и ударно-вращательного способов бурения. Оснащены станком с подвижным вращателем и смонтированы на транспортной базе.

Буровой станок БСК-100 и его модификации предназначены для подземного бурения на глубину до 100 м коронками диаметром 46 мм. Модификации станка – БСК-2М2-100 и БСК-2В-100.

Станок имеет шпиндельный вращатель, угол наклона вращателя – 0–360°. Ход подачи вращателя – 450 мм. Частота вращения – до 1 500 мин⁻¹. Частота вращения регулируется ступенчато.

Станок оснащен пневматическим экстрактором для выполнения спуско-подъемных операций. Ход штока экстрактора 800 мм.

Буровой агрегат АБ-2 включает гидрофицированный буровой станок для бурения скважин на глубину до 600 м бурильной колонной ЛБТН-42; на глубину 400 м – колонной СБТН-42, ЛБТН-54, ССК-46; на глубину 300 м – колонной СБТН-54, ЛБТН-68, ССК-59; на глубину 200 м – колонной СБТН-68, ССК-76. Выпускается в двух исполнениях: АБ-200 с электроприводом и АБ-201 с дизельным приводом.

Буровой станок агрегата АБ-2 имеет подвижный вращатель с ходом подачи 2 500 мм. Частота вращения регулируется бесступенчато в диапазонах 0–630 мин⁻¹ и 0–1 250 мин⁻¹.

Установка имеет мачту высотой 7 м, угол наклона мачты от вертикали 0–30°, смонтирована на прицепе и оснащена лебедкой для ССК.

Буровой агрегат АБ-5 предназначен для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 1000 м диаметром 59–76 мм.

С применением бурильных колонн типа ЛБТН-54, СБТН-42, ССК-46 глубина бурения 1000 м; колонн ССК-59, СБТН-54, ЛБТН-68 – 800 м; колонн ССК-76, СБТН-68 – 500 м.

Буровой станок агрегата АБ-5 оснащен подвижным вращателем, ход подачи 3,2 м, частота вращения до 1 500 мин⁻¹.

Буровой агрегат БАК-1200/2000 предназначен для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 2 000 м алмазными коронками диаметром 59 мм.

Буровой станок агрегата оснащен подвижным вращателем с полым валом и с приводом от электродвигателя. Ход подачи – 800 мм. Угол наклона вращателя по отношению к вертикали – 70–90°. Частота вращения – до 3 000 мин⁻¹.

Буровые установки УКБ-200/300 С и *УКБ-3ст-Э* предназначены для бурения до 300 м алмазными коронками диаметром 59 мм. Станки данных буровых установок имеют шпиндельный вращатель с ходом подачи 500 мм. Угол наклона мачты буровой установки – до 60–70°. Частота вращения регулируется ступенчато в диапазоне 80–1 170 мин⁻¹.

Буровая установка УКБ-4 имеет следующие модификации: самоходная УКБ-4С и передвижная УКБ-4П.

Установка УКБ-4С смонтирована на автомобиле МАЗ-5334 или УРАЛ-4320.

Установки укомплектованы насосом НБЗ-120/40 и трубооборотом РТ-1200.

Станок имеет шпиндельный вращатель с ходом подачи 400 мм, частота вращения регулируется коробкой передач: 155; 280; 390; 435; 640; 710; 1 100; 1 600 мин⁻¹.

Буровой станок СКБ-4110 имеет привод от электродвигателя постоянного тока, что позволяет реализовать бесступенчатое регулирование частоты вращения вращателя и лебедки.

Буровой станок ЗИФ-650 М выпускается с 1949 г., прошел ряд модификаций и в настоящее время имеет марку СКТО-65.

Станок шпиндельного типа, оснащен одним гидропатроном без автоперехвата. Ход подачи – 500 мм. Выпускается в двух исполнениях: с приводом от электродвигателя и от дизеля.

Глубина бурения скважин диаметром 93 мм – 650 м, диаметром 59 мм – 800 м.

Угол наклона скважин – 60–90°.

Частота вращения регулируется коробкой передач: 87; 118; 254; 340; 576; 800 мин⁻¹.

Грузоподъемность лебедки планетарного типа на прямом канате – 35 кН.

Мощность привода – 30 (для дизельного привода – 40) кВт.

Буровой насос НБЗ-120/40.

Буровой станок СКБ-5 (более современный аналог ЗИФ-650) предназначен для бурения скважин диаметром 93 мм на глубину – 500 м; диаметром 59 мм – 800 м.

Станок шпиндельного типа с ходом подачи 500 мм. Имеет автоперехват и два гидроцилиндра механизма подачи.

Угол наклона скважин – 60–90°.

Усилие подачи – 80 кН (вверх), 60 кН (вниз).

Частота вращения регулируется ступенчато: 122; 257; 340; 407; 539; 715; 1 130; 1 500 мин⁻¹.

Номинальная грузоподъемность лебедки – 35 кН, максимальная – 42 кН.

Мощность привода (электродвигатель) – 30 кВт.

Буровым станком СКБ-5 укомплектована самоходная буровая установка *ТСБУ-200М* на гусеничном ходу трактора ТТ-4М. Установка разработана в Центре горно-геологического оборудования в г. Новосибирске.

Установка *ТСБУ-200М* включает:

- буровую мачту высотой 12 м;
- буровой насос НБ4-320/63;
- лебедку для ССК;
- трубозахват;
- ДЭС-100 (дизельная электростанция, дизель ЯМЗ-238).

Предназначена для бурения скважин глубиной до 500 м с максимальным начальным диаметром 151 мм. Угол наклона скважин – 75–90°. Грузоподъемность установки – 40 кН.

Буровой станок ЗИФ-1200МР (СКТО-75) шпиндельного типа оснащен одним гидropатроном без автоперехвата. Ход подачи – 600 мм. Выпускается в двух исполнениях: с приводом от электродвигателя и дизеля.

Глубина бурения скважин диаметром 93 мм – 1 500 м, диаметр 59 мм – 2 000 м.

Угол наклона скважин – 80–90°.

Частота вращения регулируется коробкой передач: 75; 136; 254; 321; 288; 336, 414 мин⁻¹.

Грузоподъемность лебедки планетарного типа на прямом канате – 35 кН.

Мощность привода (ЭД) – 55 кВт.

Буровой насос НБ4-320/63.

Буровой станок СКБ-7 имеет модификации СКБ-7, СКБ-7110, СКБ-7111 и СКБ-7101.

Первые три оснащены системой регулируемого электропривода (РЭП), мощность привода – 70 кВт, номинальное усилие на лебедке – 50 кН, регулирование частоты вращения вращателя и скорости намотки на лебедке плавное. Частота вращения у станка СКБ-7 регулируется в диапазоне 0–1 500, у станков СКБ-7110 и СКБ-7111 в двух диапазонах (0–870; 0–1 500 – у первого и 0–570; 0–1 500 – у второго).

Станки типа СКБ-7 имеют шпиндельный вращатель с ходом подачи 600 мм, два гидроцилиндра и автоперехват.

Буровой станок СКБ-7101 имеет привод от электродвигателя переменного тока мощностью 55 кВт. Номинальное усилие на лебедке – 45 кН. Частота вращения вращателя в диапазоне 80–1 000 мин⁻¹ и скорость намотки на лебедке регулируются дискретно.

Буровая установка СКБ-8 предназначена для вращательного бурения вертикальных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые алмазным и твердосплавным буровым инструментом конечным диаметром 93 мм на глубину 2 000 м и диаметром 59 мм на глубину до 3 000 м.

Установка имеет роторный вращатель с бесступенчатым регулированием частоты вращения в двух диапазонах: 0–675 мин⁻¹ и 0–1200 мин⁻¹. Ротор имеет отверстие диаметром 350 мм, электропривод мощностью 75 кВт.

Лебедка имеет грузоподъемность 60 кН.

Установка оснащена двумя насосами типа НБ5-320/100.

Главный привод: электромашинный преобразователь. Приводной двигатель имеет мощность 132 кВт, мощность генератора постоянного тока 190 кВт.

Буровая вышка ВР-26/50 высотой 26 м и грузоподъемностью 50 кН.

Буровой агрегат имеет блочную компоновку узлов. Особенностью является то, что его основные узлы (ротор, лебедка, редуктор регулятора подачи) имеют индивидуальный привод от двигателей постоянного тока, что позволяет в широком диапазоне осуществлять бесступенчатое регулирование частоты вращения рабочих органов агрегата.

Для контроля процесса бурения агрегат укомплектован аппаратурой типа КУРС-713, обеспечивающей измерение усилия на крюке, нагрузки на породоразрушающий инструмент, скорости бурения, частоты вращения бурильной колонны, величины крутящего момента на роторе, давления и расхода промывочной жидкости.

Буровая установка ПБУ-1200Р создана в ОАО «Алтайгеомаш» и является одной из наиболее современных отечественных разработок в области бурового машиностроения. Рассчитана для бурения разведочных скважин на глубину до 2 000 м, выполнена с роторным вращателем, с возможностью бесступенчатого регулирования частоты вращения в диапазоне 0–700 об/мин

и способна реализовать крутящий момент 1960 Н·м. Имеет лебедку планетарного типа с тяговым усилием 25 кН. Мощность частотно-регулируемого привода ротора – 110 кВт. Аналогичную мощность привода имеет и лебедка.

Буровая вышка ВРМ-24 высотой 24 м и грузоподъемностью 55 кН позволяет работать со свечами бурильных труб длиной 18,6 м.

Установка оснащена буровыми насосами типа НБ-32 и НБ-160/63, трубооборотом РТ-1200 и лебедкой для ССК Л-5 и компьютеризированной системой контрольно-измерительных приборов.

Отличительной особенностью установки ПБУ-1200Р является наличие механизма принудительной подачи бурового снаряда на забой с гидропатроном, что является новым для установок роторного типа.

4.4.2. Отечественные буровые установки нового поколения

Буровой гидрофицированный станок СБ-ПМ «Колибри» (рис. 4.4) предназначен для шнекового, шарошечного, пневмоударного и колонкового бурения вертикальных и наклонных скважин в горных породах I–XII категорий по буримости.

Областью применения установки являются: бурение скважин на воду; инженерно-геологические изыскания; инъецирование грунтов; бурение геологоразведочных скважин; бурение технических скважин и другие работы в стесненных условиях.

Мачта установки снабжена механизмом подачи с канатным полиспастом, обеспечивающим при ходе подачи вращателя 1,4 м спуско-подъемные операции бурильных свечей длиной до 2,4 м. Конструкция мачты позволяет создавать большое усилие подачи при минимальных затратах мощности.

Вращатель станка имеет небольшую массу при значительной величине крутящего момента, выполнен с возможностью отведения в сторону для освобождения устья скважины, а также комплектуется вертлюгами, рассчитанными на использование очистных агентов под давлением 1 и 6 МПа.

Основные технические характеристики установки СБ-ПМ «Колибри» приведены в табл. 4.7 и табл. 4.8.

Маслостанция установки имеет большой КПД и модифицируется для привода от электрического, бензинового или дизельного двигателей. Маслостанция снабжена съемными ручками для переноски, а крепление двигателя обеспечивает возможность его оперативного монтажа-демонтажа для уменьшения массы маслостанции при переноске и легкого запуска двигателя при отрицательных температурах.

Пульт управления станком имеет стационарное исполнение для размещения на маслостанции и модульное исполнение для дистанционного управления буровым блоком.



Рис. 4.4. Буровая установка СБ-ПМ «Колибри»



Рис. 4.5. Станок буровой гидрофицированный модульный СБГ-ПМ2 «Стерх»

Переносные буровые станки становятся все более популярным типом бурового оборудования, поскольку не требуют затрат на транспортировку. Мобильные буровые установки имеют высокую производительность и широкую область применения: бурение геологоразведочных и технических скважин, бурение скважин на воду.

Станок буровой гидрофицированный модульный СБГ-ПМ2 «Стерх» (рис. 4.5) реализует различные варианты бурения в горных породах от I до XII категории по буримости как с продувкой скважины воздухом, так и с промывкой буровым раствором (см. табл. 4.9).

Оборудование СБГ-ПМ2 «Стерх» поставляется в двух вариантах комплектации: переносная мобильная буровая установка модульная (СБГ-ПМ2) и моноблочный на раме (СБГ-МР2). Имеет модульную конфигурацию, в которую входят маслостанция, буровой блок и пульт управления. Модули соединяются при помощи рукавов высокого давления и быстроразъемных соединений. Станок модифицируется с целью монтажа на различные шасси: гусеничное, автошасси автомобилей УАЗ, «Газель», ГАЗ, гусеничные вездеходы ГАЗ и другие транспортные средства.

В табл. 4.10 даны технические характеристики буровой установки СБГ-ПМ2 «Стерх».

Для выполнения буровых работ разработана буровая установка СБ-ПМ3 «Аллигатор».

Условная глубина бурения установкой СБ-ПМ3 «Аллигатор» приведена ниже в табл. 4.11, а в табл. 4.12 даны технические характеристики установки.

Таблица 4.7

Глубины бурения установкой СБ-ПМ «Колибри»

Диаметр скважины, м	Глубина скважины, м				
	шнеками	полыми шнеками	с промывкой	с продувкой	с пневмоударником
90	20	–	50	50	30
150	15	10			
180	10	8			
200	7	5			

Таблица 4.8

Технические характеристики установки «Колибри»

Параметры	Величина
Габариты в рабочем положении, мм: бурового блока (длина/ширина/высота) маслостанции (длина/ширина/высота)	1 190×530×2 165 950×540×700*
Масса бурового станка с приводом и рабочей жидкостью, кг, не более	270*
Тип вращателя	Подвижный с приводом от двух гидромоторов, с проходным шпинделем
Крутящий момент, Н·м	1 200
Частота вращения шпинделя, мин ⁻¹	0–210
Тип механизма подачи	Цепной полиспаст с приводом от гидроцилиндра
Усилие, кН; скорость подачи, м/с: вверх вниз	1,15; 0,09 7,8; 0,13
Ход подачи, мм	1 400
Привод маслостанции, его мощность, кВт	Электрический, бензиновый, дизельный 5,5–16,5*

* В зависимости от модификации

Таблица 4.9

Глубины бурения установкой СБ-ПМ2 «Стерх»

Диаметр скважины, м	Глубина скважины, м				
	шнеками	полыми шнеками	с промывкой	с продувкой	с пневмоударником
90	40	–	100	100	50
150	35	30			
180	30	25			
200	25	20			
250	20	15			

Таблица 4.10

Технические характеристики установки «Стерх»

Параметры	Величина
Габариты в рабочем положении, мм: бурового блока (длина/ширина/высота) маслостанции (длина/ширина/высота)	1 700×750×2 040* 1 160×750×1 060*
Масса бурового станка с приводом и рабочей жидкостью, кг, не более	572*
Масса модулей, кг, не более:	
вращатель	67
мачта с механизмом подачи	134
основание	63
маслостанция (с приводом длиной 6 м)	262
пульт управления выносной	46
Тип вращателя	Подвижный, откидной, с приводом от двух гидромоторов, с проходным шпинделем
Крутящий момент на валу вращателя, Н·м	2 500
Частота вращения шпинделя, мин ⁻¹	0...240*
Тип механизма подачи	Цепной полиспаг с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, кН:	
вверх	2,0
вниз	1,35
Ход подачи, мм	1 400
Скорость подачи, м/с, рабочий режим ускоренный режим	0,16 0,9
Привод маслостанции	Электрический, бензиновый, дизельный*
Мощность привода, кВт	12,5–16,5*

* В зависимости от модификации

Таблица 4.11

Глубины бурения установкой «Аллигатор»

Диаметр скважины, м	Глубина скважины, м				
	шнеками	полыми шнеками	с промывкой	с продувкой	с пневмоударником
90	50	–	100	100	50
150	40	35			
180	35	30			
200	35	30			
250	30	25			
320	15	10			

Таблица 4.12

Технические характеристики установки «Аллигатор»

Наименование параметров	Величина параметров
Габаритные размеры, мм: в рабочем положении: в транспортном положении	2 990×1 000×2 570* 3 205×1 000×1 895*
Гусеничного шасси	*
Масса установки полная, кг	1 850*
Тип вращателя	Подвижный с гидропроводом
Крутящий момент, Н·м	5 800*
Частота вращения шпинделя, мин ⁻¹ I диапазон II диапазон	0...62* 0...124*
Тип механизма подачи	Рычажный с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, кН: вверх вниз	5,0 3,0
Ход подачи, мм, не менее:	1 400
Скорость подачи, м/с, не менее, при режимах: рабочий ускоренный	0,11 0,52
Тип мачты	Моноблочная, быстросъемная с возможностью изменения длины
Тип шасси	Гусеничное с гидроприводом*
Тип гусеницы	Металлическая / металлическая с обрешиванием*
Ширина гусеницы, мм	230*
Скорость передвижения, км/ч	1,7

* В зависимости от модификации

Установка буровая гидрофицированная легкой серии типа УБГ-Л «Мангуст» на гусеничной базе (рис. 4.6) предназначена для бурения инженерных скважин в породах I–XII категории по бурности, в частности для производства буроинъекционных и буронабивных свай, водопонижающих скважин и геологоразведочных скважин. Установка бурит шнеками, с промывкой и продувкой, а также пневмоударниками.

Мачта бурового станка, по которой перемещается подвижный вращатель, имеет три степени свободы.

Условная глубина бурения установкой «Мангуст» приведена в табл. 4.13, а в табл. 4.14 даны технические характеристики установки.

Установки буровые гидрофицированные средней серии на автомобильной базе УБГ-СА «Беркут» и на гусеничном ходу УБГ-С «Беркут» предназначены для бурения скважин в породах I–XII категории по бурности.

Областью применения данных установок являются: сооружение буронабивных свай; бурение геологоразведочных, сейсморазведочных и технических скважин, скважин на воду; исполнение инженерно-геологических изысканий, инъецирование грунтов и другие работы в стесненных условиях. Реализуемые способы бурения и глубины установками типа «Беркут» приведены в табл. 4.15, а технические характеристики – в табл. 4.16.



Рис. 4.6. Установка буровая типа УБГ-Л «Мангуст» на гусеничной базе



Рис. 4.7. Установка УБГ-СА «Беркут»

Таблица 4.13

Глубины бурения установкой «Мангуст»

Диаметр скважины, м	Глубина скважины, м				
	шнеками	полыми шнеками	с промывкой	с продувкой	с пневмоударником
90	50	–	100	100	50
150	45	40			
180	40	35			
200	40	35			
250	35	30			
320	20	15			

Таблица 4.14

Технические характеристики установки «Мангуст»

Параметры	Величина
Габаритные размеры, мм: в рабочем положении в транспортном положении	4 240×1 660×4 645* 4 650×1 535×2 510*
Тип гусеничного шасси	*
Масса установки полная, кг	3 400*
Тип вращателя	Подвижный с гидропроводом

Параметры	Величина
Крутящий момент, Н·м	12 000*
Частота вращения шпинделя, мин ⁻¹	
I диапазон	0...28*
II диапазон	0...56*
Тип механизма подачи	Цепной полиспагст с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, кН:	
вверх	5,0
вниз	3,5
Ход подачи, мм, не менее	4 100*
Скорость подачи, м/сек, не менее, при режимах:	
рабочий	0,1–0,3
ускоренный	0,4–1,2
Тип мачты	Моноблочная
Смещение горизонтально расположенной мачты, мм	320
Смещение вертикально расположенной мачты, мм	315
Ход мачты на каретке, мм	1 000
Угол наклона мачты в продольной плоскости относительно горизонтальной оси, град	5...0...115
Тип шасси	Гусеничное
Тип гусеницы	Металлическая/ металлическая с обрeзиниванием*
Ширина гусеницы, мм	300*
Скорость передвижения, км/ч	1,7

* В зависимости от модификации

Таблица 4.15

Глубины бурения установкой «Беркут»

Диаметр скважины, м	Глубина, м				
	шнеками	полыми шнеками	с промывкой	с продувкой	с пневмоударником
250	40	35	300	100	100
370	30	25			
425	30	20			
450	25	20			
550	15	10			
650	10	–			

Таблица 4.16

Технические характеристики установки
УБГ-СА «Беркут»

Наименование параметров	Величина параметров
Диаметр скважины максимальный, мм	1 000*
Габаритные размеры, мм, в положении: в рабочем в транспортном	4 990×2 200×7 325* 6 735×2 200×7 325
Количество аутригеров	2
Тип вращателя	Подвижный, непроходной, смещаемый с приводом от двух гидромоторов*
Крутящий момент силы, Н·м (максимальный)	40 000*
Частота вращения шпинделя, мин ⁻¹ I режим II режим	0–24* 0–48*
Ход смещения вращателя, мм	500 *
Тип механизма подачи	Цепной с приводом от гидромотора
Усилие подачи, кН, максимальное (вверх)	10,0
Ход подачи, мм, не менее	7 000*
Скорость подачи, м/с, не менее: рабочий режим ускоренный режим	0,15 0,7
Тип мачты	Моноблочная
Угол наклона мачты, град в продольной плоскости	10–115
Привод насоса	Через КОМ от двигателя автомобиля
Мощности привода, кВт (л.с.)	165 (225)
Тип транспортной базы	КАМАЗ
Скорость передвижения, км/ч	50
Тип лебедки	Планетарная с 4 слойной навивкой каната (с возможностью «свободного сброса»)*
Привод лебедки	От гидромотора
Грузоподъемность лебедки, кН на 1 слое	2,0/ 4,0*
Канатоемкость, м, не менее	30
Диаметр каната, мм	12

*В зависимости от модификации

Как показывает анализ характеристик новой отечественной буровой техники, буровые агрегаты нового поколения мобильны и универсальны. При их создании разработчиками учтен богатый опыт разработки и использования бурового оборудования в сложных климатических условиях, а также использованы узлы агрегатов лучших производителей буровой техники.

4.4.3. Буровые установки зарубежного производства

(информация взята из каталогов и рекламных материалов компаний *Boart Longyear* и *Atlas Copco*).

В настоящее время при производстве геологоразведочных работ в России наиболее широко применяются буровые установки этих компаний. Представим эти установки.

Буровые установки компании *Boart Longyear*. Модульные установки алмазного бурения серии *LM* включают установки *LM-30*, *LM-45*, *LM-55* и *LM-75*. Модульность предполагает широкую возможность взаимозаменяемости основных узлов для создания установки, максимально отвечающей условиям эксплуатации.

Установки серии *LM* предназначены для подземного и поверхностного бурения и включают следующие основные узлы: силовой блок с электрическим или дизельным приводом, податчик с подвижным вращателем, трубодержатель, панель управления и буровой насос.

Буровая установка *LM-30* при оснащении вращателями типоразмера *BQ* (допускает прохождение бурильных труб и колонковых наборов типоразмера *BQ* – максимальный диаметр скважины 59,6 мм) и *HQ* (максимально возможный диаметр скважины 96,1 мм) позволяет бурить скважины различной длины (табл. 4.17) в зависимости от типа колонны и диаметра скважины.

Установка может иметь привод в виде электродвигателя мощностью 30 кВт или дизеля мощностью 45 кВт и главного аксиально-поршневого гидронасоса производительностью 60 л/мин при давлении 28,5 МПа.

Вращатель типа *BQ* может быть использован с бурильными и колонковыми трубами типоразмера *AQ* и *BQ*. Этот высокооборотный вращатель с гидромотором применяется для алмазного бурения скважин малого диаметра. Частота вращения при прямой передаче (режим бурения) плавно регулируется в диапазоне 0–2 640 мин⁻¹, крутящий момент при частоте вращения 2 000 мин⁻¹ составляет 105 Н·м, при частоте вращения 500 мин⁻¹ – 405 Н·м. При обратной передаче (режим отвинчивания труб) частота вращения фиксированная и составляет 45 мин⁻¹. При отвинчивании труб крутящий момент составляет 1 230 Н·м.

Вращатель типа *HQ* допускает прохождение через него бурильных труб и колонковых наборов типоразмера *HQ*, является высокомоментным, что позволяет его использовать для бурения снарядами ССК большого размера, а также для бурения скважин увеличенного (до 96,1 мм) диаметра и более значительной глубины. Частота вращения при прямой передаче (режим бурения) плавно регулируется в диапазоне 0–1 690 мин⁻¹, крутящий момент при частоте вращения 1 000 мин⁻¹ составляет 200 Н·м, при частоте вращения 300 мин⁻¹ – 620 Н·м. При обратной передаче (режим отвинчивания труб) частота вращения фиксированная и составляет 60 мин⁻¹. При отвинчивании труб крутящий момент составляет 1 825 Н·м.

Таблица 4.17

Эксплуатационные параметры буровой установки LM-30

Тип бурильной колонны и диаметр скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх	вертикально вниз и горизонтально
Вращатель <i>BQ</i> (<i>LTK48</i> или <i>LTK60</i>)		
Стальные трубы <i>AWJ</i> : $q = 155$ Н/3 м, диаметр скважины $D_n = 47,6$ мм	130	220
Стальные трубы <i>BWJ</i> : $q = 180$ Н/3 м, $D_n = 59,6$ мм	125	200
Дюралюминиевые трубы <i>AWJLT</i> , $q = 104$ Н/3 м, $D_n = 47,6$ мм	170	280
Дюралюминиевые трубы <i>BWJLT</i> : $q = 150$ Н/3 м, $D_n = 59,6$ мм; ССК типоразмера <i>BQ</i> , $q = 180$ Н/3 м, $D_n = 59,6$ мм	160	260
	95	150
Вращатель <i>HQ</i>		
ССК – колонна <i>NRQHP</i> : $q = 234$ Н, колонковый набор <i>NQ</i> , $D_n = 75,3$ мм	80	125
ССК – колонна <i>NRQHP</i> : $q = 34,5$ даН, колонковый набор <i>NQ</i> $D_n = 75,3$ мм	50	50

Вращатели *BQ* и *HQ* оснащены изогнутыми аксиально-поршневыми гидромоторами с переменной производительностью, которые обеспечивают автоматическую подстройку частоты вращения таким образом, чтобы использовать максимальную мощность. Частота вращения и крутящий момент могут устанавливаться непосредственно с панели управления станком.

Все вращатели компании *Boart Longyear* оснащены устройствами отвинчивания бурильных труб.

Вращатель станков типа *LM* при спуско-подъемных операциях откидывается в сторону.

Вращатель установки *LM-30* является подвижным с ходом подачи 1100 мм, усилием подачи 30 кН. Скорость подачи изменяется от 0 до 0,5 м/с.

Установка оснащена зажимным гидропатроном с тремя зажимными кулачками, рассчитанными на усилие удержания 75 кН и момент проворачивания 520 Н·м. Для повышения надежности зажимной патрон механически открывается.

Трубодержатели на установках *Boart Longyear* закрываются механически пружинами и открываются гидравликой с пульта управления. Таким образом, система позволяет надежно удерживать колонну, т. к. подвешенные трубы всегда удерживаются одним из двух устройств – трубодержателем или

гидропатроном, – что обеспечивается системой автоматической синхронизации работы с зажимным патроном.

Трубодержатель станка *LM-30* рассчитан на максимальную осевую удерживающую нагрузку 60 кН и крутящий момент при проворачивании 1 670 Н·м.

Буровая установка *LM-30* выпускается в двух вариантах:

- самоходная с размещением бурового оборудования на манипуляторах, позволяющих ориентировать направление бурения скважины в любую заданную сторону;
- передвижная модульная.

Панель управления установками компании *Boart Longyear* выносится за пределы зоны опасного давления гидравлической системы станка. На панели размещены манометры и рычаги управления. Перемещение рычагов на панели управления прямо пропорционально скорости выполнения операций на станке, что позволяет машинисту обеспечивать точный контроль над операциями.

Буровая модульная установка для подземного алмазного колонкового бурения LM-45 оснащена электроприводом мощностью 45 кВт и главным аксиально-поршневым гидронасосом с рабочим давлением 26 МПа. По заказу может оснащаться дизельным приводом.

Буровая установка обеспечивает бурение скважин различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра бурового инструмента (табл. 4.18).

Оснащена подвижным вращателем, ход подачи 1 800 мм, усилие подачи 41,2 кН, усилие отрыва 30,9 кН, скорость подачи 1,2 м/с, скорость наращивания штанг 60–70 м за 5 минут.

Установка может оснащаться стандартными вращателями, трубодержателями и гидропатронами типоразмеров *BQ* и *HQ* (характеристика дана при описании буровой установки *LM-30*).

Модульная буровая установка для подземного алмазного колонкового бурения LM-55 оснащена в качестве главного привода электродвигателем мощностью 55 кВт. По заказу установка может оснащаться дизельным приводом.

Главный гидронасос – аксиально-поршневой насос с регулируемой производительностью, рабочее давление 26 МПа.

Буровая установка может оснащаться системой подачи вращателя с цепным приводом и системой подачи с прямым приводом от гидроцилиндра, в том и другом случаях ход подачи равен 1 800 мм.

Цепной привод обеспечивает более высокие значения усилия подачи и отрыва (66,5 кН), но меньшую скорость подачи (0,75 м/мин) в сравнении с системой прямой подачи от гидроцилиндра и скорость наращивания 3-метровых штанг (16 м/мин).

Таблица 4.18

Эксплуатационные параметры буровой установки LM-45

Тип бурильной колонны и диаметр скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх	вертикально вниз / горизонтально
Вращатель BQ		
Дюралюминиевые трубы типоразмера A: $D_n = 47,6$ мм	760	1 020/1 200
Дюралюминиевые трубы типоразмера B: $D_n = 59,6$ мм	370	630/570
Стальные трубы BW34: $D_n = 47,6$ мм	540	950/1 000
Стальные трубы BW44: $D_n = 59,6$ мм	310	500/420
ССК AQTК: $D_n = 47,6$ мм	450	700/610
ССК AQ, AQ-U: $D_n = 47,6$ мм	370	540/520
ССК BQTK: $D_n = 59,6$ мм	320	540/410
ССК BQ, BQ-U: $D_n = 59,6$ мм	270	420/290
Вращатель HQ		
ССК NQ, NQ-U: $D_n = 75,3$ мм	160	320/220
ССК HQ, HQ-U: $D_n = 96,1$ мм	70	220/100

При прямой подаче максимальное усилие подачи – 49,3 кН, усилие отрыва – 74,3 кН, скорость подачи – 0,91 м/мин, скорость наращивания 3-метровых штанг – 18 м/мин.

Буровая установка обеспечивает бурение скважин различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра бурового инструмента (табл. 4.19).

Установка оснащена гидропатроном и трубодержателем размера HQ (проходное отверстие диаметром 97 мм, осевая удерживающая способность 80 кН, удерживающий момент вращения 3 900 Н·м) и двумя типами вращателей: стандартным типа HQ и высокомоментным типа HQ.

Стандартный вращатель HQ обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в диапазоне 0–1 700 мин⁻¹ при прямом вращении и крутящий момент 800 Н·м. При обратном вращении частота вращения является фиксированной и равной 80 мин⁻¹ при передаче крутящего момента 1 825 Н·м.

Высокомоментный вращатель HQ обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в диапазоне 0–1 200 мин⁻¹ при прямом вращении и крутящий момент 1 600 Н·м. При обратном вращении частота вращения равна 80 мин⁻¹ при передаче крутящего момента 3 400 Н·м.

Таким образом, стандартный вращатель может использоваться для высокочастотного бурения скважин при меньших длине скважины и диаметре буровой коронки, а высокомоментный устанавливается при бурении скважины

на более значительной глубине и в том случае, если бурится скважина большего диаметра.

Модульная буровая установка для подземного алмазного колонкового бурения LM-75 предназначена для бурения глубоких скважин и оснащена приводом мощностью 75 кВт (рис. 4.8). Предназначена для бурения скважин ССК и оснащена высокомоментным вращателем *HQ* и трубордержателем *PQ*. Обеспечивает бурение скважин различной глубины в зависимости от типа буровой колонны и диаметра бурового инструмента (табл. 4.20).

Таблица 4.19
Эксплуатационные параметры буровой установки LM-55

Тип буровой колонны и диаметр скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх	вертикально вниз / горизонтально
При использовании податчика с цепным приводом		
ССК <i>AQTK</i> : $D_n = 47,6$ мм	890	1 400/880
ССК <i>AQ</i> , <i>AQ-U</i> : $D_n = 47,6$ мм	740	1 040/650
ССК <i>BQTK</i> : $D_n = 59,6$ мм	640	990/620
ССК <i>BQ</i> , <i>BQ-U</i> : $D_n = 59,6$ мм	540	730/460
ССК <i>NQ</i> , <i>NQ-U</i> : $D_n = 75,3$ мм	360	570/360
ССК <i>HQ</i> , <i>HQ-U</i> : $D_n = 96,1$ мм	200	320/200
При использовании податчика с прямым приводом		
ССК <i>AQTK</i> : $D_n = 47,6$ мм	590	1 410/880
ССК <i>AQ</i> , <i>AQ-U</i> : $D_n = 47,6$ мм	490	1 040/650
ССК <i>BQTK</i> : $D_n = 59,6$ мм	420	990/620
ССК <i>BQ</i> , <i>BQ-U</i> : $D_n = 59,6$ мм	360	730/460
ССК <i>NQ</i> , <i>NQ-U</i> : $D_n = 75,3$ мм	220	570/360
ССК <i>HQ</i> , <i>HQ-U</i> : $D_n = 96,1$ мм	110	320/200

Таблица 4.20
Эксплуатационные параметры буровой установки LM-75

Тип буровой колонны, диаметр скважины и частота вращения снаряда, при которой достигнута расчетная глубина скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх / вертикально вверх (при реверсировании податчика)	вертикально вниз / горизонтально
ССК <i>AQ</i> : $D_n = 47,6$ мм, $1\ 000\ \text{мин}^{-1}$	610/1 190	1 700/1310
ССК <i>BQ</i> : $D_n = 59,6$ мм, $800\ \text{мин}^{-1}$	450/870	1 320/920
ССК <i>NQ</i> : $D_n = 75,3$ мм, $600\ \text{мин}^{-1}$	290/590	1 020/680
ССК <i>HQ</i> : $D_n = 96,1$ мм, $500\ \text{мин}^{-1}$	160/360	600/380



Рис. 4.8. Буровая установка *LM-75*:
1 – силовой блок; 2 – трубодержатель; 3 – вращатель;
4 – пульт управления; 5 – податчик

Буровая установка оснащена податчиком серии 1 300 с присоединенным удлинителем, что позволяет сократить ручные манипуляции с длинным керноприемником. Ход подачи вращателя 1 830 мм, максимальное усилие давления 61 кН, усилие отрыва 123,4 кН. Скорость наращивания штанг приблизительно 15 м/мин.

Вращатель обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в диапазоне $0\text{--}1\,350\text{ мин}^{-1}$ и крутящий момент 325 Н·м при частоте вращения $1\,250\text{ мин}^{-1}$ и 900 Н·м при частоте вращения 500 мин^{-1} . При отвинчивании труб применяется обратная передача, гарантирующая частоту вращения 100 мин^{-1} и крутящий момент 3 750 Н·м.

Все установки типа *LM* оснащены лебедками ССК.

По заказу может устанавливаться дополнительное осветительное и другое оборудование, в том числе манипуляторы для бурильных труб, автоматическое устройство бурения (*UDM*), дистанционное устройство пуска и остановки, устройство для укладки шлангов, промывочные насосы типа 712, 520 и 535 с электрическим или гидравлическим приводами, трос ССК, тросоукладчик. По требованию заказчика возможно исполнение специальных разработок, а также выпуск установок во взрывобезопасном исполнении для работы на угольных шахтах (*LMC*).

Буровая установка алмазного колонкового бурения *LF-70* разработана для бурения в труднодоступных районах. Имеет модульную конструкцию, которая включает семь модулей.

Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера HQ (диаметр отверстия 95,2 мм) с цепным приводом и ходом подачи 1 830 мм.

Частота вращения на 1-й передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин⁻¹ изменяется в диапазоне 95–190 мин⁻¹ (крутящий момент соответственно 4610–2 305 Н·м); на 2-й скорости – 200–400 мин⁻¹ (2 170–1 085 Н·м); на 3-й – 370–730 мин⁻¹ (950–610 Н·м); на 4-й – 630–1250 мин⁻¹ (680–340 Н·м).

Силовая установка включает дизельный привод в 79 кВт. Для работы на большой высоте предусмотрен более мощный шестицилиндровый дизель (мощность 119 кВт).

Панель управления буровой установкой – в виде гидравлического модуля.

Главная лебедка с гидравлическим приводом грузоподъемностью при однострунной оснастке 54,43 кН, тросом длиной 67 м диаметром 16 мм и пружинным тормозом.

Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора, вместимость барабана – 1 890 м, диаметр троса – 4,8 мм.

Мачта для работы со стандартными 3- или 6-метровыми бурильными трубами. Для работы с 6-метровыми трубами требуется установка средней секции мачты. Угол наклона скважины может составлять 30–90°.

Установка оснащена дополнительным оборудованием:

- патроном с газовыми пружинами;
- гидравлическим трубодержателем;
- платформой для верхового рабочего;
- гидроцилиндрами подъема мачты;
- промывочным насосом $W11$ с гидравлическим двухскоростным приводом;

- системой буксирования установки;
- емкостью для приготовления бурового раствора и миксером (максимальная частота вращения миксера 2300 мин⁻¹). Производительность насоса $W11$ – 132 л/мин при давлении 2,07 МПа, потребляемой мощности привода – 5,9 кВт; 64 л/мин при давлении 5,5 МПа и мощности привода 5,89 кВт. Для создания более высокого давления на насосе заменяется гидромотор, который позволяет получить производительность 87 л/мин при давлении 6,6 МПа (потребляемая мощность – 9,5 кВт); при производительности 42 л/мин создается давление 6,9 МПа, потребляемая мощность 4,8 кВт.

Буровая установка $LF-70$ позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.21).

Буровая установка алмазного колонкового бурения $LF-90$ (рис. 4.9) разработана для бурения в труднодоступных районах. Имеет модульную конструкцию, которая включает семь модулей.

Таблица 4.21

Эксплуатационные параметры буровой установки LF-70

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м скважины	
	сухой	обводненной
BRQHP, BQ, 59,6	915	1 050
BRQLW, BQTK, 59,6	1 145	1 320
BRQLW, NQ, 75,3	705	810
HRQHP, HQ, 96,1	475	545
HWT, PQ, 122	315	360

Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера PQ (диаметр отверстия 127 мм) с цепным приводом. Ход подачи – 3 350 мм. Скорость подачи регулируемая (быстрая и медленная).

Частота вращения на 1-й передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин⁻¹ изменяется в диапазоне 122–199 мин⁻¹ (крутящий момент соответственно 5 322–3 254 Н·м); на 2-й скорости 246–400 мин⁻¹ (2 648–1 620 Н·м); на 3-й скорости 439–714 мин⁻¹ (1 486–908 Н·м); на 4-й скорости 769–1 250 мин⁻¹ (849–519 Н·м).

Силовая установка включает дизельный привод мощностью 149 кВт и объемом 5,9 л.

Панель управления буровой установкой в виде гидравлического модуля.

Главная лебедка – с гидравлическим приводом грузоподъемностью при однострунной оснастке 7 258 даН, тросом длиной 23 м диаметром 16 мм и пружинным тормозом. Скорость подъема – 53 м/мин.

Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора: вместимость барабана лебедки – 1 890 м; диаметр троса – 4,8 мм; скорость подъема – 145–433 м/мин.

Мачта установки предназначена для работы с 6-метровыми бурильными трубами. Угол наклона скважины может составлять 45–90°. Усилие подачи вверх – 111,8 кН, усилие подачи вниз – 59 кН.

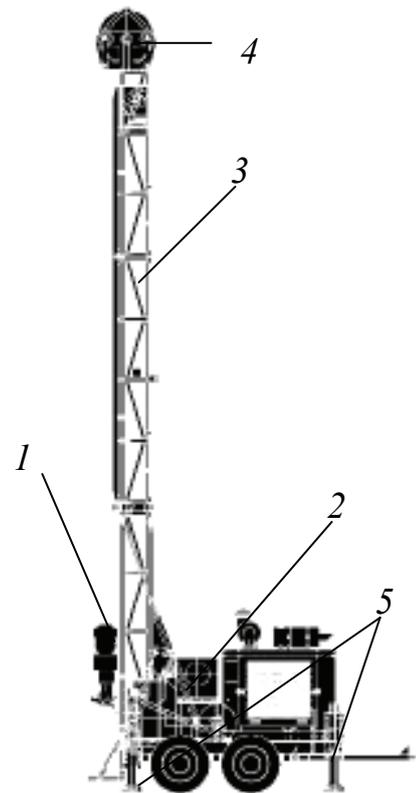


Рис. 4.9. Буровая установка LF-90: 1 – подвижный вращатель; 2 – силовая установка; 3 – секционная мачта; 4 – кронблок; 5 – гидравлические домкраты

Установка оснащена дополнительным оборудованием:

- патроном с газовыми пружинами;
- гидравлическим трубодержателем;
- платформой для верхового рабочего;
- гидроцилиндрами подъема мачты;
- промывочным насосом *W11* с гидравлическим двухскоростным приводом;
- системой буксирования установки;
- емкостью для приготовления бурового раствора и миксером (максимальная частота вращения миксера $2\ 300\ \text{мин}^{-1}$).

Буровая установка *LF-90* позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.22).

Таблица 4.22

Эксплуатационные параметры буровой установки *LF-90*

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м, скважины	
	сухая	обводненная
<i>BRQHP, BQ, 59,6</i>	1 220	1400
<i>BRQLW, BQTK, 59,6</i>	1 525	1 755
<i>BRQLW, NQ, 75,3</i>	1 525	1 750
<i>HRQHP, HQ, 96,1</i>	635	725
<i>HWT, PQ, 122</i>	420	480

Буровая установка *LF-140* предназначена для алмазного колонкового бурения скважин на глубину до 2 000 м.

Установка *LF-140* изготавливается самоходной на базе автомобиля или передвижной. Оснащена вращателем с полым шпинделем под инструмент *PQ* (максимальное проходное отверстие – 127 мм), 4-скоростной коробкой передач и 2-скоростным аксиально-поршневым гидромотором для бурения, свинчивания и развинчивания бурильных труб. Ход вращателя – 3 350 мм. Оснащена выравнивающими положение агрегата гидравлическими домкратами.

Установка имеет дизельный привод мощностью 180 кВт, а для работы в условиях высокогорья мощностью 205 кВт.

Лебедка имеет гидравлический привод, грузоподъемность в 136,05 кН при однострунной оснастке.

Лебедка ССК оснащена приводом от гидромотора.

Мачта телескопическая 9-метровая, выдвигаемая гидравликой, обеспечивает бурение наклонных скважин под углом 45 и более градусов к горизонту.

Установка оснащается буровым насосом типа *W11*, миксером и емкостью около 1 000 л для приготовления раствора.

При бурении глубоких скважин могут использоваться свечи длиной 9 м.

Буровая установка алмазного колонкового бурения LF-230 разработана для алмазного бурения скважин с поверхности.

Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера PQ (диаметр отверстия 95,2 мм) с цепным приводом. Ход подачи 3 353 мм.

Частота вращения на 1-й передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин⁻¹ изменяется в диапазоне 144–199 мин⁻¹ (крутящий момент соответственно 5 322–3 826 Н·м); на 2-й скорости 288–400 мин⁻¹ (2 648–1 898 Н·м); на 3-й – 514–714 мин⁻¹ (1486–1068 Н·м); на 4-й – 900–1 250 мин⁻¹ (849–610 Н·м).

Силовая установка включает дизельный привод мощностью 149 кВт. Панель управления буровой установкой выполнена в виде гидравлического модуля.

Главная лебедка с гидравлическим приводом грузоподъемностью при однострунной оснастке 181,44 кН оснащена тросом диаметром 22 мм и пружинным тормозом.

Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора, вместимость барабана лебедки – 2 308 м, диаметр троса – 4,8 мм. Мачта для работы со стандартными бурильными трубами, длина свечи 6 или 9 метров. Угол заложения скважины может составлять с горизонтом 45–90°. Усилие подачи вниз – 223 кН, вверх – 118 кН.

Установка LF-230 позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.23).

Таблица 4.23

Эксплуатационные параметры буровой установки LF-230

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м, скважины	
	сухая	обводненная
BRQHP, BQ, 59,6	3 050	3 495
BRQLW, BQTK, 59,6	3 815	4 390
BRQLW, NQ, 75,3	2 350	2 695
HRQHP, HQ, 96,1	1 585	1 815
HWT, PQ, 122	1 045	1 195

Буровые установки компании Atlas Copco. Diames – зарегистрированная торговая марка высокооборотных гидрофицированных буровых установок для проведения буровых работ с отбором керна в условиях подземных выработок и на поверхности. Варианты исполнения установок – на раме (салазках), с гусеничным или колесным шасси.

Все установки семейства Diames отличаются следующие особенности:

- полная синхронизация работы штангодержателя и вращателя, позволяющая достичь максимальной производительности бурения;

- плавное измерение и строгий контроль всех параметров бурения, дающие возможность обеспечить оптимальные режимы работы бурового инструмента;
- компактность и модульность установок, что может обеспечить максимально сжатые сроки монтажа и демонтажа буровых установок;
- многофункциональность установок, позволяющая осуществлять бурение ССК, одно- и двухтрубными колонковыми снарядами алмазным и твердосплавными коронками, долотами и погружными пневмоударниками;
- простота конструкции и надежность, определяющие легкость эксплуатации и ремонта агрегатов.

Стандартно установки *Diames* комплектуются силовым приводом (дизельного или электрического типа), промывочным насосом, лебедкой ССК. Возможна поставка установок во взрывозащищенном исполнении и с компьютерной системой управления и контроля рабочих параметров (АРС).

Diames 232 – самая малогабаритная и компактная гидрофицированная установка колонкового алмазного бурения в подземных горных выработках (рис. 4.10).

Благодаря компактной конструкции и небольшому весу установка быстро подготавливается к работе. Она может использоваться в угольных шахтах, так как при работе агрегата применяются пожаробезопасные жидкости.

При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке механизирована, использование буровых ключей не требуется.

Привод станка может быть электрическим (силовой агрегат 20Е, мощность 15 кВт) или дизельным (мощность 26 кВт).

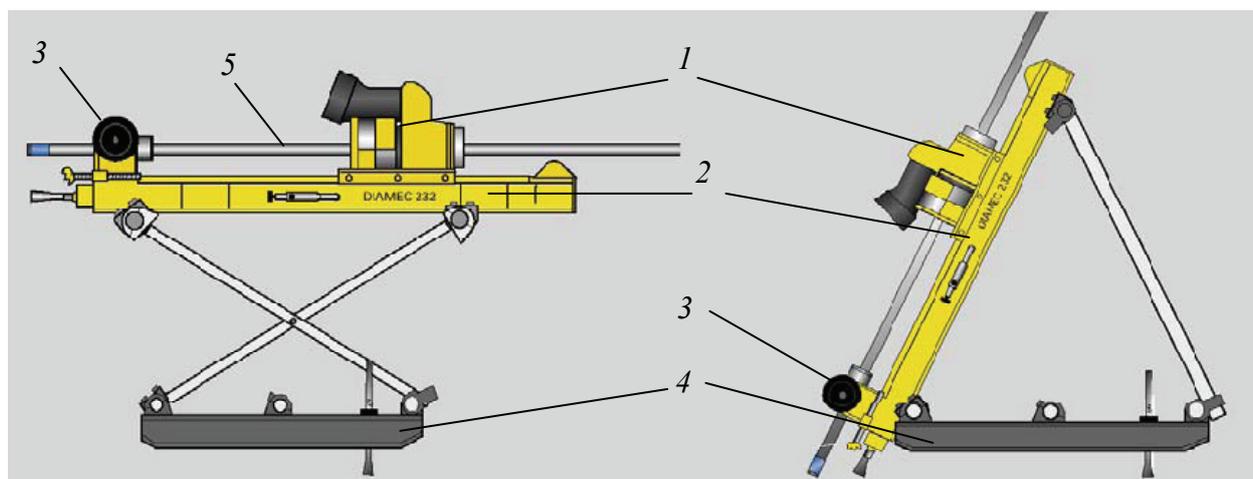


Рис. 4.10. Буровая установка *Diames 232*: 1 – вращатель; 2 – податчик; 3 – штангодержатель; 4 – салазки; 5 – штанга

Вращатель состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидropатрона и штангодержателя синхронизируются в целях безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне – 30 кН, внутренний диаметр шпинделя – 50 мм. Частота вращения, реализуемая вращателем, составляет 550–2 200 мин⁻¹, диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент 250 Н·м (при минимальной частоте вращения), минимальный 50 Н·м (при максимальной частоте вращения).

Подвижный вращатель имеет ход подачи 850 мм, усилие подачи 20 кН, тяговое усилие 15 кН, скорость подачи вверх 0,8 м/с, вниз 1,0 м/с, скорость выполнения операций, включая свинчивание и развинчивание штанг, 20 м/мин.

Штангодержатель имеет диаметр отверстия 52 мм, осевое усилие удержания 12 кН.

Буровая установка *Diametec 232* позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.24).

Таблица 4.24

Эксплуатационные параметры буровой установки *Diametec 232*

Тип, диаметр бурильных труб, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м
Алюминиевые, 33 , 47,6	300
Алюминиевые, 43 , 47,6	200
Стальные, 33 мм, 47,6	150
Стальные, 42 мм, 47,6	120
<i>AQ</i> (ССК), 47,6	120
<i>AGM</i> , 47,6 (ССК с тонкоматричной коронкой)	145

Буровой агрегат оснащен буровым насосом типа *TRIDO 45H* производительностью 45 л/мин, давлением 4,5 МПа.

Diametec 252 – компактная гидрофицированная установка колонкового алмазного бурения в подземных горных выработках (рис. 4.11).

Благодаря компактной конструкции и небольшому весу установка быстро подготавливается к работе. Может применяться в угольных шахтах и осуществлять бурение под любым углом заложения. При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке механизирована, использование буровых ключей не требуется.

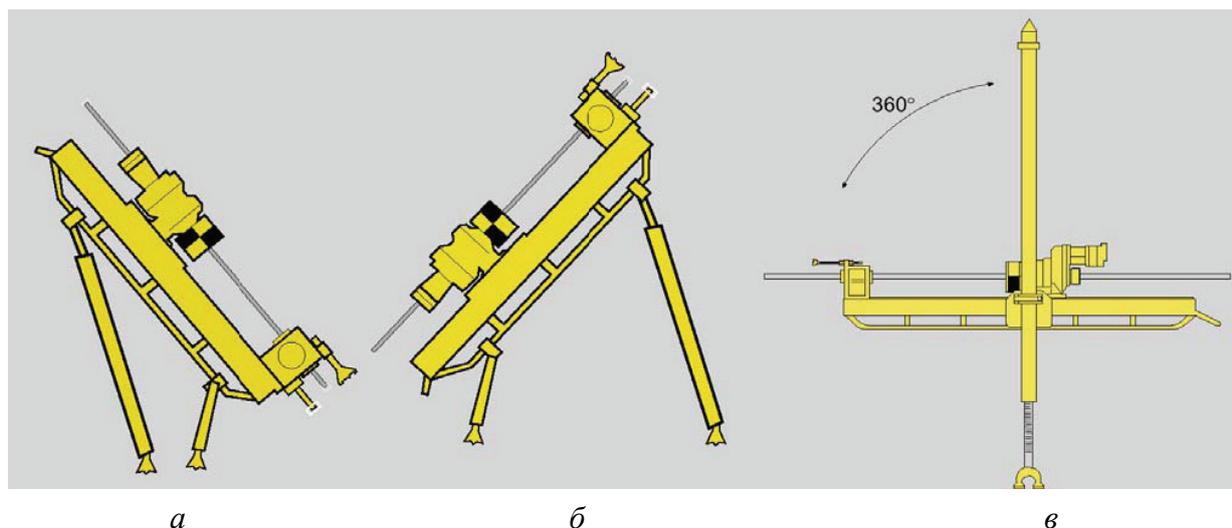


Рис. 4.11. Буровой станок *Diames 252*: а – бурение нисходящей скважины; б – бурение восстающей скважины; в – бурение горизонтальной скважины

Привод станка может быть электрическим (силовой агрегат *45E* мощностью 45 кВт) или дизельным (агрегат *40DT* мощностью 68 кВт).

Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются в целях безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне – 30 кН.

Частота вращения, реализуемая вращателем, составляет $550\text{--}2\,200\text{ мин}^{-1}$, диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент 570 Нм (при минимальной частоте вращения), минимальный 150 Н·м (при максимальной частоте вращения). Внутренний диаметр шпинделя 58 мм.

Штангодержатель имеет диаметр отверстия 60,5 мм, осевое усилие удержания 12 кН.

Подвижный вращатель имеет ход подачи в одном из вариантов исполнения 850 мм, а в другом 1 600 мм. Усилие подачи 33 кН, тяговое усилие 43 кН, скорость подачи вверх 1,0 м/с, вниз 0,75 м/с.

Буровая установка *Diames 252* позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.25).

Буровой агрегат может быть оснащен буровым насосом типа *TRIDO 45H* производительностью 45 л/мин, давлением 4,5 МПа или насосом *TRIDO 80 2HS* производительностью 70 л/мин при давлении 4,0 МПа.

Diames 262EC – гидрофицированная установка колонкового бурения в подземных горных выработках на гусеничном ходу (рис. 4.12). Может работать в угольных шахтах и осуществлять бурение под любым углом заложения. При

бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке полностью механизирована, использование буровых ключей при подъеме и спуске снаряда не требуется.

Привод станка электрический (силовой агрегат 45E мощностью 45 кВт со сдвоенными гидронасосами).

В станке могут использоваться три варианта вращателя. Он состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидropатрона и штангодержателя синхронизируются в целях безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне 100 кН, внутренний диаметр шпинделя – 78 мм. Вращатель отводится в сторону для освобождения устья скважины.

Таблица 4.25

Эксплуатационные параметры буровой установки *Diametec 252*

Тип, диаметр бурильных труб, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м
Алюминиевые, 43 , 47,6	625
Алюминиевые, 53 , 59,6	425
Стальные, 42 , 47,6	400
Стальные, 50 , 59,6	225
<i>AW</i> , 47,6	325
<i>BW</i> , 59,6	275
<i>AQ</i> (ССК), 47,6	350
<i>AGM</i> , 47,6 (ССК с тонкоматричной коронкой)	420
<i>BQ</i> (ССК), 59,6	275
<i>BGM</i> , 59,6 (ССК с тонкоматричной коронкой)	330

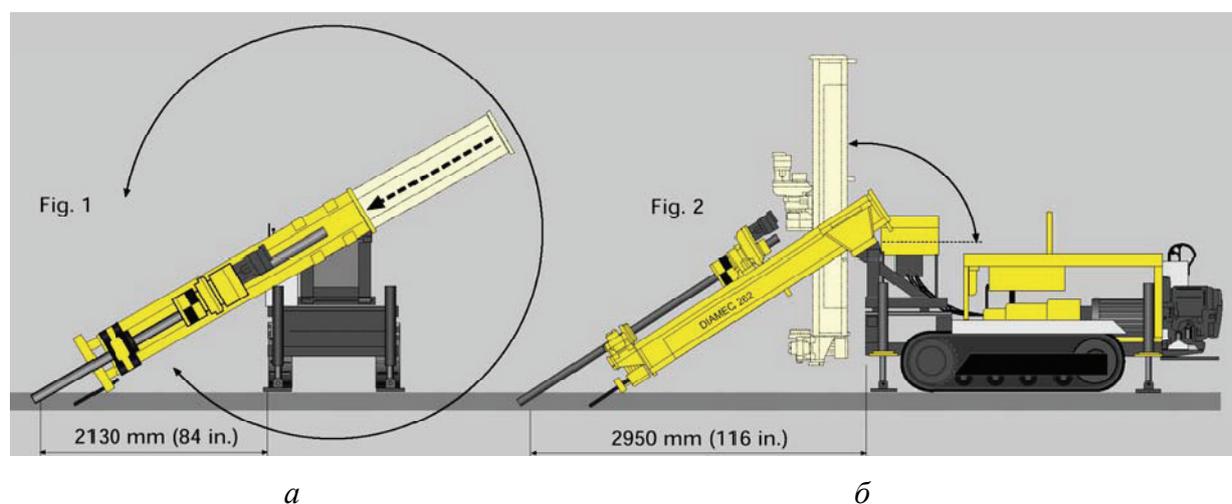


Рис. 4.12. Буровая установка *Diametec 262 EC*:
а – вид спереди; *б* – вид сбоку

Частота вращения, реализуемая вращателями, составляет 0–2 200 мин⁻¹; 0–900 мин⁻¹; 0–600 мин⁻¹. Диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато: максимальный крутящий момент 2 000 Н·м (для вращателя работающего при низком диапазоне частоты вращения); средний 1 350 Н·м (для вращателя с диапазоном частоты вращения 0–900 мин⁻¹), наименьший 700 Н·м (для высокочастотного вращателя).

Штангодержатель имеет диаметр отверстия 132 мм, осевое усилие удержания 22 кН.

Подвижный вращатель может иметь ход подачи в одном из вариантов исполнения 850 мм, в другом – 1 800 мм, а в третьем – 3 300 мм. Усилие подачи 65 кН, тяговое усилие 65 кН, скорость подачи 1,0 м/с.

Буровая установка *Diametec 262EC* позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.26).

Буровой агрегат может быть оснащен буровым насосом типа *TRIDO 45H* производительностью 45 л/мин, давлением 4,5 МПа, или насосом *TRIDO 80 2HS* производительностью 70 л/мин при давлении 4,0 МПа, или *TRIDO 140H* производительностью 135 л/мин при давлении 3,5 МПа.

Таблица 4.26

Эксплуатационные параметры буровой установки
Diametec 262EC

Тип, диаметр бурильных труб, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м
Алюминиевые 43, 47,6	1 000
Алюминиевые 53, 59,6	800
<i>AW</i> , 47,6	900
<i>BW</i> , 59,6	650
<i>AQ</i> (ССК), 47,6	700
<i>AGM</i> , 47,6 (ССК с тонкоматричной коронкой)	700
<i>BQ</i> (ССК), 59,6	550
<i>BGM</i> , 59,6 (ССК с тонкоматричной коронкой)	650
<i>NQ</i> (ССК), 75,3	400
<i>NGM</i> , 75,3 (ССК с тонкоматричной коронкой)	400

Diametec 282B – гидрофицированная установка колонкового бурения в подземных горных выработках и на поверхности. Изготавливается с буровой мачтой на широких салазках – для бурения с поверхности под углом заложения скважин от 0 до 90° (рис. 4.13) и с буровым станком на узких салазках и гидравлическими упорными распорами на конце рамы податчика для бурения восстающих и нисходящих скважин под любым углом из подземных выработок (рис. 4.14).

Установка для подземного бурения может работать в угольных шахтах под любым углом заложения. При работе на станке один оператор выполняет буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке полностью механизирована, использование буровых ключей не требуется.

Привод станка может быть от дизеля мощностью 100 кВт или электродвигателя мощностью 75 кВт. В обоих случаях установка оснащается сдвоенными гидронасосами.

Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются для обеспечения безопасности и облегчения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне 90 кН, внутренний диаметр шпинделя 102 мм. Вращатель отводится в сторону для освобождения устья скважины.

Частота вращения составляет 0–1 100 мин⁻¹. Диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент 1 950 Н·м.

Штангодержатель имеет диаметр отверстия 132 мм, осевое усилие удержания 22 кН.



Рис. 4.13. Установка *Diamec 282B* для бурения с поверхности

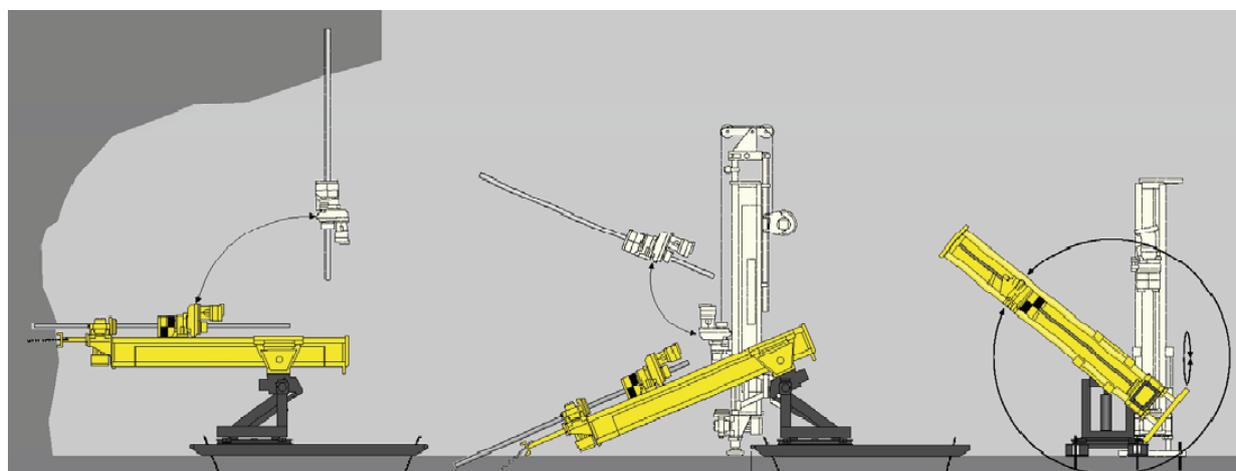


Рис. 4.14. Буровая установка *Diamec 282B* для подземного бурения

Подвижный вращатель может иметь ход подачи 1 750 мм. Усилие подачи 150 кН, усилие на подъем 90 кН, скорость подачи вниз 1,0 м/с, вверх 0,5 м/с.

Установка *Diames 282B* позволяет бурить скважины различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 4.27).

Таблица 4.27

Эксплуатационные параметры буровой установки
Diames 282B

Тип, диаметр бурильных труб, диаметр коронки, мм	Глубина бурения, м
Алюминиевые, 53, 59,6	1 400
Стальные, 50, 59,6	810
Стальные, 60, 59,6	720
<i>BQ</i> (ССК), 59,6	1 000
<i>NQ</i> (ССК), 75,3	800
<i>NGM</i> , 75,3 (ССК с тонкоматричной коронкой)	1 000
<i>HQ</i> (ССК), 96,1	600



Рис. 4.15. Установка для подземного бурения *Diames U6 APC*

Буровой агрегат оснащен буровым насосом *TRIDO 140H*, производительностью 135 л/мин при давлении 3,5 МПа.

Для бурения на поверхности установка имеет тросовую лебедку с приводом от гидродвигателя. Тяговое усилие лебедки 11,8 кН.

Буровой агрегат *Diames U6 APC* предназначен для колонкового бурения глубоких скважин с автоматическим контролем параметров ССК типоразмера *AQ–HQ* (рис. 4.15).

Система *APC* (автоматического контроля бурения) позволяет управлять процессом бурения одному оператору. В память компьютера записываются такие данные: глубина скважины, количество и давление воды на входе, частота вращения,

скорость бурения, усилие на коронку, давление в гидросистеме и др. Система оптимизирует скорость бурения, регулирует усилие подачи, частоту вращения и крутящий момент в соответствии с изменением условий бурения. Это позволяет оператору выполнять при углублении скважины другие работы (опорожнять керноприемники ССК, готовить коронки и штанги).

Мощность электрического привода установки в базовой комплектации 75 кВт. Два гидронасоса установки имеют привод от электродвигателя, с помощью которого приводятся в действие гидродвигатели узлов агрегата: вращатель, буровой насос, лебедка ССК.

Установка способна бурить скважины под любым углом заложения (от вертикального вниз до вертикального вверх).

Буровой агрегат *Diametec U6* оснащен подвижным вращателем с ходом 1 800 мм. Осевое усилие подачи 65 кН, скорость подачи до 1 м/с.

Штангодержатель станка открывается гидравлически и закрывается под давлением газового патрона. Максимально возможный диаметр бурильных труб равен 89 мм, осевое усилие удержание составляет 45 кН, возможен вариант исполнения штангодержателя с твердосплавными плашками, что позволяет повысить осевое удержание до 90 кН.

Буровой агрегат может оснащаться вращателями двух типоразмеров: *N* и *H*. Для вращателя размера *N* имеется два варианта мотора: стандартный с максимальной частотой вращения 1 800 мин⁻¹ и крутящим моментом 645 Н·м и высокомоментный – частота вращения до 1 600 мин⁻¹ и крутящим моментом 860 Н·м.

Вращатель типоразмера *H* имеет две установки давления/потока, изменяющиеся соответственно максимальный крутящий момент и частоту вращения. Возможен вариант, при котором частота вращения достигает 1 400 мин⁻¹, а крутящий момент достигает – 1 275 Н·м. Другой вариант управления параметрами вращателя позволяет получить частоту вращения до 1200 мин⁻¹ и крутящий момент до 1 850 Н·м.

Вращатели обоих типоразмеров взаимозаменяемы.

Вращатель состоит из гидромотора, редуктора с уплотнением, шпинделя с отверстием и гидравлического зажимного патрона. Зажимное усилие гидропатрона регулируется. Осевое удержание гидропатрона для вращателя типа *N* составляет 100 кН, вращателя типа *H* – 150 кН.

Все работы на станке выполняет один оператор. Управление бурением осуществляется автоматически бортовым компьютером.

Глубина бурения скважин снарядами типа *AQ* составляет 1 200 м, *BQ* – 1 000 м, *NQ* – 800 м и *HQ* – 600 м.

Буровая установка оснащается буровыми насосами типа *TRIDO 80H* или *TRIDO 140H*.

Возможны варианты установки с электрическим и дизельным приводом. В первом случае установка может оснащаться приводом мощностью 55 кВт или 75 кВт. Во втором случае буровой агрегат оснащается дизельным приводом типа *110 DT* мощностью 112 кВт.

Для бурения глубоких скважин с поверхности возможен вариант телескопического удлинения мачты, которая монтируется сверху на раме податчика.

Таким образом можно удлинить раму податчика с мачтой до 3,5–4,5 м, а с дополнительными трубами до 7,5 м.

Для работы с мачтой может монтироваться талевая лебедка емкостью 425 или 1 000 м, управляемая с пульта. Привод лебедки – от гидромотора. Скорость подъема в первом случае варьирует от 2,1 до 4,5 м/с, во втором – от 1,7 до 4,2 м/с. Тяговое усилие может достигать в первом случае – 8,1 кН, а во втором – 10 кН.

Буровой агрегат Diames U8 APC предназначен для колонкового бурения глубоких скважин на поверхности или из подземных горных выработок с автоматическим контролем параметров ССК типоразмера *BQ–HQ*.

Мощность электрического привода установки в базовой комплектации 110 кВт, дизельного – 149 кВт. Двигатель привода приводит в действие два гидронасоса установки, от которых работают гидродвигатели узлов агрегата: вращатель, буровой насос, лебедка ССК.

Установка способна бурить скважины под любым углом заложения.

Агрегат оснащен подвижным вращателем с ходом 1 800 мм. Привод подачи гидравлический. Осевое усилие подачи 133 кН, скорость подачи до 0,73 м/с.

Штангодержатель станка открывается гидравлически и закрывается под давлением газового патрона. Максимально возможный диаметр бурильных труб равен 117,5 мм, осевое усилие удержания – 133 кН.

Буровой агрегат может оснащаться вращателями двух типоразмеров: стандартным (с максимальной частотой вращения $1\,400\text{ мин}^{-1}$ и крутящим моментом 1275 Н·м) и высокомоментный (частота вращения до $1\,200\text{ мин}^{-1}$ и крутящим моментом 2 300 Н·м).

Вращатель состоит из гидромотора, редуктора с уплотнением, шпинделя с отверстием и гидравлического зажимного патрона. Зажимное усилие гидропатрона регулируется. Осевое удержание гидропатрона 150 кН.

Все работы на станке выполняет один оператор. Управление бурением осуществляется автоматически бортовым компьютером.

Глубина бурения скважин снарядами типа *BQ* – 2 000 м, *NQ* – 1 500 м и *HQ* – 1 000 м.

Буровая установка оснащается буровым насосом *TRIDO 140H*.

Для бурения глубоких скважин с поверхности возможен вариант телескопического удлинения мачты, которая монтируется сверху на раме податчика. Таким образом можно удлинить раму податчика с мачтой до 3,0 м. Для бурения в подземных горных выработках удлинение податчика осуществляется на 2 м. Для работы с мачтой при проведении спуско-подъемных операций может монтироваться талевая лебедка емкостью 2 000 м, управляемая с пульта. Привод лебедки – от гидромотора. Скорость подъема варьирует от 1,8 до 4,8 м/с. Тяговое усилие лебедки достигает 9,7 кН.

В США, шт. Айдахо, на станке *Diames U8* при колонковом алмазном бурении в автоматическом режиме за 10-часовую смену проходка достигала 185,6 м.

JKS-BOYLES – канадское подразделение компании *Atlas Copco Craelius AB*, которое производит высокооборотные гидрофицированные буровые установки для бурения с поверхности.

Буровая установка *Christensen CS10* (рис. 4.16) предназначена для бурения скважин ССК типоразмеров *B, N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
<i>BQ</i> (~60)	1 030
<i>NQ</i> (~76)	800
<i>HQ</i> (~99)	535
<i>PQ</i> (~121)	315

В связи с большим разнообразием горно-геологических условий приведенные значения глубины бурения являются ориентировочными (при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах).

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда равно 60 кН, тяговое усилие вверх – 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 град, а максимальная длина буровой свечи 6,09 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения бурильной колонны: 116–196 мин⁻¹ (крутящий момент 4 517–2 662 Н·м); 242–410 мин⁻¹ (крутящий момент 2 160–1 273 Н·м); 446–757 мин⁻¹ (крутящий момент 1 170–690 Н·м); 766–1 300 мин⁻¹ (крутящий момент 681–402 Н·м). Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.

При спуско-подъемных операциях вращатель отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм, усилие удержания – 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Приводом установки служит дизель *Caterpillar* с водяным охлаждением (мощность 104 кВт). По заказу могут использоваться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 28 МПа, вторичный – 20 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 21,5 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 210 мм, усилие удержания 130 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 53,5 кН.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм длиной 975 м. Грузоподъемность лебедки 3,0–12 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока увеличенного размера – для снижения изнашивания троса.

Установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов – 550 мм.

Установка оснащается насосом *TRIDO* 140 (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Буровые установки *CS10* могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхнего рабочего, монтироваться на раме для установки в буровом здании или на гусеничном шасси.



Рис. 4.16. Буровая установка *Christensen CS10*



Рис. 4.17. Буровая установка *Christensen CS1000P4*

Буровая установка *Christensen CS1000P4* (рис. 4.17) предназначена для бурения скважин ССК типоразмера *B, N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
<i>BQ</i> (~60)	900
<i>NQ</i> (~76)	500
<i>HQ</i> (~99)	355
<i>PQ</i> (~121)	200

В связи с большим разнообразием горно-геологических условий приведенные значения глубины ориентировочны (при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах).

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи которого 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда равно 60 кН, тяговое усилие вверх – 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 град, а максимальная длина буровой свечи 6, 09 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона частоты вращения бурильной колонны: 130–196 мин⁻¹ (крутящий момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин⁻¹ (крутящий момент 2 095–1 437 Н·м); 500–757 мин⁻¹ (крутящий момент 1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин⁻¹ (крутящий момент 662–454 Н·м). Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.

При проведении спуско-подъемных операций вращатель отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона 117 мм, усилие удержания 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие гидравлически.

Приводом буровой установки служит дизель *Cummins* с водяным охлаждением мощностью 86,5 кВт. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный – 20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 121 мм, усилие удержания 130 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 40,8 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной ветви. Диаметр каната 14 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта трехсекционная. Ее подъем и опускание осуществляется гидравлически. Верхний шкив кронблока имеет увеличенный размер для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с 4 опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов 550 мм.

Буровая установка оснащается насосом *TRIDO 140* (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Буровые установки *CS1000P4* могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего, может монтироваться на раме для установки в буровом здании или на гусеничном шасси.

Буровая установка *Christensen CS1000P6* предназначена для бурения скважин ССК типоразмеров *B, N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
<i>BQ</i> (~60)	1 070
<i>NQ</i> (~76)	760
<i>HQ</i> (~99)	460
<i>PQ</i> (~121)	300

В связи с большим разнообразием горно-геологических условий приведенные значения глубины ориентировочны (при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах).

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно. Усилие подачи снаряда 60 кН, тяговое усилие вверх 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 градусов, а максимальная длина буровой свечи 6,09 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона частоты вращения бурильной колонны: 130–196 мин⁻¹ (крутящий момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин⁻¹ (крутящий момент 2 095–1 437 Н·м); 500–757 мин⁻¹ (крутящий момент 1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин⁻¹ (крутящий момент 662–454 Н·м). Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.

При проведении спуско-подъемных операций для освобождения устья скважины вращатель отводится в сторону. Внутренний диаметр гидроратрона вращателя 117 мм, усилие удержания 181 кН. Закрытие пружин гидроратрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Приводом буровой установки служит дизель *Cummins* с водяным охлаждением мощностью 131 кВт. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный –

20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 121 мм, усилие удержания 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 40,8 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной. Диаметр каната 14,3 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока выполнен увеличенного размера – для снижения изнашивания троса.

Установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов – 550 мм.

Оснащается насосом *TRIDO 140* (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Буровые установки *CS1000P4* могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего, монтироваться на раме для установки в буровом здании или на гусеничном шасси.

Буровая установка *Christensen CS1500* на автомобильном шасси (рис. 4.18) предназначена для бурения скважин ССК типоразмеров *B, N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
<i>BQ</i> (~60)	1 070
<i>NQ</i> (~76)	760
<i>HQ</i> (~99)	460
<i>PQ</i> (~121)	300

В связи с большим разнообразием условий приведенные значения глубины ориентировочны (при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах).

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 3 500 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда 59 кН, тяговое усилие вверх 95 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 градусов, а максимальная длина буровой свечи 6,09 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона частоты

вращения бурильной колонны: 130–196 мин⁻¹ (крутящий момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин⁻¹ (крутящий момент 2 095–1 437 Н·м); 500–757 мин⁻¹ (крутящий момент 1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин⁻¹ (крутящий момент 662–454 Н·м). Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.



Рис. 4.18. Буровая установка *Christensen CS1500*

При проведении спуско-подъемных операций вращатель отводится в сторону. Внутренний диаметр гидropатрона вращателя 117 мм, усилие удержания 181 кН. Закрытие пружин гидropатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Приводом буровой установки является дизель *Cummins* с водяным охлаждением (мощность 175 кВт). По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей.

Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный – 20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается – под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 121 мм; усилие удержания 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и кернаприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 54,4 кН при одинарной ветви каната и 108,9 кН при двойной. Диаметр каната 14,3 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта на установке *CS1500* трехсекционная. Ее подъем и опускание осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока выполнен увеличенного размера (для снижения изнашивания троса).

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов 610 мм.

Буровая установка оснащается насосом *TRIDO 140* (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Грузоподъемность автомобиля, рекомендуемого в качестве транспортной базы буровой установки *CS1500*, должна быть не менее 145 кН.

Буровая установка *Christensen CS14* предназначена для бурения скважин ССК типоразмеров *B, N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
<i>BQ</i> (~60)	1 540
<i>NQ</i> (~76)	1 200
<i>HQ</i> (~99)	800
<i>PQ</i> (~121)	475

В связи с большим разнообразием горно-геологических условий приведенные значения глубины ориентировочны (при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах).

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 3 500 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно. Усилие подачи снаряда 60 кН, тяговое усилие вверх 140 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 град, а максимальная длина буровой свечи 6,09 м.

Оснащена вращателем, который имеет следующие характеристики: регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона частоты вращения вращателя и бурильной колонны: 129–227 мин⁻¹ (крутящий момент 5 573–3 483 Н·м); 270–432 мин⁻¹ (крутящий момент 2 665–1 665 Н·м); 498–757 мин⁻¹ (крутящий момент 1 496–904 Н·м); 856–1 369 мин⁻¹ (крутящий момент 841–525 Н·м). Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.

При проведении спуско-подъемных операций вращатель отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя 117 мм, усилие удержания 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Приводом буровой установки служит дизель *Cummins* с водяным охлаждением (мощность 158 кВт). По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 28,0 МПа, вторичный –

17,0 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 21,5 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 121 мм, усилие удержания 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 80,0 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной ветви каната. Диаметр каната 16 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки 3,0-11,9 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта на установке *CS14* трехсекционная. Ее подъем и опускание осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока увеличенного размера – для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на четырехколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов 550 мм.

Оснащается насосом *TRIDO 140* (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Буровые установки *CS14* могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхнего рабочего, монтироваться на раме для установки в буровом здании или на гусеничном шасси.

Буровая установка *Christensen CS4002* предназначена для бурения скважин ССК типоразмеров *N, H, P* на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК, мм	Приблизительная глубина бурения, м
Стандартные бурильные трубы	
<i>NQ</i> (~76)	2 000
<i>HQ</i> (~99)	1 700
<i>PQ</i> (~121)	900
Бурильные трубы с усиленной резьбой	
<i>NQ</i> (~76)	2 700
<i>HQ</i> (~99)	1 950

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 3 500 мм. Тяговое усилие вверх 220 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90 град, а максимальная длина буровой свечи 9 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения бурильной колонны. Максимальная частота вращения 1 250 мин⁻¹. Переключение ступеней осуществляется вручную, плавное регулирование частоты вращения выполняется с панели управления.

При проведении спуско-подъемных операций вращатель отводится в сторону. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие гидравлически.

Приводом буровой установки служит дизель *Cummins* с водяным охлаждением (мощность 193 кВт).

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр 121 мм; усилие удержания 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 178 кН.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 4600 м или тросом диаметром 6,35 мм длиной 2 605 мм.

Мачта на установке *CS4002* трехсекционная. Ее подъем и опускание осуществляются гидравлически.

Установка оснащается насосом, который обеспечивает подачу 220 л/мин и давление нагнетания раствора до 4,9 МПа, может оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего.

Буровые установки EXPLORAC 40, EXPLORAC R50, EXPLORAC 220 RC – полностью гидрофицированные установки, предназначенные для бурения скважин на воду, при инженерно-геологических изысканиях и геологической разведке. Они наиболее всего соответствуют условиям низкочастотного бурения с опробованием грунтоносами, шарошечными долотами, погружными пневмоударниками, а также условиям бурения методом обратной циркуляции с отбором образцов шлама, с одновременной обсадкой скважин в соответствии с технологиями *OD, ODEX* и *DEPS*.

Буровые установки EXPLORAC 40 (рис. 4.19) и *EXPLORAC R50* достаточно близки по своим характеристикам и предназначены для бурения скважин диаметром до 310 мм на глубину до 250 м:

- шарошечными долотами;
- погружными пневмоударниками (диаметром 76–156 мм);
- по технологиям *OD/ODEX/DEPS* (диаметром 86–226 мм).

Буровая установка оснащена подвижным вращателем с возможностью плавного регулирования частоты вращения в диапазоне 0–97 мин⁻¹ (крутящий момент 5 750 Н·м). Для расширения возможностей установки предусмотрена комплектация вращателем с реализуемой частотой вращения 37–148 мин⁻¹ (крутящий момент 1 860–7 470 Н·м).

Ход подачи вращателя 4 400 мм, усилие подачи 48,8 кН, усилие подъема 80,9 кН.



Рис. 4.19. Буровая установка *EXPLORAC 40*

Мачта имеет длину 6,2 м, возможный угол наклона от вертикали 30°. Длина бурильных труб 3 м.

Привод дизельный мощностью 46 кВт.

Буровая установка имеет механизм свинчивания-развинчивания бурильных труб и лебедку с усилием подъема 17 кН.

Оснащена промывочными насосами для прокачивания глинистого раствора, воды или пены, устройством позиционирования мачты при отклонении в 0–30 град и пробоотборником.

EXPLORAC 220 RC – буровая установка для разведки полезных ископаемых с применением двойных бурильных труб и ударно-вращательного способа бурения пневмоударниками (рис. 4.20).

Оснащена мачтой, которая может устанавливаться под углом 45–90° к горизонту.

Буровая установка характеризуется наличием:

- универсального подвижного, полностью гидравлического стола, который не только направляет бурильную трубу, но и зажимает и удерживает буровой инструмент или обсадные трубы при развинчивании;
- возможности устанавливать мачту с опиранием на грунт при любых регламентированных значениях углах наклона, что обеспечивает повышение грузоподъемности и надежности системы;
- выносного на расстояние до 10 м портативного пульта управления, что гарантирует максимальные безопасность, обзор при бурении и спуско-подъемных операциях, а также позволяет существенно снизить воздействие шума на исполнителей;
- трубного манипулятора, что обеспечивает автоматическую загрузку, разгрузку и укладку бурильных труб;

- компрессора высокого давления типа *XRVI10*, обеспечивающего высокую производительность бурения.

Буровая установка оснащена подвижным вращателем с ходом подачи 7,68 м. Усилие подачи 75 кН, тяговое усилие вверх 220 кН.

Вращатель оборудован одноступенчатой коробкой передач с двумя гидравлическими моторами. Частота вращения регулируется плавно в диапазоне 0–101 мин⁻¹ (последовательное включение гидромоторов, крутящий момент 7 000 Н·м) и в диапазоне 0–50 мин⁻¹ (параллельное включение гидромоторов, крутящий момент 14 000 Н·м). Для осуществления обратной циркуляции воздуха и отбора проб вращатель оснащен встроенным вертлюгом.

Буровая установка имеет лебедку *BW 1500*, буровой поршневой насос производительностью 75 л/мин, развивающий давление 9 МПа, циклон *RC* производительностью 850 л/мин и винтовой компрессор *XRVI 10* производительностью 445 л/с, развивающий давление 3 МПа.

Циклон *RC* смонтирован на станке и оборудован пробоотборником, что позволяет производить быстрый и точный отбор проб, одновременно минимизируя пылепроявление.

Привод установки – от дизеля *CAT* мощностью 470 кВт.

При разведке месторождений в Австралии по технологии *RC* (опробование по шламу при обратной циркуляции очистного агента) выполнено бурение скважин диаметром 127 мм на глубину 350 м при давлении воздуха 7 МПа. При этом достигнута скорость проходки 300 м/сут.



Рис. 4.20. Буровая установка *Explorac 220 RC*: а – в транспортном положении с вынесенным пультом управления; б – иллюстрация возможных вариантов установки буровой мачты

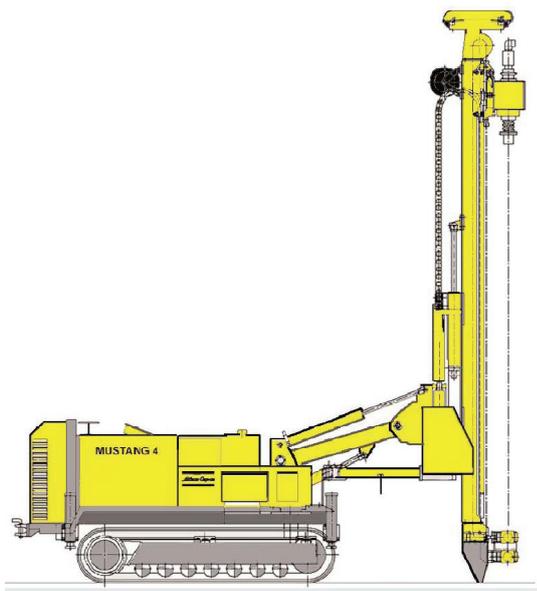


Рис. 4.21. Буровая установка *Mustang 4*



Рис. 4.22 . Буровая установка *Mustang A66*

Для осуществления работ по технологии *RC* компанией *Atlas Copco* выпускается более новая и эффективная буровая установка *RD10+*, которая позволяет вести бурение двойной колонной на глубину до 1 500 м.

Установки *Explorac* выпускаются для бурения с обратной циркуляцией (*RC*); для бурения гидрогеологических скважин (*W*); для бурения гидрогеологических скважин при оснащении компрессором (*WA*); для бурения гидрогеологических скважин при оснащении буровым насосом (*WM*).

Компания *Atlas Copco* предлагает новый модельный ряд буровых установок семейства *Mustang*. Новая серия буровых установок состоит из *четырёх основных моделей Mustang 4, 5, 9 и 13*, классифицированных по грузоподъёмности, которая равна 42, 49, 90 и 130 кН соответственно.

Для каждой модели установки *Mustang* предлагаются несколько вариантов исполнения (рамное, на гусеничном ходу и др.). Например, буровые установки серии *Mustang 4* (рис. 4.21) имеют 11 вариантов исполнения, *Mustang 5* – три, а *Mustang 9* восемь. Буровые установки семейства *Mustang* предназначены для бурения вращательным и ударно-вращательным способами, в том числе по технологиям *DEPS, ODEX* и *Symmetrix* компании *Atlas Copco*. Для установок семейства *Mustang* характерны многофункциональность, мобильность, высокий уровень механизации процесса и высокая производительность.

- ❖ *Symmetrix* – буровое оборудование и технология бурения скважин различного назначения (большого диаметра для сооружения свайных оснований, прокладки коммуникаций в твердых горных породах путем бурения наклонных и горизонтальных стволов и др.) с применением пневмударников, предложенных компанией *Atlas Copco*. Технологией предусмотрено одновременное с бурением крепление стенок скважины обсадными колоннами.

Для геологоразведочного бурения предназначены буровые установки *Mustang A32*, *Mustang A52* и *Mustang A66* (рис. 4.22).

По грузоподъемности эти установки соответствуют грузоподъемности агрегатов *Mustang* 1-го, 2-го и 3-го типоразмера и предназначены для решения задач инженерной геологии и гидрологии, устройства фундаментов, укрепления грунтов и горных пород, а также разведки и разработки месторождений.

В зависимости от технологии бурения и диаметра скважин этими установками могут буриться скважины следующей глубины (табл. 4.28).

Таблица 4.28

Эксплуатационные параметры буровых установок типа *Mustang*

Способ бурения и применяемый снаряд	Диаметр скважины, мм	Глубина бурения, м		
		<i>Mustang A32</i>	<i>Mustang A52</i>	<i>Mustang A66</i>
Шнек	114–305	35–15	60–25	90–35
Колонковое бурение	76–146	150–50	275–150	400–150
Бурение шарошечными долотами	89–127	100–75	250–200	300–250
Бурение погружными пневмударниками	92–219	230–150	250–100	350–200
<i>ODEX</i>	114–273	60–15	100–25	100–50
<i>OD/DEPS</i>	76–186	–	50–25	50

Особенностью буровых установок серии *Mustang* является высокая степень универсальности. Например, данными установками можно производить буровые работы в грунтах с отбором пробы с помощью шнека и полого шнека, и в твердых горных породах с использованием шарошечных долот и пневмударных забойных машин. Буровые агрегаты *Mustang* оснащены бортовыми компрессорами высокого давления, что позволяет реализовать проходку глубоких скважин с продувкой, даже в условиях водопритоков в скважину.

В табл. 4.29 приведены основные технические характеристики буровых установок *Mustang A32*, *A52*, *A66*.

Таблица 4.29

Технические характеристики буровых установок типа *Mustang*

Параметры установок	Тип буровой установки		
	<i>Mustang A32</i>	<i>Mustang A52</i>	<i>Mustang A66</i>
Вращатель:			
Частота вращения, мин ⁻¹	0–470	0–815	0–614
Макс. крутящий момент, Н·м	4 361	9 950	13 000

Параметры установок	Тип буровой установки		
	<i>Mustang A32</i>	<i>Mustang A52</i>	<i>Mustang A66</i>
Система подачи:			
Длина хода подачи, мм	1 250	3 700	3 700
Усилие подачи/подъема, кН	42	49	90
Максимальная скорость подачи, мм/с	450	360	380
Мачта:			
Длина, мм	2 450	6 000	6 100
Диаметр проходного отверстия, мм	178	220	220
Перемещение мачты, мм	350	1 000	1 000
Угол поворота стола, град	360	360	360
Угол наклона, град	30	30	30
Силовая установка:	Дизель/электропривод	Дизель	Дизель
Мощность, кВт	46/30	58	70
Скорость вращения, мин ⁻¹	2 150/	2 150	2 150
Ток	220/380 Вт, 50 Гц		
Расход топлива, л/кВт · ч	0,2	0,22	0,22

Буровые установки компании Sandvik представляют широкую линейку агрегатов как для подземного бурения, так и для разведочных работ с поверхности. Модели буровых установок варьируются от легких для бурения с отбором керна до мощных универсальных и многоцелевых установок, которые способны бурить с отбором керна или с обратной циркуляцией.

Буровые установки *Sandvik* серии *DE 100* способны бурить как глубокие, так и мелкие скважины, как в условиях подземных, так и наземных работ.

В табл. 4.30 приведены характеристики буровых установок компании *Sandvik*.

Мощные буровые установки серии *DE 700* компании *Sandvik* являются многоцелевыми, так как позволяют реализовать как алмазное бурение, так и бурение с обратной циркуляцией (*RC*). Установки могут размещаться на различной транспортной базе (грузовик, сани, гусеницы) или иметь самоподъемное исполнение.

Буровые установки серии *DE 800* также являются многоцелевыми, но рассчитаны на более значительные глубины бурения и более высокий крутящий момент.

Установка *DE 110* (рис. 4.23, *a*) является самым компактным полностью гидравлическим станком. Это легкая портативная установка для бурения разведочных скважин глубиной 100–150 м типоразмера *A*. Может также использоваться для бурения цементировочных скважин с максимальным диаметром 116 мм до глубин 25–30 м.

Основные характеристики установки *DE 110* приведены в табл. 4.30 и 4.31.

Буровая установка *DE 130* является наиболее надежным и экономичным станком для разведочного бурения как с поверхности, так и в подземных горных выработках (рис. 4.23, б).

Таблица 4.30

Технические характеристики станков
компании *Sandvik*

Название модели	Прежнее название модели	Глубина скважины, м (конечный диаметр инструмента), вид бурения	Усилие подачи, кН	Тяговое усилие, кН
<i>DE 110</i>	<i>Onram 100</i>	100-150 (A)	16,8	10,7
<i>DE 130</i>	<i>Onram 1000</i>	1 200 (A)	46,1	61,5
<i>DE 140</i>	<i>Onram 1500</i>	1 600 (A)	92,2	92,2
<i>DE 150</i>		2 000 (N)	147	147
<i>DE 710</i>	<i>UDR200DLS</i>	1 300 (B), алмазное бурение	53,2	91,2
<i>DE 740</i>	<i>UDR250D</i>	2,117 (B), алмазное бурение	67	142,3
<i>DE 810</i>	<i>UDR650</i>	1 000 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	45	91,2
<i>DE 840</i>	<i>UDR1200</i>	2 035 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	113	142,3
<i>DE 880</i>	<i>UDR1200HC</i>	2 500 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	113	226

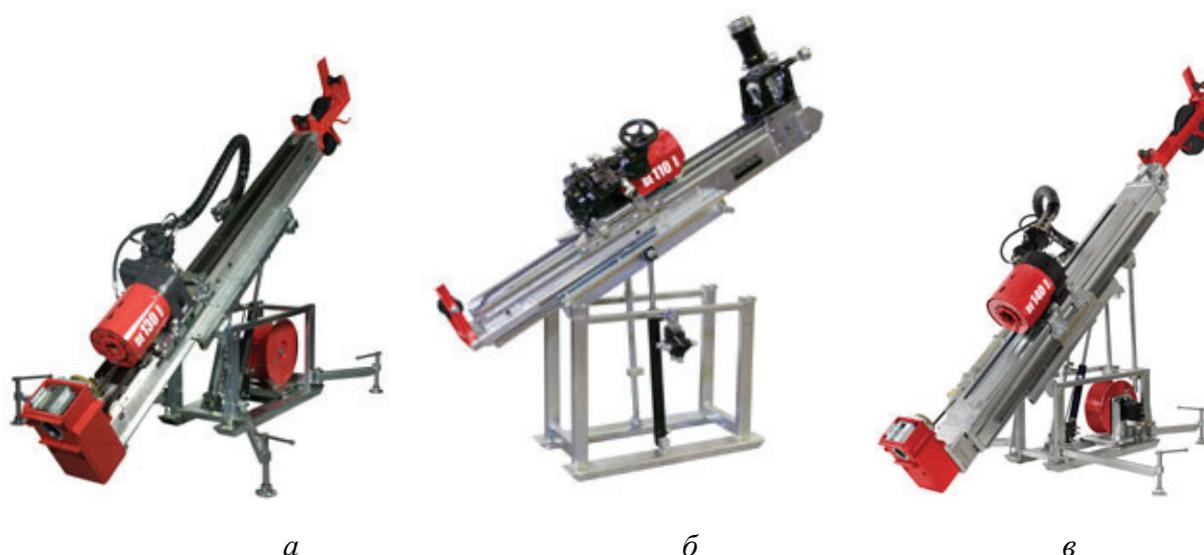


Рис. 4.23. Буровые установки *DE 110* (а), *DE 130* (б) и *DE 140* (в)

Основные характеристики буровых установок
DE 110, DE 130 и DE 140

Характеристики установок	Параметры установок		
	DE 110	DE 130	DE 140
Масса буровой установки, кг	271		
Масса панели управления, кг	40		
Масса электрического узла, кг	220		
Масса дизельного узла, кг	350		
Масса буровой установки с вращателем типоразмера <i>N</i> , проходное отверстие диаметром 77 мм, кг		510	695
Масса буровой установки с вращателем типоразмера <i>H</i> проходное отверстие диаметром 103 мм, кг		630	847
Масса крепежной рамы, включая гидравлический цилиндр и опоры, кг	66	200	
Масса силового узла, мощностью 55 кВт		640	
Масса гидравлических шлангов, кг	15	80	
Крутящий момент вращателя, Н·м	72 при частоте вращения 1 700 мин ⁻¹ 139 при частоте вращения 880 мин ⁻¹		
Буровой станок установлен на базу, позволяющую бурить во всех направлениях, и оснащен центральным пультом управления всеми операциями бурения			
Длина стрелы податчика, мм	800	1 700	1 710
Диапазон размеров зажимаемых труб штангодержателем, мм	39–49	30–76	30–106
Привод	Электродвигатель		
Мощность привода, кВт	11	55	
Частота тока привода, Гц	50		
Частота вращения вала привода, мин ⁻¹	1 470		
Напряжение тока привода, В	380		

Основные характеристики установок DE 130 и DE 140 (рис. 4.23, в) представлены в табл. 4.31.

Буровая установка DE 710 (рис. 4.24) – это установка с длинным ходом подачи, предназначенная для алмазного бурения. Она является универсальной в своем классе и наряду с алмазным может использоваться для бурения с опробованием по шламу. Монтируется различное основание: любая транспортная база (колесная или гусеничная), сани и передвижная с гидравлическими домкратами.

Основные характеристики установки DE 710 приведены в табл. 4.32.



Рис. 4.24. Буровая установка DE 710 на гусеничной транспортной базе

Таблица 4.32

Основные характеристики буровых установок DE 710 и DE 740

Характеристики установок	Параметры установок	
	DE 710	DE 740
Буровой насос	FMC (Bean) W1122BCD	
Привод	Дизельный двигатель John Deere JD6068TF250	Двигатель Cummins 6DTA 8.3
Способность извлекать штанги длиной, м	6	9
Выходной крутящий момент вращателя, Н · м	Низкие обороты для максимального возможного усилия – 1 454; при частоте вращения 1 026 мин ⁻¹ – 691; при частоте вращения 1 500 мин ⁻¹ – 475	На низшей передаче 6 000; на высшей передаче 2 064
Основная лебедка		
Максимальная подача, кН	76,6	125
Максимальная скорость, м/мин	55	70

Буровые установки DE 810, DE 840 и DE 880 предназначены для бурения самых глубоких скважин и отличаются возможностью бурения скважин различного назначения и разными способами бурения: с обратной циркуляцией по технологии RC, алмазным инструментом с отбором керна снарядом со съемным керноприемником, медленно-вращательное бурение большого диаметра твердосплавным инструментом и инструментом с резцами типа PDC.

Основные характеристики буровых установок DE 810, DE 840 и DE 880 приведены в табл. 4.33.

Основные характеристики буровых установок
DE 810, DE 840 и DE 880

Характеристики установок	Параметры установок		
	DE 810	DE 840	DE 880
Буровой насос	FMC (bean) W1122BCD		Буровой насос FMC (bean) L1118SC
Привод	Дизельный двигатель Cummins 6 BTA5.9		
Длина извлекаемых бурильных труб, м	6	9	
Выходной крутящий момент вращателя при частоте вращения, Н·м	5–100 мин ⁻¹ – 5 095; 1 000 мин ⁻¹ – 506; 1 700 мин ⁻¹ – 298;	Вращатель 1 200: 373 мин ⁻¹ – 14 324; 1 000 мин ⁻¹ – 966; 1 500 мин ⁻¹ – 644. Вращатель 1200HC Delete: 3–73 мин ⁻¹ – 14 324; 1 000 мин ⁻¹ – 1 385; 1 500 мин ⁻¹ – 923	
Основная лебедка:		Основная лебедка 1 200:	
максимальная подача, кН	64,9	151,3;	216
максимальная скорость, м/мин	120	128	1
максимальная подача, кН		Основная лебедка 1 200HC:	
максимальная скорость, м/мин		113; 168,8	

Компанией *Sandvik* буровые установки оснащаются универсальным трубооборотом *Safe-T-Spin*, который обеспечивает механизацию свинчивания-развинчивания бурильных труб различного размера, существенно повышая производительность буровых работ.

Для выполнения спуско-подъемных операций буровые агрегаты могут комплектоваться трубным манипулятором *DA 554*, который является высокоэффективным погрузчиком двойных труб для бурения по технологии *RC* и труб для бурения скважин большого диаметра.

Трубный манипулятор *DA 554* обеспечивает поворот на 270 град над основанием мачты. Возможна отладка манипулятора для работы с большинством типов вращателей буровых станков, манипулятор имеет дистанционный гидравлический пульт управления процессом. Манипулятор предназначен для работы с трубами длиной до 6 м, диаметром до 87–90 мм. Масса манипулятора 850 кг.

Буровые установки Schramm компании CETCO (США) производятся самоходными на гусеничном или пневматическом ходу типоразмера T450 (рис. 4.25 и 4.26), T455, T685, T130XD.

В табл. 4.34 приведены основные технические характеристики буровых установок Schramm фирмы CETCO.

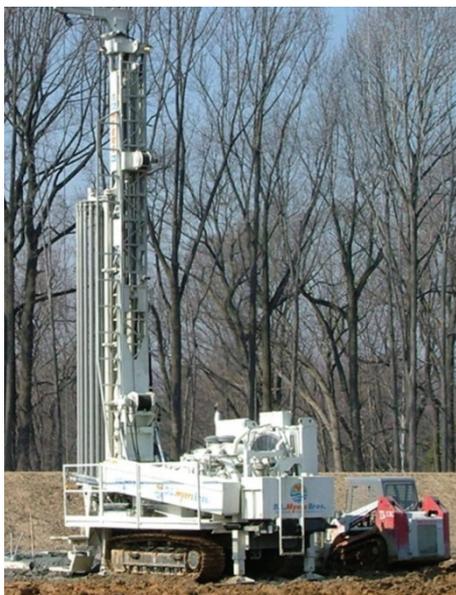


Рис. 4.25. Буровой агрегат Schramm T450GT



Рис. 4.26. Процесс бурения агрегатом Schramm T450GT

Таблица 4.34

Технические характеристики буровых установок SCHRAMM

Технические характеристики	T450BH; T450WS; T450GT	T455WS; T450i	T685WS
Виды бурения	Прямая и обратная циркуляция, колонковый снаряд и пневмоударник, технология RC		
Глубина бурения, м	300	475	1 000
Грузоподъемность системы подачи, кН	136	181,44	338
Усилие нагружения системы подачи, кН	76	136,08	158
Крутящий момент вращателя, кН·м	8,5	12,0	17,083
Частота вращения снаряда, мин ⁻¹ (плавно регулируемая)	0–110 при моменте 8,5 кН·м; 0–105 при моменте 8,5 кН·м; 0–146 при моменте 6 кН·м	0–146 при моменте 6 кН·м; 0–74 при моменте 12 кН·м	0–104

Технические характеристики	<i>T450BH; T450WS; T450GT</i>	<i>T455WS; T450i</i>	<i>T685WS</i>
Ход вращателя, м	7,6	8,7	9,1
Проходной диаметр бурового стола, мм	420		558
Палубный компрессор: давление, кПа производительность, м ³ /мин	2,41 29,7		2,41 32,6
Производительность бурового насоса, л/мин	0–68	0–68	0–95
Давление бурового насоса, кПа	6,9	4,8	6,9
Длина свечи, м	6,1 или 7,6		
Диаметр бурильных труб, мм; емкость кассеты для бурильных труб	89; 15		
Двигатель	<i>Caterpillar C-15 DIT</i> , мощность 432 кВт при 1 800 об/мин	<i>Cummins QSK19C</i> , мощность 563 кВт при 1 800 об/мин	
Транспортная база	Автомобиль или гусеничное шасси <i>Caterpillar</i>		

Буровые агрегаты *Schramm* полностью гидрофицированы, оснащены опорными гидродомкратами и компрессорами высокого давления (до 2,4 кПа), что позволяет их использовать при бурении с продувкой, в том числе пневмоударниками, для бурения по технологии *RC*.



Рис. 4.27. Установка *Schramm T450*, северное исполнение (Амакинская ГРЭ АК «Алроса»)

Буровые агрегаты *Schramm* отличаются мобильностью и высокой производительностью выполнения буровых работ, оснащены кассетами револьверного типа для бурильных труб в количестве до 15 штук, что существенно сокращает затраты времени на спуско-подъемные операции, которые выполняются только оператором без участия помощника.

Существует модификация буровых агрегатов, выполненная по комплектации «Север», что предполагает закрытое исполнение моторного отсека, наличие электрообогревателя емкостей с маслом, картера двигателя. Буровая установка также оснащается теплой кабиной для машиниста, что позволяет при оперативном выполнении работ не утеплять агрегат буровым зданием и дополнительным тепловым оборудованием.

Примером применения зарубежной буровой техники в условиях Крайнего Севера может служить опыт бурения скважин диаметром 311 мм глубиной до 300 м в породах VI–VII категории установкой *Schramm T450* в Амакинской экспедиции компании «Алроса» (рис. 4.27). Бурение пневмоударником *Atlas Copco* типа *DP* с использованием в качестве бурового агента газожидкостной смеси показало трехкратное увеличение механической скорости по сравнению с вращательным бурением шарошечными долотами.

Буровые установки компании *Atlas Copco*, *Boart Longeyar*, *Sandvik* и *CETCO* зарекомендовали себя как надежные технические средства для выполнения геологоразведочных работ в сложных горно-геологических и климатических условиях Сибири, Дальнего Востока и Севера России.

Глава 5. ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Породоразрушающий инструмент выбирается в соответствии с конструкцией скважины, требованиями к размеру керновой пробы и горно-геологическими условиями бурения, главными среди которых являются твердость и абразивность горных пород.

5.1. Породоразрушающий инструмент для бурения с отбором керна

Разнообразие горно-геологических и технических условий бурения требует применения различных типов коронок, разработанных с учетом физико-механических свойств горных пород и особенностей процесса их разрушения. Каждая коронка имеет определенную область применения, в которой она обеспечивает наиболее высокие показатели работы по сравнению с другими типами. Выбор типа коронки для бурения в конкретных геолого-технических условиях является достаточно сложной задачей: предварительно в соответствии с существующими рекомендациями выбирают несколько типов коронок, а затем в результате сравнительных испытаний устанавливают тип, наиболее эффективный в данных условиях. Правильный выбор породоразрушающего инструмента определяет производительность бурения и в конечном счете себестоимость затрат.

Твердосплавные коронки. При вращательном бурении разрушение пород рыхлых, мягких и горных пород средней твердости, пластичных и упруго-пластичных пород успешно осуществляется резанием или резанием-скалыванием буровыми коронками или долотами, вооруженными твердосплавными резцами.

При разрушении горных пород реализуются:

- резание – непрерывное отделение пластичной породы или стружки кромкой прижатого к забою резца;
- скалывание – периодическое отделение осколков породы от забоя прижатым к породе с достаточным осевым усилием резцом или путем приложения ударного импульса к резцу;
- резание-скалывание – отделение крупных частей породы скалыванием или отрывом передней гранью резца с последующим срезанием мелких выступов, до нового акта скалывания.

Твердосплавный породоразрушающий инструмент армируют главным образом спеченными твердыми сплавами различных размеров и формы.

Наплавочные твердые сплавы используют для повышения износостойкости лопастных долот режущего типа, шарошечных долот для бурения мягких горных пород и пород средней твердости (до VII категории по буримости), специальных коронок для вращательного бурения и башмаков обсадных колонн. Преимуществом наплавочных материалов является возможность многократного восстановления бурового инструмента. Таким материалом для наплавки является релит, который характеризуется невысокой, в сравнении со спеченными твердыми сплавами, твердостью и износостойкостью. Спеченные твердые сплавы состоят из карбида вольфрама WC и кобальта Co в различных процентных отношениях. Карбид вольфрама придает сплаву высокую твердость и износостойкость, он не магнитен, имеет высокую теплопроводность и весьма хрупок.

Кобальт – ковкий и вязкий металл, в расплавленном состоянии хорошо смачивает зерна карбида вольфрама и при затвердении прочно связывает их, обеспечивая прочность и упругость сплава, его сопротивляемость скалыванию.

Для армирования бурового инструмента используют в основном спеченные вольфрамо-кобальтовые твердые сплавы типа ВК, которые имеют большую твердость, сочетающуюся с высокой износостойкостью при нагреве до 1000 °С. Сплавы ВК почти не подвергаются заметной деформации, имеют значительную прочность на сжатие, но в то же время отличаются невысокой прочностью на изгиб и растяжение, ударной вязкостью.

Спеченные сплавы типа ВК3, ВК6, ВК8, ВК10, ВК15, ВК20, ВК25 изготавливают из порошковой смеси карбида вольфрама и кобальта путем прессовки в специальных графитовых пресс-формах и спекания при температуре ниже температуры плавления карбидов. Числа в марке сплава соответствуют процентному содержанию кобальта, в зависимости от которого сплавы отличаются прежде всего прочностью на изгиб, плотностью и твердостью.

Прочность на изгиб у сплава ВК3 составляет 100 МПа (минимальная), у сплава ВК25 – 2 000 МПа (максимальная). При этом более твердым является сплав ВК6 (90 МПа). Твердость сплава ВК25 – 82 МПа.

Твердость сплава возрастает с увеличением содержания карбида вольфрама и уменьшением размеров его зерен. По структуре сплавы разделяются на мелко-, средне- и крупнозернистые. Мелкозернистые сплавы с размером зерен 1 мкм имеют индекс «М», крупнозернистые с размером зерен до 3–5 мкм – индекс «В», среднезернистые (размер зерен 1–2 мкм) не имеют индекса.

При увеличении содержания кобальта и зернистости увеличивается ударная вязкость сплава. Предел прочности резцов из твердых сплавов может быть существенно повышен упрочнением, например, охлаждением в азоте или алмазным шлифованием. Шлифование удаляет с поверхности резцов дефектный слой, что повышает предел прочности сплава на изгиб и ударную вязкость на 20–50 %, ударную долговечность в 10 раз.



Рис. 5.1. Инструмент компании *Sandvik* с долотами, вооруженными вставками, изготовленными по технологии *DP*

С учетом основных физико-механических свойств среднезернистые и крупнозернистые с малым содержанием кобальта сплавы применяют для армирования инструмента, работающего в условиях безударных нагрузок, то есть бурового инструмента для вращательного бурения. Сплавы со средним и высоким содержанием кобальта используют для армирования инструмента, работающего в условиях ударных нагрузок, то есть инструмента для ударно-вращательного бурения и шарошечных долот, предназначенных для бурения пород высокой твердости. Эти сплавы обладают наибольшей прочностью, но они менее износостойки.

При ударном бурении изнашивание породоразрушающих элементов сопровождается их скалыванием вследствие приложения динамических нагрузок. В данном случае возникает противоречие, которое состоит в том, что очень твердый сплав, отличаясь высокой износостойкостью, приобретает хрупкость, а значит, низкую ударную вязкость.

Компания *Sandvik* (Швеция) разработала твердосплавный материал с двойными свойствами (*Dual Property – DP*) для изготовления твердосплавных вставок долот для ударно-вращательного бурения (рис. 5.1). За счет варьирования содержанием кобальта достигается изменение твердости и прочности материала. При изготовлении породоразрушающих вставок производится изменение характеристик материала послойно по сечению вставки, что позволяет получить на поверхности и в центре вставки максимальную, а в среднем слое пониженную твердость, что в целом приводит к более высокой агрегатной прочности породоразрушающего элемента. Варьируя составом и размерами слоев, специалисты компании *Sandvik* добиваются максимальной сопротивляемости резцов изнашиванию в поверхностном слое и растрескиванию и последующему скалыванию резцов при возникновении динамических ударных нагрузок (бурение трещиноватых пород, бурение с применением ударных импульсов и др.) (рис. 5.2).

По технологии *DP* производятся твердосплавные вставки и для резцовых коронок для вращательного бурения, которые очень эффективны особенно при бурении трещиноватых горных пород.

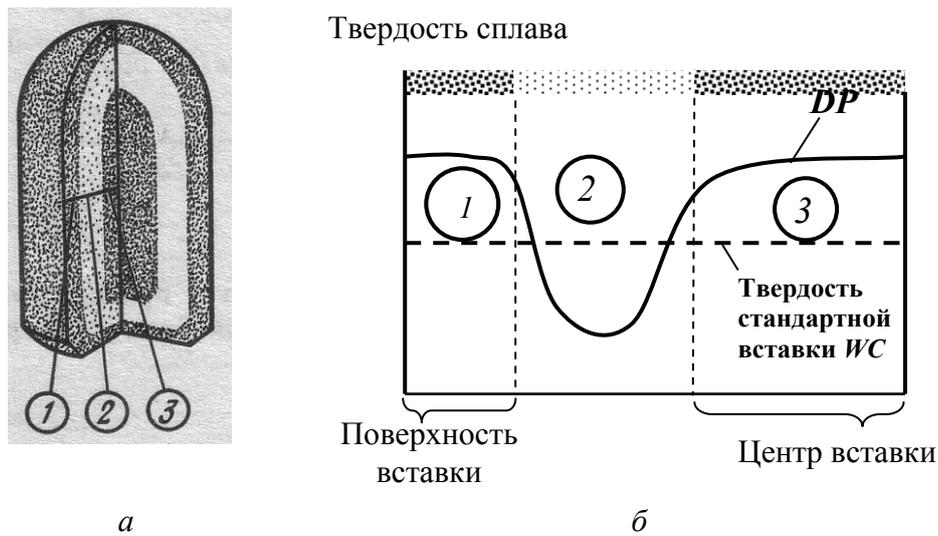


Рис. 5.2. Породоразрушающая вставка *DP* компании *Sandvik* и ее характеристика твердости: *а* – вставка *DP* в разрезе; *б* – график изменения твердости сплава, из которой изготовлена вставка послойно: 1 – наружный слой; 2 – средний слой; 3 – центральная часть вставки

Твердосплавные коронки предназначены для колонкового вращательного бурения скважин в мягких и средней твердости горных породах I–VIII категорий по буримости и подразделяются на три основных типа:

- для бурения мягких пород (ребристые, крупнорезцовые), тип М (I–V категории по буримости);
- для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные резцовые), тип СМ (V–VII категории по буримости);
- для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные, микрорезцовые или самозатачивающиеся), тип СА (абразивные горные породы VI–VIII категории по буримости).

В табл. 5.1 приведены основные типы твердосплавных коронок для вращательного бурения с рекомендациями по выбору рационального инструмента.

Эффективность работы коронки во многом зависит от угла заточки α переднего угла γ_n , угла поворота резцов, их числа и расположения резцов относительно друг друга.

Угол α выбирают в зависимости от характера проходимых пород: чем тверже порода, тем этот угол больше. Для пород средней твердости рациональным является прямой угол резания α , для мягких – $80\text{--}75^\circ$.

Разворот резцов относительно радиуса коронки на $10\text{--}15^\circ$ повышает их сопротивляемость сколу.

Выход резцов за пределы наружного и внутреннего контура корпуса зависит от твердости пород: $0,75\text{--}1,0$ мм – при бурении пород средней твердости и твердых и $3\text{--}6$ мм – при бурении мягких пород.

Размер резца (выступление резца над торцом коронки) также зависит от твердости горных пород и для горных пород средней твердости и твердых составляет 1,5–2,5 мм, 3–7 мм – для бурения мягких пород.

Для бурения твердых и абразивных пород средней твердости применяют резцы небольшой площади сечения, которые в процессе работы самозатачиваются.

Таблица 5.1

Твердосплавные коронки для вращательного бурения

Тип коронки	Диаметр по резцам, мм		Число резцов	Рациональная область применения
	наружный	внутренний		
<i>Коронки ребристые</i>				
М 1	93	57	8	Мягкие, однородные, неустойчивые, пучащиеся породы I–II категории буримости (суглинки, глины, мел, торф, пески и др.)
	112	73	8	
	132	92	8	
	151	112	8	
М 2	93	58	12	Мягкие породы II–IV категорий буримости (мел, галит, железная руда, сланцы, глинистые алевролиты, мергели, слабосцементированные песчаники, бокситы и др.) с прослоями более твердых пород V–VI категорий буримости (известняков и окремнелых известняков и др.)
	112	74	12	
	132	93	16	
	151	113	16	
М 5	93	54	16	Мягкие однородные породы II–IV категорий буримости (глины, слабосцементированные песчаники, гипсы, ангидриты, филлиты, алевролиты и др.) с прослоями более твердых пропластков V категории буримости
	112	73	16	
	132	92	24	
	151	112	24	
<i>Коронки резцовые</i>				
СМ 3	46	31	6	Монолитные, плотные, малоабразивные породы IV–VI категорий буримости (аргиллиты, алевролиты, глинистые и песчаные сланцы, доломиты, гипсы, известняки и др.)
	59	44	6	
	76	59	6	
	93	75	8	
	112	94	8	
	132	114	12	
	151	133	12	
СМ 4	76	58	12	Монолитные и перемежающиеся по твердости малоабразивные породы V–VII категорий буримости (алевролиты, аргиллиты, глинистые сланцы, сланцы, серпентиниты, гипсы, ангидриты, дуниты, перидотиты, пироксениты и др.)
	93	74	12	
	112	93	12	
	132	113	16	
	151	132	16	

Окончание табл. 5.1

Тип коронки	Диаметр по резцам, мм		Число резцов	Рациональная область применения
	наружный	внутренний		
СМ 5	46	31	12	Монолитные и слаботрещиноватые, малоабразивные породы V, VI категорий буримости (доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты, гипсы, ангидриты, дуниты, перидотиты, пироксениты и др.)
	59	44	12	
	76	59	12	
	93	75	18	
	112	94	18	
	132	114	24	
СМ 6	46	31	12	Монолитные и трещиноватые малоабразивные породы VI, VII категорий буримости (доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты, мраморы, магнетиты и др.)
	59	44	12	
	76	59	12	
	93	75	18	
	112	94	18	
	132	114	24	
СТ 2	46	31	6	Малоабразивные монолитные, трещиноватые и перемежающиеся по твердости породы IV–VI категорий буримости (известняки, частично окремненные доломиты, сланцы с твердыми включениями и др.)
	59	44	6	
	76	59	6	
	93	75	8	
	112	94	10	
	132	114	12	
<i>Самозатачивающиеся коронки</i>				
СА 1	46	31	6	Абразивные плотные тонко- и мелкозернистые породы VI–VIII категорий буримости (песчаники, песчаные сланцы, алевролиты, порфириты, габбро и др.)
	59	44	8	
	76	59	8	
	93	75	12	
	112	94	16	
	132	114	16	
СА 4	46	31	12	Абразивные монолитные слаботрещиноватые породы VI–VIII, частично IX категорий буримости (габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны, карбонатиты, серпентиниты, базальты, лабрадориты и др.)
	59	44	12	
	76	59	16	
	93	75	20	
	112	94	20	
	132	114	24	
СА 5 СА 6	59	42	15	Абразивные монолитные и перемежающиеся горные породы VI–VIII категорий буримости (песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, конгломераты, диориты, габбро, порфириты, окварцованные известняки и др.)
	76	58	20	
	93	73	28	
	112	92	28	
	132	112	32	

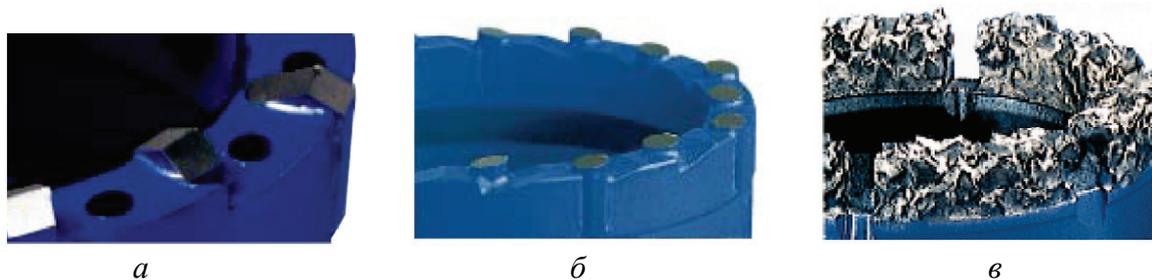


Рис. 5.3. Твердосплавные коронки компании *Atlas Copco*:
 а – с клиновидными резцами; б – с восьмигранными резцами;
 в – с вооружением из дробленого карбида вольфрама *Corborit*

Эффективно работают резцы в коронке, конструкция которой обеспечивает ступенчатую форму разрушения забоя, так как наличие дополнительных обнаженных поверхностей забоя способствует более эффективному разрушению породы.

Как следует из опытных данных, механическая скорость бурения при ступенчатом забое может быть в 1,9 раза выше, чем при плоском.

Для пневмоударного бурения в породах VIII–X категорий буримости, монолитных и трещиноватых при использовании комплексов РП (для разведки коренных месторождений) и КПР (для разведки россыпей) применяются коронки, армированные резцами из твердых сплавов: КП – для бурения с одинарными колонковыми трубами; КДП – для бурения с двойными колонковыми трубами. Коронки типа КП и КДП комплекса РП выпускают диаметрами 151; 132; 113 и 96 мм. Коронки типа КП и КДП комплекса КПР выпускаются диаметрами 161; 184; 216 мм.

Для пневмоударного бурения скважин сплошным забоем применяют коронки КПС, армированные твердым сплавом диаметром 151; 132; 113 и 96 мм.

Для бурения мягких, средней твердости и твердых горных пород компания *Atlas Copco* применяет коронки резцового типа с плоскими поверхностями (рис. 5.3, а), с восьмигранными вставками (рис. 5.3, б) и с вооружением из дробленого карбида вольфрама *Corborit* (рис. 5.3, в).

Коронка с плоскими поверхностями (рис. 5.3, а) используется с буровыми снарядами типа *GEOBOR S* для бурения в рыхлых породах. При бурении такими коронками разрушенная порода гранями резцов направляется в стороны, что, в свою очередь, приводит к снижению заклинивания керна.

Коронки с восьмигранными вставками (рис. 5.3, б) имеют угол наклона режущих поверхностей равный 10° . Вставки выполнены из износостойкого сплава ВК. В процессе эксплуатации коронки могут многократно затачиваться.

Коронка *Corborit* (рис. 5.3, в) имеет чрезвычайно шершавую многогранную рабочую поверхность, полученную при спекании матрицы, состоящей из зерен карбида вольфрама и специального сплава, который, расплавля-

ясь, связывает зерна карбида *W*. Матрица коронки разделена промывочными каналами. Размер зерен карбида вольфрама – от 2 до 5 мм.

В процессе бурения коронка с подобным вооружением обладает большим количеством режущих кромок, вступающих в контакт с породой, что позволяет снизить вибрирование в процессе резания-скалывания горной породы. Коронка может применяться для бурения горных пород средней твердости с пропластками твердых горных пород.

Буровые инструменты с резцами из композиционного сверхтвердого материала. Для создания бурового инструмента резцового типа могут использоваться композиционные материалы, содержащие отдельные алмазные зерна в металлической и металлокерамической матрицах.

К таким сверхтвердым композиционным материалам относится созданный в 1967 г. в ИСМ АН Украины материал *славутич*.

Результаты испытаний показали, что с увеличением размеров алмазных зерен разрушающая нагрузка на них при бурении растет, а предел прочности резко снижается. Поэтому применение крупных алмазов, диаметр которых более 1,5 мм, может приводить к интенсивному разрушению резцов; *славутич*, представляя собой крупный алмазосодержащий резец, обладает более высокой прочностью, чем крупный алмаз, так как состоит из мелких фракций алмаза, соединенных при спекании с порошковой шихтой твердосплавной основы.

Для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые вставки из *славутича* могут использоваться в коронках как для бурения твердых пород, так и для бурения пород средней твердости.

Коронки типа БСС и БСИ оснащены вставками *славутича* в подрезном слое, а коронки БС – как в торцевом слое, так и в подрезном слое.

Коронки БС различных типов применяются для бурения горных пород V–X категорий по буримости.

Кроме коронок с использованием *славутича* изготавливают также долота и расширители.

Параметры режима бурения инструментами с резцами из *славутича* выбирают аналогично методикам выбора режимов бурения резцовым инструментом при бурении мягких горных пород и пород средней твердости и методике определения параметров бурения твердых горных пород алмазным инструментом. Основными исходными данными в этом случае будут физико-механические свойства горных пород и их состояние, а именно трещиноватость, слоистость, абразивность и др. признаки, несколько ограничивающие значения частот вращения и осевых нагрузок на инструмент.

Буровые инструменты с резцами из твердых материалов с поликристаллическими алмазами. Другой вариант изготовления алмазосодержащих твердых материалов состоит в создании спеканием либо прессованием

поликристаллических алмазов, которые отличаются от композиционных алмазосодержащих материалов типа *славутич* наличием жесткого каркаса из сросшихся алмазных зерен. К таким материалам, получившим название *PDC* (*polycrystalline diamonds cutters*), относится созданный в 1976 г. компанией *General Electric* (США) материал *Stratapax*. Компания *De Beers* (ЮАР) выпускает его под названием *Sindet*.

Эти материалы, как показали исследования, не уступают по эксплуатационным качествам крупным природным алмазам и получили широкое распространение. С применением сверхтвердых материалов изготавливаются долота, коронки, расширители, которые успешно заменяют шарошечные долота, твердосплавные коронки, традиционный алмазный инструмент с резцами из природных алмазов, обеспечивая высокий ресурс бурового инструмента. Резцы с пластинами *Stratapax* способны бурить с высокой механической скоростью как мягкие породы, так и твердые породы с удовлетворительными механической скоростью и стойкостью бурового инструмента. Именно поэтому буровые инструменты, армированные пластинами *Stratapax*, наиболее эффективны при бурении в разрезах, представленных породами перемежающейся твердости и при наличии высокоабразивных горных пород. Таким образом, с появлением резцов с пластинами *Stratapax* удалось получить универсальный буровой инструмент, удовлетворяющий достаточно противоречивым требованиям процессов разрушения мягких пород резанием и твердых пород резанием-скалыванием и раздавливанием.

В бурении используются твердосплавные пластины *Stratapax* толщиной 3,5 мм с поликристаллическим покрытием алмазов 0,5 мм. Алмазный слой состоит из спеченных между собой кристаллов размером 60–150 мкм. Твердость пластин, измеренная на приборе ПМТ-3, составляет 50–80 ГПа. Твердосплавная подложка пластины состоит из твердосплавной шихты, содержащей 95 % карбида вольфрама и 5 % кобальта. Формование пластин осуществляется либо спеканием, либо прессованием.

Пластина *Stratapax* получается при совместной обработке отдельных заготовок поликристаллических алмазов и твердого сплава при температуре 1500°, давлении 5 ГПа и выдержке 5–10 мин. В результате алмазный слой синтезируется в виде однородной поликристаллической массы, образующей целое с твердосплавной подложкой и обладающей очень высокой твердостью, износостойкостью и ударной прочностью.

Фирма *De Beers* выпускает материал *Sindet* в виде двухслойных пластин, состоящих из алмазного слоя толщиной 1–1,5 мм и твердосплавной подложки.

ИСМ (Украина) совместно с ВНИИалмаз (Россия) разработали несколько марок поликристаллических алмазов на подложке, аналогичных *PDC*. Материал АТП (алмазные твердосплавные пластины) применяется преимущественно для оснащения бурового инструмента.

Сравнение эксплуатационных свойств *PDC* и АТП, природных алмазов и твердого сплава с содержанием кобальта 6 % свидетельствует о том, что основные свойства поликристаллических алмазов сопоставимы с природными. Существенное колебание твердости природных алмазов объясняется анизотропией их структуры, тогда как кристаллы искусственных поликристаллических алмазов изотропны, то есть физико-механические свойства кристаллов одинаковы во всех направлениях. Это способствует повышению прочности и износостойкости синтетических алмазов. По сравнению с твердым сплавом прочность синтетических поликристаллических алмазов на сжатие выше на 70 %, а твердость на 250 %. Износостойкость пластин *Strata-рах* выше, чем природных алмазов, и в 100–150 раз превышает износостойкость твердого сплава.

В буровом инструменте резцы с поликристаллическими пластинами устанавливают с отрицательным передним углом в пределах от (-5°) до (-25°) в зависимости от твердости горных пород. В инструментах, предназначенных для бурения более твердых горных пород, передний отрицательный угол задается бóльшим.

Показатели работы инструмента с пластинами *PDC* могут составлять в различных горно-геологических условиях по механической скорости от 2,3 до 30 м/ч, а по стойкости – от 200 до 1000 м. При использовании коронок, оснащенных пластинами *PDC*, при бурении песчаников получена скорость бурения 16 м/ч при стойкости 120–260 м против 3,6 м/ч и 30–60 м у твердосплавных коронок.

Таким образом, при бурении осадочных пород, в сравнении с твердосплавным инструментом, использование *PDC* позволяет повысить скорость бурения в 1,5–5 раз и стойкость в 5–15 раз.

При бурении с отбором керна механическая скорость бурения увеличивается по сравнению с однослойными алмазными коронками в 4–5 раз, твердосплавными – до 10 раз.

Коронки с резцами *PDC* способствуют повышению выхода керна. При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые коронки, армированные пластинами с поликристаллическими алмазами, особенно перспективны в сочетании со снарядами со съемным керноприемником.

Компания *Atlas Copco* выпускает резцовые коронки, вооруженные поликристаллическими алмазными вставками *Diapax* и *Tripax*.

Элемент *Diapax* выполнен в виде пластины с нанесенным слоем алмазов толщиной 0,5 мм, а *Tripax* – в виде треугольных или квадратных блоков-резцов.

Коронки с пластинами *Diapax* (рис. 5.4) предназначены для бурения мягких, вязких глинистых, мерзлых грунтов, горных пород средней твердости.

В подобных горных породах коронки с пластинами *Diapax* имеют очень высокий ресурс (до 1 000 м) и производительность. Недостатком таких коронок является низкая стойкость к ударным нагрузкам, что делает их непригодными для бурения массива с прослоями твердых горных пород.

При бурении пластины *Diapax* изнашиваются по внешней режущей кромке, контактирующей с породой. Получившие односторонний износ пластины *Diapax* могут извлекаться из коронки и вновь устанавливаться с поворотом на некоторый угол, что позволяет восстанавливать инструмент 3–4 раза до полного изнашивания режущих кромок пластин. Суммарный объем бурения с этими пластинами с учетом восстановления инструмента может, таким образом, составлять более 1 000 м.

Режим бурения коронками с пластинами *Diapax* предусматривает частоту вращения 50–80 мин⁻¹ и осевую нагрузку 10–20 кН.

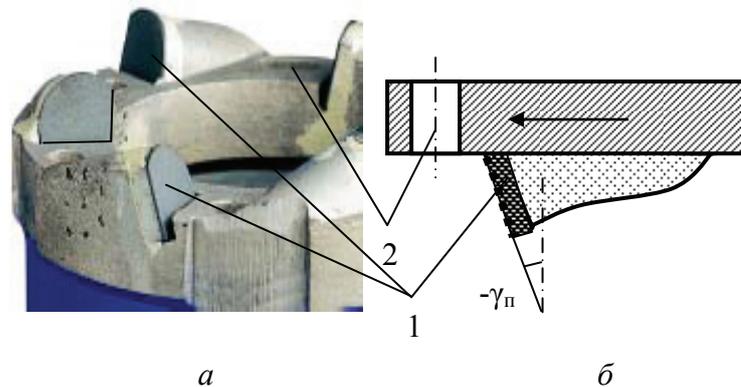


Рис. 5.4. Коронка с поликристаллическими вставками *DIAPAX* (а) и схема вставки (б – вид сбоку): 1 – вставка; 2 – отверстия для промывочной жидкости

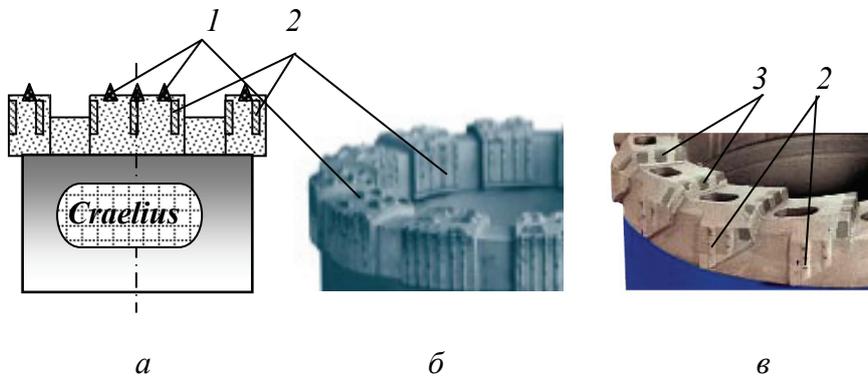


Рис. 5.5. Схема (а) и фото (б, в) коронок с элементами *Triпах*: 1 – пирамидальные вставки *Triпах*; 2 – подрезные вставки; 3 – кубические вставки *Triпах*

Коронки с режущими вставками *Tripax* компании *Atlas Copco* состоят из поликристаллических алмазных компонентов, имеющих треугольную или квадратную форму (рис. 5.5). Масса вставки составляет 0,3–1,0 карат (1 карат = 0,2 грамма). Треугольная или квадратная форма создают хорошую режущую кромку и достаточно высокую прочность резца. Коронки со вставками *Tripax* применяются для бурения горных пород средней твердости и твердых. Их ресурс составляет от 50 до 250 м. В породах невысокой прочности ресурс коронок может составить около 1 000 м.

Таковыми коронками рекомендуется бурить с частотой вращения 200–300 мин⁻¹ и осевым усилием 10–20 кН.

Механизм работы коронок с пластинами *Diapax* и вставками *Tripax* при бурении мягких и пластичных горных пород аналогичен механизму работы твердосплавных резцов с отрицательными передними углами.

Коронки со вставками *Tripax* в случае бурения твердых горных пород разрушают породу отдельными алмазами. При этом механизм разрушения близок к процессу разрушения горных пород мелкими резцами алмазного бурового инструмента.

Компания *Boart Longyear* производит коронки с резцами из поликристаллических алмазов (*PDC*) и термически стабильных алмазов (*TSD*). Они особенно эффективны при бурении мягких пород, таких как уголь и глинистый сланец, в которых эффективно резание породы.

При использовании бурового инструмента с резцами *PDC* особое значение имеет схема размещения резцов, которая существенно влияет на эффективность разрушения породы. Для повышения эффективности расстановка резцов должна максимально соответствовать условиям образования свободных поверхностей забоя скважины.

В плоскости перпендикулярной забою, резцы должны иметь некоторый угол поворота на угол $\varphi_p = 5-10^\circ$ (рис. 5.6), что положительно сказывается на условиях отвода разрушенной породы из-под торца коронки, снижении динамической нагрузки на инструмент.

Изучение механизма работы коронок с *PDC* показывает, что при бурении упруго-хрупких и хрупких твердых горных пород порода разрушается обнаженными алмазами резцов с *PDC* главным образом путем раздавливания и скалывания породы.

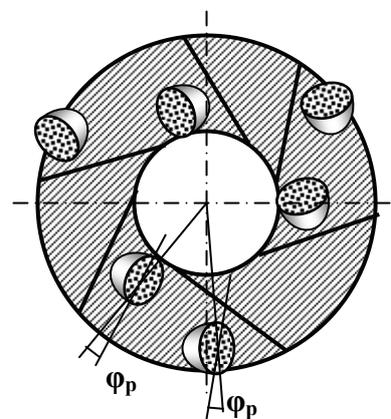


Рис. 5.6. Схема установки резцов *PDC* на торце инструмента для обеспечения отрицательного угла резания со скважино- и кернообразующими боковыми поверхностями

При бурении пластичных и пластично-хрупких пород разрушение происходит всем объемом алмазосодержащей пластины вдавливанием, пластическим резанием и скалыванием породы аналогично механизму разрушения породы крупным твердосплавным резцом.

Алмазный инструмент. Производительность и работоспособность такого инструмента во многом зависят от крупности, схемы размещения алмазов в матрице инструмента, ориентации их в направлениях к плоскости забоя и резания-скалывания по твердому вектору.

Буровой инструмент оснащается алмазами различной зернистости, измеряемой количеством алмазов в одном карате (шт/карат).

Основные размеры алмазов, применяемых в буровых инструментах, таковы: 2–5 шт/карат – диаметр зерна 3–4 мм; 10 шт/карат – диаметр зерна 2,5 мм; 15 шт/карат – диаметр зерна 2,0 мм; 20 шт/карат – диаметр зерна 1,8 мм; 50 шт/карат – диаметр зерна 1,3 мм; 90 шт/карат – диаметр зерна 1,1 мм; 150 шт/карат – диаметр зерна 0,9 мм; 200–400 шт/карат – диаметр зерна 0,7–0,5 мм; менее 400 шт/карат – диаметр зерна менее 0,5 мм.

В породах средней твердости (VI–VIII категории по буримости) наилучшие результаты показывают коронки, армированные алмазами зернистостью от 20 до 2 шт/карат; в твердых породах (VIII–X категория) целесообразно использовать коронки с алмазами зернистостью от 200–20 шт/карат), в очень твердых породах (X–XII категория) – коронки с алмазами зернистостью 600–150 шт/карат.

Для изготовления алмазных долот применяют алмазы зернистостью от 1 до 20 шт/карат.

При оснащении буровых инструментов, как правило, боковые – подрезные резцы изготавливают из более крупных алмазов, чем торцевые. Места перехода от торцевой к боковой части матрицы армируются также более крупными алмазами.

В связи с появлением таких сверхтвердых материалов, как *Stratapax*, крупные природные алмазы зернистостью 2–10 шт/карат в буровом инструменте заменяются резцами из *PDC*, т.к. они отличаются большей прочностью и износостойкостью.

Величина выпуска алмазов из матрицы зависит от твердости буримых пород и размера алмазов. При бурении пород средней твердости величина выпуска алмазов может быть до 30 % размера алмазов, твердых пород – до 20 %, а максимально твердых – до 10 %.

Различают коронки без заданного выпуска алмазов, в которых выпуск составляет 5–10 % размера алмаза, и инструмент с заданным выпуском алмазов, в котором выпуск резцов составляет 20–30 % их линейного размера.

Матрицы алмазных коронок отличаются твердостью – важнейшей характеристикой, определяющей во многом эффективность алмазного бурового

инструмента. Твердость (HRC) матрицы определяется по методу Роквелла, и она может быть такой: 10–20 – очень мягкая матрица; 15–20 – мягкая матрица; 25–30 – матрица средней твердости; 30–35 – твердая матрица; 50–55 – очень твердая матрица.

Более твердые матрицы предназначены для бурения абразивных и менее твердых горных пород, мягкие матрицы – для бурения более твердых и менее абразивных. Правильный выбор твердости матрицы задает темп ее изнашивания и, соответственно, обнажения алмазных резцов при бурении, что в результате определяет эффективность бурового процесса. Чрезмерный темп изнашивания матрицы приводит к потере алмазных резцов, а замедленный износ – к изнашиванию самих алмазов (заполирование алмазов).

- ❖ **Заполирование алмазов** – образование на поверхности алмазов площадок износа, ориентированных параллельно забою скважины и имеющих гладкую полированную поверхность.

В идеальном случае при бурении импрегнированной коронкой износ матрицы и алмазов происходит с одинаковой скоростью.

Вооружение алмазного бурового инструмента во многом определяется насыщенностью матрицы алмазами – отношением объема алмазов к объему матрицы инструмента в процентах. Опыт бурения показывает, что этот показатель должен составлять в среднем 5–10 %. В ряде случаев ведущие фирмы выпускают инструмент с насыщенностью алмазами 15–25 %.

Насыщенность алмазами, равно как и их качество, определяет ресурс бурового инструмента, его стойкость.

Расход алмазов без рекуперации для организаций Министерства геологии СССР обычно составлял 0,6–0,9 карат/м в зависимости от твердости горных пород и совершенства применяемой технологии бурения.

- ❖ **Рекуперация** (лат. *recuperation* – возвращение, получение обратно) – извлечение сохранившихся алмазов из отработанного алмазного инструмента с целью их повторного использования.

Для бурения применяют однослойные алмазные буровые коронки с зернистостью резцов в основном от 10 до 150 шт/карат, в которых алмазы располагаются на торце в один наружный слой, и импрегнированные алмазные коронки с более мелкими алмазами, которые располагаются в несколько слоев (5–9 слоев). Число слоев алмазов в импрегнированных коронках определяется зернистостью алмазов – чем более мелкие алмазы, тем больше число алмазных слоев имеет коронка.

В однослойных коронках алмазы могут располагаться по следующим основным схемам: в шахматном порядке; по радиальным направлениям; по косым радиусам; по концентрическим окружностям. Возможны, естественно, и иные схемы размещения алмазов, в том числе их ориентированная установка

с учетом направлений максимальной твердости алмазного зерна. Критериями эффективного расположения алмазов в матрице являются равномерное распределение на торце и перекрытие движущимися резцами всего забоя буримой скважины тем количеством алмазов, которое необходимо разместить в коронке.

Для повышения прочности соединения алмазов с матрицей применяют грануляцию алмазных зерен, которая состоит в покрытии алмаза металлом. Наиболее интересен вариант «металлизации» алмаза пористым хромом. В этом случае достигается не просто высокая адгезия зерна с матрицей, но и соединение за счет проникновения материала матрицы в поры оболочки из хрома.

Для бурения в основном применяют необработанные алмазы с острыми режущими гранями, алмазы овализованные и полированные. Овализованные алмазы получают механической обработкой для придания алмазу округлой формы. Полирование овализованных алмазов производят для уменьшения силы трения алмазов о породу при бурении. При овализации и последующем полировании алмазов удаляются выступающие части, в результате образуется гладкая поверхность и округлая форма. Овализация и особенно полирование ликвидируют с поверхности алмаза трещины и дефекты, что повышает прочность алмазного зерна.

Выбор типа алмазной коронки для вращательного бурения в конкретных геолого-технических условиях можно произвести, пользуясь данными, представленными в работах [1, 2, 3, 7, 8, 17 и др.].

Компанией *Boart Longyear* выпускаются импрегнированные коронки *Alpha Bit* восьми типов, отличающиеся твердостью матриц. Вся серия таких коронок выполнена по технологии специального покрытия алмазов. Алмазы со специальным покрытием обеспечивают повышение эксплуатационных характеристик за счет:

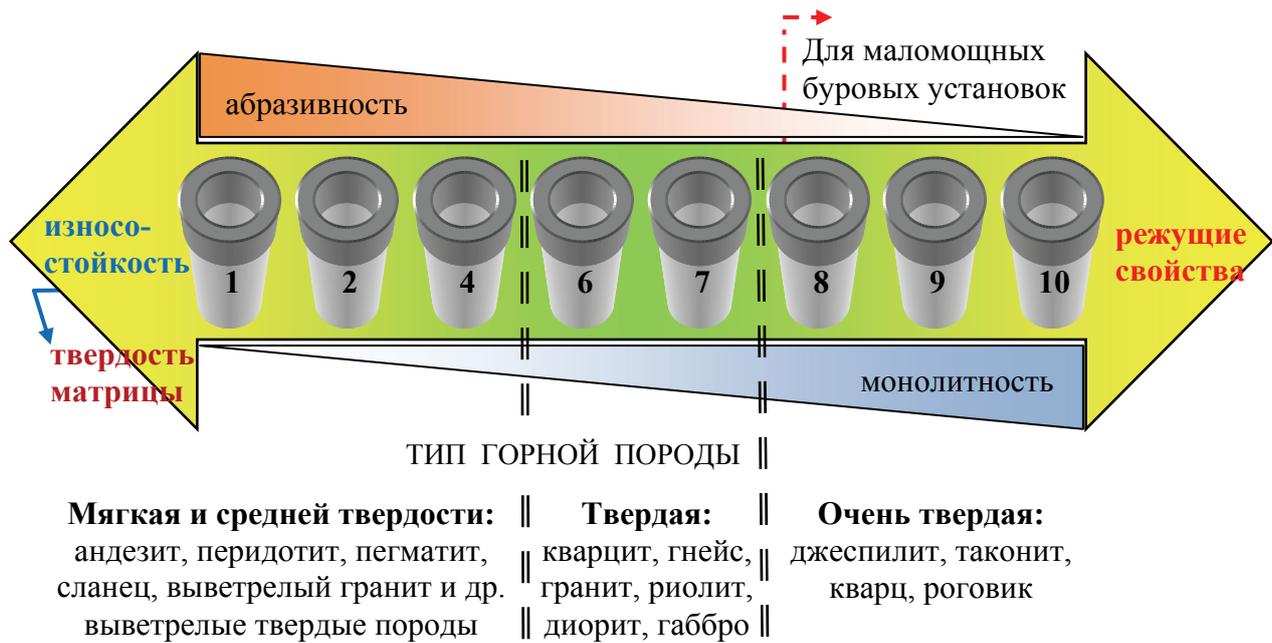
- защиты алмазов от окисления и разрушения поверхности в процессе производства;

- предотвращения преждевременного выпадения алмазов из матрицы;
- увеличения числа режущих кромок, вступающих в контакт с породой.

В соответствии с технологической схемой, предложенной компанией (рис. 5.7), производится подбор коронок, наиболее соответствующих свойствам горных пород, прежде всего – абразивности и твердости. Стандартный ряд коронок этой компании усилен версиями коронок с более выраженной вариацией параметров:

- для бурения абразивных и трещиноватых твердых пород – версия *Abrasive* (с матрицами серии 06, 07, 08);

- для бурения очень твердых, но не абразивных пород – версия *Competent*, обладающая более высокими режущими свойствами (с матрицами серии 07, 08, 09, 10).



1. Коронки с матрицами от 6 до 10 серии могут изготавливаться с дополнительными каналами на торце (*Express*) и с увеличенной высотой матрицы (*Extended Crown*).

2. Коронки могут изготавливаться с увеличенной шириной промывочных окон (*Super-Flush*) и дополнительными торцевыми промывочными отверстиями (*Face Discharge*).

3. Для бурения твердых и одновременно абразивных, а также трещиноватых горных пород коронки стандартной серии 6–8 изготавливаются с более твердой и прочной матрицей в версии *Abrasive*.

4. Для бурения очень твердых горных пород коронки стандартной серии 6–10 изготавливаются в версии *Competent*.

Рис. 5.7. Технологическая схема выбора алмазных импрегнированных коронок *Alpha Bit* компании *Boart Longyear*

Предложенная номенклатура коронок позволяет успешно подбирать наиболее приемлемый для условий бурения тип коронки и избегать в том числе заполирования алмазных резцов.

Создаваемый буровой алмазный импрегнированный инструмент отличается не только формой торцевой части и промывочных каналов, но и высотой матриц. У коронок компании *Boart Longyear* типа *Alpha* высота матрицы может быть 9,5; 12 и даже более 25 мм.

Последняя из коронок имеет маркировку *Alpha Stage 3* (рис. 5.8). Уникальность этой коронки – в наличии трех рабочих «этажей», располагаемых по вертикали, при этом каждый из них оснащен тремя промывочными каналами. На первом этапе работы коронки работают все три «этажа» матрицы, пропуская жидкость. При этом нижние окна обеспечивают проход жидкости для удаления шлама с забоя скважины. По мере срабатывания матрицы площадь, а затем и число каналов уменьшается, а на заключительном этапе,

когда в работе находится только последний «этаж» матрицы, работают только три оставшиеся промывочные канала.

Сравнительные испытания коронок типа *Alpha Stage 3* и *Alpha Extended Crown* с высотой матрицы 12 мм показали, по данным фирмы-производителя, что интервал бурения первыми коронками в очень твердых породах составил 126–130 м, вторых – 40–41 м. При бурении пород средней твердости соотношение длины проходки этими коронками составило соответственно 400–500/140–150 м.

Низкая (6,5, 8,0 мм) и стандартная (9,5 мм) высота матрицы используется для коронок, срок службы которых не влияет на количество операций спуска-подъема снаряда при бурении и в том случае, если ожидается значительный износ по диаметру. Для снарядов со съемным керноприемником обычно рекомендуются коронки с «очень высокой» (12 мм) и «супервысокой» (16 и 25 мм) матрицами.

Для импрегнированных коронок основным является *W*-профиль, эффективный за счет образования свободных поверхностей разрушения горной породы, что способствует снижению энергоемкости ее разрушения.

Компанией *Boart Longyear* выпускаются однослойные коронки с различными профилями торца, классами и размерами алмазов.

Для изготовления однослойных коронок применяют алмазы зернистостью от 6 до 130 шт/карат следующих классов качества:

- необработанные природные высочайшего качества, предназначенные для использования в коронках для колонкового бурения твердых и очень твердых горных пород;
- природные высокого качества, используемые при изготовлении коронок для колонкового бурения, долот и расширителей;
- обработанные, применяемые для изготовления коронок, предназначенных для бурения горных пород средней твердости;
- алмазы невысокого качества, частично обработанные и применяемые для изготовления башмаков для обсадных колонн и коронок для бурения самых мягких горных пород.

Компания *Boart Longyear* предлагает коронки с различными профилями матриц. Среди них наиболее типичными являются полукруглый профиль (тип *B*), многоступенчатый, пилотный (профиль *F*) и конический (профиль *M*). Как правило, многоступенчатый профиль обеспечивает высокую скорость бурения, но не достаточно износоустойчив при бурении твердых трещиноватых горных пород, для которых предпочтительнее полукруглый профиль. Пилотный профиль обладает хорошей стабилизирующей способностью и обеспечивает снижение искривления скважин в сравнении с полукруглым профилем, который отличается высокой прочностью, но требует более высокой осевой нагрузки.



Рис. 5.8. Импрегнированная коронка компании *Boart Longyear* типа *Alpha Stage 3*



Рис. 5.9. Торец коронки с каналами в торце матрицы

В однослойных коронках компании *Boart Longyear* промывочные окна в коронках обычно неглубокие для обеспечения равномерного охлаждения и промывания всего торца и выполнены от внешнего к внутреннему диаметру для подачи большого количества жидкости под торец коронки.

Торцевые промывочные отверстия (рис. 5.9) рекомендуются при бурении более мягких рыхлых горных пород, чтобы свести к минимуму вымывание керна, а также в сочетании с системой специальных двойных и тройных колонковых труб.

В коронках для бурения абразивных и трещиноватых горных пород края промывочных каналов усилены вставками из карбида вольфрама.

При выборе однослойных алмазных коронок придерживаются рекомендаций, представленных в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Рекомендации по выбору однослойных коронок компании *Boart Longyear*

Тип породы	Состояние породы	Зернистость алмазов, шт/ карат	
		торцевых	подрезных
<i>Средней твердости:</i> Доломит Алевролит Пегматит Аспидный сланец Песчаник	Монолитные	45/55	35/45
	Трещиноватые	35/45	25/35
<i>Мягкие:</i> Глинистый сланец Известняк Туф Пегматит	Монолитные	25/35	15/25
	Трещиноватые	15/25	10/15

Тип породы	Состояние породы	Зернистость алмазов, шт/ карат	
		торцевых	подрезных
<i>Очень мягкие:</i> Глина Гипс Тальк Поташ	Все типы	10/15	6/10

Калибрующие ствол скважины однослойные расширители представляют собой элемент колонкового набора для присоединения коронки к колонковой трубе. На внешней поверхности расширителя расположены алмазы, задающие определенный диаметр ствола скважины независимо от степени износа коронки. При бурении калибрующий расширитель выполняет также роль стабилизатора направления ствола скважины.

Алмазные калибрующие расширители компании *Boart Longyear* могут использоваться во всех типах горных пород – от мягких до очень твердых, от монолитных до сильнотрециноватых.

Выпускаются следующие типы расширителей.

Расширитель *Premium* – калибрующий с длительным сроком службы расширитель самого высокого качества для использования при бурении глубоких скважин. При бурении твердой породы в нормальных условиях обеспечивает совместную обработку от 6 до 8 импрегнированных коронок на один расширитель.

Расширитель *Premium Lite* – недорогой расширитель для бурения неглубоких скважин в горных породах невысокой твердости. Обеспечивает совместную обработку 3–6 импрегнированных коронок на один расширитель.

Расширитель *Premium Stabilized* – стабилизированная версия расширителя *Premium* с длительным сроком службы при необходимости бурения глубоких скважин с минимальным искривлением ствола. При бурении твердой породы обеспечивает совместную обработку от 6 до 8 импрегнированных коронок на один расширитель.

При бурении рекомендуется постоянно использовать два или более калибрующих расширителя, которые следует использовать, чередуя для поддержания требуемого диаметра скважины и изъятия чрезмерно изношенных. В противном случае возможна недостаточная стабилизация коронки и уменьшение диаметра скважины, ствол которой впоследствии придется расширять. Для проверки износа расширителей рекомендуется использовать калибр-кольцо.

При бурении через четвертичные отложения с применением обсадной колонны применяют башмаки и обсадные коронки с алмазным однослойным и импрегнированным вооружением.

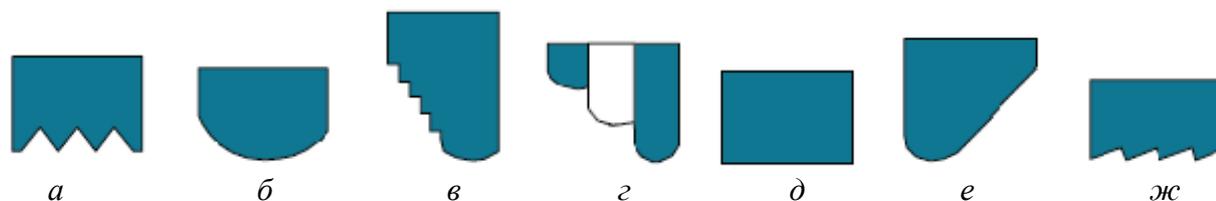


Рис. 5. 10. Основные формы профиля бурового инструмента компании *Atlas Copco*, выпускаемые под маркой *Craelius*: а – W-профиль; б – полукруглый; в – многоступенчатый; г – широкий двухступенчатый с промывочными каналами под торец; д – плоский; е – конический; ж – пиловидный

Башмаки используются для посадки колонны в коренную породу при бурении по рыхлым, сыпучим породам для продвижения обсадной колонны вниз при бурении с опережающим креплением ствола скважины.

Внутренний диаметр башмаков выполнен вровень с внутренним диаметром обсадной колонны и не имеет алмазного вооружения, благодаря чему обеспечивается свободное прохождение колонкового набора через башмак обсадной колонны.

Алмазные обсадные коронки обычно также используют для бурения через мощные четвертичные отложения, но реже; они отличаются от башмаков тем, что их внутренний диаметр меньше, чем у башмака такого же размера, и имеет алмазное вооружение. Это не позволяет колонковому набору проходить через обсадную коронку.

По завершении бурения обсадной коронкой последняя извлекается из скважины, а коронка заменяется башмаком; после спуска обсадной колонны возобновляются обычные буровые работы.

Однослойные башмаки и обсадные коронки предназначены для бурения твердых и однородных пород, импрегнированные башмаки и обсадные коронки – для очень твердых и трещиноватых пород. Бурение обсадными колоннами ведут на самых малых частотах вращения с минимальным расходом промывочной жидкости.

Компания *Atlas Copco* активно занимается алмазным бурением с 1886 года. В настоящий момент компания производит все основные виды алмазного бурового инструмента под торговыми марками *Craelius* и *Hobic*.

Для инструмента компании *Atlas Copco* характерны представленные на рис. 5.10 формы профилей торца бурового алмазного инструмента: W-профиль является основным при создании импрегнированных коронок (рис. 5.10, а); полукруглый применяется при изготовлении однослойных коронок (рис. 5.10, б); многоступенчатый позволяет получить более высокую скорость бурения, но не рекомендуется для бурения трещиноватых горных пород (рис. 5.10, в); двухступенчатый используется при создании коронок для бурения мягких горных пород снарядами типа *T6S*, *GEOBOR S* и тройными

колонковыми наборами типа *NK3*, *HK3*, *PG3* (рис. 5.10, *з*); плоский используется при изготовлении некоторых типов импрегнированных коронок (рис. 5.10, *д*); конический используется при изготовлении алмазных долот (рис. 5.10, *е*); пиловидный применяется только в коронках *TRIPAX* (рис. 5.10, *ж*).

Импрегнированные коронки компания *Atlas Copco* производит с использованием только синтетических алмазов, за исключением калибровочных подрезных. Специалистами компании отмечается, что для большинства горных пород импрегнированные коронки экономичнее, чем однослойные, поскольку обладают большей износостойкостью, особенно при бурении трещиноватых горных пород.

В табл. 5.3 представлены основные типы матриц импрегнированных коронок *Craelius Diaborit* компании *Atlas Copco*.

Таблица 5.3

Ассортимент матриц алмазных коронок
компании *Atlas Copco*

Тип матрицы	Область применения	Твердость матрицы
<i>SC10</i>	Очень твердая неабразивная мелкозернистая горная порода	
<i>KS(S++)</i>	Твердая, очень твердая неабразивная мелкозернистая порода	
<i>SC8-9</i>	Твердая невысокой абразивности мелкозернистая порода	
<i>SC6-8</i>	Средней твердости, твердая умеренно абразивная порода	
<i>KM</i>	Средней твердости, твердая мелкозернистая порода	
<i>KX</i>	Средней твердости мелкозернистая и смешанной зернистости порода умеренной абразивности	
<i>HM</i>	Средней твердости умеренно абразивная порода	
<i>SC5</i>	Средней твердости абразивная, трещиноватая горная порода	
<i>SC4-5</i>	Мягкая, средней твердости, очень абразивная, крупнозернистая порода	
<i>SC2</i>	Мягкая, средней твердости, очень абразивная, сильнотрещиноватая порода	

Высота матрицы коронок, мм, бывает низкой – 6,5 (обычные коронки), стандартной – 9,5 (обычные коронки и коронки ССК), очень высокой – 12,0 (коронки для ССК), супервысокой – 16,0 (коронки для ССК).

Низкая и стандартная матрицы используются для обычных коронок, используемых для бурения в условиях, когда срок службы коронок не влияет на количество спуско-подъемных операций или когда возможен сильный износ коронки по диаметру.

Для бурения ССК обычно рекомендуются коронки с очень высокой и супервысокой матрицами.

Большинство импрегнированных коронок имеют *W*-профиль и плоский профиль.

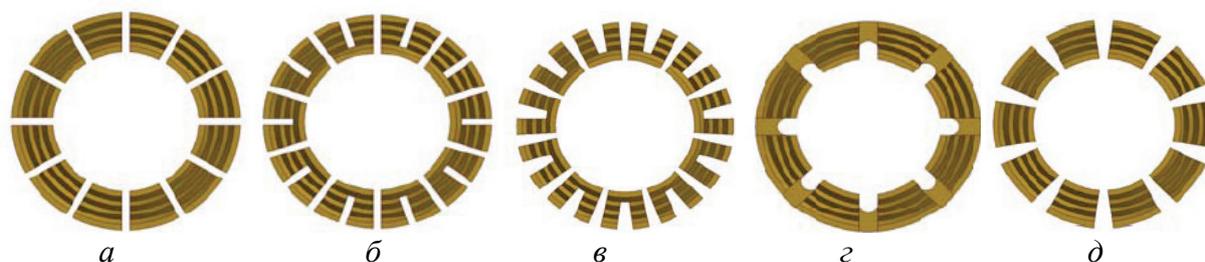


Рис. 5.11. Основные формы торца импрегнированных коронок Hobic (*W*-профиль): *a* – стандартная форма; *б* – Turbo; *в* – Turbo Mod.1 (Торпедо); *г* – с торцевой промывкой; *д* – с увеличенными промывочными каналами

Однослойные коронки компании *Atlas Copco* типа *Diamy* выпускаются с полукруглым, многоступенчатым профилями и торцевой промывкой (рис. 5.10, *б–г*).

Твердость матрицы у всех типов таких коронок одинакова, а для армирования матриц используются природные алмазы высокого качества группы *S*: специальное качество, отобранные и обработанные алмазы с высокой степенью шлифовки поверхности. Размер алмазов 20–25 *SPC* (шт/карат) и 30–50 *SPC* (шт/карат). Коронки с более мелкими алмазами используют для бурения более твердых горных пород, а с более крупными – для бурения менее твердых пород.

В стандартных однослойных алмазных расширителях используют алмазы зернистостью 30–50 шт/карат. Наклонное в направлении вращения инструмента положение промывочных каналов на расширителе обеспечивает эффективную промывку и увеличивает срок службы как расширителей, так и коронок. Алмазные расширители применяют для бурения твердых горных пород. Для бурения менее твердых горных пород, таких как известняк, применяют расширители с карбидвольфрамовыми вставками. При бурении таких пород расширители с подобным вооружением бывают более экономичными.

Алмазный буровой инструмент под торговой маркой *Hobic* расширяет номенклатуру коронок для алмазного бурения. Компанией предлагаются следующие формы матриц буровых импрегнированных коронок с *W*-профилем (рис. 5.10, *a*): стандартная (рис. 5.11, *a*); *Turbo*, позволяющая бурить при более низких осевых нагрузках на коронку по сравнению с коронкой, имеющей стандартную форму торца (рис. 5.11, *б*); *Turbo Mod.1* – вариант исполнения формы *Turbo* с увеличенными каналами на торце (рис. 5.11, *в*); формы с торцевой промывкой (рис. 5.11, *г*) и увеличенными промывочными каналами (рис. 5.11, *д*).

Форма торца типа *Turbo* позволяет получить повышенную механическую скорость бурения в твердых и очень твердых горных породах. Данные коронки обеспечивают снижение искривления скважин и увеличивают длину рейса при бурении твердых и умеренно трещиноватых горных пород за счет эффективного бурения при более низких осевых усилиях. В то же время

коронки с такой формой торца не рекомендуется применять для бурения сильнотрещиноватых и перемежающихся по твердости горных пород, поскольку с этих условиях наблюдается преждевременный износ коронок по внешнему диаметру.

Форма торца *Turbo Mod. 1* предназначена для бурения монолитных очень твердых горных пород при условии их малой абразивности. Коронки с подобной формой торца обеспечивают высокие значения механической скорости бурения при умеренных осевых нагрузках на инструмент.

Форма матрицы с торцевой промывкой (рис. 5.11, з) предназначена для бурения с повышенным уровнем промывки и обычно применяется с трехтрубными буровыми снарядами.

Форма матрицы с увеличенными промывочными каналами *ECF* (рис. 5.11, д) имеет трапециевидные формы промывочных каналов, меньшая сторона которых ориентирована внутрь. Такие коронки применяются для бурения сильнотрещиноватых и раздробленных горных пород, при разрушении которых актуальна дополнительная защита диаметра коронок. С этой целью подобные коронки имеют усиленную защиту внутреннего и внешнего периметра матрицы в виде карбидо-вольфрамовых твердосплавных вставок.

Наряду с приведенными выше формами торцов алмазных коронок выпускаются коронки с увеличенным до размеров расширителя внешним диаметром матрицы (нестандартный размер). В определенных горно-геологических условиях они обеспечивают более высокую производительность и износостойкость.

Импрегнированные алмазные коронки *Hobic* имеют различные типы матриц, которые созданы для бурения горных пород различной твердости, абразивности, трещиноватости.

В табл. 5.4 приведены основные типы матриц алмазных коронок с рекомендациями по их выбору в зависимости от буруемой горной породы.

Под маркой *Hobic* выпускаются также расширители и башмаки для обсадных коронок.

Для обозначения бурового инструмента и его характеристик компанией *Atlas Copco* применяются буквенные коды.

Для обозначения типа инструмента: *CBT* – буровая коронка; *NCB* – бескерновая буровая коронка (долото); *CAS* – башмак обсадных труб; *RES* – расширитель; *ROS* – башмак бурильных труб.

Для обозначения типа коронок для разведочного бурения: *DBT* – импрегнированные коронки; *DMY* – однослойные коронки; *DPX* – коронки *Diapax*; *TRX* – коронки *Tripax*; *TCl*, *TCP* – карбидвольфрамовые коронки со вставками и плоские; *CRB* – коронка *Corborit*.

Обозначения типов матриц импрегнированных коронок даны в табл. 5.5. Сорт алмазов, используемых для однослойных коронок, – S, размер алмазов – *SPC*.

Таблица 5.4

Основные типы алмазных коронок *Hobit*

Типы горных пород	Характеристика пород	Типы матриц серии <i>Hobit</i>
Такониты	Очень твердые, неабразивные	14/15 12/14
Кремнистые сланцы Джеспилиты Стекловидные сланцы Риолиты	Очень твердые, неабразивные, тонкозернистые	10 9H
Диориты Граниты Гнейсы Кварциты	Очень твердые, неабразивные, мелкозернистые	8A.2
Гранитные скарны Пегматиты Кварцы Окремненная порода	Твердые, умеренно абразивные, мелкозернистые и среднезернистые, трещиноватые	7C
Базальты Диориты Диабаз Габбро	Средней твердости, умеренно абразивные, мелко- и среднезернистые, трещиноватые	7AA
Доломиты Выветренные граниты Сerpентиниты Перидотиты	Средней абразивности и абразивные, средне-крупнозернистые, трещиноватые	4–6 3J
Конгломераты Крепкие сланцы Известняки Песчаники	Абразивные, высокоабразивные, крупнозернистые, сильнотрещиноватые	2C 1,1

Таблица 5.5

Примеры описания характеристик бурового инструмента компании *Atlas Copco*

Инструмент	Тип	Размер	Конструкция бурового снаряда	Матрица	Размер алмазов, шт/карат	Высота матрицы, мм	Сорт алмазов
<i>CBT</i>	<i>DMY</i>	146	<i>T6S</i>	–	20–25	–	<i>S</i>
<i>CBT</i>	<i>DBT</i>	46	<i>TT</i>	<i>SC5</i>	–	2(6,5)	–
<i>CBT</i>	<i>DBT</i>	B	<i>GM</i>	<i>KM</i>	–	3(9,5)	–

Примечание. 1. Буровая коронка, однослойная, *146T6S*, *SPC 20/25*, качество алмазов *S*, промывка под торец. Краткая запись: *CBT DMY 146T6S 20/25 S FD*.

2. Буровая коронка, импрегнированная, *46TT*, матрица *HM*, стандартная. Краткая запись: *CBT DBT 46TT HM/2*.

3. Буровая коронка, импрегнированная, *BGM*, матрица *KH*, очень высокая. Краткая запись: *CBT DBT BGM KH/3*.

Импрегнированные и однослойные коронки выпускаются с различными вариантами исполнения промывочных каналов: *CF* – стандартная конструкция; *ECF* – увеличенный промывочный канал; *FD* – торцевые овальные отверстия. Буровые коронки с подачей промывки под торец используются при бурении по рыхлым породам, которые могут разрушаться потоком жидкости.

Коронки, усиленные по внутреннему диаметру, обозначаются *R*, усиленные по внутреннему и внешнему диаметру – *RR*. Дополнительно может указываться число вставок в коронках *DPX* и *TRX – INS* и тип профиля коронки – *PRF*.

В табл. 5.5 даны примеры описания характеристик бурового инструмента.

В табл. 5.6 и 5.7 приведены основные размеры бурового инструмента компании *Atlas Copco*, которые используются в настоящее время при проведении геологоразведочных работ.

В табл. 5.6 указаны основные размеры инструмента, получаемого керна и значения площадей скважины, керна, а также соотношения для снарядов обычного (без съемного керноприемника) бурения. В табл. 5.6 приведены данные о снарядах, полная характеристика которых представлена в табл. 7.7, а схемы конструкций – на рис. 7.5.

Таблица 5.6

Основные размеры бурового инструмента
компании *Atlas Copco* обычного (без съемного керноприемника)
бурения различными снарядами

Диаметр инструмента, мм	Буровой снаряд	Диаметр керна, мм	Площадь скважины, см ²	Площадь керна, см ²	Процент площади резания по отношению к площади скважины
46	T1	35,3	16,8	9,8	41,7
	T2	31,7		7,9	53,0
	B	31,7		7,9	53,0
56	T1	45,2	24,9	16,0	35,7
	T2	41,7		13,7	45,0
	B	41,7		13,7	45,0
66	T2	51,7	34,5	21,0	39,1
	B	51,7		21,0	39,1
76	T2	61,7	45,7	29,9	34,6
	T6	57,0		25,5	44,2
	T6S	47,7		17,9	60,8
	B	61,7		29,9	34,6
86	T2	71,7	58,5	40,4	30,9
	T6	67,0		35,3	39,7
	T6S	57,7		26,1	55,4
	B	71,7		40,4	30,9

Окончание табл. 5.6

Диаметр инструмента, мм	Буровой снаряд	Диаметр керна, мм	Площадь скважины, см ²	Площадь керна, см ²	Процент площади резания по отношению к площади скважины
101	<i>T2</i>	83,7	80,6	55,0	31,8
	<i>T6</i>	79,0		49,0	39,2
	<i>T6S</i>	71,7		40,4	49,9
	<i>B</i>	86,7		59,0	26,8
116	<i>T6</i>	93,0	106,2	67,9	36,1
	<i>T6S</i>	85,7		57,7	45,7
	<i>B</i>	101,7		81,2	23,5
131	<i>T6</i>	108,0	135,4	91,6	32,3
	<i>T6S</i>	100,7		79,6	41,2
	<i>B</i>	116,7		107,0	21,0
146	<i>T6</i>	123,0	168,1	118,8	29,3
	<i>T6S</i>	115,7		105,1	37,5
	<i>B</i>	131,7		136,2	19,0

В табл. 5.7 приведены основные размеры инструмента, получаемого керна и значение площадей скважины, керна и их соотношение для снарядов со съемным кернаприемником.

Таблица 5.7

Основные размеры бурового инструмента
компании *Atlas Copco* для алмазного бурения комплексами ССК
и снарядом *GEOBOR S*

Диаметр инструмента, мм	Буровой снаряд	Диаметр керна, мм	Площадь скважины, см ²	Площадь керна, см ²	Процент площади резания по отношению к площади скважины
47,6	<i>Q</i>	26,9	18,1	5,7	68,5
	<i>WG</i>	30,0		7,1	60,8
47,6	<i>WM</i>	30,0	18,1	7,1	60,8
	<i>GM, CORAC</i>	30,3		7,3	59,0
	<i>QTK</i>	30,5		7,3	59,6
	<i>JKT48</i>	35,3		9,8	45,9
	<i>LTK48</i>	35,3		9,8	45,9
	<i>TT48</i>	35,3		9,8	45,9
59,6	<i>Q3</i>	33,5	28,3	8,8	68,7
	<i>Q, K, CORAC</i>	36,4		15,8	44,0
	<i>QTK</i>	40,7		13,0	54,1
	<i>GM, CORAC</i>	42,0		13,9	50,2
	<i>WG</i>	42,0		13,9	50,7
	<i>WM</i>	42,0		13,9	50,7
	<i>LTK60</i>	44,0		15,2	46,3
	<i>TT60</i>	45,2		16,0	43,5

Диаметр инструмента, мм	Буровой снаряд	Диаметр керна, мм	Площадь скважины, см ²	Площадь керна, см ²	Процент площади резания по отношению к площади скважины
75,2	<i>Q3, CORAC</i>	45,1	45,0	15,9	64,6
	<i>3/50, CORAC</i>	50,2		19,8	56,0
	<i>K, Q, CORAC</i>	47,6		17,8	60,4
	<i>Q2, CORAC</i>	50,7		20,1	55,3
	<i>WG</i>	54,7		23,5	47,7
	<i>WM</i>	54,7		23,5	47,7
	<i>GM</i>	56,1		24,8	44,4
	<i>TNW</i>	60,5		28,7	36,2
95,7	<i>Q3, CORAC</i>	61,1	72,8	29,3	59,7
	<i>K, Q, CORAC</i>	63,5		31,7	56,5
	<i>WG</i>	76,2		45,6	41,0
122,1	<i>Q, G</i>	85,0	117,2	56,7	51,6
	<i>G3/Q3</i>	83,0		54,1	53,8
146,0	<i>GEOBOR S</i>	102,0	167,3	81,7	51,7
150,0	<i>GEOBOR S</i>	102,0	176,6	81,7	53,7

Как следует из приведенных данных, специалисты компании *Atlas Copco* стремятся создавать буровой инструмент, при бурении которым получают более высокие значения площади керна и меньшие значения площади забоя буримой скважины. В данном случае достигается более высокое качество отбираемого керна и производительность бурения.

5.2. Породоразрушающий инструмент для бескернового бурения

При бескерновом бурении геологоразведочных скважин применяются лопастные, шарошечные и алмазные долота различных типов.

Лопастные долота выпускаются в соответствии с ТУ-26-02-675-75 трех типов: двухлопастные – 1-2Л (для бурения скважин диаметром 76; 93; 112; 132 и 151 мм); трехлопастные – 3-3Л для бурения скважин диаметром 132 и 151 мм; истирающе-режущие долота 2-ИР-ДС диаметром 76; 93; 112; 132 и 151 мм.

Лопастные долота рекомендуются при проходке мягких, рыхлых, сыпучих горных пород I–IV категорий буримости.

Шарошечные долота выпускаются в соответствии с ГОСТ 20692–75.

По назначению шарошечные долота разделяются на следующие основные виды:

- для бескернового вращательного бурения;

- для бурения с отбором керна (колонковые долота);
- для гидроударного бурения;
- для бурения с продувкой;
- специального назначения.

При геологоразведочном бурении основной объем буровых работ выполняется долотами для бескернового бурения.

Для бурения наряду с долотами, которые оснащены только шарошками, применяют комбинированные шарошечные долота [17].

Шарошечно-лопастные долота применяют для бурения скважин в мягких породах с наличием валунно-галечных отложений и пропластков твердых пород. Подобные долота эффективны также при бурении мерзлых горных пород и нашли применение при бурении скважин в регионах Сибири и Дальнего Востока [17].

В шарошечно-лопастных долотах двухлопастное долото режущего типа сочетается с шарошечным зубчатым долотом ударно-скалывающего действия. В процессе бурения лопастное долото эффективно проходит разрезы мягких пород, а при встрече с твердым пропластком вступают в работу шарошки, эффективно разрушая твердые хрупкие породы ударным воздействием зубчатого вооружения. В мерзлых горных породах, для которых свойственно таяние и размягчение в поверхностном слое, шарошки дробят мерзлый массив, а лопастное долото подрезает мягкий подтаявший слой, подготавливая забой для работы зубьев шарошек.

Шарошечно-ударные долота предназначены для бурения с использованием забойных гидро- и пневмоударных машин. В данном случае шарошечное долото сочетается с долотом ударного типа, располагаемым между шарошками в центральной части.

Шарошечно-шнековые долота применяются для бурения сыпучих пород, мерзлых пород и мягких горных пород с пропластками твердых.

Шарошечно-цепные долота используют для бурения глубоких скважин, они представляют собой целые породоразрушающие агрегаты, оснащенные значительным количеством шарошек.

Выпускаются бескерновые шарошечные долота следующих типов: М (для мягких пород), МЗ (для мягких абразивных), МС (для мягких пород с пропластками пород средней твердости), МСЗ (для мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости), С (для горных пород средней твердости), СЗ (для абразивных пород средней твердости), СТ (для горных пород средней твердости с пропластками твердых пород), Т (для твердых пород), ТЗ (для твердых абразивных пород), ТК (для твердых горных пород с пропластками крепких пород), ТКЗ (для абразивных твердых пород с пропластками крепких пород), К (для крепких пород), ОК (для очень крепких горных пород).

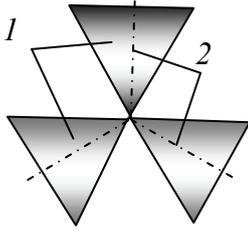


Рис. 5.12. Схема трехшарошечного долота с конусными шарошками (вид с торца: 1 – шарошки; 2 – оси вращения шарошек)

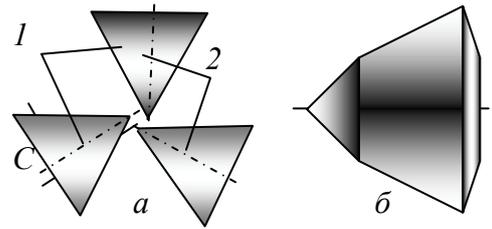


Рис. 5.13. Схемы трехшарошечного долота со смещением осей вращения шарошек: а – вид на долото с торца; 1 – шарошки; 2 – оси вращения шарошек; б – вид двухконусной шарошки

Все перечисленные долота подразделяются на две группы, которые отличаются как по характеру взаимодействия и разрушения горной породы на забое, так и по конструктивному исполнению рабочих породоразрушающих органов – шарошек.

Первая группа таких долот – долота с зубчатыми шарошками, производящие раздавливающе-дробяще-скалывающее воздействие (М, МЗ, МС, МЗС, СЗ). Раздавливание, дробление и скалывание породы реализуется при качении шарошки по забою, а вследствие проскальзывания (поступательного движения шарошки без вращения на оси) осуществляется дополнительное резание-скалывание породы.

Таким образом, разрушение горных пород может производиться при различных соотношениях режуще-скалывающего и дробящего воздействия. Чтобы создать долота, производящие на горную породу только ударные – дробящие нагрузки, необходимо придать шарошкам такую геометрическую форму, при которой последние осуществляли бы чистое качение.

Этим условиям соответствует одноконусная шарошка с образующими, пересекающимися на оси долота (рис. 5.12). Любое отклонение от указанной геометрии приводит к проскальзыванию шарошек при вращении долота на забое.

Проскальзывание шарошек является важным показателем конструкции долота, который оценивается коэффициентом ($K_{пр}$) – отношением длины траектории скольжения зубца по забою за один оборот долота к длине концентрической окружности на забое скважины, по которой перемещается зубец при вращении долота. Проскальзывание достигается за счет формы шарошек и смещения осей вращения шарошек от оси долота C (рис. 5.13, а). Например, для долот с конусными шарошками (рис. 5.12) $K_{пр} = 0$, для двух-трехконусных шарошек (рис. 5.13, б) $K_{пр} = 0,05–0,1$, для бочкообразных $K_{пр} = 0,1–0,15$, для долот со смещением осей шарошек от оси долота он может достигать 0,3 (рис. 5.13, а). То есть в последнем случае почти треть пути зубцы шарошек осуществляют поступательное перемещение как зубцы твер-

досплавных коронок и долот, а только две трети пути по забою перекатываются, совершая дробяще-скалывающее и раздавливающее воздействие на горную породу.

Вооружение долот первой группы выполняется зубчатым (зубцы фрезеруются непосредственно на шарошке и армируются наплавляемым твердым сплавом), а долота, предназначенные для бурения абразивных пород, имеют вооружение в виде запрессованных в шарошки твердосплавных вставок с клиновидной формой рабочей поверхности.

Для второй группы долот характерно увеличенное дробящее воздействие на породу и минимальное проскальзывание шарошек (СТ, Т, ТЗ, ТКЗ, К, ОК). Именно поэтому у долот этого типа в основном одноконусные шарошки, установленные без смещения осей вращения (рис. 5.12). При этом шарошки долот типов СТ и Т выполняются зубчатыми, ТК, К, ОК – армируются твердосплавными вставками со сферическими торцами, а типов ТЗ и ТКЗ имеют комбинированное вооружение – зубья чередуются с твердосплавными вставками.

Шарошечные долота могут оснащаться гидромониторными насадками, повышающими скорость истечения струй промывочной жидкости из центрального канала для улучшения очистки забоя и шарошек от продуктов разрушения.

Обязательным условием конструирования шарошечных долот является создание достаточно долговечной опоры шарошек. С этой целью трущиеся детали долот выполняются из высококачественных сталей и подвергаются специальной термообработке. Особенно сложной представляется задача создания долговечных опор качения шарошек у долот диаметром 76, 59 и 46 мм в связи с резким снижением прочностных характеристик всех деталей долот и трудностью использования шариковых затворов шарошек, что вызвано малыми размерами цапф, лап и низкой прочностью шариков приемлемых размеров.

В связи с этим для бурения скважин диаметром 76–46 мм в Среднеазиатском НИИ геологии и минерального сырья И. Д. Чумаковым предложена оригинальная и эффективная конструктивная схема малогабаритного долота, получившего маркировку ДДА (долото двухшарошечное асимметричное). Долота ДДА-46, ДДА-59, ДДА-76 и ДДА-93 предназначены для бурения твердых и очень твердых горных пород.

Долото ДДА (рис. 5.14) состоит из корпуса с резьбой 1 из двух секций, соединенных сварными швами 2. На цапфах 3 корпуса смонтированы шарошки 4 полусферической формы, армированные цилиндрическими зубками 5 из твердого сплава ВК8. Опора долот (цапфа 3, шарошка 4) представлена подшипником скольжения, что позволяет выполнить ее конструктивно более прочной, так как не требуется размещение на опоре шариков и роликов подшипниковых узлов. Шарошки долота 4 закрепляются на лапах распорным V-образным пальцем 6 с упорными буртами, который своими концами

вставляется в отверстия пустотелых цапф 3, создавая таким образом дополнительную опору. В этом случае шарошки 4 размещены в долоте не консольно, как это принято по основной схеме изготовления шарошечных долот, а в пределах замкнутого контура «цапфа 1 – V-образный палец б», что существенно повышает прочность долота и практически исключает отделение шарошек от корпуса при бурении. Угол наклона цапф б к оси долота 65° . Детали изготавливаются из легированной стали и подвергаются термообработке, цементации, закалке и отпуску.

Особенностями механики работы долот ДДА являются большой путь проскальзывания шарошек по забою скважины, некоторый перекокс долота при работе [17], что приводит к расширению ствола скважины.

Исследования, выполненные при создании конструкции долота, показали, что проскальзывание является одним из основных факторов, интенсифицирующих процесс разрушения при бурении не только мягких и пластичных пород, но и твердых горных пород.

При бурении долотами данного типа достигается более высокая механическая скорость бурения при относительно равном ресурсе в сравнении с долотами других конструкций, например трех- или двухшарошечными типа К конструкции СКБ Министерства геологии, которые выполнены по классической схеме [17].

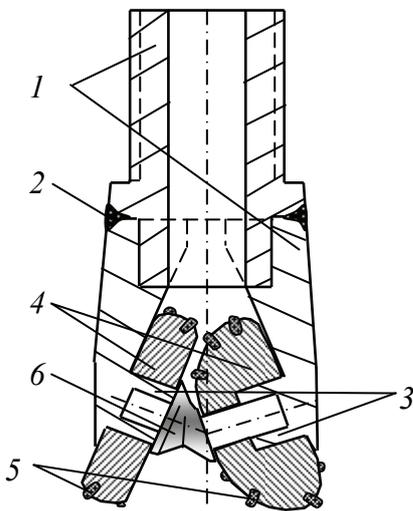


Рис. 5.14. Шарошечное долото ДДА: 1 – корпус с резьбой; 2 – сварные швы; 3 – цапфы; 4 – шарошки; 5 – зубцы; 6 – распорный V-образный палец

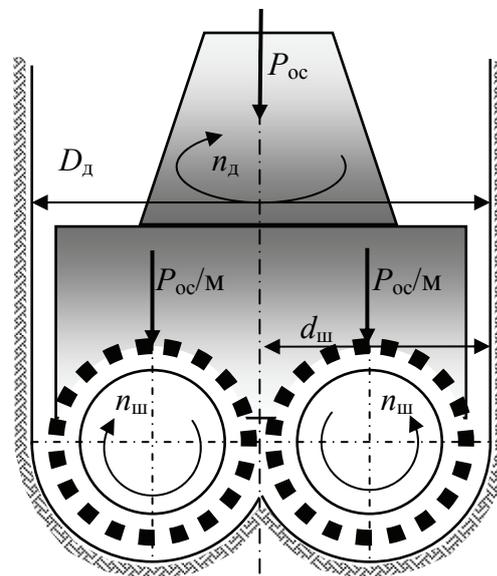


Рис. 5.15. Схема взаимодействия зубчато-дисковых шарошек режущего долота с забоем скважины: м – число шарошек; D_d – диаметр долота; $d_{ш}$ – диаметр шарошки; P_{oc} – осевая нагрузка на долото; n_d – частота вращения долота; $n_{ш}$ – частота вращения шарошки

По конструктивной схеме шарошечного долота изготавливают долота безударного раздавливающего и режуще-скалывающего действия (рис. 5.15).

В данных долотах шарошки в виде дисков устанавливаются, ориентируя оси вращения шарошек параллельно забою и по касательной к траектории вращения долота таким образом, что в процессе бурения шарошка прокатывается по стенке скважины. Частота вращения шарошек у данных долот прямо пропорциональна скорости бурения, так как их качение обеспечивается за счет взаимодействия зубьев шарошек со стенкой скважины при углублении долота. Частота вращения зубчато-дисковой шарошки определяется зависимостью

$$n_{\text{ш}} = \frac{v_{\text{м}} K_{\text{доп}}}{\pi d_{\text{ш}}},$$

где $v_{\text{м}}$ – скорость бурения, м/мин;

$d_{\text{ш}}$ – диаметр шарошки, м;

$K_{\text{доп}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное увеличение частоты вращения шарошки за счет влияния реакции забоя.

В породах средней твердости зубчато-дисковая шарошка вращается в 20 раз медленнее долота, и ее частота вращения пропорциональна скорости бурения.

Зубчато-дисковые шарошечные долота успешно заменяют лопастные режущего типа. Анализ показывает, что соотношение путей трения зубьев таких долот ($L_{\text{т}}$) и периферийных резцов режущих долот ($L_{\text{т}}$) определяется выражением

$$K_{\text{т}} = \frac{L_{\text{т}}}{l_{\text{т}}} = \frac{2rv_{\text{м}}}{\pi d_{\text{ш}}^2 n_{\text{ш}}},$$

где r – радиус размещения периферийного резца, м.

При одинаковых диаметрах сравниваемых долот $K_{\text{т}} = 2$. Таким образом, износостойкость вооружения долот с зубчато-дисковыми шарошками в 2 раза выше, чем лопастных режущего типа.

Подобная конструктивная схема исполнения долота полностью исключает ударный характер передачи нагрузок к породе (преобладает проскальзывание над качением шарошек по забою), но позволяет получить инструмент вращательного типа, у которого при бурении происходит смена контактирующих с забоем резцов за счет проворота шарошек. В результате достигается более значительный ресурс инструмента, так как число одномоментно контактирующих с породой резцов значительно меньше их общего количества. В контакте с породой зуб за один оборот проходит примерно 3/8 своего пути. На протяжении 5/8 пути зубья не контактируют с породой при любом количестве зубьев на шарошке. Таким образом, только 3/8 количества зубьев шарошки контактируют с забоем в каждый момент времени работы

долота. Все зубья шарошки проходят равный путь по забою, что способствует равномерному их износу.

В случае одновременного участия в двух движениях (вращение вокруг своей оси и оси долота) зубчато-дисковая шарошка при разрушении породы в скважине для каждого зуба попеременно пересекает две зоны: охлаждения (нерабочая) и разрушения породы (рабочая). При этом достигаются эффективные условия «отдыха» (охлаждения) резцов, свойственные условиям работы обычных шарошечных долот, что отличает их от долот режущего типа. Возможность «отдыха» породоразрушающих вставок зубчато-дисковых шарошек долот позволяет дополнительно повысить их износостойкость и ресурс.

Алмазные долота для бескернового бурения применяются в основном при направленном бурении. Выпускаются алмазные долота следующих типов: 08АЗ, 08ИЗ диаметром 46 мм, 09АЗ диаметром 59 и 76 мм. В ТулНИГП они усовершенствованы: в результате дополнительных исследований и опытных работ уточнена схема армирования долот алмазами и скорректированы режимы термической обработки долот [4].

В табл. 5.8 приведены характеристики усовершенствованных алмазных долот.

Таблица 5.8

Технические характеристики алмазных долот

Тип долот	Диаметр, мм		Масса алмазов, карат	Зернистость алмазов, шт/карат		Твердость матрицы, <i>HRC</i>
	наружный	внутренний		объемных	подрезных	
08АЗМ	46	11,5	9,0–11,5	50–30	50–30	30–40
08ИЗМ	46	11,5	17,0–20,5	150–120	50–30	20–30
09АЗМ	59	10,0	14,0–25,0	50–30	50–30	30–40
09АЗМ	76	12	16,0–27,0	50–30	50–30	30–40

Компания *Atlas Copco* выпускает однослойные алмазные долота с коническим профилем торца диаметром 46; 56; 66 и 76 мм для бурения горных пород средней твердости и твердых. Долота армированы алмазами марки *S* зернистостью 20–25 шт/карат.

Компания *Boart Longyear* выпускает специальные долота для направленного бурения (как импрегнированные, однослойные, так и со вставками типа *PDC* и *TSD*), а также инструменты для постановки клиньев при направленном бурении. Долота производства этой компании отличаются усиленной центральной частью в целях снижения износа в этой критической области.

Для бескернового бурения гидроударниками разработаны специальные долота типа ГПИ [10, 11].

Подробные сведения о конструкциях инструментов, технологии их изготовления, материалах, рациональной отработке и др. приведены в работах [1, 2, 4, 6, 10, 20].

Глава 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

Выбор и обоснование параметров режима бурения выполняются поинтервально в соответствии с конструкцией скважины, способом бурения и типоразмером породоразрушающего инструмента с учетом возможностей применяемой буровой техники. Первым этапом при проектировании является выбор способа, а соответственно оборудования и инструмента для забуривания – заложения скважины.

6.1. Основные способы забуривания скважин

В зависимости от вида и состояния горных пород в приповерхностном слое, диаметра и типа породоразрушающего инструмента, способа бурения, вида очистного агента и бурильной колонны применяют следующие основные способы забуривания скважин.

1. *Установка трубы-направления скважины в шурф*, предварительно выкопанный вручную. После установки в шурф труба-направление или цементируется, или закапывается. Данный способ применяется при бурении скважин большого диаметра шарошечными долотами с промывкой скважины глинистым раствором (в основном скважины на нефть и газ) и при бурении геологоразведочных скважин ударно-канатным способом.

2. *Забуривание скважины «всухую»*, т. е. без промывки или продувки. Этот вариант находит применение при бурении с поверхности земли в тех случаях, когда верхний интервал геологического разреза представлен осадочными породами при использовании обычных снарядов (без съемного керноприемника). Колонковый набор оснащают твердосплавной коронкой типа СМ или СА, а забуривание производят при медленном вращении колонны и повышенных нагрузках на глубину 2–3 м до коренных пород. Если коренные породы залегают глубже, то «всухую» бурят до предельно возможной глубины, а затем устанавливают трубу-направление и ведут бурение до коренных пород уже с промывкой инструментом меньшего размера.

Возможен вариант забуривания «всухую» посадкой обсадной колонны, оснащенной коронкой или башмаком на предельно возможную глубину в рыхлые сыпучие породы с вращением и под действием повышенной осевой нагрузки. Обсадная колонна после этого не извлекается, а порода внутри нее разбуривается уже с промывкой колонковым набором меньшего размера.

3. Забуривание с продувкой пневмоударником или шарошечным долотом может применяться по любым, в том числе твердым, выветрелым породам, породам, насыщенным крупными обломками, и на значительные глубины. Этот способ может рекомендоваться для различных условий, но только в том случае, если не требуется керн в интервале забуривания. При этом может использоваться, например, пневмоударник П-105 (диаметр долота 105 мм) и компрессор, обеспечивающий давление воздуха 0,2–0,5 МПа. Для оперативного забуривания целесообразно иметь в организации мобильный компрессор с комплектом бурового инструмента именно для осуществления операций забуривания.

При бурении по неустойчивым, аллювиальным, сыпучим породам бурение пневмоударником может осуществляться с поверхности с опережающим креплением ствола скважины, когда разрушение породы на забое сопровождается забиванием и обсадной колонны, оснащенной башмаком или специальным долотом. По данной схеме реализуется бурение в соответствии с методами *OD*, *ODEX* и *DEPS* компании *Atlas Copco*.

4. Забуривание с промывкой алмазным или твердосплавным инструментом выполняют из подземных горных выработок без установки обсадных труб, если породы устойчивы и несклонны к набуханию и обваливанию. Техническая вода в этом случае удаляется из скважины изливом и попадает в зумпф по канавке.

Устье скважины при бурении горизонтальных или восстающих скважин, буримых из подземных горных выработок, обязательно оборудуется специальным герметизирующим устье скважины патрубком при использовании для бурения снаряда ССК. В этом случае доставка и извлечение керноприемника и овершота производятся за счет регулируемого гидравлического напора в герметичном пространстве ствола скважины.

Вариант забуривания с промывкой практикуется и при бурении скважин с поверхности ССК. В этом случае забуривание производят с промывкой водой колонковым набором ССК с твердосплавной или алмазной коронкой до предельной глубины и извлекают на поверхность керноприемник с керном. На начальном этапе техническая вода изливается из скважины и удаляется за пределы буровой установки по канавке. Далее производят обуривание оставленной в скважине и выходящей на поверхность колонковой трубы обсадной трубой большего размера, оснащенной армированным башмаком. После обуривания обсадной трубой бурение снарядом ССК продолжается, а обуривание обсадной колонной проводят до тех пор, пока последняя не войдет в плотные коренные породы.

Забуривание с промывкой производят и при бурении двойной колонной КГК (гидротранспорт керна). В этом случае вода циркулирует через зазоры в колонне и попадает в зумпф, не изливаясь и не контактируя со стенками скважины.

6.2. Проектирование режимов бурения твердосплавным инструментом

Анализ влияния параметров режима на механическую скорость бурения твердосплавными коронками показывает, что основными из них являются осевая нагрузка на инструмент, частота вращения, число резцов, их установка и геометрия, а также прочностные свойства горных пород.

Бурение в стендовых условиях самозатачивающимися коронками позволило получить модель влияния некоторых из названных факторов на механическую скорость бурения:

$$v_m = 14,75 + 0,92 \omega + 1,75P + 3,06n - 2,03p_{ш} + P\omega, \quad (6.1)$$

где P – осевая нагрузка;

ω – частота вращения;

n – число резцов;

$p_{ш}$ – твердость горных пород.

Как следует из уравнения, на величину механической скорости бурения наиболее существенно влияют число резцов и твердость горной породы, далее по значимости идет осевая нагрузка и только затем частота вращения. При этом следует отметить, что и число резцов у коронки, и твердость породы, и осевая нагрузка – это факторы, задающие величину контактного напряжения, а соответственно и режим разрушения породы.

Рост частоты вращения выше оптимальных значений приводит к повышенному износу резцов коронки. Установлено, что оптимальный режим бурения твердосплавными коронками возможен при окружной скорости перемещения резца $v_p = 1,4–1,5$ м/с. Поэтому для коронок диаметром 46; 59; 76; 93; 112; 132; 151 мм могут быть ориентировочно рекомендованы частоты вращения 500; 400; 300; 250; 200; 180 и 150 мин⁻¹.

При бурении трещиноватых, абразивных пород частота вращения снижается в сравнении с рекомендуемыми выше значениями на 20–25 %.

Частота вращения бурового снаряда рассчитывается по формуле

$$\omega = \frac{v_p 60}{\pi 0,5(D_n + d_{вн})}, \quad (6.2)$$

где v_p – окружная скорость коронки, м/с;

$D_n, d_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры коронки, м.

Следует отметить, что окончательно частота вращения коронки устанавливается с учетом глубины и кривизны скважины, мощности двигателя бурового станка и прочности бурильной колонны.

Осевая нагрузка рассчитывается исходя из оптимальных значений нагрузки на один резец

$$P = P_0 m, \quad (6.3)$$

где P_0 – рекомендуемая нагрузка на один основной резец, кН;

m – число основных резцов в коронке.

В зависимости от твердости горных пород оптимальная удельная нагрузка на резец может изменяться от 0,3–0,5 кН при бурении мягких пород I, II категорий по буримости, 0,5–0,7 кН при бурении пород III, IV категорий, 0,5–1,0 кН при бурении горных пород V, VI категорий и до 1,0–1,2 кН при бурении горных пород VII, VIII категорий по буримости.

При бурении трещиноватых пород величина осевого усилия снижается на 30–50 %.

В данном случае критериями уровня снижения осевого усилия и частоты вращения инструмента являются вибрация снаряда и ресурс бурового инструмента. То есть повышение вибрации требует поиска новых сочетаний значений осевого усилия и частоты вращения, при которых уровень вибрации будет допустимым. Снижение ресурса инструмента также требует переоценки влияния параметров режима бурения на буримость породы. При этом достаточно незначительной корректировки того или иного параметра для получения оптимальных условий разрушения горных пород.

Качество и количество очистного агента выбираются в зависимости от геолого-технических условий бурения, типа коронки, ее размера.

При колонковом бурении необходимое количество жидкости можно определить по зависимости

$$V_0 = k D_{\text{н}}, \quad (6.4)$$

где k – удельный расход промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки $D_{\text{н}}$, л/мин.

Расход промывочной жидкости с повышением твердости буримых горных пород снижается. Так, если при бурении горных пород I, II категорий по буримости рекомендуется значение $k = 8–14$ л/мин, при бурении горных пород III, IV категорий по буримости 12–16 л/мин, при бурении пород V, VI категорий 8–12 л/мин, то при бурении горных пород VII, VIII категорий по буримости 6–8 л/мин.

Рекомендуемое количество промывочной жидкости может быть снижено с целью сохранности керна при бурении в породах, разрушающихся под воздействием потока, и при отсутствии в составе бурового снаряда специальных колонковых снарядов.

Чем выше предполагаемая скорость бурения, тем большее количество промывочной жидкости должно подаваться на забой скважины, если нет каких-либо ограничений, например по состоянию стенок скважины, керна.

Пример 9. Подобрать режим бурения коронкой СМ6 диаметром 93 мм при работе в слаботрещиноватых породах VI, VII категорий по буримости. Глубина скважины 100 м. Бурение осуществляется буровой установкой УКБ-200/300.

Коронка СМ6 диаметром 93 мм имеет 24 основных резца. По формуле (6.3) рассчитаем возможную нагрузку на коронку, исходя из рекомендаций по величине нагрузки на резец:

$$P = 50 \cdot 24 = 12 \text{ кН}; \quad P = 60 \cdot 24 = 14,4 \text{ кН}.$$

Учитывая, что бурение будет происходить в слаботрещиноватых и трещиноватых породах, рекомендуемые нагрузки следует снизить примерно на 30 % и задавать их в пределах 8,4–10,0 кН.

Частота вращения коронки рассчитывается по формуле (6.2), исходя из рекомендуемых окружных скоростей сращения в пределах 0,75–1,0 м/с, сниженных относительно оптимальных значений с учетом условий бурения:

$$\omega = \frac{0,75 \cdot 60}{3,14 \cdot 0,5(0,093 + 0,075)} = 171 \text{ мин}^{-1}.$$

При этом может быть рекомендована I скорость 2-го диапазона частот вращения шпинделя станка СКБ-200/300, т. е. 160 мин⁻¹.

$$\omega = \frac{1,0 \cdot 60}{3,14 \cdot 0,5(0,093 + 0,075)} = 228 \text{ мин}^{-1}.$$

Может быть также рекомендована II скорость 1-го и 2-го диапазона частот вращения шпинделя станка СКБ-200/300, т. е. 200 и 290 мин⁻¹.

Количество промывочной жидкости ориентировочно рассчитывают по формуле (6.4) в соответствии с рекомендуемыми значениями удельного расхода жидкости:

$$V_0 = 8 \cdot 9,3 = 74 \text{ л/мин} \text{ и } V_0 = 12 \cdot 9,3 = 111 \text{ л/мин}.$$

При увеличении степени трещиноватости пород расход промывочной жидкости следует снижать от 100 до 75 л/мин.

6.3. Проектирование режимов алмазного бурения

Алмазное бурение может быть высокоэффективно только при определенном сочетании параметров режима бурения, обеспечивающих высокую механическую скорость бурения и проходку на коронку до ее износа при малом расходе алмазов на 1 м бурения.

Оптимальной частотой вращения алмазной коронки будет максимальная частота вращения, при которой:

- мощность буровой установки и прочность колонны достаточны, чтобы обеспечить бурение на оптимальной нагрузке на коронку;
- обеспечивается требуемый выход керна;
- обеспечивается минимальный расход алмазов на 1 м бурения.

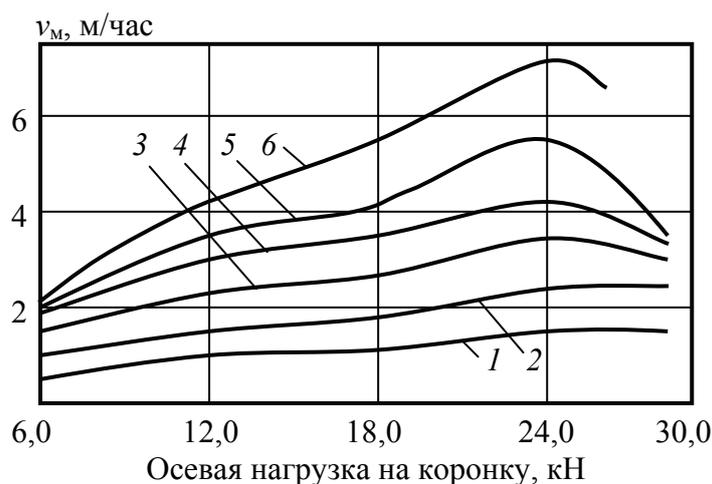


Рис. 6.1. Графики зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки при частоте вращения бурового инструмента: 1 – 200 мин⁻¹; 2 – 400 мин⁻¹; 3 – 600 мин⁻¹; 4 – 800 мин⁻¹; 5 – 1 000 мин⁻¹; 6 – 1 200 мин⁻¹

При выборе частоты вращения алмазной коронки следует руководствоваться следующими общими положениями:

- наибольшие значения частоты вращения следует задавать при бурении неглубоких скважин (до 500 м) и монолитных слаботрещиноватых пород коронками малого диаметра (до 59 мм) и при бурении импрегнированными коронками;

- пониженные значения частоты вращения задаются при бурении весьма твердых кварцевых ожелезненных пород типа яшм, джеспелитов, роговиков; сильнотрещиноватых, раздробленных пород, прослоев пород, значительно отличающихся по твердости; глубоких скважин (свыше 2 000 м), скважин большого диаметра (76 мм и выше) и искривленных отклонителями, а также при использовании коронок, армированных крупными алмазами (зернистость 5–10 шт/карат или крупнее), при низком выходе керна.

На рис. 6.1 представлены графики зависимости механической скорости бурения импрегнированными алмазными коронками диаметром 59 и 76 мм от осевой нагрузки [2]. Анализ зависимостей, приведенных на рис. 6.1, показывает, что механическая скорость бурения с ростом частоты вращения увеличивается и имеет максимум при осевой нагрузке 24 кН.

При повышении частоты вращения инструмента уменьшается глубина внедрения алмазного резца в породу и соответственно глубина борозды ее разрушения. Причины этого состоят, прежде всего, в сокращении времени на развитие деформаций, снижении результирующего напряжения разрушения в породе и соответственно уменьшения глубины внедрения резца в породу [17]. В результате снижения результирующего напряжения разрушения повышается сопротивляемость породы резанию-скалыванию и раздавливанию,

возрастает тангенциальное усилие, что является причиной уменьшения глубины внедрения резца в породу.

Установлено, что с ростом частоты вращения механическая скорость бурения возрастет, но темп ее прироста по мере повышения частоты вращения уменьшается (от 0,95–0,7 до 0,7–0,5) при увеличении частоты вращения от 200 до 1 200 мин⁻¹ [2]. При этом темп приращения механической скорости бурения с ростом частоты вращения для более твердых пород ниже, чем для менее твердых горных пород.

На рис. 6.2 представлены данные из работы [2], которые отражают влияние частоты вращения и осевой нагрузки на темп прироста механической скорости бурения в сопоставлении с ростом частоты вращения бурового инструмента.

Полученные графики показывают, что темп прироста механической скорости бурения с ростом частоты вращения минимален при наименьшей (6 кН) и наибольшей (30 кН) осевых нагрузках. В первом случае, очевидно, осевая нагрузка недостаточна для объемного разрушения породы, а во втором чрезмерна, что привело к зашламованию забоя.

При осевых нагрузках 18 и 24 кН и частоте вращения 800 мин⁻¹ темп роста механической скорости бурения начинает опережать темп роста частоты вращения. Именно эти параметры режима бурения, а именно осевая нагрузка 18–24 кН и частота вращения 800–1 200 мин⁻¹, в данном случае являются оптимальными. Эти режимы бурения соответствуют лучшим условиям объемного разрушения породы, при котором важны оба основных параметра.

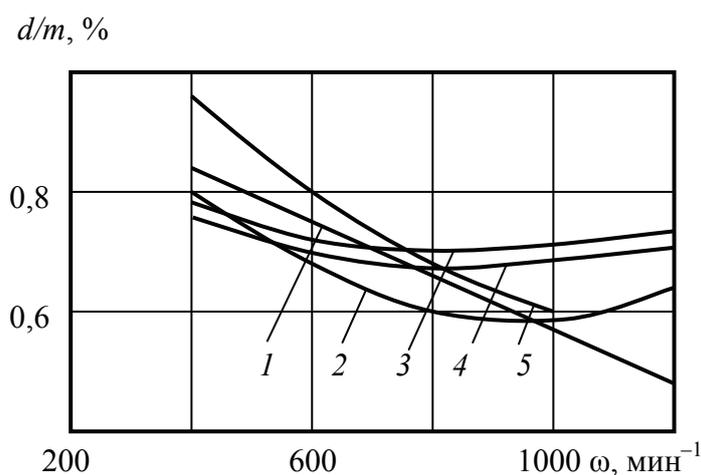


Рис. 6.2. Графики зависимости отношения темпа прироста механической скорости бурения d к темпу прироста частоты вращения бурового инструмента от частоты вращения ω при значениях осевой нагрузки на инструмент: 1 – 6 кН; 2 – 12 кН; 3 – 18 кН; 4 – 24 кН; 5 – 30 кН

Таким образом, каждому значению частоты вращения соответствует определенная оптимальная осевая нагрузка на буровой инструмент, обеспечивающая максимум механической скорости бурения. Как правило, при росте частоты вращения снаряда осевую нагрузку увеличивают для повышения напряжения разрушения породы, которое снижается при повышении скорости перемещения резцов коронки. При достижении критического значения частоты вращения бурового снаряда при постоянном значении осевой нагрузки на алмазную коронку снижение механической скорости бурения сопровождается интенсивным микроизнашиванием и заполированием торца алмазной коронки. Для предотвращения начинающегося процесса заполирования следует несколько увеличить осевую нагрузку на инструмент, а затем вновь повысить частоту вращения и подачу очистного агента. Таким образом, путем последовательных шагов следует установить оптимальное сочетание частоты вращения и осевой нагрузки.

Предельное значение частоты вращения бурового инструмента $\omega_{\text{пр}}$ определяется предельно допустимой забойной мощностью $N_{\text{пр}}$ [5]

$$\omega_{\text{пр}} = \frac{5 \cdot 10^4 N_{\text{пр}}}{D_{\text{и}} P_{\text{ос}}}, \quad (6.5)$$

где $D_{\text{и}}$ – диаметр бурового инструмента, м;

$P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, Н.

Рекомендуемые частоты вращения и значения осевых усилий, рекомендованные ВИТРОм, приведены в табл. 6.1 [2, 5].

Следует отметить, что приведенные значения являются усредненными и не учитывают насыщенности матриц инструмента алмазами. В соответствии с методикой, представленной в работе [5], значение осевой нагрузки можно скорректировать в соответствии с расчетом по следующей зависимости:

$$P_{\text{ос}} = \varphi_0 p_{\text{ш}} f_a 10^6, \quad (6.6)$$

где φ_0 – коэффициент, учитывающий изменение площади контактирования алмазов с забоем скважины ($\varphi_0 = 0,17-0,25$ – меньшее значение относится к породам с твердостью $p_{\text{ш}} > 3,5$ ГПа, большее к породам с твердостью $p_{\text{ш}} < 1,5$ ГПа);

f_a – суммарная площадь контактов объемных алмазов с породой, м².

Как следует из выражения (6.6), осевая нагрузка на алмазный инструмент повышается с ростом твердости горных пород и концентрации объемных алмазов.

Частота вращения алмазной коронки может определяться также исходя из рекомендуемых значений окружной скорости для различных пород (формула 6.2) [10]:

для пород VIII, IX категорий по буримости	3–4 м/с
для пород X, XI категорий по буримости	2–3 м/с
для пород XII категории по буримости	1,5–2 м/с

Частота вращения коронки может рассчитываться также в зависимости от твердости разбуриваемых горных пород:

$$\omega = \frac{19,1(3,64 - 0,0038p_{\text{ш}})}{D_{\text{н}}}, \quad (6.7)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр коронки, м;

$p_{\text{ш}}$ – твердость горной породы, ГПа (1 ГПа = $1 \cdot 10^9$ Па; для пород VII–XII категории $2,0 < p_{\text{ш}} < 8,0$ ГПа).

Как следует из формулы (6.7), частота вращения коронки снижается при повышении твердости горных пород и диаметра коронки.

Таблица 6.1

Осевая нагрузка и частота вращения при бурении алмазным буровым инструментом горных пород различной твердости

Категория по буримости и твердость горных пород	Зернистость объемных алмазов, шт/карат	Осевая нагрузка, кН (по данным ВИТРа)	Расход воды, л/мин					
			30		50		70	
			$N_{\text{пр}}$, кВт	$\omega_{\text{пр}}$, мин ⁻¹	$N_{\text{пр}}$, кВт	$\omega_{\text{пр}}$, мин ⁻¹	$N_{\text{пр}}$, кВт	$\omega_{\text{пр}}$, мин ⁻¹
VI, VII: 1–2,5 ГПа	10–20	4–8	26	400–1 400	33	400–1 800	39	400–2 100
		5–10	24	350–1 100	27	350–1 250	31	350–1 450
VIII, IX: 2,5–4 ГПа	20–30	6–12	16	300–1 100	20	300–1 300	23	300–1 500
		8–13	19	250–1 050	21	250–1 150	24	250–1 350
	40–50		12	200–1 400	14	200–1 700	16	200–2 000
		13	150–1 250	15	150–1 400	17	150–1 600	
IX–XI: 4–5,5 ГПа	120–150	8–13	7	450–550	8	450–650	9	450–750
			8	400–500	9	400–550	11	400–600
	150–400	12–17	11	500–600	13	500–750	15	500–850
			14	500–550	15	500–600	17	500–700
XI, XII: 5,5–7,0 ГПа	400–800	12–20	27	750–1 300	33	750–1 600	38	750–1 900
			37	800–1 200	41	800–1 350	48	800–1 600
	800–1 200	15–23	39	800–1 600	48	800–1900	56	800–2 200
			55	1 000–1 500	61	1 000–1 700	70	1 000–1 900

Примечания: 1. В числителе значения для коронок диаметром 59, в знаменателе 76 мм.

2. При зернистости алмазов 10–20 шт/карат предельная мощность для коронок 59 мм выше, чем 76 мм, из-за повышенного содержания объемных алмазов.

3. При бурении по трещиноватым породам частоту вращения снаряда, приведенную в данной таблице, следует уменьшить на 25–30 %.

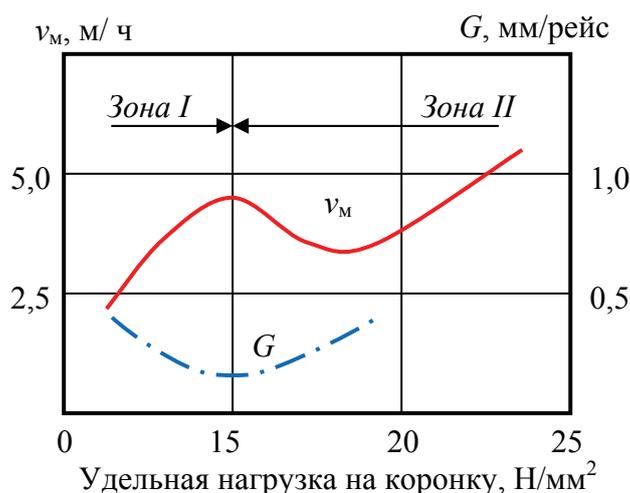


Рис. 6.3. Графики зависимости механической скорости бурения и износа коронки от удельной нагрузки на коронку

Осевые нагрузки, рассчитанные по формуле (6.6), соответствуют началу бурения новой коронкой. По мере приработки коронки, увеличения зоны разрушения горной породы и зашламования забоя скважины следует повышать осевую нагрузку с одновременным повышением частоты вращения инструмента и расхода очистного агента.

Начало повышения осевой нагрузки, рассчитанной по формуле (6.6), обычно совпадает с началом падения механической скорости бурения, менее интенсивного для импрегнированного бурового инструмента и более интенсивного для однослойного, т. к. последние содержат более крупные алмазы, для которых по мере износа площадь контакта с породой увеличивается более интенсивно. Поэтому с увеличением площади контактов объемных алмазов с породой на забое скважины следует увеличивать осевую нагрузку на алмазный инструмент: для однослойных коронок до 2–2,2 раза, для импрегнированных – до 1,3 раза [2].

Влияние осевой нагрузки на процесс разрушения горных пород при алмазном бурении наглядно представлено на рис. 6.3, где даны зависимости механической скорости бурения и износа коронки 02ИЗ-46 от удельной нагрузки на коронку при частоте вращения 700–800 мин⁻¹ [2].

Анализ зависимостей показывает, что механическая скорость бурения имеет максимум, а износ – минимум при удельной нагрузке на коронку 15 Н/мм². При дальнейшем повышении нагрузки на коронку механическая скорость бурения сначала уменьшается, а затем возрастает, что сопровождается повышением расхода алмазов. Визуальное наблюдение за характером износа резцов показало, что алмазы, работавшие при повышенных нагрузках (зона II на рис. 6.3), имели трещины и сколы, в то время как у коронок, рабо-

тавших при параметрах режима бурения, соответствующих зоне I на рис. 6.3, чрезмерного износа матрицы и разрушения алмазов не наблюдалось.

Оптимальные значения осевой нагрузки на коронку могут определяться по следующим формулам [10]:

- для однослойной коронки

$$P = 0,055 \frac{Gp_{\text{ш}}}{d_a}, \quad (6.8)$$

- для импрегнированной коронки

$$P = 0,055 \frac{Gp_{\text{ш}}}{h}, \quad (6.9)$$

где G – масса объемных алмазов, карат;

$p_{\text{ш}}$ – твердость горных пород, Н/мм²;

d_a – диаметр алмазного резца, мм;

h – высота обрабатываемой части матрицы коронки, мм (у коронок со стандартной по высоте матрицей $h = 4\text{--}5$ мм).

Осевая нагрузка на коронку может быть рассчитана на основании значений удельной нагрузки на 1 см² рабочей площади торца алмазной коронки, рекомендованной для различных категорий пород:

$$P = P_y S, \quad (6.10)$$

где S – рабочая площадь торца алмазной коронки (за вычетом площади промывочных каналов), см²;

P_y – удельная нагрузка на коронку, Н/см² (для пород VIII–IX категорий $P_y = 750\text{--}900$ и до 1 200 Н/см²; для пород XI категории $P_y = 900\text{--}1\,200$ даН/см²; для пород XII категории $P_y = 1\,000\text{--}1\,500$ и до 1 700 Н/см²).

Расчет по формуле (6.10) следует производить в тех случаях, когда толщина матрицы коронки отличается от стандартной (коронки с утолщенной или утонченной матрицей, коронки для двойных колонковых труб и др.).

При алмазном бурении необходима координация частоты вращения и осевой нагрузки на коронку, то есть при увеличении частоты вращения следует увеличивать и значение осевой нагрузки, а снижение частоты вращения требует снижения задаваемой осевой нагрузки.

С целью исследования совместного влияния частоты вращения и осевой нагрузки на изнашивание инструмента построены графики (рис. 6.4), на которых данные об износе алмазов аппроксимировались зависимостью типа $P_{\text{ос}} \omega = \text{const}$ [2]. Анализ зависимости показывает, что коронки, бурение которыми осуществлено при параметрах режима бурения, находящихся в области графика A , не имеют аномального износа, и, напротив, у коронок,

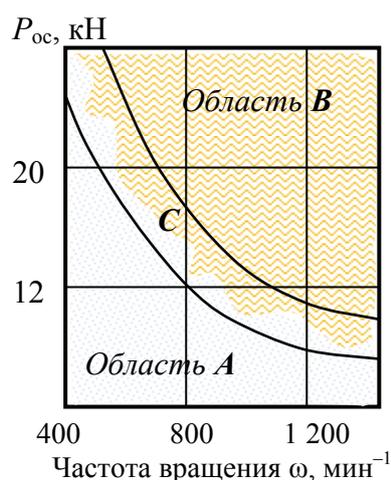


Рис. 6.4. График зависимости износа коронок от сочетания режимных параметров осевого усилия $P_{ос}$ и частоты вращения ω

отработка которых осуществлена в соответствии с параметрами режима бурения из области графика *B*, все алмазы имели видимые повреждения. В области *C* наблюдались коронки, получившие аномальный износ и не имеющие такого.

Сопоставление графиков на рис. 6.3 и 6.4 позволяет сделать вывод о том, что область графиков *A* (рис. 6.4) соответствует сочетаниям параметров режима бурения, лежащих слева (зона I) от первого максимума зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки (рис. 6.3), а область *B* соответствует сочетаниям параметров частоты вращения и осевой нагрузки при значениях осевой нагрузки, лежащих справа от этого максимума (зона II).

Наличие области *C* свидетельствует о различном качестве изготовления коронок и влиянии случайных факторов.

При алмазном бурении, кроме осевого усилия и частоты вращения, важнейшим параметром является подача на забой промывочной жидкости, которая должна обеспечивать не только очистку забоя от шлама, но и охлаждать буровой инструмент. Главным фактором, обеспечивающим необходимую степень охлаждения алмазного инструмента, является скорость движения промывочной жидкости в каналах инструмента. При этом увеличение скорости движения промывочной жидкости в каналах алмазной коронки способствует росту механической скорости бурения.

Повышение скорости движения промывочной жидкости может быть достигнуто за счет:

- увеличения расхода жидкости;
- увеличения числа и сокращения размеров промывочных каналов при сниженном расходе промывочной жидкости;
- изменения геометрических характеристик промывочных каналов и создания ускорителей потока промывочной жидкости.

Второй и третий путь представляются более перспективными, так как, отличаясь меньшими затратами энергии на подачу жидкости, характеризуются меньшим эрозионным воздействием потока жидкости на скважину и керн. При этом большее число промывочных каналов обеспечивает более равномерное охлаждение матрицы коронки.

С учетом числа промывочных каналов для коронок диаметром 59 и 76 мм могут быть рекомендованы следующие значения расхода жидкости: 15–40 л/мин и 15–55 л/мин соответственно.

По мере износа матрицы по высоте (особенно импрегнированного бурового инструмента) высота промывочных каналов также сокращается и возрастает скорость потока промывочной жидкости, которую можно определить из формулы [4]:

$$v_{\text{п}} = \frac{Q}{k_k b_k h_k}, \quad (6.11)$$

где Q – подача промывочной жидкости, л/мин;

k_k, b_k, h_k – число, ширина и начальная высота промывочных каналов в коронке.

Если задаваться рекомендуемыми скоростями потока жидкости в каналах коронки, равными 7–10 м/с, то пропорционально снижению высоты канала можно определить и рациональный расход промывочной жидкости, который будет снижаться по мере износа буровой коронки.

Если не снижать подачу жидкости с уменьшением площади каналов, то неоправданно будет расти перепад давления на коронке, а значит, гидравлическое сопротивление, возникнет гидростатический подпор бурового инструмента. При этом условия очистки от шлама и охлаждения инструмента при снижении подачи жидкости не ухудшаются, но снижаются энергозатраты и повышается эффективность бурения, что необходимо учитывать при проектировании режима подачи очистного агента в скважину в процессе алмазного бурения.

Оптимальные значения количества подаваемой жидкости и осевого усилия будут выше, при прочих равных условиях, при бурении заточенными коронками.

В работе [4] рекомендованы зависимости для расчета оптимальных значений количества подаваемой промывочной жидкости Q_3 и осевой нагрузки P_3 при бурении заточенными алмазными коронками (коронками с заданным выпуском алмазных резцов) в сравнении со значениями количества жидкости $Q_{\text{н}}$ и осевой нагрузкой $P_{\text{н}}$, применяемых при бурении незаточенными коронками:

$$Q_3 = \left(\frac{h_{\text{обз}}}{h_{\text{обн}}} \right)^2 Q_{\text{н}}; \quad P_3 = \sqrt{\frac{h_{\text{обз}}}{h_{\text{обн}}}} P_{\text{н}}, \quad (6.12)$$

где $h_{\text{обз}}, h_{\text{обн}}$ – углубление соответственно за оборот заточенными и незаточенными коронками.

Оптимальная углубка за оборот, по данным эксперимента, составляет ~ 0,5 от величины выпуска алмазов из матрицы.

При управлении процессом бурения для каждого типа коронки компанией *Boart Longyear* рекомендуется рациональная частота вращения, выбор которой определяется по значению линейной скорости перемещения резца

в пределах 2–5 м/с, и усилие подачи, которое должно обеспечить определенную скорость проходки. Критерием оптимального управления алмазного бурения является значение показателя *RPI* «число оборотов на сантиметр подачи».

Например, при частоте вращения 1 200 мин⁻¹ и скорости проходки 15 см показатель *RPI* составит $1\,200/15 = 80$. Управление процессом бурения осуществляют, ориентируясь на $RPI = 80–100$, но считаются допустимыми и более высокие скорости проходки, для которых $RPI = 60–50$. В данном случае критерием выбора параметров режима бурения и скорости углубления является износостойкость инструмента.

В табл. 6.2 приведены рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании *Boart Longyear*.

Импрегнированные коронки снимаются с работы после их полного износа. Указанием на то, что коронка достаточно изношена, является резкое повышение давления нагнетания промывочной жидкости, связанное с уменьшением высоты промывочных каналов коронки.

Таблица 6.2

Рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании *Boart Longyear*

Типоразмер коронки	Расход промывочной жидкости, л/мин	Частота вращения, мин ⁻¹	Скорость бурения, см/мин, при <i>RPI</i> , об/см		Осевая нагрузка, кН
			80	100	
<i>AQ</i> – 47,6 мм	11–15	2 000	25	20	9–23
		1 200	15	12	
		850	11	9	
<i>BQ</i> – 59,6 мм	23–30	1 700	22	17	9–23
		1 000	13	10	
		700	9	7	
<i>NQ</i> – 75,3 мм	30–38	1 350	17	14	14–27
		800	10	8	
<i>HQ</i> – 96,1 мм	38–45	1 000	13	10	18–36
		600	8	6	
<i>PQ</i> – 122,6 мм	68–87	800	10	8	23–45
		600	6	5	

Если алмазная коронка заполировалась и скорость бурения восстановить не удастся, то необходимо провести работу по восстановлению рабочей поверхности импрегнированной коронки, чтобы вскрыть новый слой алмазов. Это рекомендуется выполнять, уменьшая частоту вращения коронки на 30–50 % и поддерживая постоянной скоростью бурения. При этом возрастает нагрузка на торец матрицы коронки, и после углубления на 1–2 см в породу

осевое усилие должно снизиться, что указывает на то, что произошла заточка коронки. После этого следует уменьшить осевую нагрузку и увеличить частоту вращения коронки, обеспечивая требуемый индекс скорости бурения (*RPI*).

Не рекомендуется производить заточку коронок отключением подачи промывочной жидкости.

Восстановление рабочей поверхности заполированной коронки на поверхности следует производить пескоструйным аппаратом.

Для исключения заполирования коронок следует перейти на коронку с более мягкой матрицей (с более высоким номером серии) или использовать коронку с тем же номером серии, но модификации *Competent*, которая имеет также более мягкую матрицу, но не в такой степени, как коронка *Alpha Bit* с более высоким номером.

Для эффективного бурения однослойными коронками компании *Boart Longyear* рекомендуются такие параметры режима бурения: частота вращения для коронок типоразмера *A* – 800–1 500 мин⁻¹; *B* – 600–1 200 мин⁻¹; *N* – 500–800 мин⁻¹; *H* – 400–600 мин⁻¹; *P* – 350–500 мин⁻¹.

Осевую нагрузку (максимально возможную) при использовании алмазов высокого качества рекомендуют выбирать по следующей формуле:

$$P = 3,2 g S,$$

где *g* – вес алмазов в каратах;

S – зернистость алмазов, шт/карат.

Пример 10. Коронка *NQ* – *g* = 16 карат; *S* = 45/55 шт/карат. Допустимая нагрузка на коронку $P = 16 \cdot 50 \cdot 3,2 = 25,6$ кН.

Расход промывочной жидкости рекомендуется устанавливать в следующих пределах:

коронка *AQ* со штангами *AQ* (*A* со штангами *AW*) 8–12 (8–12) л/мин;

коронка *BQ* со штангами *BQ* (*B* со штангами *BW*) 15–19 (19–26) л/мин;

коронка *NQ* со штангами *NQ* (*N* со штангами *NW*) 19–26 (23–42) л/мин;

коронка *HQ* со штангами *HQ* (*H* со штангами *HW*) 23–42 (30–50) л/мин;

коронка *PQ* со штангами *PQ* 38–57 л/мин.

Компания *Atlas Copco* при выборе частоты вращения рекомендует ориентироваться на оптимальное значение окружной скорости перемещения резца: импрегнированной коронки 2–5 м/с, однослойной 1–3 м/с. По формуле (6.2) можно определить значения частоты вращения в зависимости от рекомендуемой линейной скорости.

На рис. 6.5 представлена диаграмма, позволяющая получить ориентировочные значения частот вращения для различных типов и размеров бурового инструмента (в соответствии с рекомендуемыми значениями окружных скоростей перемещения резца при разрушении породы).

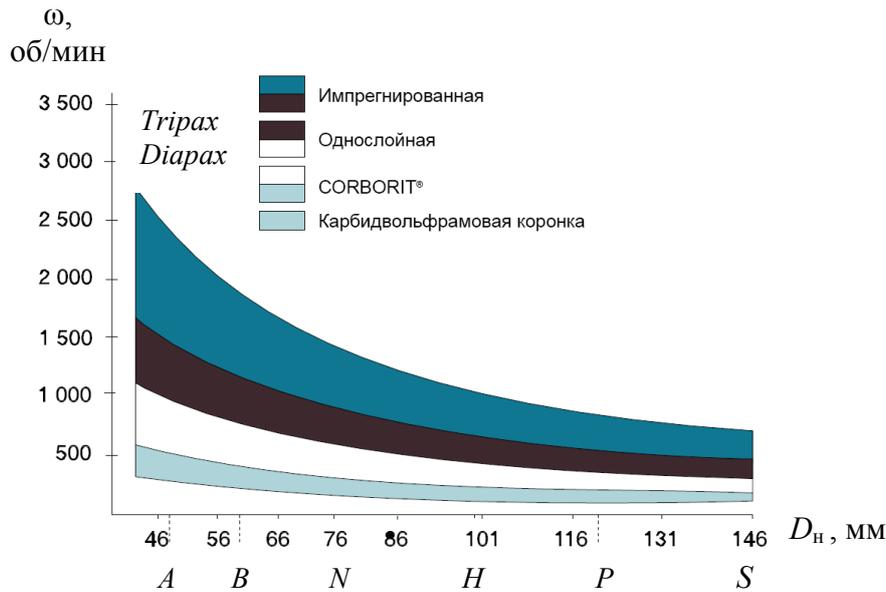


Рис. 6.5. Диаграмма для определения ориентировочных значений частоты вращения бурового инструмента в зависимости от его наружного диаметра D_n по рекомендациям компании *Atlas Copco*

Средства снижения вибрации бурового снаряда при алмазном бурении позволяют уменьшить вредное влияние вибрации на технологический процесс алмазного бурения, которое может состоять в:

- повышении затрат мощности на вращение бурового снаряда, что требует снижения частоты вращения колонны;
- снижении показателей работы бурового инструмента – механической скорости бурения и ресурса;
- повышении износа бурильной колонны и бурового оборудования;
- снижении выхода керна;
- уменьшении производительности бурения.

Для снижения вибрации бурового снаряда при алмазном бурении скважин с поверхности и из подземных горных выработок рекомендуется применение эмульсионных промывочных жидкостей, а также (при бурении скважин с поверхности) применение консистентных смазок типа КАВС или Геол.

Ориентировочно необходимое количество (кг) смазки можно рассчитать по следующей формуле:

$$G_{\text{см}} = 5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{30L^2}{vK} + L \right) q_{\text{см}}, \quad (6.13)$$

где L – глубина скважины, м;

v – скорость бурения, м/ст.-мес.;

K – периодичность нанесения, или стойкость смазки, сут;

$q_{\text{см}}$ – количество смазки, необходимое для одократного покрытия колонны труб длиной 100 м, кг (в среднем 4–6 кг).

Пример 11. Спроектировать режим бурения коронкой 02И4 диаметром 59 мм (ширина матрицы 8,5 мм) в породах X, XI категорий буримости, абразивных. Глубина бурения 600 м, буровая установка УКБ-5П. Определить расход смазки, если планируемая скорость бурения по скважине 400 м/ст.-мес., стойкость смазки 4 сут.

1. Частоту вращения коронки рассчитаем по формуле (6.2), задавшись окружной скоростью вращения 2 м/с:

$$\omega = \frac{2 \cdot 60}{3,14 \cdot 0,5(0,059 + 0,042)} = 757 \text{ мин}^{-1}.$$

Или – по формуле (6.7), определив твердость, равную 6 ГПа:

$$\omega = \frac{19,1(3,64 - 0,0038 \cdot 6)}{0,059} = 1\,170 \text{ мин}^{-1}.$$

С учетом данных, приведенных в табл. 6.1, частота вращения коронки может устанавливаться в пределах 800–1 700 мин⁻¹ в зависимости от расхода промывочной жидкости.

Принимая во внимание абразивность пород и значительную глубину бурения, в соответствии с технической характеристикой бурового станка СКБ-5 выбираем VI и V частоты вращения шпинделя, которые обеспечивают 715 и 539 мин⁻¹.

2. Осевая нагрузка рассчитывается по формуле (6.8):

$$P = \frac{0,055 \cdot 12 \cdot 60}{4} = 9,9 \text{ кН};$$

по формуле (6.10) осевая нагрузка при площади промывочных каналов $4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ составит

$$P = 90 \cdot 0,785(0,059^2 - 0,042^2) - 4 \cdot 10^{-4} \cdot 10^4 = 8,55 \text{ кН}$$

$$\text{или } P = 75 \cdot 0,785(0,059^2 - 0,042^2) - 4 \cdot 10^{-4} \cdot 10^4 = 7,12 \text{ кН}.$$

Принимая во внимание абразивность пород, выбираем нагрузку на коронку в пределах 7,0 – 8,0 кН.

3. Количество промывочной жидкости принимаем в соответствии с рекомендациями в размере 50 л/мин.

4. Расход смазки рассчитаем по формуле (6.13):

$$G_{\text{см}} = 5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{30 \cdot 700^2}{400 \cdot 4} + 700 \right) \cdot 5 = 247 \text{ кг}.$$

Проектирование режимов бурения скважин из подземных горных выработок. При бурении пологонаклонных, горизонтальных и восстающих скважин условия работы бурового инструмента улучшаются благодаря снижению угнетающего давления на забой очистного агента. В результате облегчаются условия выноса шлама и очистки забоя, увеличивается интенсивность

разрушения горной породы и улучшаются условия кернообразования. В связи с этим проектирование параметров режима бурения следует вести с учетом особенностей бурения горизонтальных и восстающих скважин: осевую нагрузку нужно снижать на 20–30 % для однослойных коронок и на 10–15 % для импрегнированных; количество жидкости уменьшать в 2–3 раза для восстающих скважин и в 1,5 раза для горизонтальных скважин.

Частота вращения коронки при бурении горизонтальных и восстающих скважин устанавливается такая же, как и для вертикальных или наклонных скважин.

6.4. Проектирование режимов бурения двойными колонковыми, эжекторными снарядами и КГК

В сложных горно-геологических условиях бурения (трещиноватые, разрушенные, раздробленные, перемежающиеся по твердости породы и др.) следует проектировать применение повышения выхода керна и его качества. Рекомендуемые параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами приведены в табл. 6.3, эжекторными колонковыми снарядами – в табл. 6.4.

При бурении комплексом КГК (с гидротранспортом керна) в породах II–IV категорий используются специальные коронки, армированные твердым сплавом: диаметром 76 мм – для устойчивых пород; диаметром 84 мм – для вспучивающихся и неустойчивых пород; диаметром 92 мм – для мощных толщ сыпучих пород и плаввунов.

Режимы бурения специальными коронками КГК характеризуются следующими параметрами:

- частота вращения 150–225 мин⁻¹;
- количество промывочной жидкости, л/мин: 140–160 и 200–250 в трещиноватых породах;

- осевая нагрузка, кН: 3,0–9,0 при бурении пород II, III категорий по буримости (пески, суглинки, глины); 6,0–12,0 при бурении пород IV категории по буримости (суглинки, плотные глины); 3,0–12,0 при бурении по гравийно-галечным отложениям; 8,0–20,0 при бурении пород V–VII категорий по буримости;

- при бурении КГК производится периодическое расхаживание бурового снаряда. При этом частота и высота подъема над забоем зависят от характера пород: для песков – расхаживание производят после углубки на 0,1–0,5 м на высоту 0,3–1,5 м; для супесей глин – 0,3–1,5 м и 1,0–2,0 м соответственно; гравийно-галечные отложения 0,3–1,0 м и 0,2–0,6 м; для пород V–VII категории – 2–4 м и 0,5–1,0 м соответственно.

Таблица 6.3

Рекомендуемые параметры режимов бурения
двойными колонковыми трубами

Параметры	ТДН-УТ-46	ТДН-УТ-59	ТДН-УТ-76	ТДН-0-76
Частота вращения, мин ⁻¹	700–1 250	700–1 000	300–700	430–700
Осевая нагрузка, кН	6,0–8,0	6,0–12,0	8,0–15,0	6,0–18,0
Количество промывочной жидкости, л/мин	30–50	30–50	30–60	30–60

Таблица 6.4

Рекомендуемые параметры режимов бурения
эжекторными колонковыми снарядами

Параметры	Категория буримости	Одинарный снаряд		Двойной снаряд	
		ОЭС-57	ОЭС-73	ДЭС-73	ДЭС-89
Частота вращения, мин ⁻¹	VIII, IX	200–300	350–250	500–300	500–300
	X	200–300	350–250	500–300	500–300
	XI, XII	200–300	350–200	500–300	500–300
Осевая нагрузка, кН	VIII, IX	5,0–6,0	5,0–7,0	7,0–9,0	9,0–12,0
	X	6,0–7,0	7,0–8,0	7,5–9,0	9,0–13,0
	XI, XII	7,0–9,0	8,0–10,0	9,0–12,0	–
Количество промывочной жидкости, л/мин	VIII, IX	100–120	120–150	90–120	120–150
	X	100–120	120–150	90–120	120–150
	XI, XII	100–120	120–150	90–120	120–150

При разведке месторождений угля качественный отбор керна обеспечивается применением специальных колонковых снарядов «Донбасс НИЛ-I, II, III». При бурении ДКС «Донбасс НИЛ» диаметром 76 мм рекомендуются следующие режимные параметры:

- частота вращения 100–150 мин⁻¹;
- осевая нагрузка 4,0–6,0 кН при бурении по углю и 7,0–10,0 кН при бурении породы;
- количество промывочной жидкости 50–70 л/мин.

6.5. Проектирование технологии вращательно-ударного и ударно-вращательного способов бурения

Эффективность вращательного бурения твердых горных пород алмазным и шарошечным буровым инструментом может быть существенно повышена за счет наложения высокочастотных ударных импульсов.

Вращательно-ударный способ бурения – это метод разрушения пород вследствие воздействия осевой нагрузки, крутящего момента, характерных

для вращательного бурения, и динамической нагрузки, прилагаемой к буровому инструменту в режиме высокочастотных ударных импульсов малой и средней энергии.

Вследствие приложения высокочастотных ударных импульсов в породе развиваются дополнительные напряжения и формируются трещины. Особенно значительным становится эффект от ударных импульсов при бурении чрезвычайно твердых, хрупких и малообразивных горных пород, поскольку применяемые осевые нагрузки на инструмент при вращательном бурении скважин диаметром 46; 59; 76 мм могут быть недостаточны для создания необходимых для объемного разрушения горных пород напряжений. В этих случаях дополнительным силовым фактором, способным интенсифицировать процесс разрушения горной породы, является ударный импульс малой и средней мощности, передаваемый буровой компоновке и буровому инструменту с высокой частотой.

Немаловажным обстоятельством, определяющим повышение эффективности бурения при наложении высокочастотной вибрации на буровую компоновку, является снижение коэффициента трения между колонной и стенкой скважины, что приводит к значительному улучшению условий работы деформированной бурильной колонны.

Так, например, вибрационный, с наложением крутильных колебаний, вид движения бурильной колонны и бурового инструмента преобразуется в более равномерный, максимально соответствующий оптимальным условиям передачи к буровому инструменту осевой нагрузки и крутящего момента.

Рост показателей вращательно-ударного бурения связан также со снижением подклинок керна в колонковом снаряде, что, кроме того, является следствием продольного вибрирования бурового снаряда и уменьшения вероятности заполирования алмазных коронок.

Оптимальная частота ударных импульсов ($n_{уд}$), передаваемых породе, при вращательно-ударном бурении должна быть равна частоте циклов разрушения породы резцами [16]. Частота циклов разрушения породы за один оборот инструмента на забое ($n_{ц}$) определится из соотношения длины периметра забоя радиусом R и интервала скола породы передней гранью резца ($l_{ц}$):

$$n_{ц} = \frac{2\pi R}{l_{ц}}.$$

Оптимальная частота ударных импульсов при принятом условии равенства частоте циклов разрушения породы резцами будет определяться из зависимости

$$n_{уд} = \frac{\omega n_{ц}}{n_p} = \frac{2\pi R \operatorname{tg} \gamma_{ск}}{h_d n_p} \omega, \quad (6.14)$$

где h_d – глубина борозды разрушения резцом, м;

n_p – число активно работающих резцов в линии резания на торце коронки;

$\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы резцом, град.

Из формулы (6.14) следует, что оптимальная частота ударов по забою пропорциональна частоте вращения инструмента, а значит, при повышении частоты вращения инструмента частота ударных импульсов должна расти в равной степени.

Действительно, опыт вращательно-ударного бурения свидетельствует, что с увеличением частоты вращения инструмента при постоянной частоте ударов эффективность наложения ударных импульсов снижается: рост механической скорости бурения при частоте вращения 300 мин^{-1} составил 1,5–2,0 раза, а при частоте вращения $1\ 000 \text{ мин}^{-1}$ только 1,1–1,3 раза [17].

При известной частоте ударов $n_{уд}$, реализуемой гидроударником, которая может варьировать в пределах 2 500–3 500 уд/мин, важно определить рациональную частоту вращения бурового инструмента:

$$\omega = \frac{n_{уд} N_0 h}{2\pi R t g \gamma_{ск}}, \quad (6.15)$$

где N_0 – число резцов в линии резания на торце коронки (средняя линия торца матрицы на расстоянии от центра торца, равном R);

h – глубина внедрения резца в породу, м.

Пример 12. При частоте 3 000 ударов в минуту при бурении алмазной коронкой диаметром 59 мм, диаметре резцов 1,5 мм, $N_0 = 120$, $R = 25,25$ мм, угле скалывания породы 15° рациональная частота вращения коронки будет равна

$$\omega = \frac{3500 \cdot 120 \cdot 0,02}{2 \cdot 3,14 \cdot 25,25 \cdot 0,27} = 266 \text{ мин}^{-1}.$$

Из приведенного расчета следует, что для эффективной реализации вращательно-ударного алмазного бурения на высоких частотах вращения инструмента следует применять забойные ударные машины, реализующие максимально возможные частоты ударов. Резерв повышения эффективности определяется также повышением глубины внедрения резцов в породу. Поэтому лучшие результаты бурения могут быть получены при использовании алмазного инструмента с заданным увеличенным выпуском резцов. Более высокой оптимальная частота вращения будет при бурении импрегнированными коронками, так как существенно возрастает число работающих резцов.

Результаты алмазного вращательно-ударного бурения в ПГО «Севзапгеология» свидетельствуют о том, что лучшие результаты в области достижения механической скорости бурения получены при частотах вращения $300\text{--}780 \text{ мин}^{-1}$; при этом интенсивность роста механической скорости бурения импрегнированными коронками оказалась выше, чем при бурении

однослойными. В то же время эффект применения высокочастотных гидроударников ГВ-6 и Г-59В снижается при использовании однослойных коронок с более крупными алмазами.

Осевая нагрузка при вращательно-ударном бурении играет не меньшую роль, чем частота вращения, и должна подбираться наряду с частотой вращения. Для месторождений северо-запада России, по результатам буровых работ, определено, что при частоте вращения инструмента 430 мин^{-1} оптимальными для однослойных коронок будут осевые нагрузки 1,2–1,6 кН, а для импрегнированных 1,1–1,8 кН.

При алмазном вращательно-ударном бурении на забой необходимо подавать пониженное количество промывочной жидкости, соответствующее требованиям бурения алмазным инструментом. В то же время для работы гидроударника требуется значительное количество промывочной жидкости, существенно превышающее количество, нужное по условию эффективного разрушения породы алмазным инструментом.

Для уменьшения количества поступающей на забой промывочной жидкости в корпусе кернорвателя сверлят отверстия или применяют специальные делители потока промывочной жидкости.

Максимальный эффект от применения вращательно-ударного бурения в различных производственных организациях получен при бурении твердых, хрупких и малоабразивных горных пород, при разрушении которых алмазными коронками наблюдается заполирование алмазов: механическая скорость возрастает на 30–40 %, углубление за рейс на 15–25 %, ресурс коронок на 35–50 %, выход керна с 70 % до 80–90 %, при этом снижается интенсивность естественного искривления скважин.

Рекомендуемый породоразрушающий инструмент и параметры режима бурения высокочастотными гидроударниками приведены в табл. 6.5.

При гидроударном алмазном бурении рекомендуется не очень большая длина колонкового набора: для пород VIII категории буримости – 6–10 м; для пород IX, X категорий – 3–6 м; для пород XI, XII категорий – 3–4 м.

Интенсификация процесса разрушения горных пород наложением ударных импульсов возможна и при бурении шарошечными долотами. Особенно оправдано применение ударных забойных машин при бурении твердых горных пород, для разрушения которых требуется значительная осевая нагрузка на долота.

Опыт применения (по данным А. Т. Киселева и В. Г. Кардыша) гидроударных забойных машин показал, что в условиях роста удельных контактных напряжений в породе при бурении горных пород VII–XII категорий по буримости при осевой нагрузке 15–20 кН и частоте вращения $280\text{--}430 \text{ мин}^{-1}$ средний ресурс двухшарошечных долот диаметром 76 мм возрос с 11 до 19 м вследствие применения высокочастотных гидроударников, а скорость бурения увеличилась с 3,4 до 4,8 м/ч.

Таблица 6.5

Рекомендуемый породоразрушающий инструмент
и параметры режима бурения высокочастотными гидроударниками

Параметры	Категория пород по буримости	Тип коронки	Диаметр коронки, мм	
			59	76
Осевая нагрузка, кН	IV–VII	CA5, CM5	8,0–10,00	10,0–14,00
	VI–VII	04A3, 01A3, 01A4	4,0–10,00	5,0–12,00
	VIII, IX	01A3, 01A4, 14A3	6,0–12,00	8,0–14,00
	IX, X	01A3, A4ДП, И4ДП	8,0–15,00	10,0–18,00
	XI, XII	01И4, И4ДП, 02ИЗГ	10,0–20,00	12,0–22,00
Частота вращения, мин ⁻¹	IV–VII	CA5, CM5	450	350
	VI–VII	04A3, 01A3, 01A4	360–720	300–600
	VIII, IX	01A3, 01A4, 14A3	360–1200	300–720
	IX, X	01A3, A4ДП, И4ДП	360–900	300–900
	XI, XII	01И4, И4ДП, 02ИЗГ	360–900	300–720
Количество промывочной жидкости, л/мин	IV–VII	CA5, CM5	60–80	100–130
	VI–VII	04A3, 01A3, 01A4	60–80	70–120
	VIII, IX	01A3, 01A4, 14A3	60–80	100–130
	IX, X	01A3, A4ДП, И4ДП	50–70	60–80
	XI, XII	01И4, И4ДП, 02ИЗГ	40–60	60–80

При этом достигнут более значительный рост показателей при бурении трехшарошечными долотами в сравнении с двухшарошечными, что подтверждает вывод о влиянии на эффективность разрушения породы прежде всего контактного напряжения, которое существенно возрастает при наложении ударного импульса. У трехшарошечных долот, как известно, площадь контакта вставок с породой забоя несколько выше, чем у двухшарошечных, а значит, роль дополнительной ударной нагрузки оказалась более значительной.

Применение гидроударников при бурении шарошечными долотами позволяет бурить на пониженных осевых нагрузках, но с более высокой механической скоростью, что в результате и сказывается на ресурсе долот.

При бурении шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения отмечено, что с повышением частоты вращения бурового инструмента эффективность разрушения породы снижается. То есть остается справедливой закономерность, отмеченная ранее для вращательно-ударного бурения алмазным инструментом.

В зависимости от диаметра долот рекомендуются для использования гидроударники с различной энергией удара: для бурения долотами диаметром 59 мм подходят высокочастотные ударные машины с энергией удара 15 Дж, для долот диаметром 76 мм – гидроударники со средней частотой удара и энергией удара 60–80 Дж, а при бурении долотами диаметром 93 мм целесообразно использование гидроударников с высокой энергией и малой частотой ударного импульса.

Таким образом, для бурения долотами больших размеров более подходит ударно-вращательный способ бурения, при котором преобладает ударное разрушение горной породы над режимом вращательного бурения.

Ударно-вращательный способ бурения – способ разрушения горных пород ударными нагрузками, под действием которых происходит скалывание и дробление породы, а осевая нагрузка на инструмент и вращение бурового инструмента исполняют вспомогательную роль, обеспечивая процесс ударного разрушения породы.

Ударно-вращательный способ характеризуется высокими значениями энергии удара (не менее 40 Дж), малыми значениями частоты вращения бурового инструмента (10–60 мин⁻¹) и осевой нагрузки (3,0–6,0 кН на инструмент диаметром 59–105 мм).

Оптимальная частота вращения коронки может рассчитываться по формуле

$$\omega = \frac{m_{\text{уд}} \delta}{\pi D_{\text{ср}}}, \quad (6.16)$$

где $m_{\text{уд}}$ – частота ударов гидроударника, мин⁻¹;

δ – оптимальное расстояние пробега коронки между ударами, мм (для пород IX–XI категорий 5–3 мм; для пород VII, VIII категорий $\delta = 8–6$ мм);

$D_{\text{ср}}$ – средний диаметр коронки, мм.

При оптимальной частоте вращения коронки соблюдается рациональное соотношение частоты ударов и вращения коронки, обеспечивающее эффективный процесс разрушения породы.

Осевая нагрузка при ударно-вращательном бурении должна обеспечивать плотный контакт резцов коронки с породой. При бурении твердых и абразивных горных пород осевая нагрузка снижается с целью предотвращения преждевременного износа резцов коронки. Рекомендуемые параметры режимов гидроударного бурения приведены в табл. 6.6.

При пневмоударном бурении сохраняются основные закономерности разрушения, справедливые для гидроударного бурения в режиме ударно-вращательного способа разрушения горных пород.

На рис. 6.6 дана зависимость механической скорости бурения при пневмоударном бурении долотами, вооруженными лезвиями с радиальным расположением, от частоты вращения. Из графиков следует, что в диапазоне частот вращения 0–100 мин⁻¹ отмечается 2–3 экстремальных значения. Представленные графики подтверждают наличие рациональной схемы поражения забоя, которая определяется частотой вращения инструмента. Минимальная скорость бурения (точки 2, 2¹) получена при совпадении лунок разрушения с повторным нанесением ударов. Максимальная скорость бурения (точки 1, 1¹, 3, 3¹) получена при нанесении ударов по выступам, расположенным между лунками разрушения.

Таблица 6.6

Рекомендуемые параметры режимов гидроударного бурения

Параметры	Характеристика пород, категория буримости	Диаметр коронки, мм		
		93	76	59
Осевая нагрузка, кН	Среднеабразивные, VII, VIII	8,0–10,0	8,0–10,0	8,0
	Высокоабразивные, VI–IX	4,0–5,0	4,0–5,0	4,0
	Малоабразивные, VIII–X	7,0–8,0	6,0–8,0	6,0
	Среднеабразивные, VIII–X	4,0–5,0	4,0–5,0	4,0–5,0
	Высокоабразивные, IX–XI	3,0–4,0	3,0–4,0	3,0
Частота вращения, мин ⁻¹	Среднеабразивные, VII, VIII	36–60	60–72	120
	Высокоабразивные, VI–IX	30	36–60	60–72
	Малоабразивные, VIII–X	30	36–60	60–72
	Среднеабразивные, VIII–X	30	30	42
	Высокоабразивные, IX–XI	20	20	30
Количество промывочной жидкости, л/мин	Среднеабразивные, VII, VIII	180–200	180–200	140–160
	Высокоабразивные, VI–IX	200	200	160–180
	Малоабразивные, VIII–X	200	200	160–180
	Среднеабразивные, VIII–X	200	200	180
	Высокоабразивные, IX–XI	200–220	200–220	180

В случае если породоразрушающие вставки располагаются на торце инструмента не по радиальной схеме, зависимость механической скорости бурения от частоты вращения будет отличной от представленной на рис. 6.6. Поперечное расположение лезвий на торце, а также применение сферических породоразрушающих вставок привело к тому, что зависимость механической скорости бурения от частоты вращения инструмента получила форму параболы с одним максимумом (рис. 6.7) [16].

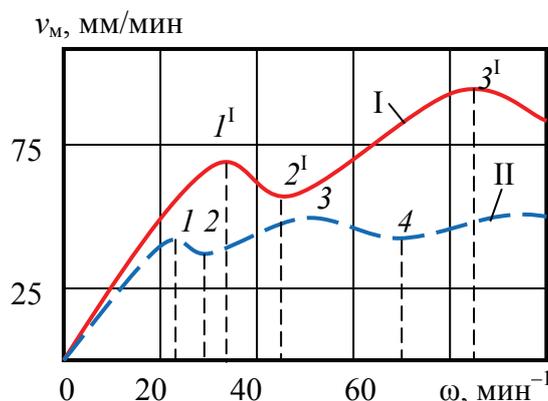


Рис. 6.6. Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения: I – известняк VII категории по буримости; II – кварцит X категории по буримости

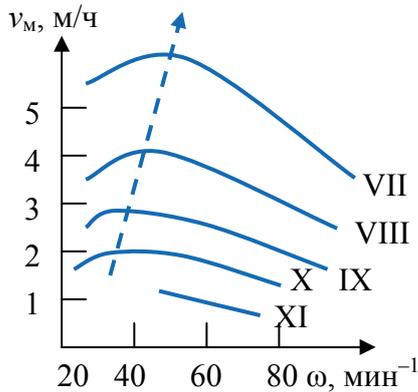


Рис. 6.7. Зависимость скорости бурения от частоты вращения снаряда в породах различной категории по буримости долотами с поперечно-радиальным расположением вставок на торце

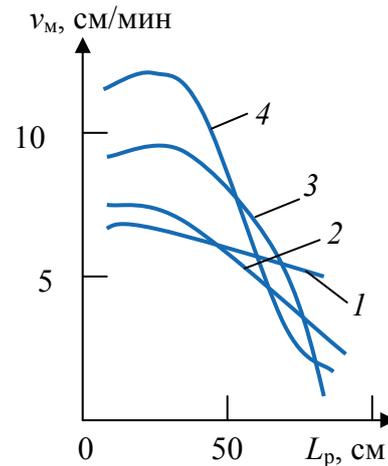


Рис. 6.8. Зависимость скорости бурения от длины рейса при частоте вращения снаряда 40 мин^{-1} и различных осевых нагрузках: 1-4 – осевая нагрузка в 5; 10; 15 и 20 кН соответственно

При этом характерно, что для менее твердых пород максимум частоты вращения, при которой достигнута наиболее высокая механическая скорость бурения, смещен в сторону больших значений ($\sim 50 \text{ мин}^{-1}$), а при бурении твердых и крепких пород максимальная скорость бурения получена при малых значениях частоты вращения ($\sim 30 \text{ мин}^{-1}$). На рис. 6.7 эта закономерность отмечена восходящей стрелкой через вершины максимальных значений графиков скорости бурения.

Зависимость скорости ударно-вращательного бурения от осевой нагрузки определяется тем, что с увеличением последней в начале рейса механическая скорость бурения возрастает, но в течение рейса снижается, и тем интенсивнее, чем выше осевая нагрузка (рис. 6.8). Эти данные показывают, что чрезмерные осевые нагрузки при ударно-вращательном бурении приводят к более интенсивному разрушению породоразрушающих вставок.

Зависимость скорости бурения от давления сжатого воздуха показывает практически прямо пропорциональный рост скорости бурения при повышении давления [17].

При этом повышение давления сжатого воздуха, например при бурении бесклапанными пневмоударниками высокого давления фирмы *Atlas Copco* типа *COP* (рис. 6.9), до значений 2–2,5 МПа приводит к значительному росту механической скорости, предельные значения которой не установлены.

Сведения о производительности бурения пневмоударниками приведены на рис. 1.2 и 1.3.

Забойные ударные машины *СОР 32* работают при давлении воздуха 0,6–1,2 МПа с частотой ударов 1 300–1 650 уд/мин и предназначены для бурения скважин диаметром 85–100 мм. Пневмоударники *СОР 42* работают при давлении 0,6–2,5 МПа с частотой ударов 1 300–2 100 уд/мин и предназначены для бурения скважин диаметром 105–125 мм.

В настоящее время ударно-вращательное бурение пневмоударниками высокого давления является наиболее производительным из всех существующих механических способов бурения.

С ростом глубины скважины вследствие повышения сопротивлений и снижения давления воздуха скорость бурения снижается. Например, при увеличении глубины скважины от 100 до 200 метров скорость бурения снизилась на 35 % [17]. Поэтому с увеличением глубины падает производительность бурения пневмоударниками, наблюдается намокание шлама и образование сальников, осложняются условия опробования вследствие влияния подземных вод.

При этом важно подчеркнуть, что эффективность пневмоударного бурения в слабообводненных породах снижается, если используется низкое давление воздуха в пределах 0,3–0,5 МПа. При бурении пневмоударниками высокого давления подобные проблемы могут возникнуть только при значительной (более 500 м) глубине скважин в связи со снижением давления подаваемого воздуха и вследствие роста аэродинамических сопротивлений с глубиной скважины, что ведет к ухудшению выноса шлама, образованию сальников и осложнениям при подъеме инструмента.

Одним из средств борьбы с осложнениями в этих условиях является применение воздуха с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ).

В то же время известно, что при использовании смеси воздуха и ПАВ наблюдается снижение механической скорости бурения вследствие падения ударной мощности забойной машины. Например, при расходе ПАВ в пределах 5–6 л/мин с изменением концентрации в растворе от 0,5 до 4 % скорость бурения понижается незначительно (в пределах 10 %), а при повышении концентрации ПАВ до 5 и более процентов механическая скорость снижается на 25–35 % [17].

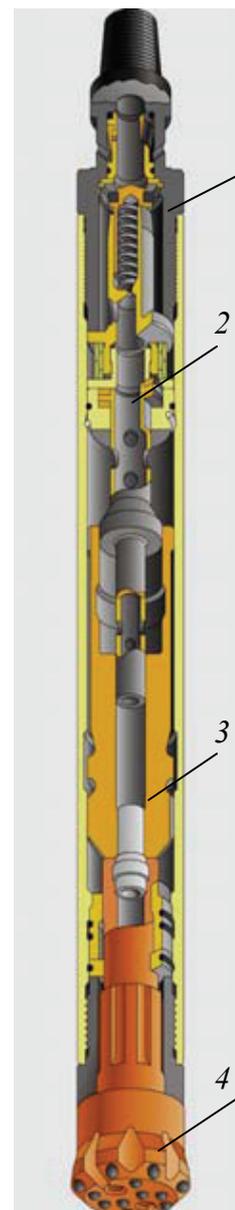


Рис. 6.9. Пневмоударник типа *СОР*: 1 – корпус; 2 – клапанная система; 3 – ударник; 4 – долото

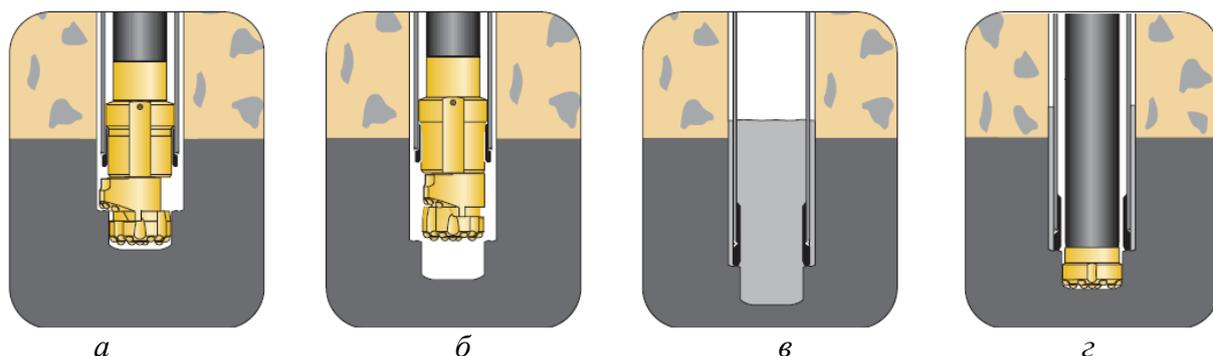


Рис. 6.10. Схемы, поясняющие принцип бурения по технологии *ODEX*: *а* – бурение пневмоударником с расширением ствола скважины и одновременным проталкиванием обсадной колонны вслед за буровым инструментом; *б* – вращением влево эксцентриковый расширитель «закрывается», уменьшая внешний диаметр долота для последующего извлечения через обсадную колонну; *в* – цементирование (если это требуется) нижней части обсадной колонны; *г* – бурение в устойчивых породах любым другим буровым инструментом, в том числе с промывкой скважины

Других особенностей бурения с ПАВ, которые бы могли повлиять на выбор параметров режима бурения, практикой бурения не отмечено.

Технологии бурения погружными пневмоударниками компании *Atlas Copco* представлены ниже.

Система *ODEX* (*Over Drilling Excentric*). При бурении четвертичных отложений, сильнотрещиноватых и других типов неустойчивых пород, в том числе с твердыми включениями, обычным буровым инструментом возникают множественные проблемы, связанные в основном с извлечением из скважины бурового инструмента и последующим спуском обсадных труб.

Для решения этих и других подобных задач компания *Atlas Copco* предлагает комплекс инструмента *ODEX*, позволяющий закреплять скважины обсадными трубами одновременно с бурением. Технология успешно применяется в осадочных породах с включением крупных обломков, а также при бурении на россыпях. Данная система бурения создана в развитие метода с опережающим креплением ствола, получившая обозначение *OD* (*Over Drilling*).

Принцип работы этого комплекса основан на бурении погружными пневмоударниками с эксцентриковым расширителем, который обеспечивает больший диаметр бурения по отношению к диаметру обсадной трубы для уменьшения силы трения между породой и трубой (рис. 6.10). Это позволяет обсадным трубам следовать за направляющим долотом по мере углубления скважины.

Конструкция *ODEX* позволяет разделить усилие подачи буровой установки и энергию удара пневмоударника на работу, необходимую для процесса бурения, и работу, затрачиваемую на продвижение колонны бурильных

труб вслед за долотом. При этом крутящий момент от вращателя станка передается только на колонну бурильных труб, обсадная колонна при этом не вращается. При вращении колонны вправо «раскрывается» эксцентриковый расширитель долота, что позволяет бурить скважины с расширением, достаточным для прохождения обсадной колонны, которая продвигается вслед за долотом под действием ударов со стороны пневмоударника и усилия подачи со стороны бурового станка (рис. 6.10, а).

После достижения заданной глубины или коренных пород для подъема на поверхность бурового инструмента необходимо произвести 0,5–2 оборота колонны в направлении, противоположном направлению вращения колонны при бурении (влево), чтобы эксцентриковый расширитель «закрылся» и внешний диаметр бурового инструмента стал равен внутреннему диаметру обсадной колонны (рис. 6.10, б).

При достижении твердых и устойчивых пород возможно цементирование нижнего конца обсадных труб с последующим продолжением ее бурения обычным буровым инструментом до заданной глубины (рис. 6.10, в, г).

Для улучшения выноса бурового шлама направляющее устройство *ODEX* имеет увеличенные продувочные отверстия, позволяющие выносить шлам по межтрубному пространству внутри обсадных труб. В сложных условиях в сжатый воздух может быть введена пенообразующая добавка и другие полимеры в целях увеличения эффективности продувки.

Если обсадные трубы не планируется извлекать из скважины после завершения ее бурения, то рекомендуется использовать свариваемые стальные обсадные трубы (*ODEX W*). Если планируется извлекать обсадные трубы из скважины после завершения буровых работ, то рекомендуется использовать обсадные трубы с резьбовыми соединениями (*ODEX T*).

В основе технологии *ODEX* – созданное эксцентриковое долото (рис. 6.11), которое включает собственно само пилотное долото и эксцентриковый расширитель. Расширитель долота способен фиксироваться в двух положениях при вращении его корпуса: при правом вращении эксцентрик фиксирует долото с выходом за его габариты, а при левом вращении расширитель способен «складываться», не выступая на пределы долота.

Компоновка для бурения по технологии *ODEX* приведена на рис. 6.12. Для бурения с погружными пневмоударниками имеются следующие типоразмеры *ODEX*: *ODEX 90*, *ODEX 115*, *ODEX 140*, *ODEX 165*, *ODEX 190*,

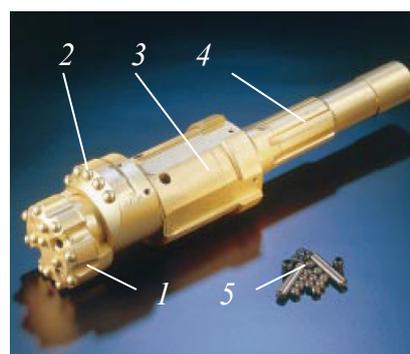


Рис. 6.11. Эксцентриковое долото: 1 – долото; 2 – расширитель; 3 – центратор; 4 – хвостовик долота; 5 – элементы поворота и фиксации расширителя

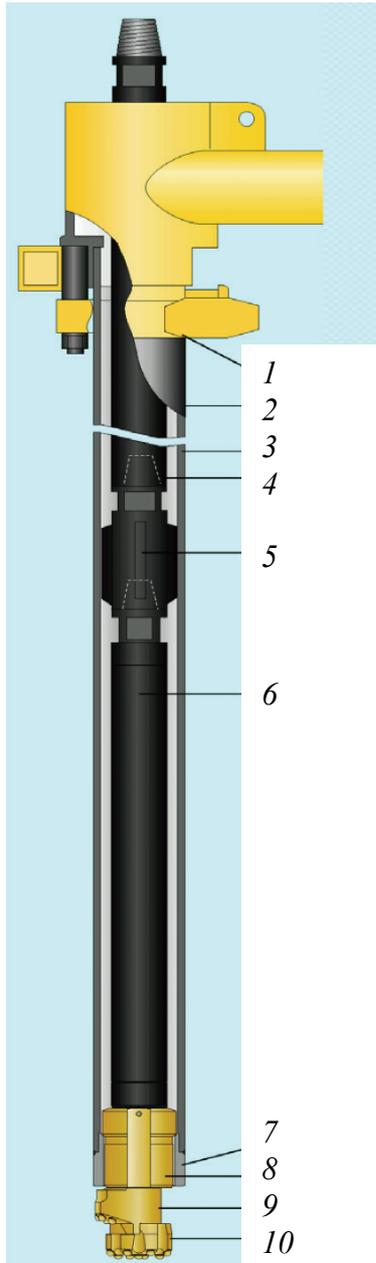


Рис. 6.12. Компоновка для бурения по технологии *ODEX*: 1 – превентор; 2 – наружная труба; 3 – обсадная труба; 4 – буровая труба; 5 – центратор; 6 – пневмоударник; 7 – башмак; 8 – центратор долота; 9 – расширитель; 10 – долото

точника удара: мощный с высоким крутящим моментом перфоратор для вращения и привода обсадной трубы и погружной пневмоударник для основной (пилотной) коронки внутреннего става. Это определяет передачу на долото большего количества энергии, а в результате более высокую скорость

ODEX 240 мм. Цифры обозначают диаметр пилотной части долота.

Для бурения по технологии *ODEX* требуются буровые установки с независимым реверсивным вращением и с достаточным крутящим моментом для того, чтобы соответствовать диаметру скважины и требованиям по мощности привода.

Рекомендации по выбору буровых установок для бурения по технологии *ODEX* и номенклатуре инструмента приведены в табл. 6.7 и 6.8.

Система *DEPS* – это система, созданная в развитие метода бурения *OD* (бурение с опережающим креплением скважины обсадными трубами), существующего около 40 лет. Подобно *OD*, *DEPS* имеет двойную буровую колонну, где внешняя колонна – обсадные трубы с кольцевой коронкой для бурения периферии забоя скважины, одновременно поддерживающие ее стенки, а внутренняя колонна используется для бурения центральной части скважины.

При реализации системы *OD* ударная энергия перфоратора передается на обсадную колонну и буровую трубу. Недостатком этого метода бурения является не только уменьшенная энергия, затрачиваемая на разрушение породы и проталкивание колонны, но и то, что хвостовик из-за своей геометрии обладает недостаточной способностью к передаче энергии, что приводит к потере ударной мощности, перегреву и быстрому износу механизмов, особенно резьбовых соединений. Все это ограничивает скорость бурения.

Система *DEPS*, в отличие от системы *OD* (рис. 6.13), имеет два независимых источника удара:

бурения, увеличенную глубину скважины по сравнению с *OD* и другими (сдвоенными) системами бурения с обсадными трубами.

Таблица 6.7

Рекомендуемые параметры буровых установок
для бурения по технологии *ODEX*

Типоразмер <i>ODEX</i>	90	115	140	165	190	240
Крутящий момент, Н·м	> 900	> 2000	> 3000	> 4000	> 5500	> 5500
Частота вращения, мин ⁻¹	20–30	20–25	15–20	15–20	10–15	10–15
Глубина бурения, м	60	100	100	100	100	100
Максимальное давление воздуха, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица 6.8

Номенклатура бурового оборудования и инструмента
при бурении по технологии *ODEX* с погружными пневмоударниками

Тип пневмоударника и долота	Диаметр бурильных труб, мм	Диаметр долота, мм	Диаметр расширителя, мм	Размеры обсадных труб с левой резьбой, мм
<i>ODEX 90</i> <i>COP32,34</i> <i>MACH 303, IR 3,5</i>	76	90	123	Наружный диаметр: 114,3 Толщина стенки: 6,3
<i>ODEX 115</i> <i>COP 44, 52, 54</i> <i>DHD 340A, DH4</i> <i>A34-15, SD4 SECOROC 5"</i>	76, 89	115	152	Наружный диаметр: 139,7 Толщина стенки: 5,8
<i>ODEX 140</i> <i>COP 44, 52, 54</i> <i>DHD 350RDH5</i> <i>A 43-15, SD5 SECOROC 6</i>	89	140	181	Наружный диаметр: 168,3 Толщина стенки: 6,3
<i>ODEX 165</i> <i>COP 54, 62, 64 DHD 360,</i> <i>SF6, DH6</i> <i>A 53-15, SD6 SECOROC 6</i>	114	165	209	Наружный диаметр: 193,7 Толщина стенки: 6,3
<i>ODEX 190</i> <i>COP 62, 64, 84L</i> <i>DHD 360, SF6, DH6</i> <i>A 53-15, SD6,</i> <i>F 63 15 SECOROC 8"L</i>	114	190	237	Наружный диаметр: 222 Толщина стенки: 6,3 Свариваемые трубы
<i>ODEX 240</i> <i>COP 84L, 84HP DHD 380,</i> <i>A 63-15, SD8</i>	114	240	306,5	Наружный диаметр: 273 Толщина стенки: 6,3 Свариваемые трубы

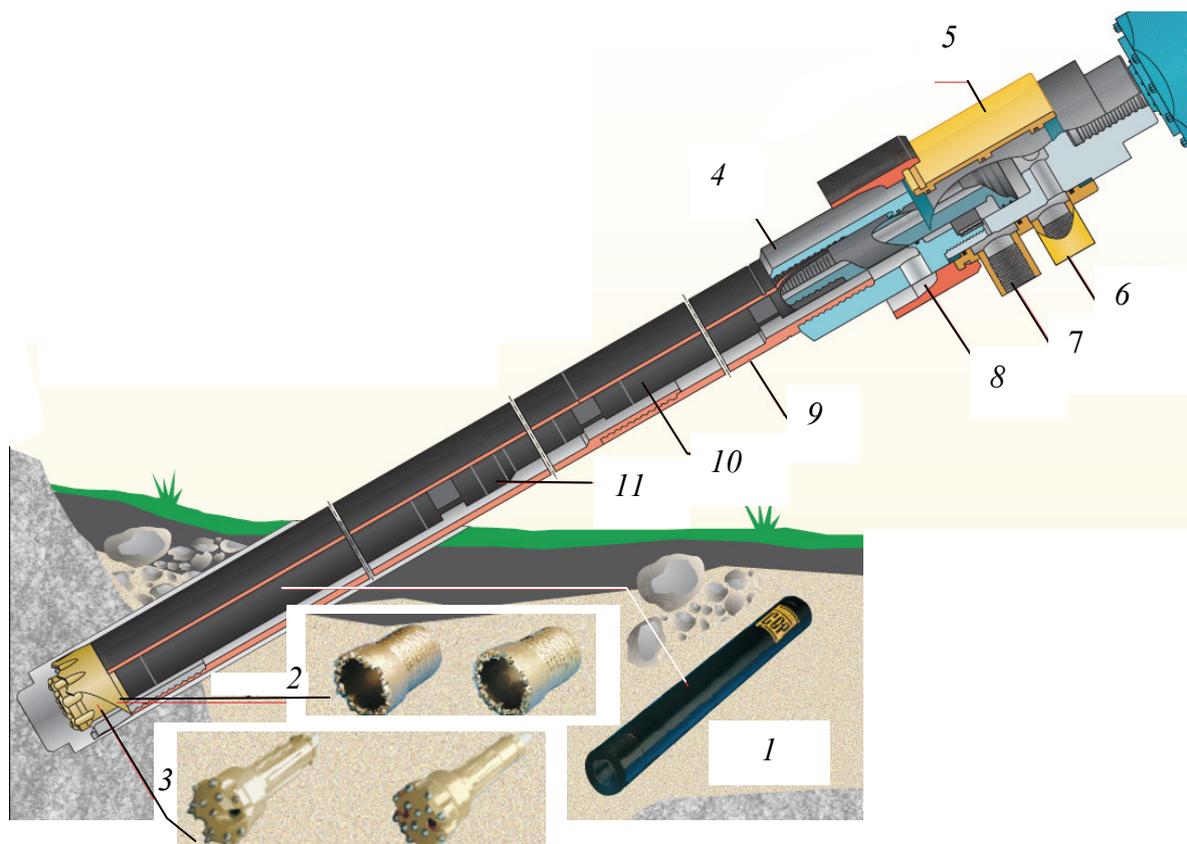


Рис. 6.13. Система *DEPS* для бурения по галечникам и рыхлым породам с опережающим креплением ствола скважины: 1 – пневмоударник *COP*; 2 – наружные коронки; 3 – внутренние долота; 4 – муфта; 5 – корпус; 6–9 – наружные трубы; 10 – внутренняя труба; 11 – переходник

В табл. 6.9 приведены основные размеры элементов системы *DEPS*.

Компания *Sandvik* имеет широкий модельный ряд инструмента для бурения с погружным пневмоударником, включающий пневмоударники, буровые коронки и системы бурения с обсадными трубами, сочетающие в себе современные высокотехнологичные материалы и простую, высокоэффективную конструкцию. Основные модели и размеры пневмоударных машин компании *Sandvik* приведены в табл. 6.10, а на рис. 6.14 показана забойная пневмоударная машина модельного ряда *Mission*.

Таблица 6.9

Основные размеры элементов системы *DEPS*

Размер <i>DEPS</i> , мм	Пневмоударник	Диаметр труб, мм		Диаметр, мм	
		наружный	внутренний	коронки	долота
118	<i>COP32</i>	118	57	125	85
133	<i>COP34</i>	133	57	140	100
146	<i>COP44</i>	146	73	152	115
165	<i>COP54</i>	165	73	170	130
178	<i>54</i>	178	96	185	146

Таблица 6.10

Основные размеры пневмоударных машин
компании *Sandvik*

Модель пневмоударника	Диаметр долота, мм	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Рабочее давление, МПа
<i>Mission 30</i>	90–105	81,3	823	1,0–2,4
<i>Mission 40</i>	115–152	98	914	1,0–2,4
<i>Mission 50</i>	130–152	120	987	1,0–2,4
<i>Mission 55</i>	130–152	126	987	1,0–2,4
<i>Mission 60</i>	152–254	142	922	1,0–2,4
<i>Mission 60W</i>	152–254	142	922	1,0–2,4
<i>Mission 65</i>	165–254	150	922	1,0–2,4
<i>Mission 85</i>	200–305	181	1 219	1,0–2,4
<i>Mission X2S</i>	302–508	279	1 466	1,0–2,4
<i>Silverdrill SD 5</i>	130–152	116	975	1,0–2,4
<i>Silverdrill SD 6</i>	152–254	138	1 257	1,0–2,4
<i>Silverdrill SD 8</i>	194–305	171	1 194	1,0–2,4
<i>Silverdrill SD 10</i>	254–305	225	1 387	1,0–2,4
<i>Silverdrill SD 12</i>	302–508	273	1 466	1,0–2,4

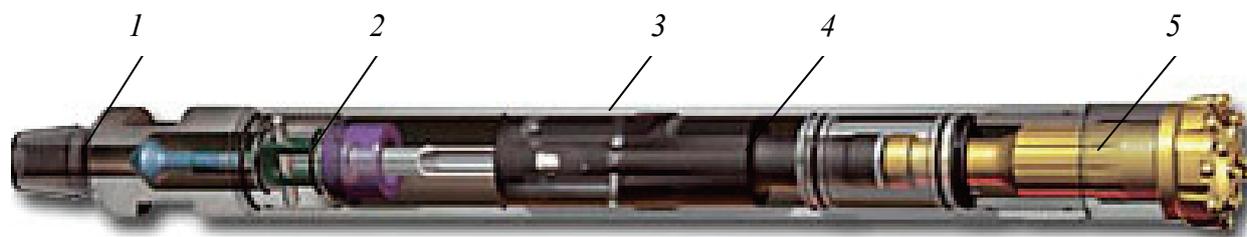


Рис. 6.14. Пневмоударник компании *Sandvik*, модель *Mission*: 1 – резьба для соединения с бурильной колонной; 2 – клапаны системы воздухо-распределения; 3 – корпус; 4 – ударник; 5 – долото с хвостовиком

Компания *Sandvik* производит широкий модельный ряд буровых долот как для пневмоударников *Sandvik*, так и для пневмоударников других производителей. Буровые долота этой компании вооружены штырями, изготавливаемыми из твердого сплава марки *XT48* и других марок твердого сплава, в том числе слоистого сплава с повышенной твердостью поверхности, произведенных по технологии *DP* (см. рис. 5.1 и 5.2). Модельный ряд буровых инструментов включает в себя долота с различной формой ударной части, твердосплавных штырей и с различным расположением продувочных отверстий для обеспечения максимальной скорости проходки, хорошей продувки и высокой производительности в любых горно-геологических условиях бурения.

Таблица 6.11

Модели долот компании *Sandvik*
для пневмоударного бурения

Модель долота	Диаметр долота, мм	Модель долота	Диаметр долота, мм
<i>Mission 30 Bits</i>	90–100	<i>Mission 85 Bits</i>	200–222
<i>Mission 40 Bits</i>	115–121	<i>Mission X2S Bits</i>	302–508
<i>Mission 50 Bits</i>	130–152	<i>Silverdrill SD 5 Bits</i>	130–152
<i>Mission 55 Bits</i>	130–152	<i>Silverdrill SD 6 Bits</i>	152–172
<i>Mission 60 Bits</i>	152–190	<i>Silverdrill SD 8 Bits</i>	194–305
<i>Mission 60W Bits</i>	152–172	<i>Silverdrill SD 10 Bits</i>	254–305
<i>Mission 65 Bits</i>	165–190	<i>Silverdrill SD 12 Bits</i>	302–508

Таблица 6.12

Параметры системы *TUBEX XL* компании *Sandvik*

Типоразмер <i>TUBEX XL</i>	Диаметр долота, мм	Диаметр расширенной скважины, мм	Типоразмер <i>TUBEX XL</i>	Диаметр долота, мм	Диаметр расширенной скважины, мм
90	90	123	190	190	237
115	115	152	215	215	278
140	140	187	230	230	286
165	165	212	240	240	306
180	180	232	280	280	370

В табл. 6.11 приведены размеры долот компании *Sandvik*. Компанией *Sandvik* разработана система бурения пневмоударниками *TUBEX XL*, предназначенная для бурения с обсадной трубой. Данная система аналогична системе *ODEX* компании *Atlas Copco*.

Система позволяет бурить разрушенные и слабоустойчивые горные породы, а также техногенные отложения, легко преодолевая участки с крупными валунами с одновременным закреплением ствола скважины обсадной трубой. Дальнейшее бурение по устойчивой или монолитной горной породе может быть продолжено сквозь обсадную трубу обычным буровым инструментом, максимальный диаметр которого указан в обозначении модели *TUBEX XL*.

В табл. 6.12 приведены основные параметры системы *TUBEX XL* компании *Sandvik*.

6.6. Проектирование режимов бескернового бурения

Бескерновое бурение производится вращательным, вращательно-ударным и ударно-вращательным способами бурения специальными долотами дробяще-скалывающего (шарошечные) и режуще-скалывающего (лопастные и с комбинированным вооружением) действия.

Осевая нагрузка при бескерновом бурении рассчитывается по зависимости

$$P = q_{\text{см}} D, \quad (6.17)$$

где $q_{\text{см}}$ – рекомендуемая нагрузка на 1 см диаметра долота, кН;

D – диаметр долота, см.

Значения рекомендуемых нагрузок на один см диаметра долота для различных типов долот и пород приведены в табл. 6.13.

Таблица 6.13

Значения рекомендуемых нагрузок на долота

Долота	Категория пород по буримости (ОСТ 41-89-74)					
	I,II	III	IV,V	VI,VII	VIII,IX	X-XII
Лопастные:						
2-лопастные	0,6–0,70	0,6–0,8	–	–	–	–
3-лопастные	0,7–0,80	0,8–0,9	–	–	–	–
Пикобуры	0,5–0,6	0,6–0,8	–	–	–	–
Шарошечные:						
тип:						
М	1,5–2,0	2,0–2,5	–	–	–	–
С	–	–	2,0–3,0	2,0–3,0	–	–
Т	–	–	–	2,5–3,5	2,5–4,0	–
К	–	–	–	–	2,5–4,0	–
ОК	–	–	–	–	3,0–5,0	4,0–5,0

Частота вращения бурового снаряда определяется по зависимости

$$\omega = \frac{60v}{\pi D}, \quad (6.18)$$

где D – диаметр долота, м;

v – окружная скорость вращения долота, м/с.

При бурении шарошечными долотами рекомендуется достаточно умеренная частота их вращения, поскольку установлено, что с повышением частоты вращения выше некоторого предельного значения достаточно резко снижается углубление за оборот и темп прироста механической скорости бурения (рис. 6.15).

Рекомендуемые значения окружной скорости приведены в табл. 6.14.

При определенной высокой частоте вращения механическая скорость бурения не растет, но может снизиться проходка на долото из-за повышенного износа опор шарошечных долот. Физический смысл влияния частоты вращения на буримость можно установить, используя зависимость проф. В. С. Федорова для расчета времени контакта опорного зубца шарошечного долота, работающего на забое без проскальзывания, с породой:

$$\tau_{ш} = \frac{60d_{ш}}{ZDn}, \quad (6.19)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, измеренный по периферийному венцу, м;

Z – число зубцов в периферийном венце конической шарошки;

D – диаметр долота, м;

n – частота вращения долота, мин^{-1} .

Таким образом, с повышением частоты вращения, числа зубцов на поверхности шарошки и диаметра долота и уменьшением диаметра шарошек время контакта породоразрушающих зубцов с породой снижается, а значит, снижается и разрушающее напряжение в породе.

Таблица 6.14

Рекомендуемые значения окружной скорости при бурении долотами

Долота	Окружная скорость при вращении долота, м/с для бурения пород категорий по буримости (ОСТ 41-89-74)					
	I,II	III	IV,V	VI,VII	VIII,IX	X-XII
Лопастные:						
2-лопастные	0,8–1,2	1,0–1,2	–	–	–	–
3-лопастные	0,8–1,2	1,0–1,8	–	–	–	–
Пикобуры	0,8–1,2	1,0–1,4	–	–	–	–
Шарошечные тип:						
М	0,8–1,2	1,2–1,4	–	–	–	–
С	–	–	1,0–1,4	0,8–1,2	–	–
Т	–	–	–	0,8–1,2	0,6–1,0	–
К	–	–	–	–	0,6–0,8	–
ОК	–	–	–	–	0,6–0,8	0,6–0,8

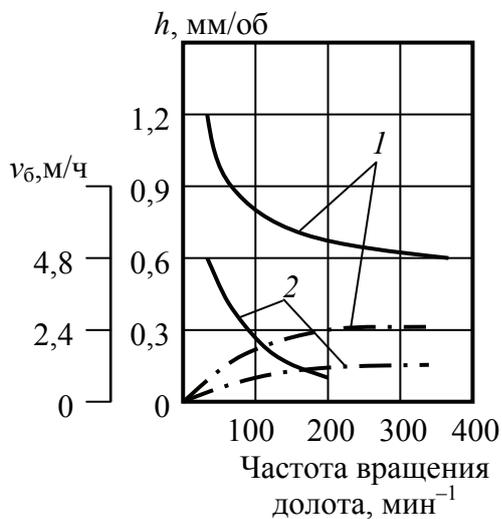


Рис. 6.15. Зависимости углубки за оборот (кривые, выполненные сплошными линиями) и механической скорости бурения (кривые, выполненные линиями «штрих с точкой») от частоты вращения долота: 1 – песчаник; 2 – гранит

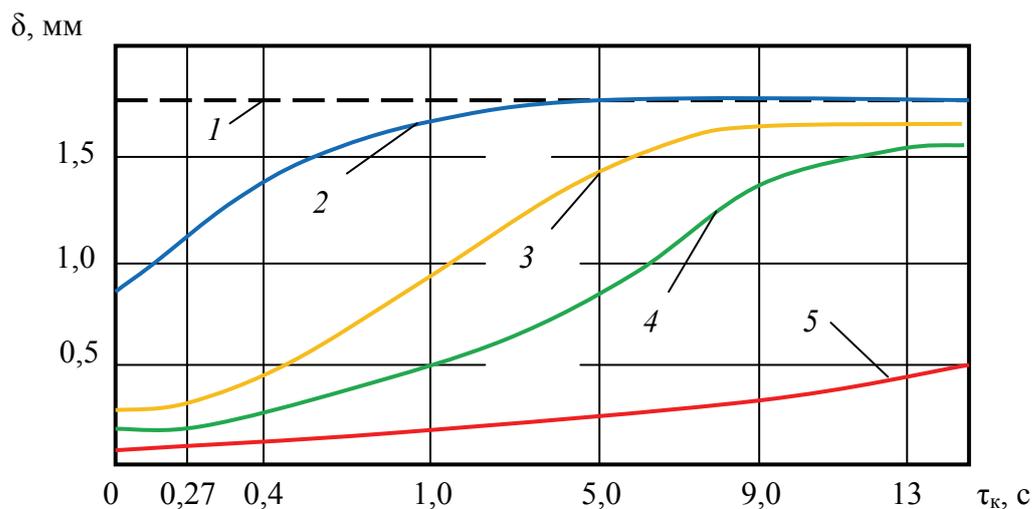


Рис. 6.16. Зависимость глубины внедрения индентора в мрамор от времени внедрения при различных условиях и средах: 1 – атмосферные условия, $P = 0,33$ кН; 2 – вода, $P = 0,6$ кН, $p_c = 30$ МПа; 3 – глинистый раствор, $\eta = 1 \cdot 10^{-2}$ Па·с, $P = 0,6$ кН, $p_c = 30$ МПа; 4 – глинистый раствор, $\eta = 2 \cdot 10^{-2}$ Па·с, $P = 0,6$ кН, $p_c = 30$ МПа; 5 – глицерин, $\eta = 1,4$ Па·с, $P = 0,6$ кН, $p_c = 30$ МПа

Сделанные выводы могут иллюстрироваться также опытными графиками, представленными на рис. 6.16, из которых следует, что на глубину внедрения индентора в породу существенно влияют не только время внедрения (τ_k) и величина осевого усилия P , но и вязкость бурового раствора (η), которая определяет скорость фильтрации в зону разрушения. В условиях внутрискважинного давления (p_c) для достижения равной с атмосферными условиями (без раствора – условия близки к бурению с продувкой скважины воздухом) глубины внедрения индентора потребовалось существенно более значительное осевое усилие. При этом скорость внедрения индентора на определенную глубину оказалась существенно зависима от вязкости раствора, а с повышением вязкости возможная глубина внедрения индентора снизилась при иных равных условиях. Из этого следует вывод не только о необходимости правильного выбора частоты вращения долота в зависимости от его типоразмера и физико-механических свойств горных пород, но и о том, что при повышении вязкости бурового раствора, например при переходе с бурения на воде к бурению на глинистом растворе (более вязком), частоту вращения долота следует снижать, повышая в пределах допустимого значение осевого усилия.

При выборе частоты вращения шарошечного долота нужно всегда учитывать, что этот параметр не отражает фактического значения скорости перемещения породоразрушающих элементов долота и времени его контакта с породой ($\tau_{ш}$), поскольку шарошка долота вращается с более высокой скоростью. Превышение частоты вращения шарошки над частотой вращения долота

(*k*) можно ориентировочно оценивать через соотношение диаметра долота *D* и диаметра шарошки $d_{ш}$ с учетом коэффициента проскальзывания долота $K_{пр}$:

$$k = \frac{D}{d_{ш} K_{пр}}. \quad (6.20)$$

При бурении малоабразивных пород шарошечными долотами рекомендуется окружная скорость долота в пределах 1–2 м/с; при бурении абразивных пород скорость не должна превышать 1 м/с, так как механическая скорость бурения при больших частотах вращения увеличивается в меньшей степени, чем износ долота.

Для шарошечных долот дробяще-скалывающего действия диаметром 59; 76; 93; 112; 132 и 151 рекомендуется частота вращения [8,17] в пределах 100–300 мин⁻¹.

Для твердых, абразивных пород (VII, IX категории по буримости) оптимальная частота вращения долота составляет 200–270 мин⁻¹, при дальнейшем ее повышении механическая скорость бурения почти не увеличивается, но более значительно возрастает износ долота [17].

Для долот, работающих на забое с проскальзыванием шарошек, например долот ДДА, время контакта зубьев с породой, рассчитанное по зависимости (6.12), будет больше за счет проскальзывания. Именно поэтому при бурении твердых малоабразивных пород (фельзиты, дациты VIII, IX категории по буримости) долотами типа ДДА более высокие результаты получены при частотах вращения 500–600 мин⁻¹ в сравнении с трехшарошечными долотами типа К, работающими на забое без проскальзывания шарошек и показавшими лучшие результаты при частоте вращения около 300 мин⁻¹.

При бурении в твердых породах скорость восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве должна быть 0,4–0,6, а в мягких породах 0,6–0,8 м/с.

В соответствии с работой [17] при бурении шарошечными долотами рекомендуются следующие значения осевого усилия и количества подаваемой промывочной жидкости (табл. 6.15). Минимальные осевые нагрузки и максимальные частоты вращения рекомендуется применять при бурении менее твердых горных пород, максимальные осевые нагрузки и минимальные частоты вращения – при бурении более твердых горных пород.

При бурении трещиноватых горных пород рекомендуется снижать частоту вращения долота и осевую нагрузку на 30–40 %.

Для установления оптимальной осевой нагрузки необходимо довести ее до максимально рекомендуемой, а затем несколько снизить.

Если при снижении нагрузки механическая скорость бурения снижается, то нагрузку следует повысить до первоначальной величины. Если механическая скорость бурения не уменьшается, то нагрузку снижают до уровня,

при котором наступает снижение скорости бурения, а затем несколько повышают ее до первоначальной величины [17].

Мягкие породы и породы средней твердости долотами с зубчатым вооружением следует разбуривать с примерно постоянной в течение рейса нагрузкой, обеспечивающей максимальную скорость бурения.

При бурении твердых пород осевую нагрузку к концу рейса, как правило, повышают для сохранения уровня скорости бурения. При бурении твердых пород долотами со штыревым вооружением осевая нагрузка может быть постоянной и равняется максимально рекомендуемой.

Основными признаками, указывающими на необходимость подъема долота из скважины, являются:

- резкое снижение механической скорости бурения и рывки инструмента, что свидетельствует об износе опор шарошек;
- снижение скорости бурения по однородным по твердости горным породам, что указывает на износ вооружения долота.

Таблица 6.15

Параметры режима бурения шарошечными долотами

Диаметр и тип долота, мм	Осевая нагрузка на долото, кН	Частота вращения долота, мин ⁻¹	Расход промывочной жидкости, л/мин
Долото типа К (ОК)			
59	12–18	102–348*	80–100
76	15–25	102–277	100–120
93	20–30	102–348	120–150
112	30–50	102–277	150–180
132	40–70	102–277	200–250
151	50–80	102–277	250–300
Долото типа Т			
93	20–25	102–348	180–230
112	25–45	102–277	200–280
132	30–60	102–277	250–350
151	40–70	102–277	300–440
Долото типа С			
93	15–25	102–348	180–230
112	20–30	102–277	200–280
132	30–50	102–277	250–350
151	40–70	102–277	300–440
Долото типа М			
112	15–25	102–348	300–400
132	20–30	102–277	350–450
151	25–35	102–277	450–500

*Частоты вращения даны для буровых станков со ступенчатым регулированием данного параметра; для станков с плавно регулируемой частотой вращения следует применять значения, близкие к указанным.

6.7. Выбор инструмента и проектирование параметров режима ударно-канатного бурения

При выполнении разведочного бурения на россыпных месторождениях зачастую используется ударно-канатное бурение. Формирование ствола скважины при ударно-канатном бурении осуществляется за два приема:

- дроблением породы долотом ударного действия, сбрасываемого с определенной высоты;
- вычерпыванием (желонированием) разрушенной породы вместе с добавленной в скважину водой специальным инструментом – желонкой.

При проектировании ударно-канатного бурения следует выбрать долото, которое может быть долотчатым плоским, крестовым, двутавровым и др., и желонку.

Основной буровой инструмент для бурения скважин на россыпях включает в себя рабочий буровой снаряд (долото, ударная штанга, канатный замок, буровые ножницы), желонки, обсадные трубы с башмаком, забивную и выбивную головки.

Размеры основного рабочего инструмента для бурения скважин с условными диаметрами 168–219 мм, которые наиболее широко распространены при разведке россыпных месторождений, приведены в табл. 6.16.

Таблица 6.16

Размеры основного рабочего инструмента
для ударно-канатного бурения скважин

Инструмент	Размеры инструмента, мм, для скважин диаметром	
	168	219
Обсадные трубы	168/145	219/194
Башмак обсадных труб	185/144	236/193
Долото	138	186
Ударная штанга	112	140
Желонка	114 и 127	127 и 168

Параметрами режима бурения являются вес долота с ударной штангой, высота сбрасывания долота, интервалы бурения, забивки обсадных труб и угол приострения долота.

В табл. 6.17 приведены рекомендованные технологические параметры режима бурения скважин при разведке россыпей с применением ударно-канатного способа.

К основным достоинствам ударно-канатного способа бурения скважин при разведке россыпных месторождений относится высокое качество опробования, что в ряде случаев используется в качестве эталонного – заверочного –

бурения при производстве геологоразведочных работ в сложных условиях, при которых вращательное бурение не может обеспечить высокий и надежный уровень опробования.

Таблица 6.17

Параметры режима бурения скважин ударно-канатным способом на россыпях

Параметры	Талые россыпи				Устойчивые многолетнемерзлые породы	
	Рыхлые, сыпучие мягкие породы		Твердые породы с включением валунов			
	Порода	Продуктивный интервал	Порода	Продуктивный интервал	Порода	Продуктивный интервал
	Долото					
	Крестовое	Плоское	Крестовое	Плоское	Крестовое	Плоское
Технологическая схема бурения	В трубах		Ниже труб		Без труб	
Интервал бурения за рейс, м	1,0–0,5	0,2–0,5	1,0–0,5	0,2–0,5	0,4–1,0	0,2–0,4
Масса бурового снаряда, кг	700	350	700	350	700	350
Высота сбрасывания инструмента, м	0,95	0,7	0,95	0,7	0,7	0,7
Интервал забивки обсадных труб, м	1,0–0,5	0,5–0,2	1,0–0,5	0,5–0,2	–	–
Угол приострения долота, град	70–90		100–120		110–120	

При бурении по продуктивному интервалу для повышения извлечения металла рекомендуется использовать облегченные долота с меньшим углом приострения, эффективные поршневые желонки, а также снижать проходку за рейс [9].

6.8. Определение расхода промывочной жидкости для бурения

При бурении скважин объем бурового раствора определяется его количеством, необходимым для заполнения всей циркуляционной системы (приемных емкостей, отстойников, желобной системы и самой скважины), и объемом раствора, расходуемого в связи с потерями и заменой раствора

на новый. Обычно при бурении скважины смена раствора на новый осуществляется 2–3 раза.

На основании сказанного необходимый объем бурового раствора при колонковом бурении рассчитывается по формуле [14]

$$V_p = k_c V'_p L_o, \quad (6.21)$$

где $V'_p = (4,7 - 6,28) D^2$ – расход бурового раствора на 1 м бурения скважины диаметром D , м³;

k_c – коэффициент сложности бурения, учитывающий геологические условия проходки скважины (изменяется от 1 до 5 и более и устанавливается опытным путем при сравнении условий бурения скважин на месторождении);

L_o – общий объем буровых работ с применением бурового раствора, м.

Расход промывочной жидкости при бурении должен обеспечивать полную очистку забоя от разрушенной породы и вынос ее на поверхность. При недостаточной промывке на забое происходит вторичное измельчение породы, что снижает скорость бурения и повышает износ породоразрушающего инструмента. Рассчитанный исходя из условия обеспечения надежного выноса шлама из скважины расход промывочной жидкости обеспечивает охлаждение породоразрушающего инструмента.

Расход промывочной жидкости определяется по формуле

$$V_o = 0,25\pi k(D^2 - d^2)v, \quad (6.22)$$

где k – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока в скважине из-за местной повышенной разработанности стенок, наличия каверн ($k = 1,1-1,3$);

D – диаметр скважины, м;

d – наружный диаметр бурильных труб, м;

v – скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины, м/с.

При определении расхода промывочной жидкости исходят из необходимости создания в кольцевом пространстве скважины такой скорости восходящего потока, при которой не допускается чрезмерное обогащение промывочной жидкости выбуренной породой, обеспечивается устойчивое транспортирование крупных частиц шлама.

Для прикладных расчетов при определении необходимого расхода промывочной жидкости при колонковом бурении рекомендуются следующие значения скоростей потока в зависимости от типа породоразрушающего инструмента (табл. 6.18).

Большие значения скорости восходящего потока следует принимать при высоких скоростях бурения, когда за единицу времени образуется боль-

шее количество шлама, а также в случае применения растворов повышенной вязкости.

Компания *Atlas Copco* для расчета количества промывочного раствора рекомендует использовать номограмму, представленную на рис. 6.17. По данной номограмме можно определить расход промывочного раствора при бурении различными снарядами и бурильными колоннами.

Таблица 6.18

Значения скоростей восходящего потока бурового раствора

Тип породоразрушающего инструмента	Скорость восходящего потока, м/с
Долота лопастные, пикобуры (в породах до IV, V категории по буримости)	0,6–1,0
Шарошечные долота	0,4–0,8
Твердосплавные коронки	0,4–0,6
Алмазные коронки	0,3–0,5

Для алмазного бурения расход промывочной жидкости можно определить в соответствии с выражением

$$V_0 = 0,25\pi k_0 (D_n^2 - d_{вн}^2), \quad (6.23)$$

где D_n , $d_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры породоразрушающего инструмента, м;

k_0 – коэффициент очистки забоя, характеризующий расход жидкости на площади 1 см^2 за 1 с , $\text{см}^3/\text{с}\cdot\text{см}^2$.

Коэффициент k_0 может быть принят равным $0,02\text{--}0,04 \text{ см}^3/\text{с}\cdot\text{см}^2$.

Для алмазного бурения при промывке скважины водой расход жидкости можно выбрать исходя из приведенных в табл. 6.19 значений.

При бурении трещиноватых горных пород расчетные значения расхода жидкости следует уменьшить на 50 %.

При бурении гидроударниками расход промывочной жидкости определяется исходя из условий работы забойных машин. Например, при бурении скважин диаметром 59 мм расход должен быть 140–180 л/мин, а диаметром 76 мм – 180–220 л/мин.

Значительный расход жидкости отрицательно влияет на работоспособность и ресурс коронок и на сохранность керна, а поэтому при гидроударном бурении применяют специальные делители потока, отводящие часть жидкости от торцевой части коронки. Известно также выполнение отверстий в корпусе коронки для снижения количества жидкости, поступающей к забюю.

При бурении твердосплавными коронками и шарошечными долотами расход жидкости можно рассчитать, исходя из данных, приведенных в табл. 6.20 и 6.21.

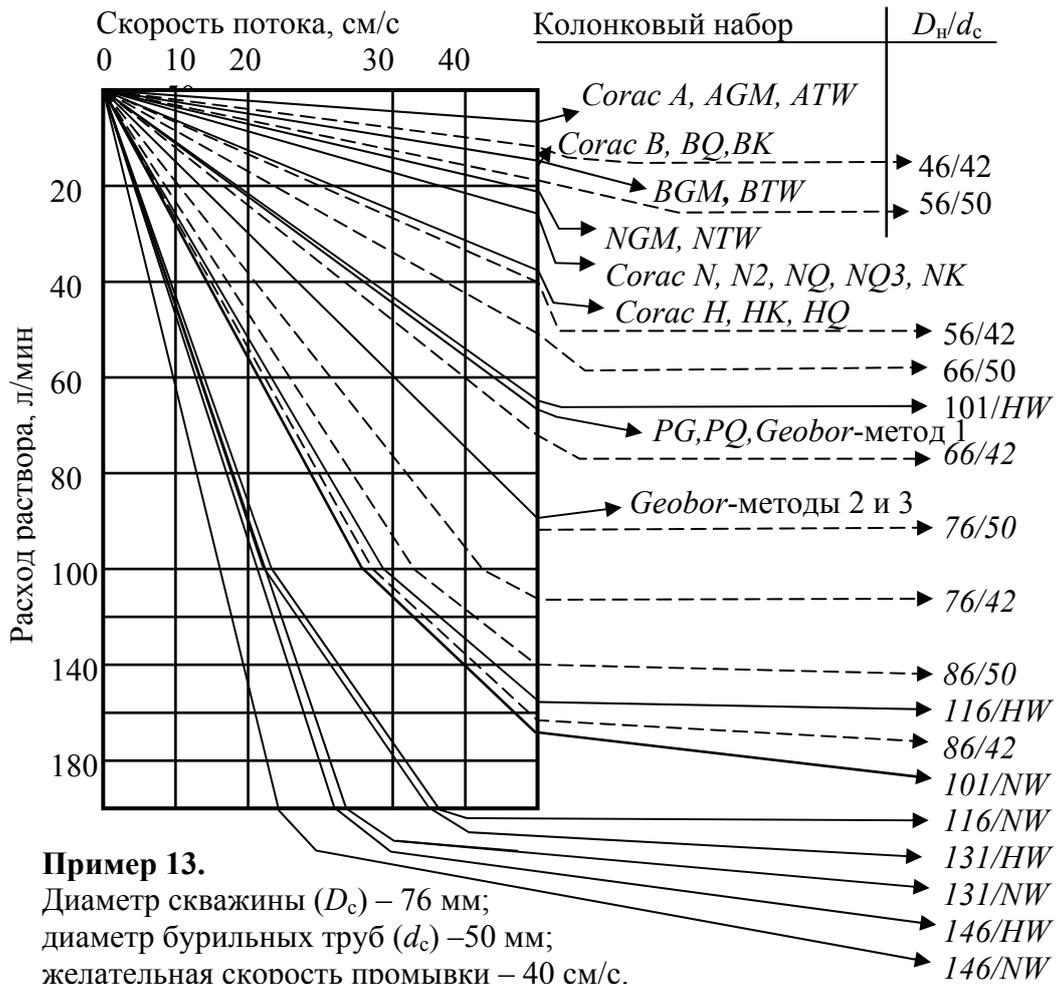


Рис. 6.17. Номограмма для определения количества промывочной жидкости для бурения различными снарядами и бурильными колоннами в соответствии с рекомендациями компании Atlas Copco

Таблица 6.19

Расход воды при алмазном бурении

Диаметр коронки, мм	Категория горных пород по буримости		
	VIII, IX	IX–XI	XI, XII
36	20–30	15–25	
46	30–40	20–30	10–15
59	40–60	30–50	15–20
76	50–80	40–60	20–30
93	60–90	50–80	25–40
112	90–140	70–120	

Таблица 6.20

Расход бурового раствора при бурении
твердосплавным инструментом

Категория горных пород по буримости	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Удельный расход жидкости на 1 см диаметра коронки, л/мин	14–16	12–14	12–16	12–14	14–16 (7–11)*	8–12 (7–10)	10–12 (8–10)	9–11 (7–9)

* В скобках даны значения удельного расхода при бурении трещиноватых горных пород.

Таблица 6.21

Расход бурового раствора при бурении
шарошечными долотами

Категория горных пород по буримости	Рекомендуемая скорость восходящего потока, м/с	Расход промывочной жидкости (л/мин) при диаметре, мм, долота				
		151	132	112	93	76
I–VII	0,6	500	380	280	180	90
VIII–XII	0,4	350	250	190	115	60

Правильно выбранный расход промывочного раствора при бурении существенно влияет на уровень затрат. Здесь важно учитывать затраты по доставке бурового раствора и компонентов, приготовлению, очистке и перекачиванию раствора в процессе работы. Завышенные значения количества подаваемой жидкости приведут как к снижению производительности работ, так и к их существенному удорожанию.

Глава 7. ВЫБОР И ОСНОВЫ РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

При выборе бурильной колонны из всего многообразия вариантов нужно учитывать прежде всего способ бурения скважины, ее глубину и диаметр. При этом одним из параметров выбора является разность диаметра скважины и внешнего диаметра бурильных труб и элементов их соединения в колонне – радиальный зазор. Одним из условий успешного выбора колонны является минимизация радиального зазора.

7.1. Конструкции бурильных труб, колонковых снарядов и других элементов бурильной колонны

При современном колонковом бурении компоновки бурильных колонн включают бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), колонковый набор, центраторы, переходники.

Бурильные трубы изготавливаются цельнотянутыми бесшовными из высококачественных сталей или специальных сплавов с резьбовыми соединениями трех типов: муфто-замковым, ниппельным и «труба в трубу». Резьбовые соединения могут иметь как правую, так и левую резьбу.

Стальные бурильные трубы (СБТ) изготавливают из сталей марок Д, 36Г2С, 38ХНМ, легкосплавные (ЛБТ) – из сплава Д16Т, соединительные резьбовые элементы – из сталей марок 40Х, 45У, 40ХН.

Бурильные трубы муфто-замкового соединения имеют высаженные внутрь концы для увеличения прочности в местах соединений и наружную резьбу для соединения труб в колонну соединительными муфтами и бурильными замками. Муфты предназначены для соединения труб в свечи, они имеют внутреннюю резьбу. Бурильные замки служат для соединения свечей в колонну. Бурильные трубы муфто-замкового соединения и соединительные муфты к ним изготавливаются в соответствии с ГОСТ 7009–56, бурильные замки – в соответствии с ГОСТ 7918–75.

Муфто-замковые соединения обеспечивают повышенную прочность бурильной колонны, и поэтому такие бурильные трубы применяются при основных способах бурения, в том числе при алмазном бурении скважин глубиной свыше 1 000 м.

Основные размеры бурильных труб муфто-замкового соединения приведены в табл. 7.1.

Бурильные трубы ниппельного соединения имеют высаженные внутрь концы, на каждом из которых нарезана внутренняя резьба для соединения

труб и свечей ниппелями. Бурильные трубы ниппельного соединения имеют ниппели двух типов: типа А – однопрорезные или гладкие с наружной резьбой на обоих концах, служащие для соединения бурильных труб в свечи; типа Б – двухпрорезные с наружной резьбой на одном конце и внутренней на другом конце, служащие для соединения свечей в колонну. Основное отличие труб ниппельного соединения от бурильных труб муфто-замкового соединения – одинаковый наружный диаметр трубы и соединительного ниппеля, что позволяет применять эти колонны при высоких частотах вращения благодаря наличию минимального зазора между колонной и стенкой скважины.

Бурильные трубы ниппельного соединения и их элементы изготавливаются в соответствии с ГОСТ 8482–57 и дополнениями к ним ТУ 14-3-679–78.

Основные размеры стальных бурильных труб ниппельного соединения для алмазного бурения приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.1

Размеры бурильных труб муфто-замкового соединения

Параметры	Наружный диаметр труб, мм			
	42	50	63,5	73
Толщина стенки, мм	5,0	5,5	6,0	7,0 и 9,0
Наружный диаметр муфты, мм	57	65*	83	95
Наружный диаметр замка, мм	57	65*	83	95
Наименьший внутренний диаметр замка, мм	22	28	40	32
Длина труб, м	1,5; 3,0; 4,5	1,5; 3,0; 4,5	3,0; 4,5; 6,0	6,0; 8,0; 11,0
Масса 1 м трубы, кг	4,56	6,04	8,51	11,4; 14,2

* Возможен вариант применения муфт и замков диаметром 57 мм

Таблица 7.2

Размеры стальных бурильных труб ниппельного соединения

Параметры	ТУ 14.3.679–78			ГОСТ 8467–57		
	Наружный диаметр трубы, мм	42	54	68	33,5	42
Толщина стенки, мм	4,5	4,5	4,5	4,75	5,0	5,5
Наружный диаметр ниппеля, мм	42,5	54,5	68,5	34,0	44,0	52,0
Внутренний диаметр ниппеля, мм	16	22	28	14	16	22
Длина труб, м	1,5; 4,5	1,5; 4,5	1,5; 4,5	1,5; 3,0	1,5; 3,0; 4,5	1,5; 3,0; 4,5
Масса 1 м колонны в сборе, кг	4,89	6,48	8,68	3,7	5,15	6,81

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) изготавливаются с муфтозамковыми соединениями (ЛБТМ) и ниппельного соединения (ЛБТН); ЛБТ изготавливают прямостенными без высадки концов, но с большей толщиной стенки (7–9 мм), что обеспечивает их достаточную прочность и износостойкость; ЛБТ дают возможность бурить на большие глубины с высокой частотой вращения и с меньшими затратами мощности на вращение в сравнении со стальными колоннами за счет меньшей массы колонны, а соответственно и меньших сил трения колонны о стенку скважины, а также за счет более высокой сбалансированности колонн, особенно ниппельного соединения.

Краткая техническая характеристика ЛБТ приведена в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Техническая характеристика ЛБТ

Параметры	ЛБТН-42	ЛБТН-54	ЛБТН-68	ЛБТМ-54
Наружный диаметр трубы, мм	42	54	68	54
Толщина стенки, мм	7,0	9,0	9,0	7,5
Наружный диаметр замков, мм	42,5	54,0	68,0	65,0
Внутренний диаметр замков, мм	15,0	23,0	42,0	28,0
Длина труб, м	4,7	4,7	4,7	4,5
Масса 1 м, кг	3,08	4,74	5,46	4,5

Отмечено, что применение ЛБТ снижает затраты мощности на вращение колонны на 20 % и обеспечивает рост производительности на 20–25 % [13]. При бурении ЛБТ ниже и гидравлическое сопротивление (примерно на 20 %).

Применять ЛБТ не рекомендуется при резких искривлениях ствола скважины, температурах свыше 150 °С, наличии в скважине промывочной жидкости с pH >10.

Один из путей повышения работоспособности бурильных колонн – совершенствование их соединений. Хорошо зарекомендовали себя соединения бурильных колонн типа КВС (конусно-винтовые соединения), созданные в ПГО «Сосновгеология». Они предназначены для соединения стальных и легкосплавных бурильных труб, применяемых при высокочастотном алмазном бурении (свыше 800 мин⁻¹). Особенно заметны преимущества соединений КВС при бурении кавернозных скважин, когда поперечные деформации достигают критических значений.

Соединение КВС показано на рис. 7.1. При навинчивании на бурильную трубу муфты или замка в конусном сочленении происходит натяг. Именно конусное соединение передает осевые нагрузки и крутящий момент, а также полностью воспринимает изгибающие нагрузки, разгружая резьбу. На резьбу при бурении действует только часть осевой нагрузки. В результате существенно возрастает прочность резьбового соединения и надежность бурильной колонны.

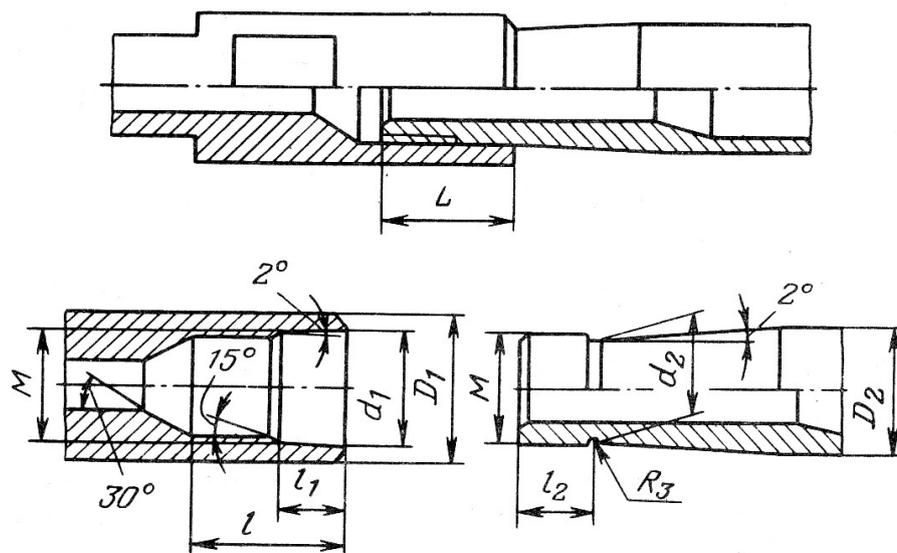


Рис. 7.1. Конусно-винтовое соединение бурильных труб

Основные размеры КВС приведены в табл. 7.4.

После сборки соединения торец трубы не доходит до упора, поэтому при ослаблении прессовой посадки в конусном сочленении труба ввинчивается дальше, тем самым постоянно обеспечивается напряженная посадка в конусной паре.

Опытные испытания соединений КВС-57/42, КВС-57/50 и КВС-65/50 показали, что наработка на каждое соединение в 1,35–1,5 раза выше, чем на соединения, выпускаемые серийно. Наибольший эффект получен при бурении скважин, искривленных отклонителями, и с большими кавернами. Применение бурильных колонн с соединениями КВС позволило за счет использования более высоких частот вращения колонн повысить производительность алмазного бурения в 1,6 раза. Ресурс бурового снаряда с КВС в условиях ПГО «Сосновгеология» составил 3 500–4 000 ч, или 10–12 тыс. м, на 800-метровую колонну [5].

Таблица 7.4

Основные размеры конусно-винтовых соединений бурильных труб

Тип соединения	Основные размеры КВС, мм								
	D_1	D_2	d_1	d_2	l	l_1	l_2	M	L
КВС-44/42	44	42	35,1	33,6	50	20	22	33×2	41,4
КВС-57/42	57	42	41,7	40,6	60	25	28	39×2	46,4
КВС-57/50	57	50	45,7	44,6	60	25	28	43×2	51,4
КВС-65/50	65	50	50,1	48,6	65	30	30	46×2	56,4
КВС-83/63,5	83	65,5	63,0	61,05	75	35	35	58×2,5	61,4

Один из путей совершенствования бурильных колонн – метод селективной сборки, который заключается в отбраковке труб со значительными значениями кривизны и несоосности с дальнейшим их использованием при бурении неглубоких скважин. Наибольшие требования к величине кривизны бурильных труб и их несоосности должны предъявляться в случае бурения глубоких скважин. При этом трубами с наименьшими значениями кривизны и несоосности следует комплектовать сжатую зону колонны [5].

Одним из прогрессивных способов колонкового бурения, позволяющих повысить производительность бурения в 1,5–2 раза и довести выход керна до 85–100 % с сохранением его структуры, является бурение снарядами со съемными керноприемниками.

Для бурения снарядами со съемными керноприемниками (ССК и КССК) применяют бурильные трубы с соединением «труба в трубу» для ССК и замковым для КССК.

Бурильные трубы для ССК изготавливаются с высокой точностью из высококачественных сталей (38ХНМ), с гладкой наружной и внутренней поверхностью, тонкостенными, с большим внутренним проходным сечением и малым радиальным зазором (между колонной и стенкой скважины).

Бурильные трубы для КССК, в отличие от ССК, имеют специальные замковые соединения, позволяющие механизировать процесс свинчивания и развинчивания труб, так как замки имеют прорези для подкладных вилок трубоповорота типа РТ-1200. Именно это делает данный снаряд удобнее при бурении, особенно глубоких скважин. В то же время колонны КССК имеют более значительный вес. Бурильные трубы для КССК изготавливаются из стали марки 36Г2С, замки – из стали марки 40ХН.

Краткая техническая характеристика труб для ССК и КССК приведена в табл. 7.5.

Зарубежные производители, прежде всего такие компании, как *Atlas Copco* и *Boart Longyear*, выпускают колонны ССК, номенклатура которых существенно более разнообразна. В табл. 7.6 приведены некоторые размеры снарядов со съемными керноприемниками производства компании *Atlas Copco*.

Процесс механизации сборки-разборки колонн ССК зарубежного производства решен за счет применения станков с подвижным вращателем, у которых для свинчивания-развинчивания труб используются вращатель станка и трубозахватный механизм с зажимными плашками.

Для подземного бурения компаниями *Atlas Copco* и *Boart Longyear* выпускаются специальные овершоты и устройства для герметизации устья скважины, позволяющие бурить ССК пологонаклонные, горизонтальные и восстающие скважины, в которых досылка овершота и его возврат с керноприемной трубой производятся за счет давления промывочной жидкости.

Таблица 7.5

Техническая характеристика труб ССК и КССК

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметр коронки, мм	46	59	76	76
Диаметр бурильных труб, мм:				
наружный	43	55	70	70
внутренний	33,4	45,4	60,4	61
Внутренний диаметр высаженной части, мм				53
Наружный диаметр бурильного замка и муфты, мм				73
Толщина стенки, мм	4,8	4,8	4,8	4,5
Масса 1 м, кг	4,5	6,0	7,7	8,3

Таблица 7.6

Размеры снарядов со съёмными керноприемниками
компании *Atlas Copco*

Серия колонкового набора и его особенность	Диаметры, мм			
	коронки	керна	бурильной трубы	
			наружный	внутренний
<i>AGM</i> тонкостенный	47,6	30,3	44,5	36,8
<i>CORAC A</i>	47,6	27,0	44,5	34,9
<i>BGM</i> тонкостенный	59,6	42,0	56,5	49,5
<i>CORAC B</i>	59,6	36,5	55,6	48,8
<i>BQ</i>	59,6	36,5	55,6	48,8
<i>BQ3</i> трехтрубный	59,6	33,5	55,6	48,8
<i>NGM</i> тонкостенный	75,2	56,1	73,0	
<i>CORAC N</i>	75,2	47,6	70,0	60,3
<i>CORAC N3</i>	75,2	45,1	60,3	
<i>NQ</i>	75,2	47,6	70,0	60,3
<i>NQ3</i> трехтрубный	75,2	45,1	70,0	60,3
<i>CORAC H</i>	95,7	63,5	90,0	77,8
<i>HQ</i>	95,7	63,5	90,0	77,8
<i>CORAC H3</i>	95,7	61,1	90,0	77,8
<i>HQ3</i> трехтрубный	95,7	61,1	90,0	77,8
<i>PG</i>	122,1	85,0	117,5	–
<i>PQ3</i> трехтрубный	122,1	83,0	117,5	–
<i>GEOBOR S</i> трехтрубный	146	102,0	139,7	–
<i>GEOBOR S</i> трехтрубный	150	102,0	139,7	–
<i>GEOBOR S</i> трехтрубный со специальным кернорвательным кольцом	146	102,0	139,7	–

Для ССК компании *Atlas Copco* характерны следующие технические особенности (рис. 7.2):

- замок овершота имеет независимые фиксаторы повышенной надежности;

- овершот для ССК серии *CORAC* разделен на две составляющие части с шарнирным соединением, что упрощает работу с овершотом и керноприемной трубой, особенно при проведении бурения в ограниченном пространстве подземных горных выработок или в буровом здании;
- стандартный овершот для вертикальных и наклонных скважин может переоборудоваться в овершот для бурения горизонтальных скважин;
- керноприемная часть снаряда может удлиняться на расстояние, кратное 1,5 и 3,0 м;
- конструкция снаряда имеет двойной запас прочности, что позволяет работать при значительных перегрузках;
- снаряды обеспечивают выход керна более 95 % и снижение искривления скважин за счет специальной системы подвески подшипников внутренней трубы и наличия алмазного стабилизатора на внешней трубе;
- возможность дополнения стандартной ССК третьей разъемной трубой для повышения выхода керна при работе по мягким и неустойчивым породам (рис. 7.3).



Рис. 7.2. Снаряд ССК серии *CORAC* компании *Atlas Copco*: 1 – овершот с шарниром для работы в стесненных условиях (горные выработки или в буровом здании); 2 – верх керноприемной трубы; 3 – овершот для горизонтальных скважин; 4 – наружная труба с коронкой и расширителем

Рис. 7.3. Внутренняя разъемная керноприемная труба и извлеченный из колонкового набора керн: 1 – разъемная керноприемная труба; 2 – керн; 3 – кольцо для фиксации частей трубы

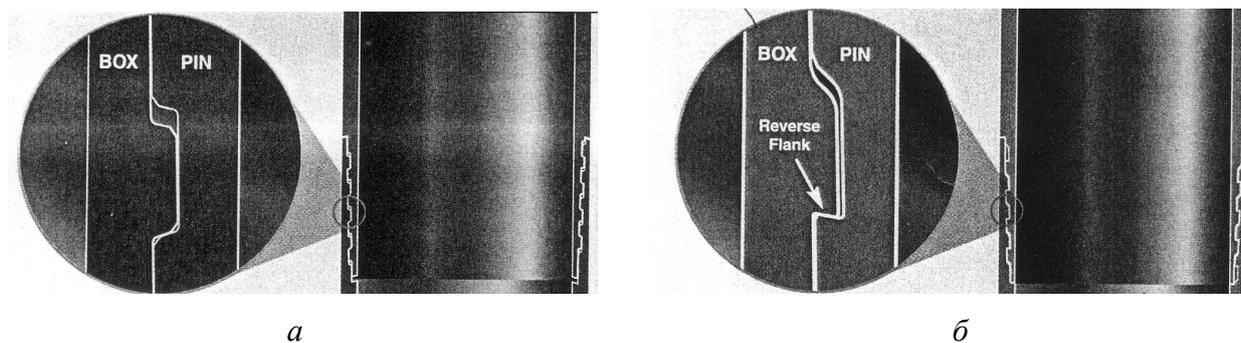
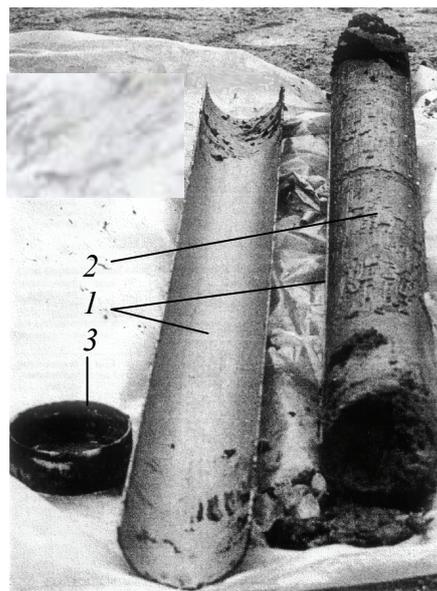


Рис. 7.4. Резьбовые соединения ССК компании *Boart Longyear*: а – трапецеидальный профиль Q^{\circledR} ; б – профиль $RQ^{\circledR}HP$ с дополнительным усилением за счет исполнения профиля в форме «hooks – крюка».

Одной из основных проблем эксплуатации бурильных колонн ССК являются достаточно малопрочные резьбовые соединения, которые из-за малой высоты профиля резьбы не способны выдерживать значительные, а часто необходимые для разрушения породы, осевые нагрузки. Резьбы как отечественных, так и зарубежных ССК выполнены трапецеидальными.

На рис. 7.4, а, б представлены резьбовые соединения трапецеидального профиля и усиленного профиля типа «крюк» компании *Boart Longyear*. За счет наличия дополнительного усиления профиля резьбы, по данным компании, ресурс бурильных труб с резьбами типа $RQ^{\circledR}HP$ увеличился в 2,5 раза в сравнении с ресурсом труб с соединениями типа Q^{\circledR} .

Дополнительными факторами повышения прочности резьб также являются мероприятия, связанные с их качественным изготовлением и упрочнением поверхности.

При колонковом бурении снарядами без съемных керноприемников применяются одинарные и двойные колонковые трубы. Одинарные колонковые трубы выпускаются в соответствии с ГОСТ 6238–77.

В условиях, когда выход керна бывает достаточным без дополнительных мероприятий по его сохранению при бурении, при бурении монолитных горных пород длина применяемых колонковых труб обычно бывает не менее 3 м и не превышает 10–12 м. Обычная длина колонковой трубы составляет 6 м, более длинные колонковые трубы собираются из отдельных труб с соединением их ниппелями.

Двойные колонковые трубы применяют для повышения выхода керна при бурении в сложных горно-геологических условиях. В двойной колонковой трубе наружная труба соединяется через переходник с бурильными трубами и служит для передачи на буровой инструмент крутящего момента, а внутренняя труба предназначена для приема и сохранения керна.

В настоящее время разработано большое количество разнообразных конструкций колонковых снарядов. Подробное описание этих снарядов дано в работах [6, 9, 19, 20].

Интерес представляют двойные колонковые снаряды зарубежных производителей, в частности компании *Atlas Copco* (рис. 7.5).

Снаряд серии *ТТ* (рис. 7.5, *а*) предназначен для бурения горных пород средней твердости, твердых и очень твердых. Снаряды этой серии имеют модификации с уменьшенной толщиной внешней и внутренней колонковых труб (*ТТГ*). Эти снаряды используются для увеличения диаметра керна, снижения осевого усилия и количества подаваемой промывочной жидкости и могут рекомендоваться для бурения очень твердых и анизотропных горных пород, когда необходимо снизить искривление скважин и повысить механическую скорость бурения.

Двойные снаряды серии *Т2* (рис. 7.5, *б*) предназначены для бурения пород малой, средней и высокой твердости.

Двойные снаряды серии *Т6* (рис. 7.5, *в*) предназначены для бурения мягких пород и пород средней твердости. В качестве промывочной жидкости может использоваться как вода, так и глинистый раствор.

Одинарные колонковые снаряды серии *В* (рис. 7.5, *г*) предназначены для забуривания скважин во всех типах горных пород и могут использоваться как обсадные трубы.

Колонковые снаряды компании *Atlas Copco* оснащены усовершенствованным подшипниковым узлом внутренней трубы и стабилизирующими элементами для снижения искривления скважин, регулируемой системой промывки. Керноприемная часть снарядов может удлиняться на 1,5 или 3,0 м (стандартная длина отрезков внешней и внутренней труб с резьбовыми соединениями).

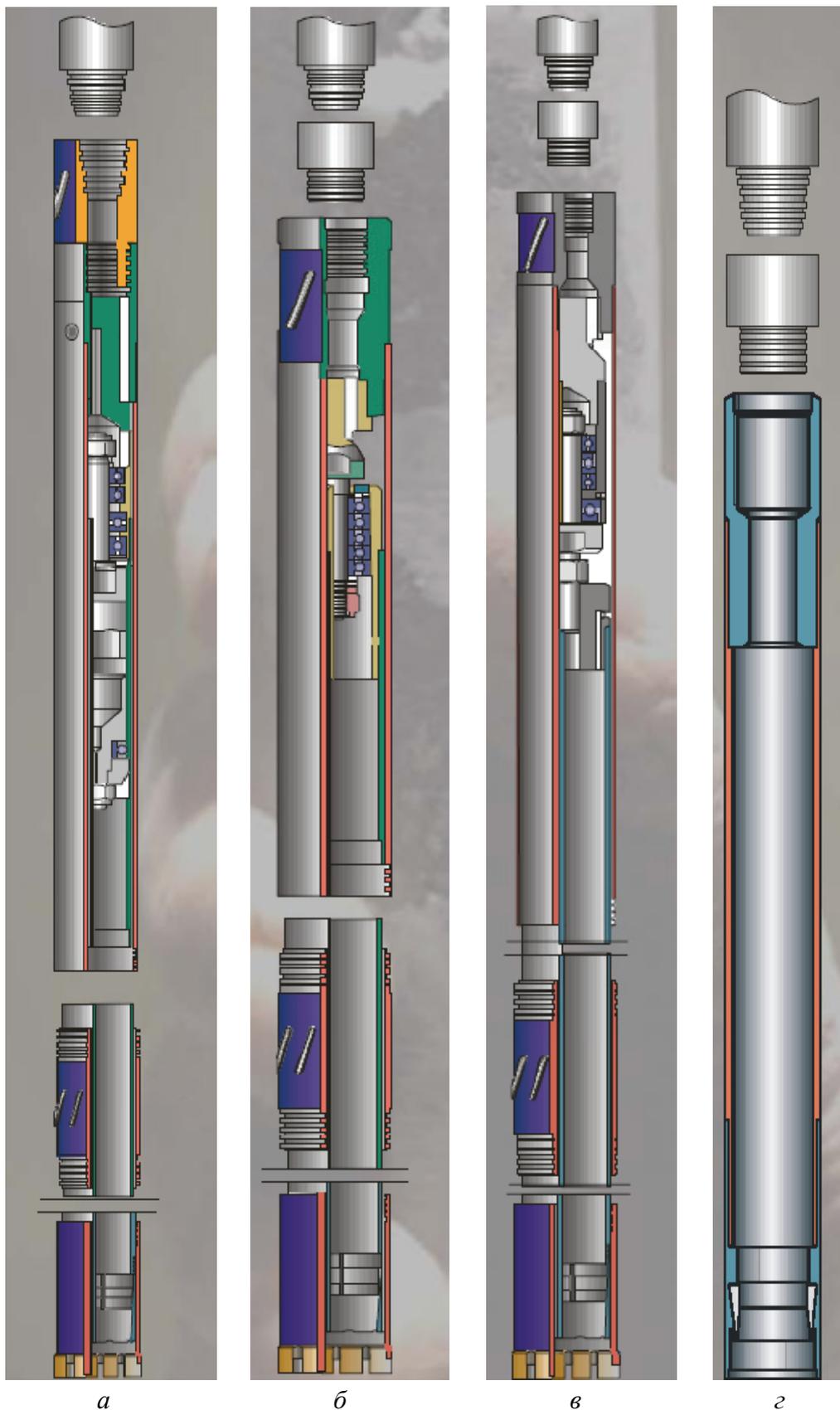


Рис. 7.5. Колонковые снаряды компании Atlas Copco:
а – ТТ; б – Т2; в – Т6; г – В

В табл. 7.7 приведены основные размеры колонковых труб компании *Atlas Copco* и рекомендуемые ею параметры режима бурения.

На рынке востребованы бурильные трубы, колонковые снаряды ССК, а также такие инструменты и оборудование, как сальники-вертлюги, переходники, центраторы, овершоты, обсадные трубы компании *Sandvik*.

В табл. 7.8 приведены основные типоразмеры стандартных колонковых снарядов компании *Sandvik*, а также тонкостенных колонковых наборов (с овершотом, подаваемым в горизонтальные, пологовосстающие и пологонаклонные скважины потоком бурового раствора).

Стандартные колонковые наборы компании *Sandvik* оснащены новым механизмом стопоров *Cam Latch*.

Таблица 7.7

Колонковые буровые снаряды компании *Atlas Copco*

Серия колонкового снаряда	Марка снаряда	Диаметр скважины, мм	Диаметр керна, мм	Диаметр бурильной трубы, мм	Частота вращения, мин ⁻¹	Осевое усилие, кН	Кол-во промывочной жидкости, л/мин
<i>TT/TTG</i>	<i>46TT</i>	46,0	35,3	43,0	1 200–1 800	22	15–30
	<i>48TT</i>	48,0	35,3	44,5	1 200–1 800	27	15–30
	<i>56TT</i>	56,5	45,2	53,5	1 000–1 400	25	10–25
	<i>60TT</i>	60,0	45,2	55,5	1 000–1 400	32	10–25
	<i>46TTG</i>	46,0	35,3	43,0	1 200–1 800	22	15–30
	<i>56TTG</i>	56,5	45,2	53,3	1 000–1400	25	10–25
<i>T2</i>	<i>46T2</i>	46,5	31,7	43,0	1 200–1 800	25	10–25
	<i>56T2</i>	56,5	41,7	53,0	1 000–1400	30	15–30
	<i>66T2</i>	66,5	51,7	53,0	850–1 450	14–20	27–44
	<i>76T2</i>	76,5	61,7	70,0	750–1250	16–24	16–26
	<i>86T2</i>	86,5	71,7	70,0	650–1 100	18–27	44–70
	<i>101T2</i>	101,5	83,7	70,0	550–950	28–38	93–147
<i>T6</i>	<i>76T6</i>	76,3	57,0	70,0	750–1 250	20–30	16–25
	<i>86T6</i>	86,3	67,0	70,0	650–1 100	23–35	44–70
	<i>101T6</i>	101,3	79,0	70,0	550–950	28–38	84–118
	<i>116T6</i>	116,3	93,0	70,0	500–850	31–46	136–190
	<i>131T6</i>	131,3	108,0	70,0	400–700	35–53	146–205
	<i>146T6</i>	146,3	123,0	89,0	400–600	34–59	212–297
<i>B</i>	<i>46B</i>	46,3	31,7	43,0	900–1 350	15–25	15–30
	<i>56B</i>	56,3	41,7	53,0	850–1 300	14–20	27–44
	<i>66B</i>	66,3	51,7	53,0	800–1 200	16–24	16–25
	<i>76B</i>	76,3	61,7	70,0	750–1 100	20–30	16–25
	<i>86B</i>	86,3	71,7	70,0	650–1 000	23–35	44–70
	<i>101B</i>	101,3	86,7	70,0	550–950	28–38	84–118
	<i>116B</i>	116,3	101,7	70,0	500–850	31–46	136–190

Таблица 7.8
Типоразмеры колонковых снарядов компании *Sandvik*

Стандартные (от вертикального бурения вниз до угла наклона ствола – 45°)			Тонкостенные (вертикальное бурение вверх и вниз)		
Типоразмер	Диаметр скважины, мм	Диаметр керна, мм	Типоразмер	Диаметр скважины, мм	Диаметр керна, мм
<i>B</i>	59,9	36,4	<i>56</i>	56,8	39,0
<i>N</i>	75,7	47,6	<i>66</i>	67,1	50,0
<i>N2</i>	75,7	50,7	<i>66-3</i>	67,1	46,0
<i>N3</i>	75,7	45,1	<i>76</i>	76,3	57,0
<i>H</i>	96,1	63,5	<i>76-3</i>	76,3	51,0
<i>H3</i>	96,1	61,1	<i>103</i>	102,8	80,0
<i>P</i>	122,6	85,0	<i>103-3</i>	102,8	75,5
<i>P3</i>	122,6	83,1			

Таблица 7.9
Типоразмеры бурильных труб компании *Sandvik*

Типоразмер	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса, кг
<i>B</i>	1,5	55,6	46,1	9,42
	3,0			18,58
<i>N</i>	1,5	69,9	60,3	11,95
	3,0			23,56
<i>H</i>	1,5	88,9	77,8	17,93
	3,0			35,84
<i>P*</i>	1,5	114,3	101,6	26,79
	3,0			52,56
<i>56**</i>	1,5	53,2	47,2	4,7
	3,0			9,4
<i>66**</i>	1,5	63,9	57,0	7,7
	3,0			15,3
<i>76**</i>	1,5	69,7	60,3	11,1

* Имеется вариант использования термозакаленных труб размера *P*

** Тонкостенные трубы.

В табл. 7.9 приведены основные типоразмеры бурильных труб компании *Sandvik*.

Для комплектования колонковых наборов компания *Sandvik* предлагает кроме колонковых труб переходники, алмазные и твердосплавные центраторы и расширители, средства для срыва и удержания керна (как монолитного, так и в раздробленном состоянии).

7.2. Система *GEOBOR S*

Для отбора керна при бурении в самых сложных горно-геологических условиях компанией *Atlas Copco* разработана система *GEOBOR S*, которая позволяет бурить скважины диаметром 146–150 мм и отбирать керн диаметром 102 мм. Область применения системы – рыхлые породы, горные породы малой и средней твердости. При этом колонковый набор может оснащаться спускаемым на тресе через колонну бурильных труб инструментом различного типа и назначения, выбор которого производится с учетом буримых пород. В зависимости от применяемого инструмента предложено к использованию 7 методов бурения. В основу системы *GEOBOR S* положен принцип бурения со съемным керноприемником.

Поскольку в процессе бурения вполне реально менять и использовать различные по конструкции керноприемники и грунтоносы, возможна оперативная реализация отбора твердых монолитных горных пород, пластичных пород средней твердости, рыхлых и сыпучих пород; можно осуществлять гидроиспытания в скважине и бурить без отбора керна.

При реализации методов 1–3 керноотборник *GEOBOR S* пригоден для работы с промывкой водой, глинистым раствором, а также при продувке и предназначен для отбора ненарушенных образцов керна. Керноотборник представляет собой тройную колонковую трубу с вкладной керноприемной гильзой (табл. 7.6, рис. 7.3). Третья (внутренняя) труба выполнена из пластика, что значительно уменьшает трение при входе керна в пробоотборник. Пластиковая труба также позволяет извлекать керн из снаряда без нарушения его структуры и используется для транспортирования керна.

Целесообразно использовать при бурении скважин глубиной более 15 м. В более мелких скважинах отбор образцов следует производить колонковыми керноотборниками типа *T6-S*.

Система *GEOBOR S* представляет собой тросовый пробоотборник, который извлекается из скважины лебедкой без подъема бурильной колонны, которая выполняет роль обсадной. Это позволяет бурить скважины в любых по состоянию устойчивости осадочных породах глубиной до 200 м. Если используется дополнительная обсадная колонна для крепления верхнего интервала ствола с внутренним диаметром 155 мм, то глубина бурения может быть удвоена при условии достаточной мощности привода бурового станка.

Замена бурового инструмента, установленного на колонне труб, производится только при подъеме из скважины всего снаряда, что требует выбора инструмента таким образом, чтобы его ресурс хватало для проходки всего ствола скважины до заданной глубины.

Отбор проб системой *GEOBOR S* может осуществляться во всех направлениях, например при бурении горизонтальных или восстающих сква-

жин. При этом керноприемник и ловитель доставляются в скважину промывочной жидкостью, нагнетаемой буровым насосом.

Для бурения системой *GEOBOR S* применяют буровые установки, отвечающие следующим требованиям:

- при глубине бурения 35 м рекомендуемый крутящий момент 1 570 Н·м;
- при глубине бурения 100 м крутящий момент 4 410 Н·м;
- при глубине бурения 200 м крутящий момент 8 830 Н·м;
- частота вращения рекомендуется в пределах 25–300 мин⁻¹, предпочтительно с плавной бесступенчатой регулировкой;
- максимальное тяговое усилие извлечения снаряда из скважины должно составлять 60–80 кН, рабочее 40–50 кН;
- вышка и лебедка должны обеспечивать возможность перемещения керноприемника длиной 2,5 м и 1,5- или 3,0-метровых буровых штанг;
- шлангодержатель должен обеспечивать возможность работы с трубами диаметром 150 мм;
- промывочный насос должен иметь производительность 120–200 л/мин и развивать давление до 5 МПа.

В зависимости от вида грунта *GEOBOR S* может быть оборудован различным инструментом, размещаемым на фиксируемой в наружной колонне внутренней съёмной трубе. При всех методах колонна бурильных труб остаётся одинаковой, а варьируются, в зависимости от метода, конструкции буровой коронки, грунтоноса и внутренней съёмной трубы.

Метод 1. Рекомендуется при бурении осадочных горных пород, а также связанных грунтов. При этом могут использоваться буровые коронки:

- стандартные с центральной промывкой;
- с фронтальным отводом промывки;
- направляющие буровые коронки с фронтальным отводом промывки.

Названные коронки могут оснащаться резцами типа *DIAPAX* (рис. 5.2 и 5.3), алмазными вставками и призматическими резцами с температурной компенсацией и др.

Буровые коронки с фронтальным отводом промывочной жидкости оснащены промывочными канавками, проходящими сквозь фронтальную часть коронки и матрицу (рис. 7.6), поэтому при бурении этой коронкой контакт между керном и промывочной жидкостью будет минимальным.

Направляющие буровые коронки с фронтальным отводом жидкости используются преимущественно при проведении буровых работ в рыхлых или мягких осадочных породах и частично в твердых породах. Вследствие специальной конструкции направляющей коронки контакт промывочной жидкости с керном практически исключен.

Метод 2. Предназначен для бурения почвогрунтов, слабосцементированных выветрелых и очень мягких грунтов, а также солей и др.

В этом случае используется двухсекционная буровая коронка (рис. 7.7) с вооружением в виде твердосплавных вставок: одна ее часть является направляющей коронкой (на внутренней керноприемной трубе), а другая – расширительной коронкой (на наружной трубе снаряда). Промывочный агент подается между этими частями коронки, не взаимодействуя, таким образом, с керном. Длина направляющих коронок может быть 60 или 110 мм.

При использовании методов 1 и 2 керн выбуривается за счет режущего действия вращающейся буровой коронки, а затем перемещается в невращающийся грунтонос, а далее – во внутреннюю пластиковую трубу. После заполнения керноприемника внутренняя керноприемная труба с керном поднимается на поверхность.

Метод 3. Используется при отборе проб из мелкозернистых и рыхлых несвязных грунтов, например песков.

При исполнении этого метода корпус грунтоноса выдвигается из буровой коронки – и керн напрямую штампуются и попадает вовнутрь грунтоноса и внутреннюю пластиковую трубу, т. е. отбор керна осуществляется опережающим штампованием (в отличие от методов 1 и 2).

Буровые коронки, используемые при этом методе, также выполняют функции направляющей (на внутренней керноприемной трубе) и расширительной (на наружной трубе снаряда). При этом расширительная коронка применяется такая же, что и при методе 2, а направляющая коронка имеет иную конструкцию, которая обеспечивает возможность длинному грунтоносу выдвигаться за пределы этой коронки для штампования керна.

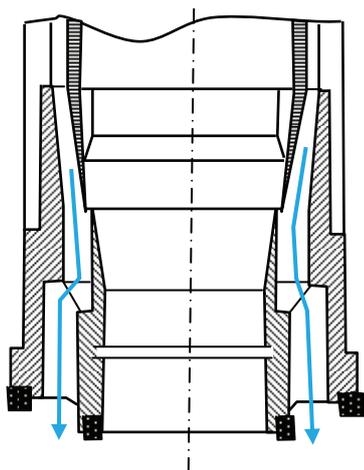


Рис. 7.6. Схема направляющей коронки с фронтальным отводом промывки (стрелками показано направление потока жидкости)



Рис. 7.7. Коронка для бурения снарядом GEOBOR S (метод 2)

Метод 4. Применяется для бурения рыхлых, несвязных грунтов, песков втягиваемым пробоотборником *Mazier*.

В этом случае корпус грунтоноса, так же, как и у инструмента для исполнения метода 3, выдвигается за пределы буровой коронки, но вследствие того, что внутренняя труба подпружинена, выступающая часть выдвигается на расстояние 0–50 мм (в зависимости от степени твердости грунта). Отбор керна производится штампованием грунта подпружиненным невращающимся грунтоносом.

На рис. 7.8 показана схема снаряда *GEOBOR S*, оснащенного для реализации этого метода. Снаряд включает коронку 1, корпус грунтоноса 2, корпус кернорвателя 3, наружную трубу 4, внутреннюю стальную трубу 5 грунтоноса, пластиковую разъемную трубу 6, пружину 7, подшипниковый узел 8 и фиксатор керноприемной трубы 9.

Метод 5. При реализации данного метода используется пробоотборник типа *Shelby*, принцип работы которого основан на вдавливании тонкостенной трубы-грунтоноса 2 в мягкий и рыхлый грунт (рис. 7.9). При штамповании зажимные фиксаторы 9 (показаны на рис. 7.8) могут передавать осевое усилие до 70 кН. Грунтонос выступает за пределы коронки на расстояние $l_r = 762$ или 915 мм и позволяет отбирать образцы диаметром до 95 мм. Изменение диаметра пробы осуществляется заменой выступающего грунтоноса.

Для отбора пробы весь снаряд после установки съемной внутренней трубы с грунтоносом поднимается на высоту около 1 м над забоем, а грунтонос вдавливается в породу, перемещаясь вместе с колонной бурильных труб. Взятие пробы осуществляется без промывки или продувки. После отбора пробы грунтонос поднимается на поверхность лебедкой с помощью овершота.

Метод 6. Используемый снаряд позволяет бурить без отбора керна или пробы. В этом случае применяется внутренняя съемная труба с переходником 3 и долотом 2 (рис. 7.10).

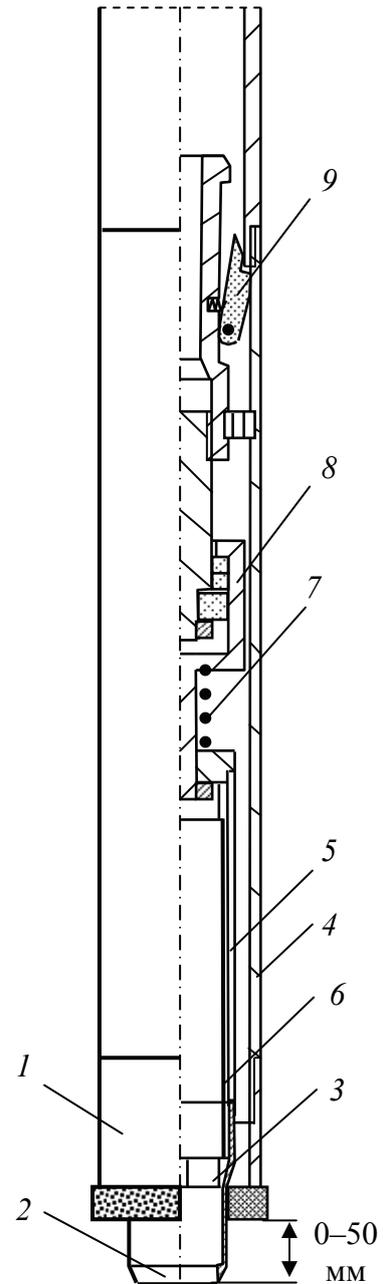


Рис. 7.8. Схема снаряда *GEOBOR-S* для бурения по методу 4

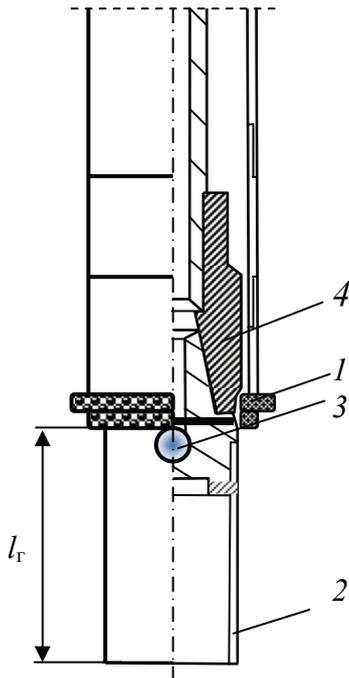


Рис. 7.9. Наконечник снаряда GEOBOR S для бурения в соответствии с методом 5: 1 – коронка; 2 – грунтонос; 3 – шарик; 4 – переходник

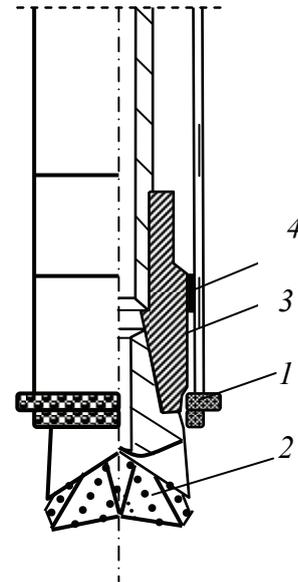


Рис. 7.10. Наконечник снаряда для бурения без отбора керна: 1 – коронка; 2 – долото; 3 – переходник; 4 – уплотнение

При установке внутренней трубы зазор между внутренней и наружной трубой герметизируется кольцевыми уплотнениями 4, что обеспечивает прохождение потока промывочной жидкости через долото.

Метод 7. Позволяет устанавливать внутренний съемный снаряд для проведения гидроиспытаний при отборе керна, например при бурении опорных скважин под основания плотин.

7.3. Комплекс снарядов «Байкал-2» для отбора проб в особо сложных условиях

Для отбора керна в особо сложных условиях (донные, рыхлые и несвязные отложения, илы, насыщенные водой) может использоваться кerno-отборное устройство УКСБ-178/56-79 «Байкал-2», разработанное НПЦ «Недра» (рис. 7.11). Устройство состоит из универсального корпуса (рис. 7.11, а) и трех съемных кernoприемников (рис. 7.11, б–г).

Кernoприемник типа РК (рис. 7.11, б) предназначен для отбора керна в плотных твердых отложениях при бурении с вращением и является аналогом обычного кernoприемника ССК.

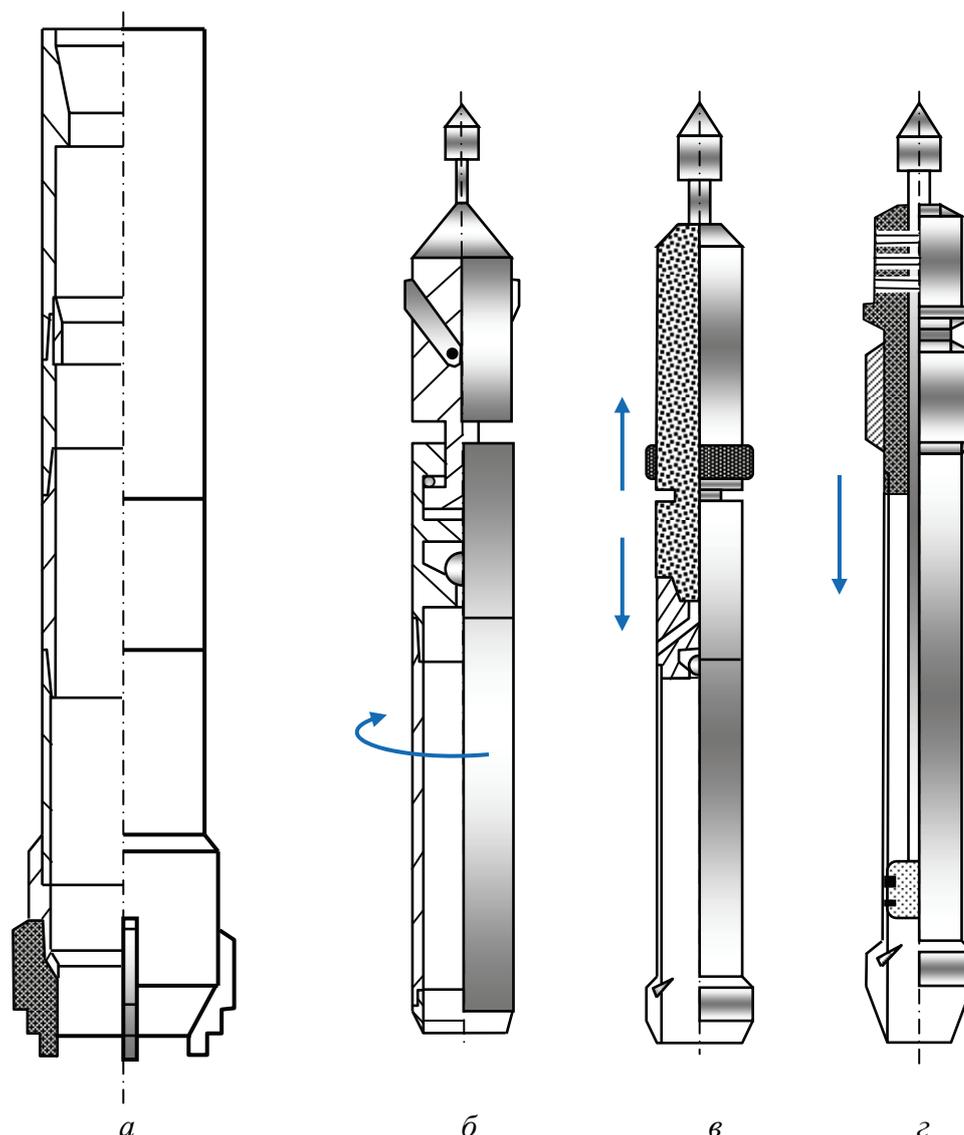


Рис. 7.11. Кернаотборное устройство УКСБ-178/56-79 «Байкал-2»: а – корпус; б – керноприемник съемный вращательный (ПК); в – керноприемник съемный вибрационный (ВК); г – керноприемник съемный гидпоршневой (ГПК)

Керноприемник типа ВК (рис. 7.11, в) предназначен для отбора керна в рыхлых, слабоконсолидированных отложениях погружением грунтоноса под действием вибрации.

Керноприемник типа ГПК предназначен для отбора керна в пластичных, слабоконсолидированных отложениях задавливанием грунтоноса под действием гидравлического давления, создаваемого в колонне, и отсасыванием пробы с помощью поршня.

Керн, отбираемый устройством «Байкал-2», в процессе отбора пакуется в пластиковые вкладыши, что позволяет извлекать из керноприемника вкладыш с ненарушенной пробой.

В табл. 7.10 приведены основные характеристики устройства УКСБ-178/56-79 «Байкал-2».

Таблица 7.10

Основные размеры керноотборников НЦП «Недра»

Параметры	Значения и характеристика параметров
Диаметр скважины, мм	212,7–269,9
Диаметр керна, мм	56–79
Диаметр корпуса, мм	178
Длина корпуса, мм	6 240
Длина керноприемника, мм	2 000
Максимальный диаметр керноприемника, мм	95
Гарантированный вынос керна, %:	
для ГПК и ВК	Не менее 98
для РК	Не менее 85
Структура керна, %	Сохраняется на 95
Загрязненность керна	Отсутствует

Керноотборное устройство УКСБ-178/56-79 «Байкал-2» опробовано при реализации международного проекта «Байкал-бурение». В отложениях озера Байкал со сплошным отбором керна пробурено 1 370 м с выносом керна на 94 %.

Основные способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении скважин отечественным инструментом представлены в работе С. С. Сулакшина [21].

7.4. Выбор вспомогательных элементов и типоразмеров бурильной колонны

Наряду с бурильными трубами и колонковыми снарядами бурильные колонны могут комплектоваться утяжеленными бурильными трубами (УБТ).

Их применяют при бескерновом и колонковом бурении скважин диаметром 76 мм и более. В первом случае УБТ устанавливают над долотом, во втором – над колонковым снарядом.

В настоящее время выпускают УБТ с приваренными муфтами и ниппелями типа УБТ-РПУ-89 и УБТ-Р-73.

Для бурения скважин диаметром 76; 59 мм при бескерновом и колонковом бурении более целесообразно применение специальных буровых компоновок, изготовленных из толстостенной трубной заготовки. Это прежде всего трехгранные стабилизаторы и компоновки со смещенным центром тяжести (КСМ) [15, 16]. В отличие от стандартных УБТ специальные компо-

новки более эффективны при бурении: значительно снижается искривление скважин, возрастает ресурс бурового инструмента, а при использовании КСМ повышается механическая скорость бурения, уменьшается вибрация снаряда, падают затраты мощности на бурение [15, 16].

Шламовые трубы, предназначенные для улавливания крупного шлама, изготавливаются тех же размеров, что и колонковые. В нижней части они имеют внутреннюю левую резьбу под тройной переходник для соединения с колонковой трубой и бурильными трубами. Длина шламовых труб 1,5–2,0 м.

Переходники служат для соединения колонны бурильных труб с колонковыми снарядами и шламовыми трубами. Изготавливают переходники из стали марки 45 и 50 по ГОСТ 8004-80 [14].

Переходник-центриратор служит для соединения колонковой трубы с бурильной трубой и одновременно для центрирования верхнего конца колонкового снаряда в скважине с целью снижения вибрации и уменьшения износа колонковых труб. Он имеет увеличенный диаметр корпуса, близкий к диаметру скважины. Боковая поверхность переходника армируется твердым сплавом.

Клапанный переходник – это переходник с обратным шариковым клапаном, который предотвращает излив промывочной жидкости через верхний конец свечи при спуске снаряда в скважину с высоким уровнем жидкости в ней.

Отсоединительный переходник предназначен для отвинчивания бурильной колонны от колонкового снаряда в случае прихвата его в скважине. Рекомендуются для использования при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях.

Переходник обратной промывки предназначен для обеспечения обратной призабойной циркуляции жидкости при бурении.

Специальный переходник служит для соединения двух колонковых труб разного диаметра.

Ступенчатые колонковые снаряды применяют при переходе с большего диаметра скважины на меньший, чтобы обеспечить соосность ствола скважины.

С целью повышения эффективности бурения и надежности работы колонны бурильных труб применяют рациональную компоновку бурового снаряда, обеспечивающую минимальные зазоры между колонной бурильных труб и стенками скважины.

Для колонкового бурения установлены следующие рациональные соотношения диаметров бурильных колонн и скважины:

- 0,88–0,925 – для бурильных колонн, предназначенных для алмазного бурения с высокими частотами вращения бурового снаряда;
- 0,83 – для бурильных колонн, предназначенных для бурения глубоких скважин со сниженной частотой вращения бурового снаряда;

- 0,6 – для бурильных колонн муфто-замкового соединения при бурении с невысокой частотой вращения снаряда и большим расходом промывочной жидкости (бескерновое бурение, бурение скважин большого диаметра твердосплавными коронками и др.).

При бурении скважин со ступенчатым открытым стволом рекомендуется применять и ступенчатую бурильную колонну (с целью сохранения рационального соотношения диаметров ствола и колонны). В случае отсутствия таких колонн бурение следует вести при сниженной частоте вращения бурового снаряда [14].

7.5. Расчет колонны бурильных труб на прочность

В процессе бурения колонна бурильных труб подвергается воздействию ряда усилий, различных по величине, характеру и направлению действия, т. е. колонна находится в сложном напряженном состоянии.

На колонну бурильных труб в процессе бурения действуют:

- осевые усилия, вызывающие напряжения растяжения и сжатия;
- крутящий момент, вызывающий касательные напряжения, увеличивающиеся при вращении колонны от забоя по направлению к устью скважины;
- изгибающий момент в результате совместного действия осевых и центробежных сил при вращении колонны, а также при работе колонны в криволинейном стволе скважины
- колебания при вращении колонны в скважине.

Таким образом, в процессе бурения скважины бурильные трубы испытывают статические (растяжения, сжатия, кручения) и переменные динамические (изгиба, касательные и растяжения-сжатия) напряжения в результате продольных колебаний колонны.

Для проведения расчета на прочность колонну бурильных труб условно делят на две зоны:

- растянутую верхнюю;
- сжатую нижнюю.

Известно, что статические нагрузки, действующие на колонну бурильных труб, увеличиваются с приближением к устью скважины, тогда как переменные возрастают в обратном направлении, т. е. к забою. Исходя из этого в верхнем сечении проверочный расчет колонны бурильных труб при бурении рекомендуется производить на статическую прочность, а в нижних сечениях на выносливость.

Бурильные колонны, работающие в искривленных или горизонтальных скважинах, рассчитываются на выносливость. Наиболее нагруженным сече-

нием в колонне бурильных труб, работающей в горизонтальном стволе, является сечение у устья скважины.

1. Условие прочности колонны бурильных труб при действии статических нагрузок в процессе бурения определяется выражением

$$n_c = \frac{[\sigma_\tau]}{\sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2}} \geq 1,5-1,7, \quad (7.1)$$

где $[\sigma_\tau]$ – предел текучести стали, МПа;

σ_p – напряжение растяжения, действующее в сечении бурильной колонны, МПа;

τ – напряжение кручения, действующее в сечении бурильной колонны, МПа.

Напряжение растяжения может быть рассчитано по формуле

$$\sigma_p = \frac{G}{F}, \quad (7.2)$$

где G – вес колонны бурильных труб, действующих в рассматриваемом сечении, Н;

F – площадь поперечного сечения трубы, м².

При расчете веса бурильной колонны могут быть рассмотрены следующие случаи:

а) в процессе бурения в сечении у устья скважины

$$G = gq(L - l_0)\left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right)(\cos\theta_{cp} + \mu \sin\theta_{cp}); \quad (7.3)$$

б) в процессе бурения в любом сечении колонны, расположенном на расстоянии l_1 от устья скважины,

$$G = gq(L - l_1 - l_0)\left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right)(\cos\theta_{cp} + \mu \sin\theta_{cp}); \quad (7.4)$$

в) при подъеме колонны бурильных труб из скважины в сечении у устья скважины

$$G = K_{пр}g[(L - l_1)q + l_0q_0]\left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right)(\cos\theta_{cp} + \mu \sin\theta_{cp}), \quad (7.5)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент, учитывающий наличие и влияние резко искривленных участков ствола скважины, кривизны самой колонны бурильных труб, влияние состояния ствола скважины, то есть всех тех факторов, которые вы-

зывают дополнительные сопротивления при подъеме бурового снаряда из скважины;

L – длина колонны бурильных труб, м;

l_0 – длина сжатой части колонны, м;

l_1 – расстояние от устья скважины до рассматриваемого сечения, м;

q – масса 1 м колонны бурильных труб, в сборе, кг/м;

q_0 – масса 1 м труб, весом которых создается требуемая нагрузка на буровой инструмент, кг/м;

ρ – плотность промывочного агента, кг/м³;

ρ_m – плотность материала труб, кг/м³ (для стали $7,85 \cdot 10^3$, для сплава Д16Т $2,8 \cdot 10^3$ кг/м³);

θ_{cp} – средний зенитный угол скважины, град;

$g = 9,81$ м/с²;

μ – коэффициент трения бурильных труб о породу.

Длина сжатой части колонны бурильных труб рассчитывается по формуле

$$l_0 = \frac{P}{gq_0 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right) \cos \theta_{cp}}, \quad (7.6)$$

где P – осевая нагрузка на буровой инструмент, Н.

Значения μ могут быть ориентировочно приняты в соответствии со следующими данными:

Сухая скважина	0,3–0,4
Вода	0,2–0,4
Эмульсия	0,12–0,2
Нигрол-канифольная смазка	0,1–0,15

Опытные значения коэффициента $K_{пр}$ для различных условий могут быть приняты в соответствии со следующими данными:

Вертикально заданные скважины, пробуренные в твердых породах при небольшой степени искривленности скважин	1,2
Скважины диаметром более 76 мм, пробуренные в твердых породах при средней интенсивности искривления 0,02 град/м	1,3
Скважины, пройденные в мягких породах, склонных к набуханию	1,4
Скважины, пробуренные в твердых породах под углом наклона 80–75° при средней интенсивности искривления 0,035 град/м	1,6
Сильноискривленные скважины малого диаметра (менее 76 мм)	1,8

Касательные напряжения τ пропорциональны крутящему моменту, передаваемому колонной бурильных труб на буровой инструмент и расходуемому на вращение самой колонны. Максимальных значений касательные напряжения достигают у устья скважины:

$$\tau = \frac{M_{\text{кр}}}{W_p}, \quad (7.7)$$

где W_p – полярный момент сопротивления труб при кручении, м³;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент в рассматриваемом сечении колонны, Н·м.

Полярный момент сопротивления и крутящий момент определяются соответственно по зависимостям:

$$W_p = \frac{\pi(d^4 - d_1^4)}{16d}; \quad (7.8)$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{N_6}{\omega}, \quad (7.9)$$

где d, d_1 – наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, м;

N_6 – мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент в процессе бурения, Вт;

ω – угловая скорость вращения колонны бурильных труб, с⁻¹.

При расчете мощности N_6 можно руководствоваться следующими формулами в зависимости от положения рассматриваемого сечения колонны:

- мощность на устье

$$N_6 = N_{\text{х.в}} + N_d + N_3, \quad (7.10)$$

где $N_{\text{х.в}}$ – затраты мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине, Вт;

N_d – затраты мощности на вращение сжатой части бурильной колонны, Вт;

N_3 – затраты мощности на разрушение горной породы на забое скважины, Вт;

- мощность для любого сечения колонны на расстоянии l_1 от устья скважины (длина бурильной колонны в этом случае равна $L - l_1$)

$$N_{6l-1} = N_{\text{х.в.}l-1} + N_d + N_3; \quad (7.11)$$

- мощность в нулевом сечении (длина колонны $L = l_0$)

$$N_{60-0} = N_{\text{х.в.}0-0} + N_d + N_3; \quad (7.12)$$

- мощность в нижнем сечении у забоя скважины принимается равной

$$N_6 = 1,5 N_3. \quad (7.13)$$

Расчеты значений затрат мощности производятся по формулам (4.9–4.23).

При проведении проверочного расчета бурильных труб на статическую прочность рекомендуется принимать $M_{\text{кр}}$ больше расчетного на 20–30 %.

2. Условие прочности колонны бурильных труб при сложном напряженном состоянии и переменных напряжениях, т. е. условие прочности на выносливость, определяется выражением

$$n_{\Sigma} = \frac{n_{\sigma}n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (7.14)$$

где n_{Σ} – суммарный коэффициент запаса прочности по нормальным и касательным напряжениям;

n_{σ} – коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям;

n_{τ} – коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям.

В свою очередь

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1\text{изг}}][\sigma_1]}{[\sigma_T]\sigma_{\text{изг}} + [\sigma_{-1\text{изг}}]\sigma_{\text{ос}}}. \quad (7.15)$$

Принимая постоянным $M_{\text{кр}}$,

$$n_{\tau} = \frac{[\tau_T]}{\tau}. \quad (7.16)$$

Значение $\sigma_{\text{ос}}$ в вышеприведенной формуле зависит от положения рассматриваемого сечения: $\sigma_{\text{ос}} = \sigma_{\text{сж}}$ – для сжатой части; $\sigma_{\text{ос}} = \sigma_{\text{р}}$ – для растянутой части бурильной колонны.

Для нулевого сечения $\sigma_{\text{ос}} = 0$, а касательные напряжения малы, поэтому коэффициент запаса прочности может быть определен по зависимости

$$n_{0-0} = \frac{[\sigma_{-1\text{изг}}]}{\sigma_{\text{изг}}} \geq 1,3. \quad (7.17)$$

Напомним, что в приведенных формулах σ_T – предел текучести при растяжении, МПа; $[\tau_T]$ – предел текучести при кручении, МПа; $[\sigma_{-1\text{изг}}]$ – предел выносливости труб, МПа.

Напряжения изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ могут быть рассчитаны по следующим формулам:

- для вертикальной или наклонной скважины, не имеющей искривления,

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{EJf\pi^2}{l_{\text{п}}^2W_0}; \quad (7.18)$$

- для искривленной вертикальной или наклонной скважины

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{Ed}{2R_0} + \frac{EJf\pi^2}{l_{\text{п}}^2W_0}, \quad (7.19)$$

где f – прогиб труб, м, равный $0,5 (1,2 D - d)$;

D – диаметр породоразрушающего инструмента, м;

d – наружный диаметр трубы, м;

R_0 – радиус кривизны ствола скважины, м, равный $57,3^0/I_0$;

I_0 – интенсивность зенитного искривления ствола скважины, град/м;

l_{π} – длина полуволны деформированной колонны, м;

W_0 – осевой момент сопротивления при изгибе, м³;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴.

E – модуль упругости, Па (для стали $2 \cdot 10^{11}$ Па, для алюминиевых сплавов $0,7 \cdot 10^{11}$ Па).

Осевой момент сопротивления при изгибе рассчитывается по формуле

$$W_0 = \frac{\pi (d^4 - d_1^4)}{32 d}. \quad (7.20)$$

Осевой момент инерции определяется по зависимости

$$J = \frac{\pi}{64} (d^4 - d_1^4) = 0,5 (d^4 - d_1^4). \quad (7.21)$$

Длина полуволны колонны может быть рассчитана по формулам:

- для вертикальной скважины:

$$l_{\pi} = \frac{3,65}{\omega} \sqrt{\pm 0,5 z g + \sqrt{0,25 (z g)^2 + 2,68 \frac{E J \omega^2}{q}}}; \quad (7.22)$$

- для искривленной скважины

$$l_{\pi} = \frac{3,65}{\omega} \sqrt{\pm 0,5 z g \cos \theta_{cp} + \sqrt{0,25 (z g \cos \theta_{cp})^2 + 2,68 \frac{E J \omega^2}{q}}}, \quad (7.23)$$

где z – расстояние от нулевого сечения до рассматриваемого, м.

Знак «минус» в формулах принимается при расчете полуволны для сжатой части бурильной колонны.

Длина полуволны для нулевого сечения рассчитывается по формуле

$$l_{\pi 0-0} = \frac{3,65}{\omega} \sqrt[4]{2,68 \frac{E J \omega^2}{q}}. \quad (7.24)$$

Если длина полуволны, рассчитанная по приведенным формулам, будет больше расстояния между замками, то следует брать ее равной расстоянию между замками. Если длина полуволны будет меньше расстояния между замками, то следует принимать расчетную длину полуволны.

Наиболее опасными сечениями в колонне бурильных труб при работе в скважине в процессе бурения следует считать сечение у устья скважины, нулевое сечение, а также сечения труб, находящиеся в зоне интенсивного искривления ствола скважины.

Расчет предельно допустимых значений режимных параметров позволяет получить искомые значения с коэффициентом запаса прочности 1,6 [14].

Предельно допустимая частота вращения колонны рассчитывается по зависимости

$$n = \frac{19\sqrt{C_2}}{C_1(1,2D - d_3)}, \quad (7.25)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты для расчета предельно допустимой частоты вращения колонны для бурильных труб муфто-замкового соединения (см. табл. 7.11);

D – диаметр породоразрушающего инструмента, м;

d_3 – диаметр замка трубы, м.

Предельно допустимая нагрузка по условию прочности сжатой части колонны рассчитывается по формуле

$$P = \frac{M_{\text{пред}}}{1,6(1,2D - d_3)}, \quad (7.26)$$

где $M_{\text{пред}}$ – предельный знакопеременный изгибающий момент для бурильных труб, Н·м (табл. 7.12).

Таблица 7.11

Коэффициенты для расчета предельно допустимой частоты вращения колонны

Коэффициенты	Соединение труб с замком диаметром, мм			Замковая резьба			Соединение УБТ	
	42	50	63,5	3-42	3-50	3-63,5	УБТ-73	УБТ-89
C_1	7,1	9,3	16,2	3,6	4,3	5,8	6,9	7,9
C_2	36,2	50,0	83,8	36,2	50,0	83,8	109,3	168,6

Таблица 7.12

Значения знакопеременного изгибающего момента для бурильных труб

Тип резьбы	Предельный знакопеременный изгибающий момент, Н·м, при типоразмере соединений бурильных труб, мм				
	42	50	63,5	УБТ-Р-73	УБТ-89
Замковая	902,8	1 470	2 440	2 254	3 410
Трубная	450,8	686	1 087,2		

Пример 14. Проверить прочность колонны бурильных труб в процессе бурения в верхнем сечении у устья, в нулевом сечении и в сечении на глубине 700 м, где наблюдается значительная разработка ствола скважины [14].

Исходные данные для расчетов: глубина скважины $L = 1\,500$ м, диаметр коронки $D = 76$ мм, на глубине 700 м диаметр скважины составляет $1,6D$; нагрузка на буровой инструмент $P = 9,5$ кН; частота вращения 350 мин^{-1} ; промывочный раствор – вода; колонна бурильных труб диаметром 50 мм муфто-замкового соединения, сталь категории прочности «Д». В состав снаряда включены УБТ-Р-73.

1. Площадь поперечного сечения трубы:

$$F = 0,785(0,05^2 - 0,039^2) = 7,69 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

2. Площадь поперечного сечения УБТ:

$$F_{\text{УБТ}} = 0,785(0,073^2 - 0,035^2) = 3,22 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

3. Полярный момент сопротивления кручению, формула (7.8):

$$W_p = \pi/16(0,05^4 - 0,039^4)/0,05 = 1,57 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4.$$

4. Осевой момент инерции, формула (7.21):

$$I = \pi/64(0,05^4 - 0,039^4) = 1,97 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

5. Осевой момент сопротивления при изгибе, формула (7.20):

$$W_o = \pi/32(0,05^4 - 0,039^4)/0,05 = 7,85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

6. Полярный момент сопротивления кручению для УБТ, формула (7.8):

$$W_{p \text{ УБТ}} = \pi/16(0,073^4 - 0,035^4)/0,073 = 1,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

7. Осевой момент инерции для УБТ, формула (7.21):

$$I_{\text{УБТ}} = \pi/64(0,073^4 - 0,035^4) = 2,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4.$$

8. Осевой момент сопротивления при изгибе для УБТ, формула (7.20):

$$W_{o \text{ УБТ}} = \pi/32(0,073^4 - 0,035^4)/0,073 = 5,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

9. Массу 1 м колонны бурильных труб в сборе определяем по формуле

$$q = \frac{q_1 l + q_2 L + q_3 n + q_4 n_1}{L},$$

где q_1 – q_4 – масса 1 м гладкой трубы, увеличение массы трубы вследствие высадки концов трубы, соединительной муфты и бурильного замка соответственно, кг;

n_1 – число свечей в колонне ($n_1 = 1\,500/14 = 107$);

n – число муфт в колонне ($n = 107 \times 2 = 214$);

L – длина колонны бурильных труб, м.

Значение q определяем так:

$$q = \frac{6,04 \cdot 4,5 + 0,96}{4,5} 1500 + 1,7 \cdot 214 + 6,8 \cdot 107}{1500} = 6,98 \text{ кг/м.}$$

Для стали группы прочности «Д» σ_t предел текучести при растяжении 372 МПа; предел текучести $[\tau_t]$ при кручении 186 МПа; предел выносливости $[\sigma_{-1\text{изг}}]$ труб 93 МПа.

Расчет коэффициента прочности для верхнего сечения колонны бурильных труб при действии статической нагрузки

1. Рассчитаем необходимую длину УБТ при условии, что масса трубы УБТ длиной 4,625 м составляет 118 кг ($q_{\text{УБТ}} = 118/4,625 = 25,51$ кг/м), осевая нагрузка на коронку $P = 9,5$ кН, коэффициент $a = (1,25-1,5)$:

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{aP}{gq_{\text{УБТ}}} = \frac{1,25 \cdot 9500}{25,51 \cdot 9,81} = 47,45 \text{ м.}$$

2. Длина сжатой части колонны, формула (7.6):

$$l_0 = \frac{9500}{9,81 \cdot 25,51 \cdot (1 - \frac{1000}{7850})} = 43,5 \text{ м.}$$

3. Вес, растягивающий колонну бурильных труб в процессе бурения, формула (7.3):

$$G = 9,81(91500 - 43,5)6,98 + 2,75 \cdot 25,51(1 - \frac{1000}{7850}) = 87\,667 \text{ Н.}$$

4. Напряжения растяжения, формула (7.2):

$$\sigma_p = \frac{87667}{7,69 \cdot 10^{-4}} = 1,14 \cdot 10^8 \text{ Па.}$$

5. Мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент, рассчитывается по формулам:

$$N_3 = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 950 \cdot 350 \cdot 0,068 = 4,5 \text{ кВт;}$$

$$N_d = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 950 \cdot 350 \cdot \frac{(0,076 - 0,05)}{2} = 1,06 \text{ кВт;}$$

$$N_{\text{х.в}} = (2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,98 \cdot 1,3 \cdot 10^{-2} \cdot 350^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 6,98 \cdot 0,05^2 \cdot 350) \cdot 1500 = 40,63 \text{ кВт;}$$

$$N_6 = 46,2 \text{ кВт.}$$

6. Угловая скорость колонны составит

$$\omega = \pi \cdot 350/30 = 36,6 \text{ с}^{-1}.$$

7. Крутящий момент рассчитывается по формуле (7.9):

$$M_{\text{кр}} = \frac{46200}{36,6} = 1262,3 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

8. Касательные напряжения определяются по формуле (7.7):

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 1262,3}{1,57 \cdot 10^{-5}} = 1,045 \cdot 10^8 \text{ Па.}$$

9. Коэффициент запаса прочности в верхнем сечении у устья скважины, формула (7.1):

$$n_c = \frac{372}{\sqrt{114^2 + 4 \cdot 104,5^2}} = 1,56.$$

Полученный коэффициент запаса прочности в сечении у устья скважины в процессе бурения находится в допустимых пределах.

Расчет колонны бурильных труб для сечения на глубине 700 м от устья скважины и в нулевом сечении на выносливость

1. Вес колонны бурильных труб для сечения на глубине 700 м, формула (7.4):

$$G = 9,81 [(1\ 500 - 700) 6,98 + 2,75 \cdot 25,51] 0,873 = 48,423 \text{ Н.}$$

2. Напряжения растяжения, формула (7.2):

$$\sigma_p = \frac{48423}{7,69 \cdot 10^{-4}} = 63 \text{ МПа.}$$

3. Стрела прогиба:

$$f = \frac{1,2 \cdot 1,6 \cdot (0,076 - 0,05)}{2} = 4,79 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

4. Длина полуволны, формула (7.23):

$$l_n = \frac{3,65}{36,6} \sqrt{0,5 \cdot 700 \cdot 9,81 + \sqrt{0,25(700 \cdot 9,81)^2 + 2,68 \frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 36,6^2}{6,98}}} = 12,2 \text{ м.}$$

5. Напряжение изгиба составит по формуле (7.18)

$$\sigma_{из} = \frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 4,79 \cdot 10^{-2} \cdot 9,86}{12,2^2 \cdot 7,85 \cdot 10^{-6}} = 16 \text{ МПа.}$$

6. Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям составит по формуле (7.15):

$$n_\sigma = \frac{50 \cdot 372}{372 \cdot 16 + 50 \cdot 63} = 2,04.$$

7. Мощность, передаваемая от бурового станка колонне бурильных труб:

$$N_{\text{х.в.}} = (2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,98 \cdot 3,58 \cdot 10^{-2} \cdot 350^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 6,98 \cdot 0,05^2 \cdot 350)800 = 52,8 \text{ кВт};$$

$$N_3 + N_d = 5,56 \text{ кВт}; \quad N_6 = 5,56 + 52,8 = 58,46 \text{ кВт}.$$

8. Крутящий момент, формула (7.9):

$$M_{\text{кр}} = \frac{58460}{36,6} = 1596,7 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

9. Касательные напряжения, формула (7.7):

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 1596,7}{1,57 \cdot 10^{-5}} = 132 \text{ МПа}.$$

10. Коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям:

$$n_\tau = \frac{186}{132} = 1,41.$$

11. Суммарный коэффициент запаса прочности рассчитывается по формуле (7.14):

$$n_\Sigma = \frac{2,04 \cdot 1,41}{\sqrt{2,04^2 + 1,41^2}} = 1,15.$$

Значение меньше допустимого. Из этого следует, что колонна бурильных труб, работающая в разработанном стволе, испытывает значительные напряжения. Это может привести к обрыву труб. Для предотвращения этого следует снизить частоту вращения колонны или перекрыть участок ствола с разработанностью обсадной колонной.

Расчет для нулевого сечения колонны

1-й случай. В нулевом сечении работают УБТ.

1. Рассчитаем длину полуволны по формуле (7.24):

$$l_{\text{п0-0}} = \frac{3,65}{36,6} \sqrt[4]{2,68 \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 2,05^{-4} \cdot 36,6^2}{25,51}} = 27,48 \text{ м}.$$

2. Прогиб колонны

$$f = \frac{1,2 \cdot (0,076 - 0,073)}{2} = 9,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

3. Напряжение изгиба для нулевого сечения, формула (7.18):

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 2,05 \cdot 10^{-4} \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 9,86}{27,48^2 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3}} = 0,89 \text{ МПа.}$$

4. Запас прочности по нормальным напряжениям в нулевом сечении, формула (7.17):

$$n_{\sigma 0-0} = \frac{50}{0,89} > 1,3.$$

2-й случай. При увеличении нагрузки на инструмент нулевое сечение переместится и попадет на сечение бурильных труб.

Длина полуволны бурильных труб определится по формуле (7.24):

$$l_{n0-0} = \sqrt[4]{2,68 \frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 36,6^2}{6,98}} = 6,69 \text{ м,}$$

и напряжения изгиба будут равны

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 4,79 \cdot 10^{-2} \cdot 9,86}{6,69^2 \cdot 7,85 \cdot 10^{-6}} = 53 \text{ МПа.}$$

Запас прочности по нормальным напряжениям

$$n_{\sigma 0-0} = \frac{50}{53} = 0,94 < 1,3.$$

Как показывают расчеты, при работе в сжатой части колонны при глубоком бурении УБТ напряжения не выходят за пределы допустимых. При работе в сжатой части колонны обычных бурильных труб возможны обрывы.

Пример 15. Проверить прочность колонны бурильных труб в процессе бурения в верхнем и нулевом сечениях [14].

Исходные данные: глубина бурения $L = 2\ 000$ м; диаметр коронки $D = 0,046$ м; нагрузка на буровой инструмент $P = 9,0$ кН; частота вращения $n = 600$ мин⁻¹; промывочный агент – глинистый раствор плотностью 1200 кг/м³.

Колонна составлена из ЛБТН-42, и в нижней части для создания осевой нагрузки на буровой инструмент взяты трубы СБТН-42. Сталь марки 36Г2С.

1. Площадь поперечного сечения тела трубы:

❖ для ЛБТН-42 составляет

$$F = 0,785(0,042^2 - 0,028^2) = 7,69 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

❖ для СБТН-42 она равна

$$F = 0,785(0,042^2 - 0,033^2) = 5,29 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

2. Полярный момент сопротивления при кручении:

❖ для ЛБТН-42 составляет

$$W_p = 0,2(0,042^2 - 0,028^2)/0,042 = 1,19 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3;$$

❖ для СБТН-42 он равен

$$W_p = 0,2(0,042^2 - 0,033^2)/0,042 = 9,18 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

3. Осевой момент инерции:

❖ для ЛБТН-42 $I = 1,25 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4;$

❖ для СБТН-42 $I = 9,65 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$

4. Осевой момент сопротивления при изгибе:

❖ для ЛБТН-42

$$W_o = \pi/32 (0,042^4 - 0,028^4)/0,042 = 5,83 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

❖ для СБТН-42 составляет

$$W_o = \pi/32 (0,042^4 - 0,033^4)/0,042 = 4,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

5. Масса 1 м колонны бурильных труб ЛБТН-42:

$$q_{\text{ЛБТ}} = 3,08 \text{ кг/м}; \text{ для СБТН-42 } q_{\text{СБТ}} = 4,89 \text{ кг/м}.$$

6. Для ЛБТ $[\sigma_T] = 294 \text{ МПа}$, $[\tau_T] = 162 \text{ МПа}$, $[\sigma_{\text{изг-1}}] = 53 \text{ МПа}$; для СБТН $[\sigma_T] = 490 \text{ МПа}$, $[\tau_T] = 244 \text{ МПа}$, $[\sigma_{\text{изг-1}}] = 80 \text{ МПа}$. С учетом действия промывочной среды предел выносливости составит для ЛБТ $[\sigma_{\text{изг-1}}]_p = [\sigma_{\text{изг-1}}]0,5 = 27 \text{ МПа}$, для СБТ $[\sigma_{\text{изг-1}}]_p = [\sigma_{\text{изг-1}}]0,5 = 40 \text{ МПа}$.

Расчет коэффициента запаса прочности для верхнего сечения колонны бурильных труб при действии статических нагрузок в процессе бурения

1. Рассчитаем необходимую длину СБТН-42:

$$l_{\text{СБТ}} = \frac{1,25 \cdot 900}{4,89} = 230 \text{ м}.$$

2. Длина сжатой части колонны определяется по формуле (7.6):

$$l_0 = \frac{9000}{9,81 \cdot 4,89 \cdot 0,848} = 221 \text{ м}.$$

3. Вес, растягивающий колонну бурильных труб при бурении, равен (формула 7.3)

$$G = 9,81 [(2000 - 230) 3,08 + 9 \cdot 4,89] 0,848 = 45,7 \text{ кН}.$$

4. Напряжения растяжения в верхнем сечении у устья скважины рассчитаем по формуле (7.2):

$$\sigma_p = \frac{45700}{7,69 \cdot 10^{-4}} = 59,45 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

5. Мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент:

$$N_3 = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 900 \cdot 0,038 \cdot 600 = 4,1 \text{ кВт};$$

$$N_d = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 900 \cdot 600 \frac{(0,046 - 0,042)}{2} = 0,265 \text{ кВт};$$

$$N_{x.в} = 1,5(2 \cdot 10^{-6} \cdot 3,29 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 3,29 \cdot 0,042^2 \cdot 600) \cdot 2000 = 22,54 \text{ кВт};$$

$$N_6 = 27 \text{ кВт}.$$

При расчете затрат мощности на холостое вращение принималась средняя масса 1 м бурового снаряда, составленного из ЛБТН и СБТН:

$$q_{cp} = \frac{1770 \pm 3,08 + 230 \cdot 4,89}{2000} = 3,29 \text{ кг/м}.$$

6. Угловая скорость:

$$\omega = \pi \cdot 600 / 30 = 62,8 \text{ с}^{-1}.$$

7. Крутящий момент рассчитывается по формуле (7.9):

$$M_{кр} = \frac{27000}{62,8} = 429,9 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

8. Касательные напряжения, действующие в колонне, будут равны

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 429,9}{1,19 \cdot 10^{-5}} = 46,96 \text{ МПа}.$$

9. Коэффициент запаса прочности у устья скважины при действии статических нагрузок будет

$$n_c = \frac{294}{\sqrt{59,45^2 + 4,46 \cdot 96^2}} = 2,6, \text{ что достаточно.}$$

Расчет колонны бурильных труб на выносливость в нулевом сечении

В нулевом сечении работают трубы СБТН-42.

1. Длина полуволны:

$$l_{п0-0} = \frac{3,65}{62,8} \sqrt[4]{2,68 \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 9,47 \cdot 10^{-8} \cdot 62,8^2}{4,89}} = 4,65 \text{ м}.$$

2. Прогиб колонны:

$$f = \frac{1,2 \cdot (0,046 - 0,042)}{2} = 6,6 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

3. Напряжение изгиба в нулевом сечении:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 9,47 \cdot 10^{-8} \cdot 6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 9,86}{4,65^2 \cdot 4,5 \cdot 10^{-6}} = 1,26 \text{ МПа.}$$

4. Запас прочности по нормальным напряжениям:

$$n_{\sigma} = \frac{40}{1,26} > 1,3.$$

5. Мощность, передаваемая на колонну в нулевом сечении:

$$N_{\text{б}} = 4,1 + 0,265 + 2,6 = 7 \text{ кВт.}$$

6. Крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{7000}{62,8} = 111,5 \text{ Н·м.}$$

7. Касательные напряжения:

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 111,5}{9,18 \cdot 10^{-6}} = 15,8 \text{ МПа.}$$

8. Запас прочности по касательным напряжениям:

$$n_{\tau} = \frac{244}{15,8} = 10,25.$$

9. Суммарный запас прочности по переменным напряжениям, т. е. запас прочности на выносливость:

$$n_{\Sigma} = \frac{21,8 \cdot 10,25}{21,8^2 + 10,25^2} = 9,3 > 1,3.$$

Таким образом, условие по запасу прочности колонны в нулевом сечении выполняется.

Расчет бурильных колонн на прочность в интервале искривления ствола скважины необходим в случае, если проектируется бурение многоствольных скважин или предполагается искусственное искривление скважин. Методика расчета бурильных колонн на прочность дана в работах [15, 16].

Глава 8. ВЫБОР БУРОВОГО НАСОСА И ОЧИСТНОГО АГЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ

Буровой насос является важным элементом бурового агрегата, осуществляющего подачу бурового раствора с определенными реологическими свойствами через элементы бурильной колонны и достаточно малые зазоры, что существенно увеличивает гидравлическое сопротивление.

Выбор бурового насоса должен удовлетворять условиям бурения прежде всего по развиваемому давлению и количеству перекачиваемой жидкости.

8.1. Характеристики буровых насосов

Для прокачивания промывочного раствора через скважину и циркуляционную систему применяют буровые насосы, которые можно разделить на *поршневые, плунжерные и гидроприводные* (ГНБ).

Многолетний опыт, накопленный геологоразведочной отраслью, позволяет сформулировать основные эксплуатационно-технические требования, которым должен отвечать современный буровой насос:

- соответствие параметров насоса требованиям режимов промывки скважин;
- плавное, комбинированное, в худшем случае ступенчатое регулирование подачи в процессе работы или при кратковременной остановке насоса;
- стабильность потока на входе и выходе из бурового насоса при высокой степени равномерности подачи;
- способность к самовсасыванию и высокая всасывающая способность;
- универсальность в отношении типа перекачиваемых жидкостей;
- минимальная масса при небольших размерах и достаточно высокий КПД;
- высокая износостойкость и долговечность узлов и деталей гидравлической части и надежность насоса в целом;
- минимальное число поршней и клапанов при сохранении высокой степени равномерности подачи;
- высокая степень унификации и ремонтпригодности;
- легкая приспособляемость конструкции для использования в автоматизированных буровых комплексах при соблюдении правил техники безопасности, промышленной санитарии и гигиены.

Анализ показывает, что большинству перечисленных требований отвечают гидроприводные буровые насосы.

В табл. 8.1–8.3 приведены основные характеристики плунжерных, поршневых и гидроприводных буровых насосов.

Поршневые насосы для перекачивания жидкости оснащены одним или двумя поршнями и могут иметь привод от электродвигателя или дизель-генератора. Поршневые насосы характеризуются высокой (более 30 %) неравномерностью подачи жидкости, но при этом способны перекачивать большое количество жидкости, а также вязкие растворы.

Таблица 8.1

Характеристики плунжерных буровых насосов

Тип насоса	Марка насоса						
	НБ1-25/16	НБ2-63/40	НБ-80/63	НБ3-120/40	НБ4-320/63	НБ5-320/100	НБ-160/63
	Горизонтальный трехплунжерный одинарного действия						
Подача, л/мин	25	16;40; 25;63	30 [*] ;80	7,7 ^{**} ;9,7 ^{**} ; 15;19; 20,4 ^{**} ; 35,7 ^{**} ;40; 61,2 ^{**} ; 70; 120	32 [*] ; 55 [*] ; 88 [*] ; 125; 180; 320	25 ^{**} ; 32 ^{**} ; 40 ^{**} ; 55 ^{**} ; 70 ^{**} ; 88 ^{**} ; 125;180; 320	8 ^{**} ; 10 ^{**} ; 20; 22 ^{**} ; 25; 40 ^{**} ; 50; 65 ^{**} ; 95; 162
Давление, МПа	1,6	4,0; 2,5; 4,0; 2,2	6,3 [*] ; 3,2	4 ^{****} ; 2 ^{****}	6,3 ^{**} ; 6,3 ^{**} ; 6,3 ^{**} ; 6,3; 5,5; 3,0	10 ^{***} ; 10 ^{***} ; 10 ^{***} ; 10 ^{***} ; 10 ^{***} ; 10 ^{***} ; 10; 10; 6	6,3 ^{**} ; 6,3 ^{**} ; 4,5; 4,5
Способ регулирования	Нерегулируемый	Коробкой скоростей	Сменой плунжеров	Коробкой скоростей и сменой плунжеров			
Мощность, кВт	3,3	2,1/3	4,1	7,5	22	37	14,9

* диаметр плунжера 30 мм; ** диаметр плунжера 45 мм; *** диаметр плунжера 40 мм; **** диаметр плунжера 63 мм

Таблица 8.2

Характеристики поршневых буровых насосов

Параметры	Марка насоса				
	11Гр	НБ32	НБ50	НБ80	НБ125
Подача, л/мин	225; 300	294; 384; 486; 594	384; 486; 594; 714	366; 480; 606; 744; 894	389; 497; 528; 606; 672; 732; 798;
Давление, МПа	6,3; 5,0	4,0; 4,0; 3,2; 2,6	6,3; 5,0; 4,0; 3,4	10; 8; 6,3; 5,2; 4,3	16; 13; 10;8
Диаметр сменных втулок, мм	80; 90	80; 90; 100; 110	90; 100; 110; 120	80; 90; 100; 110; 120	80; 90; 100; 110; 120
Мощность привода, кВт	37	30	40	63	100

Плунжерные насосы для перекачивания жидкости и создания давления используют плунжеры – поршни, длина которых превышает диаметр. Обычно буровые насосы имеют три плунжера, что позволяет увеличить равномерность подачи жидкости по сравнению с поршневыми насосами и создать более высокое давление нагнетания. Привод плунжерных насосов может быть от электро- или гидродвигателя. В ряде случаев для изменения подачи и давления используют бесступенчатое регулирование (гидропривод или двигатель постоянного тока), в других случаях регулирование осуществляют ступенчато через коробку передач. Во всех случаях регулирование подачи и давления можно осуществлять путем изменения диаметра плунжеров.

Насосы ГНБ обеспечивают бесступенчатое регулирование подачи жидкости в определенном диапазоне значений и более сглаженную характеристику подачи.

Гидроприводной насос отличается тем, что в нем отсутствует механическая трансмиссия, а вытеснители приводятся в действие силовыми гидроцилиндрами, находящимися в контакте с маслонасосом буровой установки. Использование гидропривода, благодаря особенностям механической характеристики гидропривода, позволяет в 1,5–2 раза увеличить рабочий ход плунжеров или поршней и уменьшить скорость их перемещения, что резко повышает надежность их работы. Эти насосы дают возможность применять в качестве промывочной жидкости, наряду с технической водой и эмульсиями, глинистые растворы плотностью до 1 500 кг/м³, вязкостью до 70 с по СПВ-5 и массовым содержанием песка до 10 % (по массе).

Для привода таких насосов требуются маслонасосы сравнительно малой подачи, которая во многом определяет соответствующие размеры гидроаппаратуры и маслостанции в целом.

В отличие от трехплунжерного насоса, увеличение рабочего объема прямодействующего гидроприводного насоса не приводит к резкому возрастанию массы насоса в целом. Поэтому ГНБ выгодно изготавливать с большим рабочим объемом, позволяющим резко снизить число ходов насоса, уменьшить путь трения уплотнений и сократить число посадок клапанов. При этом масса их меньше, чем трехплунжерных. Использование гидропривода позволяет легко приспособлять его для работы в автоматизированных буровых комплексах с общей маслостанцией.

Гидроприводными насосами (табл. 8.3) оснащены буровые агрегаты УПБ-100ГТ2 (трелевочный трактор) и УПБ-100П. Созданы двухцилиндровые насосы ГНБ дифференциального действия. Широко применяются насосы зарубежного производства марки *TRIDO 80/140/220*.

Таблица 8.3

Основные технические характеристики гидроприводных буровых насосов

Тип гидроприводного насоса	ГНБ2-63/40 (привод от маслостанции УПБ-10ГТ2)	ГНБ3-160/63		ГНБ5-320/100		<i>TRIDO 80H</i> (приводится в движение гидромотором)
	15–63 (35)	16–23; 35; 77; 100;	118; 160	18-180;	30–320	
Подача, л/мин	15–63 (35)	16–23; 35; 77; 100;	118; 160	18-180;	30–320	75
Давление, МПа	4,0 (1,6)	6,3	4,0	10,0	6,3	4
Вакуумметрическая высота всасывания, м	5	5		5		
Гидравлическая мощность, кВт	4,15 (0,945)	10,5		30,0		
КПД, %	65–73	70-72		74–80		
Неравномерность подачи, %	7–10	7-10		7-10		7–10
Диаметр поршня, мм	80	110		140		
Длина хода поршня, мм	95	152		195		
Число ходов в 1 мин	18–68 (18–38)	6; 8; 12; 26; 34; 40; 53		3–54		635
Тип клапанов	Шаровые	Тарельчатые		Тарельчатые		
Габариты, мм	1060×320×270	1250×600×1620		1950×500×700		730×600×440
Масса, кг	50	660		1250		115

Зарубежные буровые станки оснащаются, как правило, насосами с приводом от гидродвигателя, что позволяет бесступенчато регулировать подачу жидкости. К подобным насосам относятся буровые насосы компании *Boart Longyear* типа *L09*, *W11* и компании *Atlas Copco TRIDO*. Информация о насосах зарубежного производства была приведена в разд. 4.4.2.

8.2. Расчет давления нагнетания и выбор бурового насоса

Давление, развиваемое насосом, должно быть достаточным для преодоления гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при прокачивании жидкости в заданном количестве. Циркуляционная система включает:

- обвязку насоса;
- бурильные трубы;
- кольцевое пространство между стенкой скважины и наружной поверхностью бурильных труб;
- колонковый снаряд;
- породоразрушающий инструмент и соответственно зазоры в нем и между инструментом и стенкой скважины и др.

Общее давление, которое должен развивать насос, равно [14]

$$p = k_d (p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5), \quad (8.1)$$

где k_d – коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления на определение дополнительных сопротивлений при зашламовании скважины, образование сальников ($k_d = 1,3-1,5$);

p_1 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в вертлюге, ведущей трубе, бурильных трубах, МПа;

p_2 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в соединениях бурильной колонны, МПа;

p_3 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве скважины, МПа;

p_4 – давление, равное перепаду в гидроударнике (забойном двигателе), МПа;

p_5 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в колонковом наборе, коронке или долоте, МПа.

Ниже приведены зависимости для расчета входящих в формулу (8.1) значений давлений.

1. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в бурильных трубах и в наземной обвязке:

$$p_1 = \lambda_1 \frac{v_1^2 \rho_{\text{ж}}}{2d_1} (l + l_3) \cdot 10^{-6}, \quad (8.2)$$

где v_1 – средняя скорость потока промывочной жидкости, м/с;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

d_1 – внутренний диаметр бурильных труб, м;

λ_1 – коэффициент гидравлических сопротивлений в бурильных трубах.

Коэффициент гидравлических сопротивлений в бурильных трубах может рассчитываться по формуле

$$\lambda_1 = 0,1 \left(\frac{1,46 K_{\text{ш}}}{D_3} + \frac{100}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (8.3)$$

где $K_{\text{ш}}$ – гидравлическая шероховатость внутренней поверхности бурильных труб, м (для новых стальных труб $K_{\text{ш}} = (0,02-0,07) \cdot 10^{-3}$; для стальных труб с незначительной коррозией $K_{\text{ш}} = (0,2-0,5) \cdot 10^{-3}$; для корродированных труб $K_{\text{ш}} = 1,0 \cdot 10^{-3}$ м);

D_3 – эквивалентный диаметр потока, м (для бурильных труб D_3 равен внутреннему диаметру бурильных труб).

Re – параметр Рейнольдса, который определяется из формулы

$$\text{Re} = \frac{v D_3}{\nu_k}, \quad (8.4)$$

где ν_k – кинематическая вязкость промывочной жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Эквивалентная длина l_3 бурильных труб рассчитывается по формуле

$$l_3 = d_1^5 \left(\frac{l_{\text{УБТ}}}{d_{\text{УБТ}}} + \frac{l_{\text{ш}}}{d_{\text{ш}}} + \frac{l_{\text{в}}}{d_{\text{в}}} + \frac{l_{\text{с}}}{d_{\text{с}}} + \dots \right), \quad (8.5)$$

где $l_{\text{УБТ}}$, $l_{\text{ш}}$, $l_{\text{в}}$, $l_{\text{с}}$ – длина УБТ (колонковой трубы), нагнетательного шланга, ведущей трубы, вертлюга и т. д., м;

$d_{\text{УБТ}}$, $d_{\text{ш}}$, $d_{\text{в}}$, $d_{\text{с}}$ – внутренний диаметр УБТ (колонковой трубы), нагнетательного шланга, ведущей трубы, вертлюга и т. д., м;

При промывке скважины глинистым раствором или другими структурированными жидкостями режим движения потока характеризуется обобщенным параметром Рейнольдса

$$\text{Re}' = \frac{v D_3 \rho}{\eta'}, \quad (8.6)$$

где η' – эффективная вязкость глинистого раствора, определяемая по формуле

$$\eta' = \eta + 0,17 \frac{\tau_0 D_0}{\nu_k}, \quad (8.7)$$

где η – коэффициент структурной вязкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па .

При практических расчетах можно использовать следующие значения:

$$\eta = (5 \cdot 10^{-3}) - (2 \cdot 10^{-2}) \text{ Па} \cdot \text{с}, \text{ а } \tau_0 = 2-10 \text{ Па}.$$

2. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в соединениях бурильной колонны рассчитывается по формуле

$$p = \zeta \frac{v^2 \rho}{2} n \cdot 10^{-6},$$

где n – число соединений в бурильной колонне;

ζ – коэффициент местного сопротивления, рассчитываемый по формуле

$$\xi = a \left[\left(\frac{d_1}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2,$$

где a – опытный коэффициент, равный 1,5 для бурильных труб ниппельного соединения и 2,0 для бурильных труб муфтового соединения;

d_0 – диаметр наименьшего проходного канала в соединениях, м;

d_1 – внутренний диаметр бурильных труб, м.

3. Давление p_3 , возникающее как сумма гидравлических сопротивлений, определяется по формуле

$$p_3 = \lambda_{к.п} \frac{v^2 \rho_{ж}}{2(D-d)} H \cdot 10^{-3}, \quad (8.8)$$

где v – скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/с;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, обогащенной шламом, кг/м³;

D, d – диаметры ствола скважины и бурильных труб соответственно, м;

H – длина скважины, м;

$\lambda_{к.п}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве.

При промывке скважины водой и другими маловязкими жидкостями коэффициент $\lambda_{к.п}$ рассчитывается по формуле

$$\lambda_{к.п} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}, \quad (8.9)$$

где Re – параметр Рейнольдса.

При промывке скважины глинистым раствором или другими вязкими жидкостями коэффициент $\lambda_{к.п}$ рассчитывается по формуле

$$\lambda_{к.п} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re}}. \quad (8.10)$$

При малых значениях параметра Рейнольдса (<1200 – ламинарный режим течения жидкости) коэффициент $\lambda_{к.п}$ может быть меньшим по сравнению с полученным по расчету и определяется по зависимости

$$\lambda_{к.п} = \frac{14,6}{(Re)^{0,9}}. \quad (8.11)$$

Таким образом, анализируя представленные выше формулы, можно отметить, что величина гидравлических сопротивлений при равной длине скважины будет зависеть прежде всего от скорости потока очистного агента, его плотности и вязкости, величины зазора между стенками скважины и бурильными трубами и режима течения жидкости (максимальные сопротивления будут в случае турбулентного режима, а минимальные – при ламинарном течении раствора).

Современное алмазное бурение характеризуется чрезвычайно малыми зазорами между стенкой скважины и колонной бурильных труб, особенно при работе снарядами ССК, между керном и торцом коронки, между наружной колонковой трубой и внутренней керноприемной трубой. Для алмазного бурения характерны и высокие частоты вращения бурового инструмента. В этих условиях характер потока и гидравлические сопротивления при его движении в кольцевом пространстве существенно зависят от частоты вращения колонны.

Для алмазного высокочастотного бурения коэффициент $\lambda_{к.п}$ рассчитывается по зависимости

$$\lambda_{к.п} = \lambda \sqrt{1 + 0,45 \left(\frac{\pi d \omega}{60 \nu} \right)^2}, \quad (8.12)$$

где ω – частота вращения колонны бурильных труб, мин^{-1} ;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, определяемый при отсутствии вращения колонны.

Коэффициент λ определяется по формуле [14]

$$\lambda = 0,094 \sqrt{\frac{K_{ш}}{D-d} + \frac{68}{Re}}, \quad (8.13)$$

где $K_{ш}$ – коэффициент, который для условий алмазного бурения принимается равным $0,03 \cdot 10^{-3}$ м.

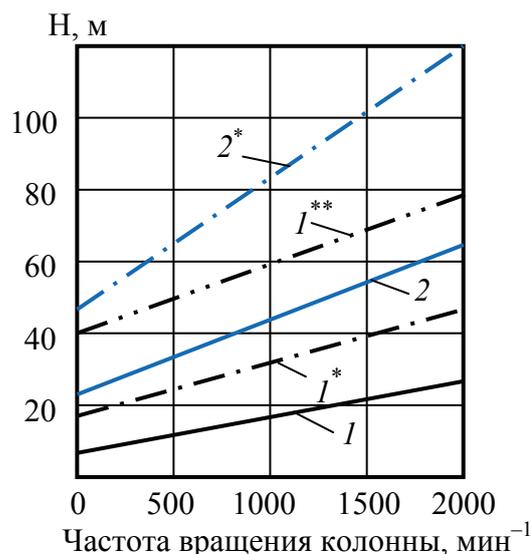
Анализ представленных зависимостей показывает, что при высокочастотном алмазном бурении давление гидравлических сопротивлений прокачивания жидкости по кольцевому зазору существенно превышает давление сопротивлений при бурении на низких частотах, а режим течения жидкости, независимо от вязкости, соответствует турбулентному. Повышению давления жидкости в скважине и турбулентности потока способствуют также минимальные кольцевые зазоры между скважиной и бурильной колонной.

Таблица 8.4

Перепад давления в гидроударнике

Параметры	Тип гидроударника			
	Г76В	Г59В	Г76У	Г59У
Давление, МПа	1,5–2,0	1,2–1,0	2,0–3,0	2,0–2,5
Расход жидкости, л/мин	100–120	60–80	180–200	120–150

Рис. 8.1. Зависимость гидравлических потерь в вертикальной скважине глубиной 100 м, обсаженной трубами диаметром 73 мм от частоты вращения: 1, 1*, 1** – 50-миллиметровые бурильные трубы; 2, 2* – 54- миллиметровые бурильные трубы; 1, 2 – расход промывочной жидкости 25 л/мин; 1*, 2* – 50 л/мин; 1** – 75 л/мин



Например, по данным из работы [10], перепад давления в кольцевом пространстве увеличивается в 2,5–4 раза при частоте вращения 1 000–1 500 мин⁻¹ бурового снаряда ССК-59.

4. Перепад давления в гидроударнике (ВЗД) принимается в соответствии с технической характеристикой забойной машины исходя из приведенных в табл. 8.4 данных.

5. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в колонковом снаряде и коронке (долоте), как правило, не рассчитывается, а принимается на основании практических данных. Для практических расчетов можно принимать $p_4 = 0,1 - 0,35$ МПа.

На рис. 8.1 приведены экспериментальные данные СКБ ВПО «Союзгеотехника» [10] об изменении гидравлических сопротивлений с ростом частоты вращения колонны. В результате проведенных исследований установлено, что суммарные потери давления линейно увеличиваются с ростом частоты вращения колонны.

Таким образом, при алмазном бурении возникают достаточно усложненные условия для разрушения породы и удаления продуктов разрушения с забоя вследствие роста угнетающего давления.

Исследования во ВНИИБТ показали, что с увеличением угнетающего давления происходит уменьшение угла естественного скалывания горной породы при вдавливании в породу породоразрушающего индентора (угол между направлением выхода трещины на забой скважины и осью скважины).

8.3. Промывочные растворы и газообразные очистные агенты для разведочного бурения

Промывка (продувка) скважины является важнейшим элементом технологии сооружения скважины. В зависимости от горно-геологических условий в практике бурения применяется большое количество промывочных жидкостей, обладающих различными структурно-механическими и физико-химическими свойствами.

В зависимости от горно-геологических условий бурения к показателям буровых растворов предъявляются различные требования, предусмотренные геолого-техническим нарядом. Для оценки показателей буровых растворов используются доступные общепринятые методы и стандартные приборы. Определен комплекс показателей, которые необходимо измерять при бурении любых скважин. Он включает измерение *плотности, показателя фильтрации, условной вязкости, статического напряжения сдвига (СНС) и водородного показателя pH*.

Состояние бурового раствора в процессе бурения контролируют непосредственно на буровой измерением обязательных показателей проб, отобранных при циркуляции вблизи устья скважины, т. е. до того, как жидкость прошла очистку и дегазацию.

Плотность – масса единицы объема бурового раствора, выражается в г/см³. Зная плотность бурового раствора, можно определить давление, которое оказывает буровой раствор на пласты, залегающие на различных глубинах.

Это давление называется гидростатическим и в любой точке скважины определяется уравнением

$$p_c = \frac{\rho H}{100}, \quad (8.14)$$

где ρ – плотность бурового раствора, г/см³;

H – расстояние от уровня бурового раствора в скважине до точки, в которой рассчитывается давление, м.

Условная вязкость – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению.

Измеряется в секундах временем свободного истечения определенного объема бурового раствора через вертикальную трубку. По мере увеличения условной вязкости возникают гидравлические сопротивления, ухудшаются

условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойным двигателям, ослабляется интенсивность размыва породы на забое скважины.

Показатель фильтрации (водоотдача) – величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины под действием перепада давления.

За показатель фильтрации принимают количество жидкости, отфильтрованной через круглый бумажный фильтр диаметром 75 мм за 30 мин при перепаде давления в 0,1 МПа и комнатной температуре.

Наряду с показателем фильтрации после опыта можно также определить толщину корки – толщину слоя твердой фазы бурового раствора на поверхности фильтра. По толщине слоя судят о качестве корки, образующейся на стенках скважины. Предпочтение отдается тонкой, но плотной корке, обеспечивающей крепление ствола скважины, но не дающей эффекта «липкости».

Статическое напряжение сдвига измеряется в Па и характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в буровом растворе после нахождения в покое в течение одной (СНС₁) и десяти (СНС₁₀) минут. Первая величина характеризует удерживающую способность бурового раствора, а вторая – прочность структуры в виде напряжения, необходимого для ее разрушения в момент начала прокачивания под давлением, создаваемым буровым насосом.

Тиксотропность структуры раствора определяют через соотношение СНС₁₀ и СНС₁. Это соотношение должно быть не более 1,5 во избежание гидроразрыва пластов в момент нарастания давления при прокачивании бурового раствора, находившегося в состоянии покоя.

Водородный показатель рН – концентрация водородных ионов, характеризующая щелочность или кислотность буровых растворов, определяется коллометрически (по окраске универсальной индикаторной бумаги по сравнению с эталонами), а также потенциометрическим методом с помощью потенциометров или рН-метров.

Концентрация посторонних твердых примесей – величина, определяемая отношением количества посторонних примесей к общему объему бурового раствора. Эта величина измеряется в процентах и характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минералогического состава. Посторонними примесями принято считать все мелкие обломки, содержащиеся в растворе. Концентрацию посторонних примесей измеряют количеством осадка, образующегося после отстаивания раствора в течение 1 мин после добавления в раствор воды в десятикратном отношении.

В табл. 8.5 приведены основные типы очистных агентов для бурения в конкретных горно-геологических и технических условиях [14]. Более подробная информация о растворах и реагентах приведена в работе [22].

Основные типы и условия применения очистных агентов [14]

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Техническая вода	Вода пресная или минерализованная, возможны добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ) и средств снижения коэффициента трения	В монолитных, плотных, устойчивых породах, обладающих высокой сопротивляемостью размыванию, при глубине бурения до 2 000 м и при отсутствии горизонтов с высокими пластовыми давлениями. Применение воды особенно эффективно при алмазном высокочастотном бурении. Вода обладает меньшей плотностью и вязкостью, высокой охлаждающей способностью, что обеспечивает улучшение условий очистки забоя, уменьшение износа бурового инструмента, повышение механической скорости бурения. Промывка скважин водой обеспечивает более низкую стоимость бурения. Промывку скважин водой не следует применять при бурении глинистых сланцев, аргиллитов, алевролитов, солевых отложений, многолетнемерзлых пород, толщ глин
Глинистые растворы: нормальные глинистые растворы	Глинопорошки (до 15–36 %), вода пресная или морская, химические реагенты.	В осложненных геологических условиях, когда невозможно применение технической воды. При колонковом бурении (в основном в породах I–VII категорий буримости). Для повышения устойчивости стенок скважины и снижения интенсивности поглощений раствора
малоглинистые растворы	Глинопорошки (до 4–8 %), вода и химические реагенты: раствор на основе КМЦ (1–2 %); раствор на основе кальцинированной соды (2,5–3 %)	
Полимерглинистые и полимербentonитовые растворы	Бентонит (2–5 %); вода; полимеры (0,1–0,5 %); химические реагенты	Для алмазного бурения скважин, в том числе ССК, с целью снижения коэффициента трения колонны о стенку скважины, снижения гидродинамического сопротивления, повышения устойчивости стенок скважины, в трещиноватых горных породах

Продолжение табл. 8.5

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Утяжеленные глинистые растворы	Глинистый раствор утяжеляется увеличением содержания твердой фазы ($\rho = 1,3\text{--}1,35 \text{ г/см}^3$) либо добавлением инертных утяжелителей (барит, магнетит и др.). Растворы обрабатываются химическими реагентами	Для бурения в обваливающих породах, а также при высоких пластовых давлениях
Солестойкие глинистые растворы: слабоминерализованные (1–3 % NaCl); минерализованные (3–10 % NaCl); высокоминерализованные (>10 % NaCl)	Приготавливаются на основе нормальных растворов путем обработки химическими реагентами (понижителями водоотдачи и вязкости), солестойкими стабилизаторами (КССБ, гипан, КМЦ) с предварительной обработкой Na_2CO_3	Для бурения в мощных соляных пластах или при чередовании пластов соли с пропластками терригенных отложений с целью предотвращения осыпей терригенных прослоев, пластического течения солей, кавернообразований, снижения выхода керна и других осложнений
Ингибированные растворы	Приготавливаются на основе глинистых растворов введением химических реагентов.	Обеспечение устойчивости стенок скважины при проходке глинистых сланцев, аргиллитов, глин и т.п.
Силикатный глинистый раствор	Ингибитор: жидкое стекло; понизитель водоотдачи – КМЦ; понизитель вязкости – нитролигнин и др.	Для повышения устойчивости стенок скважины в глинистых сланцах или осыпающихся аргиллитах.
Гипсовый глинистый раствор	Ингибитор – гипс, алебастр; понизитель водоотдачи – КМЦ, вязкости – ССБ	Для повышения устойчивости стенок скважины в глинистых породах в условиях высоких забойных температур (более 150 °С).
Известковый глинистый раствор	Ингибитор – известь, NaOH для снижения растворимости извести; понизитель водоотдачи – УЦР, КМЦ и др.	Для бурения слабоустойчивых и набухающих глин при забойных температурах не выше 130 °С. Несовместимы с Na_2CO_3 , фосфатами и др. реагентами
Гипсоизвестковый глинистый раствор	Ингибитор – алебастр (гипс) – 2 %; окзил – 3–5 %; КМЦ-600 – 0,2 %; хроматы – 0,05 %; нефть – 8–12 %, NaOH, $\text{Ca}(\text{OH})_2$	Для бурения слабоустойчивых набухающих глин при забойных температурах до 140–160 °С. Этот раствор обладает высокой подвижностью, фильтрационная корка не коагулирует при взаимодействии с цементным раствором, что повышает качество крепления скважин

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Хлоркальциевый глинистый раствор	Ингибитор – 0,3–0,6 %-ый CaCl_2 , регулятор щелочности – 0,1–0,15 %-ый $\text{Ca}(\text{OH})_2$, понизитель вязкости – 0,1–0,3 %-ый ССБ и КССБ, понизитель водоотдачи – 1,0–1,5 %-ый КМЦ	Для бурения неустойчивых пород, таких как глины, глинистые сланцы, аргиллиты. Применяются при забойных температурах не более 100–120 °С
Безглинистые растворы на основе крахмала	Высокоминерализованный безглинистый крахмальный раствор (ВМБКР) на основе насыщенного раствора соли с обработкой крахмальным реагентом и КССБ. Высокоминерализованный кальциевый на крахмальной основе раствор (ВККР); готовится на крахмальной основе с обработкой каустической содой, хлористым магнием, КССБ и хлористым кальцием	ВМБКР предназначен для бурения по соленосным толщам для предотвращения осложнений и повышения выхода керна. ВККР предназначен для бурения на калийные соли для предотвращения кавернообразований и повышения выхода керна
Полимерные растворы	На основе водных растворов полимеров (ПАА, ГПАА) и сополимера М-14 с обработкой реагентами Na_2CO_3 , NaOH	Для алмазного бурения скважин малого диаметра с высокими частотами вращения снаряда, в том числе с ССК. Применение полимерных растворов приводит к повышению механической скорости бурения, снижению расхода алмазов и затрат мощности на бурение. В монолитных, устойчивых породах, с незначительной трещиноватостью, не содержащих глин, рекомендуется применять полимерный раствор на основе ПАА с введением каустической или кальцинированной соды, фосфатов натрия, жидкого стекла и мела. В породах средней устойчивости, слаботрещиноватых, с прослоями глиносодержащих пород рекомендуется использовать полимерный раствор ГПАА с добавками (и без них) кальцинированной соды, фосфатов натрия, жидкого стекла, смеси гудронов, растительных масел, графитового порошка

Продолжение табл. 8.5

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Эмульсионные растворы	<p>1. На основе пасты кожевенной эмульгирующей, концентрация в растворе – 0,5–2 %.</p> <p>2. Эмульсол на основе нигрола (60 %), натриевых мыл смоляных кислот (30 %) с добавкой ОП-7 (1 %) и воды (9 %), концентрация в промывочном растворе – 0,5–2 %.</p> <p>3. На основе омыленной смеси гудронов (ОСГ) с концентрацией 1,5–2,5 %.</p> <p>4. На основе мылонафта с концентрацией в промывочном растворе 0,5–1 %.</p> <p>5. На основе нигрола (1–4 %) и ОП-7 или ОП-10 (0,4–0,5 %) – концентрация в промывочном растворе.</p> <p>6. На основе ЭЛ-4 с концентрацией в промывочной жидкости 0,5–6 % можно получить эмульсию в жестких и минерализованных водах.</p> <p>7. На основе ЭН-4 с концентрацией в промывочной жидкости 0,5–6 % на жесткой и минерализованной воде</p>	<p>Для алмазного бурения с целью повышения частоты вращения, снижения вибрации снаряда и повышения выхода керна.</p> <p>Эмульсионные промывочные жидкости обладают повышенными смазочными свойствами при одновременном активном воздействии на процесс разрушения горных пород. Применение эмульсий дает повышение скорости бурения и стойкости бурового инструмента.</p> <p>Водомасляные эмульсии (см. 1–4) работоспособны только в мягких водах. Предельная граница по жесткости – содержание в воде кальциевых и магниевых солей до $(5-7) \cdot 10^{-3}$ моль/л.</p> <p>Эмульсии на основе ОСГ обладают пониженной плотностью ($0,98 \text{ г/см}^3$), в связи с чем рекомендуются к использованию при бурении в условиях поглощения промывочного раствора.</p> <p>Водомасляная эмульсия (5) работоспособна в жесткой воде. Водомасляные эмульсии (6, 7) могут быть приготовлены в жесткой минерализованной воде. Эмульсия на основе ЭЛ-4 является средством снижения вибрации снаряда и повышения частоты вращения колонны на больших глубинах, снижения износа инструмента и самозаклинивания керна.</p> <p>Применение водомасляной эмульсии на основе ЭН-4 повышает скорость бурения. При добавлении CaCl_2 эмульсия становится морозостойчивой (до $-12 \text{ }^\circ\text{C}$) и может применяться в многолетнемерзлых породах</p>

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Аэрированные промывочные растворы	Смесь воды (раствора) с воздухом (газом), полученная одним из способов аэрации: механическим, эжекционным, химическим или комбинированным – механическим и химическим	При бурении в трещиноватых, поглощающих породах с целью предотвращения поглощений промывочного раствора. Установлено, что применение аэрированных жидкостей увеличивает механическую скорость бурения, стойкость бурового инструмента
Пены (газожидкостные смеси – ГЖС)	Дисперсная система, в которой дисперсной фазой является воздух, дисперсной средой – вода. Для стабилизации пены вводится ПАВ. Используются пены со степенью аэрации $\alpha = 50-300$ (отношение объема газа к объему всей смеси). Рабочие концентрации ПАВ – 0,1–1,5 %. Для повышения смазывающей способности пен вводить небольшое количество наполнителя (порошок графита или молибдена)	При бурении вращательным и ударно-вращательным способами по слабосцементированным породам, в породах, склонных к набуханию, поглощающих растворы, многолетнемерзлых, в условиях малых водопритоков (не более 60 л/мин). Пены обеспечивают устойчивость стенок скважины и предотвращают осложнения. Не следует использовать пены при бурении несцементированных, рыхлых пород в случае их сильного обводнения. Недопустимо использование пен и смазки КАВС одновременно, так как это приводит к разрушению пены
Воздух	С положительной и отрицательной температурами	При вращательном и ударно-вращательном бурении по трещиноватым и закарстованным породам в условиях поглощений промывочного раствора, в набухающих и склонных к потере устойчивости породах, в безводных и высокогорных районах, а также в районах распространения многолетнемерзлых пород. Продувку скважин рекомендуется применять во всех случаях, когда породы устойчивы и отсутствуют водопритоки, с целью повышения механической скорости бурения. Применение продувки не рекомендуется в сыпучих, несвязных, пластичных и вязких породах, при наличии водопритоков

Газожидкостные смеси для бурения. Первая скважина с применением пены была пробурена в 50-х гг. XX столетия в штате Невада (США).

Сущность метода бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями (ГЖС) – пенами или аэрированными жидкостями – заключается в нагнетании в скважину смеси воздуха или газа с промывочной жидкостью или с водным раствором ПАВ в необходимых для различных горно-геологических условиях бурения соотношениях. При этом газо- или воздухожидкостная смесь выполняет все функции очистного агента.

Разделение ГЖС на пены и аэрированные жидкости производится на основе показателя кратности K : при $K \leq 3,8$ будет получена аэрированная жидкость, при $K \geq 3,8$ – пена.

Кратность ГЖС определяют из соотношения объемов смеси (объем воздуха и жидкости) и жидкости:

$$V_{\text{в}} + V_{\text{ж}}/V_{\text{ж}}$$

Первой особенностью аэрированных жидкостей и особенно пен является малая плотность, второй – большая вязкость. При этом пены уникальны тем, что повышение вязкости происходит с уменьшением их плотности.

Первая особенность делает пены очень эффективными для снижения угнетающего давления на забой скважины, что приводит к повышению механической скорости бурения и ресурса инструмента. Обе эти особенности делают ГЖС уникальным средством бурения в условиях полного и даже катастрофического поглощения промывочной жидкости.

Третья особенность ГЖС – высокие смазывающие свойства и низкое поверхностное натяжение – позволяет реализовать высокочастотный режим бурения твердых горных пород на больших глубинах и повысить механическую скорость бурения на 25–30 %.

Пены обладают низкой теплопроводностью, что дает возможность их эффективно использовать при бурении многолетнемерзлых горных пород.

Также пены успешно применяются при бурении соленосных толщ, особенно если в разрезе имеются водопоглощающие горизонты.

ПАВ в составе ГЖС способствуют лучшему диспергированию воздуха в потоке жидкости и увеличивают прочность воздушных пузырьков. Молекулы ПАВ укрепляют гидратные оболочки воздушных пузырьков и препятствуют их разрушению при столкновении. Под воздействием ПАВ увеличивается выносная способность ГЖС, снижается давление в нагнетательной линии, устанавливается более равномерное движение выходящего из скважины потока ГЖС.

В качестве пенообразователей используются неионогенные (превоцелл, ОП-10, ОП-7, смачиватель ДБ) и ионогенные (сульфонол, сульфонат, мотеон, «Прогресс», ламепон и др.) ПАВ.

Обычно ПАВ вводятся в промывочную жидкость, с применением которой пройдены верхние интервалы геологического разреза. Такой жидкостью

может оказаться, например, хлоркальциевый глинистый раствор. Глинистые растворы с ПАВ создают относительно стабильную пену и без применения реагента-стабилизатора. Поэтому при бурении скважин применяются ГЖС, представляющие собой смеси воздуха и промывочной жидкости с ПАВ и реагентом-стабилизатором или без него.

Наиболее универсальным с позиции применения в разнообразных геологических условиях является пенообразующий состав из сульфоната с соответствующей промывочной жидкостью. Для бурения в условиях водопоглощения или при бурении солей в ГЖС должно быть больше воздуха, а раствор, в который вводится ПАВ (особенно при бурении слабых осадочных пород), должен иметь свойства, «крепящие» стенки скважины, например, это может быть глинистый раствор.

Некоторые рецептуры пенообразующих составов и их основные свойства приведены в табл. 8.6 [3].

Таблица 8.6

Рецептуры пенообразующих составов и их основные свойства

Состав смеси	Свойства	Концентрация ПАВ, г/л				
		2	6	12	16	20
Вода + сульфонол	Кратность	4,8	14,6	16,6	15,6	15,0
	Стабильность, ч/100 мл	–	0,13	0,07	0,07	–
Вода + сульфонол + НП-3	Кратность	2,8	6,0	12,4	15,6	15,6
	Стабильность, ч/100 мл	2	0,83	0,27	0,13	–
Вода + сульфонат	Кратность	5,5	7,8	10,1	10,6	10,1
	Стабильность, ч/100 мл	0,5	0,42	0,15	0,1	0,13
Вода + смачиватель ДБ	Кратность	2,8	3,8	5,4	6,6	11,0
	Стабильность, ч/100 мл	–	1,26	0,22	0,15	0,13
Глинистый раствор ($\rho = 1,05 \text{ г/см}^3$) + сульфонол	Кратность	3,3	6,5	8,0	9,8	9,2
	Стабильность, ч/мл	–	2/110	2/440	2/710	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,05 \text{ г/см}^3$) + сульфонол + НП-3	Кратность	2,2	4,6	7,2	7,3	8,6
	Стабильность, 2 ч/мл	20	50	200	200	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,05 \text{ г/см}^3$) + сульфонат	Кратность	4,0	6,3	11,0	12,2	10,2
	Стабильность, ч/мл	2/30	2/50	2/240	–	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,05 \text{ г/см}^3$) + смачива- тель ДБ	Кратность	2,6	3,3	4,0	5,2	6,2
	Стабильность, ч/мл	2/20	2/100	2/240	–	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$) + сульфонол	Кратность	2,2	3,0	5,5	7,6	8,2
	Стабильность, ч/мл	24/25	24/140	–	–	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$) + сульфонол + НП-3	Кратность	2,4	4,1	5,5	7,2	7,2
	Стабильность, ч/мл	–	24/30	–	–	–
Глинистый раствор ($\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$) + сульфонат	Кратность	2,6	4,4	7,4	8,3	8,5
	Стабильность, ч/мл	24/120	24/130	–	–	–

Из приведенных данных видно, что по мере повышения кратности наблюдается снижение стабильности при увеличении ПАВ до 1,5–2 %. Более высокое содержание ПАВ не увеличивает пенообразующую способность. Из табл. 8.6 также видно, что ГЖС, содержащие глинистые растворы, стабильны и устойчивы в течение нескольких часов и даже суток. Пример тому – сохранившаяся под буровым зданием до окончания бурения достаточно глубокой скважины глиносодержащая пена.

При выборе пенообразующего состава для применения на конкретном объекте нужно иметь в виду, что слишком стабильные ГЖС требуют специальных средств разрушения при выходе их из скважины. Смесь в скважине должна быть стабильной, сохранять свою структуру и удерживать шлам, а после выхода из скважины – распадаться на жидкую и газовую составляющие.

При применении ГЖС в бурении скважин определяют их *кратность, стабильность, плотность и условную вязкость*.

Для определения свойств необходимо иметь 0,5 л исходного раствора ПАВ (концентрация ПАВ в исходной жидкости 20–30 г/л). Из исходного раствора следует приготовить по 100–150 мл рабочих растворов с концентрацией от 0,2 до 2 % ПАВ, например 2; 6; 10; 14; 18 и 20 г/л.

Объем исходного раствора для приготовления рабочего раствора определяется из соотношения

$$V_{\text{исх}} = \frac{C_2 V_p}{C_1},$$

где C_1, C_2 – концентрация исходного и рабочего растворов, г/л;

V_p – объем рабочего раствора, л.

В два мерных цилиндра объемом по 1 000 мл вливается по 50 мл исследуемых рабочих растворов (осторожно, не допуская их взбалтывания и вспенивания). После этого цилиндры закрываются пробками и энергично встряхиваются в течение 30 с в горизонтальном положении. Полученную пену нужно сразу после встряхивания взять для определения плотности и вязкости известными приборами и методами, используемыми при изучении свойств промывочных жидкостей.

Другой цилиндр с пеной поставить вертикально и по шкале на стенке цилиндра определить объем полученной ГЖС. После этого следует наблюдать за разрушением пены до уменьшения объема на 100 мл и отметить время разрушения этого объема. Показателем стабильности ГЖС будет время разрушения 100 мл объема. Для стабильных ГЖС оно может составлять несколько часов и даже суток. Если время наблюдения ограничено, то указывают время и соответствующий этому времени разрушенный объем пены, например 20 ч/80 мл.

Свойства циркулирующей через скважину ГЖС могут меняться в широких пределах, поэтому нужно вести контроль параметров смеси. Для оценки

выносной способности ГЖС определяется содержание шлама в нагнетаемой и выходящей из скважины смеси.

Схемы получения и нагнетания ГЖС в скважину. В зависимости от необходимого соотношения воздуха и жидкости, геологических условий бурения и технических возможностей применяются различные схемы получения и нагнетания смесей в скважину [3]:

1) введение ПАВ непосредственно в промывочную жидкость, находящуюся в открытой емкости, перемешивание всего состава глиномешалкой или миксером и нагнетание смеси в скважину буровым насосом;

2) эжекция воздуха потоком промывочной жидкости, нагнетаемой в скважину буровым насосом через нагнетательную линию с эжектором;

3) прямая схема генерации и нагнетания смеси, при которой в общую нагнетательную линию компрессором подается воздух, а жидкость закачивается насосом. Для реализации такой схемы необходимы компрессоры высокого давления, смесители, а если ГЖС представляет собой пену, то необходимы также герметизаторы устья скважины, пеноразрушители, обратные клапаны и задвижки на отдельных участках линии;

4) нагнетание воздуха компрессором и жидкости дозирующим насосом во всасывающую линию бурового насоса с последующим нагнетанием смеси дожимным насосом. Реализация этой схемы возможна с компрессором низкого давления. Схема требует установки на буровой не менее двух насосов.

Первая схема применяется, когда соотношение воздуха и жидкости в смеси составляет до 1: 3, а плотность засасываемой насосом смеси не менее $0,7-0,75 \text{ г/см}^3$. В данном случае на выходе получается не пена, а аэрированная жидкость.

По второй схеме в нагнетательной линии промывочной жидкости устанавливается эжекторное устройство. При прохождении нагнетаемой буровым насосом жидкости через эжектор в наиболее узком его сечении образуется разрежение и подсос воздуха из атмосферы в нагнетательную магистраль. Полученная таким образом ГЖС подается тем же насосом в скважину. По этой схеме возможно получение и нагнетание смеси плотностью до $0,350,5 \text{ г/см}^3$.

Третья схема является универсальной. Она позволяет в широких пределах варьировать соотношением воздуха и жидкости в смеси и практически реализовать бурение с очисткой забоя сжатым воздухом, пенами, аэрированными и обычными промывочными жидкостями, а также оперативно осуществлять переход с одного очистного агента на другой.

Четвертая схема получения пен предназначена для бурения глубоких скважин на нефть и газ. Поэтому в качестве основной следует рассматривать схему номер три. Материалы по созданию подобной схемы получения и нагнетания в скважину пены приведены в работе [3].

- ❖ **Коагуляция** (от лат. *coagulatio* – свертывание, сгущение) – укрупнение частиц в дисперсных системах (растворах).
- ❖ **Дисперсная система** – образование из двух или большего числа фаз (тел) с сильно развитой поверхностью раздела между ними. Примерами таких систем могут быть дым, облако, горная порода, буровые растворы и др.
- ❖ **Ингибиторы** (от лат. *inhibeo* – задерживаю) – вещества, тормозящие химические процессы, например набухание глиносодержащих пород.
- ❖ **Полимеры** (от греч. *polymeres* – состоящий из многих частей, многообразный) – соединения, молекулы которых состоят из большого числа регулярно или нерегулярно повторяющихся структурных единиц (звеньев) одного или нескольких типов.
- ❖ **Повехностно-активные вещества (ПВА)** – вещества, способные адсорбироваться на поверхностях раздела фаз и понижать их поверхностную энергию (поверхностное натяжение). Подразделяются на неионогенные, т. е. не диссоциирующие на ионы (спирты), и ионогенные. Последние делят на анионо-катионоактивные, диссоциирующие с образованием соответственно поверхностно-активных анионов (мыла) и катионов (органические азотсодержащие основания). ПВА обладают смачивающими, эмульгирующими, моющими и др. ценными свойствами.
- ❖ **Адсорбция** (от лат. *ad* – на и *sorbeo* – поглощаю) – поглощение веществ из растворов или газов на поверхности твердого тела или жидкости.
- ❖ **Ингредиент** (от лат. *ingrediens* – входящий) – составная часть какого-либо сложного соединения, смеси или раствора.
- ❖ **Диспергирование** (от лат. *dispergo* – рассеиваю, рассыпаю) – тонкое измельчение твердых или жидких тел.
- ❖ **Эмульсия** (от лат. *emiigeo* – выдавливаю) – дисперсная система, состоящая из двух не растворяющихся друг в друге жидкостей, одна из которых (фаза) распределена в другой (среде).

8.3.1. Буровые и тампонажные растворы компании BAROID (США) для разведочного бурения

В настоящее время буровые растворы для бурения скважин на предприятиях ФГУПП «Урангео» приготавливаются на основе следующих основных реагентов: бентопорошок *QUIK-GEL*, полианионная целлюлоза *PAC-R* и частично гидролизованный полиакриламид *EZ-MUD DP*.

Буровой раствор может быть приготовлен только на основе чистой воды и с обязательным соблюдением следующей очередности введения и запуска реагентов: бентопорошок, *PAC-R*, *EZ-MUD DP*. В некоторых случаях при использовании жесткой воды (с избытком кальция) необходима добавка в раствор кальцинированной соды, которая должна вводиться в миксер в первую очередь (перед загрузкой бентопорошка) в количестве примерно 0,5–1,0 кг/м³.

Анионный полимер *EZ-MUD DP* – полимерный стабилизатор сланцев – применяется как их стабилизатор в буровых растворах на водной основе.

Это белый сыпучий порошок, легко диспергируемый в воде. Материал представляет собой высокоактивный (> 99 %) частично гидролизованный полиакриламид, который обладает большой молекулярной массой. Он позволяет эффективно снижать интенсивность диспергирования частиц глины и сланцев в воде путем прикрепления к частицам, что сводит к минимуму проникновение воды. Действует как стабилизатор, укрепляющий стенки скважины. Взвешенные частицы могут быть легко отделены от раствора на поверхности путем применения стандартного оборудования, поскольку их целостность не нарушается. Также является эффективным средством для повышения вязкости всех буровых растворов на водной основе. Полимер диспергируется в воде и в результате электростатических и химических взаимодействий образует сетку полимерных цепей. Возникновение таких полимерных цепей приводит к повышению вязкости бурового раствора.

При введении в очень малых количествах действует как регулятор вязкости бентонитовых глин и флокулянт разбуренных частиц породы.

❖ **Флокуляция** (от лат. *floculi* – ключья, хлопья) – процесс образования агрегатов из нескольких минеральных частиц, взвешенных в растворе.

Получаемый синтетическим путем, он не поддерживает роста микроорганизмов и обладает экологической безвредностью при применении в рекомендованном интервале концентраций (обычно 0,29–4,28 кг/м³). Введение полимера не сказывается отрицательно на pH бурового раствора, так как pH раствора с концентрацией 0,5 % равно 7,0.

Рецептуры основных видов буровых растворов. Все полимерные реагенты имеют высокую стоимость и для достижения необходимого эффекта добавляются в емкость миксера в сравнительно небольших количествах, поэтому их следует добавлять дозированно. На буровом агрегате должна быть определенная объемная «мерка». В качестве такой «мерки» предлагается использовать пластмассовые защитные колпачки наружной резьбы обсадной трубы *NW* (диаметром 89 мм), которые имеются на всех буровых агрегатах. Объем такого колпачка составляет 0,35 литра. Лучше, если для каждого реагента используется свой колпачок.

Раствор для забуривания скважин и последующего закрепления ствола колоннами включает:

- бентопорошок (15–30 кг/м³);
- *PAC-R* – 2–3 колпачка /м³ (или 0,7–1,0 сухой литр).

Раствор готовится следующим образом. Сначала в емкость с чистой водой (при работающем миксере) постепенно засыпается бентопорошок и перемешивается до полного его распускания, а только потом заливается малыми порциями реагент *PAC-R* (сухой реагент предварительно перемешивается в ведре с небольшим количеством дизельного топлива). Одновремен-

ное введение бентопорошка и полимерного реагента PAC-R недопустимо, так как распустившийся реагент обволакивает частицы бентопорошка полимерной пленкой и не дает ему распускаться, а в результате последний выпадает в осадок на дно миксера. В случае необходимости, если используется жесткая вода, сначала в воду вводится кальцинированная сода.

Раствор для бурения в геологических условиях средней сложности (после закрепления трубами верхних интервалов скважины):

- PAC-R – 2–3 колпачка /м³ (или 0,7–1,0 сухой литр);
- EZ-MUD DP – 2–3 колпачка /м³ (0,7–1,0 сухой литр).

Приготовление этого раствора следует производить в следующей последовательности: сухой реагент PAC-R перемешивается в ведре с небольшим количеством дизельного топлива, малыми порциями заливается в емкость с чистой водой при работающем миксере и перемешивается в течение 5–10 мин (в зависимости от оборотов миксера). Затем таким же образом добавляется в емкость реагент EZ-MUD DP и полностью растворяется.

Как показал многолетний опыт работы, буровой раствор на основе реагентов EZ-MUD DP и PAC-R (или их аналогов):

- создает на стенках скважины и керна тонкую и прочную полимерную пленку для повышения выхода керна и устойчивости стенок скважины в интенсивно трещиноватых и раздробленных породах;
- обладает хорошей смазывающей способностью для обеспечения высоких скоростей вращения снаряда и механической скорости бурения, снижения износа бурильных труб и алмазного инструмента, уменьшения нагрузок на буровой станок, снижения подклинов керна и повышения проходки за цикл;
- позволяет отделять в циркуляционной системе выбуренный шлам, что дает возможность осуществлять бурение на высоких скоростях вращения снаряда без образования корочки шлама на внутренней поверхности бурильных труб.

Основным назначением реагента EZ-MUD DP является его смазывающая способность, осаждение шлама в циркуляционной системе и повышение вязкости бурового раствора. Реагент PAC-R предназначен для снижения фильтрации (водоотдачи) бурового раствора с одновременным повышением его вязкости при бурении по раздробленным породам.

Вязкость бурового раствора на основе этих реагентов для геологических условий средней сложности должна быть: по зарубежному вискозиметру Марша – 34–38 с (водное число вискозиметра 26 с), по отечественному вискозиметру ВБР-1 – примерно 20–22 с (водное число вискозиметра 15 с).

Реагент ALCOMER 120L (WDS-120) является жидким аналогом порошкообразного реагента EZ-MUD DP. Этот реагент, по сравнению с реагентом EZ-MUD DP, легче и быстрее распускается, поэтому его рационально использовать вместо EZ-MUD DP в случае, когда по какой-либо причине

обороты миксера недостаточны для нормального распускания порошкообразного реагента.

При использовании этого реагента совместно с реагентом PAC-R рекомендуется следующая рецептура:

- PAC-R – 2–3 колпачка /м³ (или 0,7–1,0 сухой литр);
- ALCOMER – 4–5 колпачков /м³ (1,4–1,7 сухих литра).

Порядок ввода в миксер и распускания реагентов прежний – сначала PAC-R, затем ALCOMER. Поскольку ALCOMER является жидким реагентом, для него должен использоваться свой колпачок.

Реагент *ENVIRO-TORQ* – жидкая эмульсионно-смазывающая добавка к буровому раствору. Данная добавка предназначена для уменьшения крутящего момента при бурении, снижения износа бурильных труб и алмазных коронок, повышения выносной способности бурового раствора, снижения образования сальников из налипшего шлама на коронке. Реагент не токсичен, стабилен при солевых загрязнениях, существенно не изменяет свойства раствора. Рациональной областью его применения является обеспечение высоких скоростей вращения колонны при использовании бурового станка недостаточной мощности или при бурении глубоких скважин. Рекомендуемая добавка к буровому раствору – 0,5–1 % (5–10 л/м³).

Смазывающее вещество для буровых растворов. Продукт *TORQ-TRIM II* – это компонент буровых растворов на воде, не загрязняющий окружающую среду. Этот продукт был разработан специально для снижения трения между бурильной трубой и обсадной трубой, бурильной трубой и стенкой скважины. Он эффективен в буровых растворах на пресной воде при высоких pH и в буровых растворах на соленой воде.

Характеристики смазки *TORQ-TRIM II* в буровых растворах с высоким содержанием кальция и магния значительно улучшены по сравнению с характеристиками ранее разработанной смазки *TORQ-TRIM*. Она обладает биоразлагаемостью. Плотность составляет 0,89 г/см³ при температуре 20 °С.

Смазка *TORQ-TRIM II* обеспечивает снижение крутящего момента и трения труб о стенки скважины при бурении и успешно заменяет использование добавок на основе нефтепродуктов или сырой нефти, если их применение запрещено.

Требуемое количество данного продукта и метод обработки раствора зависят от условий бурения.

Ниже даны рекомендации по применению *TORQ-TRIM II* при решении конкретных технологических проблем.

1. Повышенный крутящий момент

TORQ-TRIM II вводят равномерно в систему циркуляции бурового раствора при повышении крутящего момента. Требуемое количество продукта зависит в большой степени от содержания твердой фазы в растворе.

Продукт эффективен при использовании в малой концентрации в случае, когда содержание коллоидных глин и частиц разбуренной породы минимально. Требуемые концентрации могут находиться в пределах от 5,7 до 17,1 кг/м³.

2. Смазывающее действие при экстремальных давлениях

TORQ-TRIM II обеспечивает умеренное или значительное смазывающее действие бурового раствора при экстремальных давлениях.

Такое давление между буровой колонной и стенками скважины может возникать в глубоких наклонных скважинах при натяжении колонны. Смазывающее вещество *TORQ-TRIM II* предназначено для обеспечения смазывающего эффекта в таких условиях и в более часто встречающихся условиях меньших нагрузок.

3. Повышенное сопротивление при погружении и извлечении буровых труб

В этих случаях *TORQ-TRIM II* равномерно вводят в систему циркуляции бурового раствора в концентрациях 5,7–11,7 кг/м³.

Для снижения менее сильного сопротивления без введения данного вещества в циркулирующий буровой раствор порцию продукта (208 л) подают на вход насоса и производят обработку стенок в открытой скважине до конца последней обсадной трубы.

4. Освобождение трубы при прихвате

В этом случае необходимо провести испытание (30-минутное по методу АНИ при давлении 0,7 МПа) бурового раствора с различными концентрациями *TORQ-TRIM II*, пока не будет обнаружено появление продукта в фильтрате. Искомая концентрация может находиться в интервале 85,6–256,8 кг/м³.

После определения требуемой концентрации продукт вводят в объем бурового раствора (7,9–23,8 м³), предназначенного для подачи к месту прихвата трубы. После введения *TORQ-TRIM II* этот раствор утяжеляют, чтобы привести в соответствие с весом необработанного раствора, находящегося в системе. Приготовленный таким образом раствор готов к подаче к зоне, где предполагается прихват трубы.

После перекачки раствора все остальные процедуры, такие как выдерживание раствора, манипуляции с бурильной колонной, пуск и остановка насоса, проводят идентично тому, как это делается при применении соответствующих растворов на нефтяной основе.

5. Образование сальников на инструменте

Предпочтительный метод обработки раствора – это подача небольшого постоянного потока *TORQ-TRIM II* на приеме насоса.

Основными преимуществами применения *TORQ-TRIM II* являются следующие:

- эффективное смазывающее действие в зоне между буровой трубой и обсадной трубой или стенкой скважины;

- работоспособность в пресной и соленой воде при различных значениях рН: продукт не вытесняется из растворов с высоким содержанием кальция или магния;
- эффективное действие в различном химическом окружении, встречающемся при применении буровых растворов на водной основе;
- легкая биоразрушаемость;
- нетоксичность в применяемых концентрациях и безвредность в отношении окружающей среды;
- слабое действие на свойства бурового раствора, в котором он находится;
- не вызывает пенообразования или флуоресценции бурового раствора;
- при добавлении к воде не вызывает появления пятен, подобных нефтяным;
- придает буровым растворам умеренную или высокую способность смазывающего действия при высоком давлении в добавление к смазывающему действию при низком давлении;
- стабильность при температурах свыше 205 °С.

Реагент *CANOLA/VEG OL* (растительное масло) используется для смазывания порошкообразных полимерных реагентов (*PAC-R*, *QUICK-TROL LV*, *DEXTRID LT*, *EZ-MUD DP*) в целях улучшения их распускания в миксере (вместо дизельного топлива, когда по соображениям экологии последнее нельзя применять).

Раствор для бурения при благоприятных геологических условиях (отсутствие зон интенсивно трещиноватых и раздробленных пород) может быть использован только на основе одного реагента *EZ-MUD DP* или *ALCOMER*, применение которых в основном сохраняет отмеченные выше преимущества:

EZ-MUD DP – 3–4 колпачка /м³ (1,0–1,4 сухого литра) или
ALCOMER – 6–7 колпачков /м³ (2,1–2,4 сухого литра).

Этот раствор можно готовить в миксере как на чистой воде, так и на растворе с низким содержанием полимеров, который закачивается в миксер из рабочей емкости.

В случае бурения в сложных геологических условиях (наличие зон интенсивно перемятых пород с «глинкой трения») могут быть рекомендованы следующие рецептуры буровых растворов:

1. Бентопорошок *QUIK-GEL* – 5–25 кг/м³;
PAC-R – 3–4 колпачка /м³ (1,0–1,4 сухого литра);
EZ-MUD DP – 1–2 колпачка /м³ (0,3–0,7 сухого литра).
2. Бентопорошок *QUIK-GEL* – 5–25 кг/м³;
PAC-R – 3–4 колпачка /м³ (1,0–1,4 сухого литра);
ALCOMER – 2–3 колпачка /м³ (0,7–1,0 литр).
3. Бентопорошок *QUIK-GEL* – 5–25 кг/м³;

QUICK-TROL LV – 4–8 колпачков /м³ (1,4–2,8 сухого литра);

EZ-MUD DP – 1–2 колпачка /м³ (0,3–0,7 сухого литра).

4. Бентопорошок *QUICK-GEL* – 5–25кг/м³;

QUICK-TROL LV – «Квик-трол» – 4–8 колпачков /м³ (1,4–2,8 сухого литра);

ALCOMER – 2–3 колпачка /м³ (0,7–1,0 литр).

В двух последних рецептурах реагент *PAC-R* заменен реагентом *QUICK-TROL LV*. Эти реагенты являются модифицированными целлюлозными полимерами и предназначены для снижения водоотдачи бурового раствора (за счет образования тонкой полимерной пленки, препятствующей проникновению воды из бурового раствора в перемятые горные породы, что предотвращает их набухание и разрушение). Однако *PAC-R* при этом значительно повышает вязкость бурового раствора, а при добавлении *QUICK-TROL LV* этого не происходит, что позволяет добавлять в раствор больше реагента *QUICK-TROL LV* для получения более низкой водоотдачи раствора без значительного повышения его вязкости. Это особенно важно при значительных глубинах скважин и использовании комплексов *BQ* с малыми межтрубными зазорами, когда возникают большие гидравлические сопротивления при прокачивании вязких буровых растворов.

5. *PAC-R* – 3 колпачка /м³ (1,0 сухой литр);

DEXTRID LT – 6 колпачков /м³ (2,1 сухого литра);

EZ-MUD DP – 2–3 колпачка /м³ (0,7–1,0 сухого литра).

Реагент *DEXTRID LT* – порошкообразный органический крахмальный реагент для снижения водоотдачи бурового раствора с минимальным увеличением его вязкости. Обволакивает частицы выбуренного шлама полимерной пленкой, устойчив к солям. Реагенты *PAC-R* и *DEXTRID LT* могут вводиться в миксер с чистой водой одновременно, после их распускания добавляется *EZ-MUD DP*.

Вязкость раствора для бурения в сложных геологических условиях должна быть такой: по зарубежному вискозиметру 38–45 с (максимальная до 50 с), по отечественному вискозиметру 22–26 с (максимальная – до 30 с).

Реагенты и растворы для борьбы с поглощениями промывочной жидкости. В настоящее время компания *BAROID* располагает следующими тампонажными материалами для борьбы с поглощениями промывочной жидкости:

DRILLING PAPER – обработанное органическое волокно (бумага), мелко измельченное для легкого добавления в буровой раствор. Быстро диспергирует (расходится), не всплывает и не отделяется из водных растворов;

HY-SEAL – аналог реагента *DRILLING PAPER*, только размер частиц немного меньше;

N-SEAL – специально разработанное прессованное скрученное минеральное волокно.

Прессованные скрученные минеральные волокна образуют слабосвязанные группы (узлы), но при погружении в буровой раствор, при перемешивании, узлы разделяются на отдельные волокна, что позволяет прокачивать такой раствор буровым насосом.

DIAMOND SEAL – гигроскопические полимерные гранулы размером до 4 мм, способные разбухать в воде, увеличиваясь в объеме в несколько раз.

Раствор для борьбы с частичным поглощением промывочной жидкости замешивается в следующей последовательности:

- готовят полимербентонитовый раствор, далее переходят к бурению этим раствором (раствор можно закачивать в скважину непосредственно из миксера). При полном восстановлении циркуляции можно снова перейти на бурение безглинистым полимерным раствором;

- в миксер с готовым полимерным раствором добавляется 8–12 кг/м³ тампонажного материала *N-SEAL*, и состав тщательно перемешивается. Перед загрузкой в миксер необходимо размять все комки этого материала. После подъема керноприемника закачать полученный раствор непосредственно из миксера в колонну бурильных труб и прокачать через скважину.

Борьбу с полным поглощением промывочной жидкости лучше проводить сразу после его возникновения, но закончив цикл бурения (даже с потерей промывки).

При проведении тампонажных работ с использованием имеющихся тампонажных материалов необходимо соблюдать следующую последовательность:

- извлечь керноприемник и буровой снаряд, остановить в 5–10 см от забоя;

- в ведро емкостью 18,9 л залить около 14 л полимерного раствора, далее последовательно добавлять и перемешивать следующие реагенты:

DRILLING PAPER или *HY-SEAL* (1,5–2 сухого литра),

N-SEAL (1,5–2 сухого литра);

бентопорошок (1,5–2 сухого литра);

DIAMOND SEAL (1–1,5 сухого литра).

Бентопорошок и *DIAMOND SEAL* следует добавлять в последнюю очередь (особенно это относится к реагенту *DIAMOND SEAL*, который необходимо добавлять непосредственно перед заливкой, чтобы он раньше времени не разбух);

- тампонажный материал вылить из ведра в колонну бурильных труб и прокачивать буровым насосом. При повышении давления на манометре насоса включить медленное вращение снаряда и дать медленную расходку «вверх – вниз» примерно на 30 см. После падения давления на манометре (в результате продавливания тампонажной смеси через коронку и колонковый набор) выключить буровой насос и медленно вращать буровую колонну

в течение 5–10 минут. При этом часть тампонажного материала, поднятого промывочной жидкостью над зоной поглощения, опускается и снова попадает в зону поглощения. Кроме того, при вращении буровой колонны происходит механическое «затираание» тампонажного материала в трещины;

- если получен положительный результат (промывочная жидкость начала выходить из скважины), то при дальнейшем бурении подъем керноприемника (особенно первые 50 м) нужно производить медленно (со скоростью около 0,25 м/с), чтобы за счет поршневого эффекта не выдавить тампонажный материал из трещин.

Другой вариант борьбы с полным поглощением промывочной жидкости с использованием имеющихся тампонажных материалов проводится в следующей последовательности:

- операции по ликвидации поглощения по этому варианту проводятся после отбуривания интервала 0,5–1,0 м после начала поглощения (на случай подсечения других параллельных трещин);

- извлекается керноприемник, а буровой снаряд устанавливается на 0,5–1,0 м от забоя (над зоной поглощения);

- подготовленный, как указано выше, тампонажный материал выливается из ведра в колонну бурильных труб и прокачивается буровым насосом. В этом случае тампонажный материал более глубоко задавливается в трещины за счет давления бурового насоса. Об эффективности тампонирования этой зоны можно сразу судить по возрастанию давления на манометре бурового насоса (при этом надо убедиться в том, что тампонажный материал не остановился в коронке).

Рецептура тампонажной смеси на основе дизельного топлива, *N-SEAL* и бентопорошка дана ниже.

В ведро емкостью 18,9 л залить или засыпать:

дизельное топливо – 15 л,

N-SEAL – 2–3 сухих литра (перемешать),

бентопорошок *QUIK-GEL* – 3–4 сухих литра (перемешать).

Приготовленную смесь перемешать, залить в снаряд без керноприемника и доставить на забой по схеме, изложенной выше.

Если результат тампонажных работ отрицательный, следует еще раз провести тампонирование с повышенным содержанием материалов. Если повторный тампонаж положительных результатов не дал, вероятно, была встречена большая трещина, которую имеющимися тампонажными материалами перекрыть невозможно.

В этом случае возможно перекрытие ствола колонной обсадных труб (при малой глубине трещиноватой зоны и значительной проектной глубине скважины) или продолжение бурения без выхода промывки.

При катастрофическом поглощении промывочной жидкости, когда в процессе бурения давление на манометре бурового насоса отсутствует

и очень трудно уловить подклинивание керна, в керноприемнике целесообразно вместо полиэтиленовой втулки индикатора посадки керноприемника установить стальную втулку и пружину (слабую зеленую или более жесткую синюю) – клапан «сухой» скважины.

Борьба с вибрацией бурильной колонны при полном поглощении промышленной жидкости и низком статическом уровне подземных вод такова:

1. Использование смазки для бурильных труб *IDP 214* (или аналогичной), которая наносится на трубы при спуске снаряда и на каждую бурильную трубу при наращивании.

2. Использование жидкого пенообразующего вещества *QUIK-FOAM* в комбинации с реагентом *EZ-MUD DP* в следующей пропорции:

вода – 15 л;

QUIK-FOAM – 1–2 литра (перемешать);

EZ-MUD DP – 1 колпачок (перемешать).

Смесь тщательно перемешать и в процессе бурения периодически подливать в зазор между обсадными и бурильными трубами.

Использование пенообразующего реагента *QUIK-FOAM* в качестве добавки к буровому раствору при бурении комплексами ССК нецелесообразно в связи с тем, что при срабатывании манжет сигнализатора при подклине керна давление на манометре бурового насоса поднимется не сразу, а только после сжатия пузырьков воздуха в растворе (за это время можно приречь коронку).

Подготовка скважины к геофизическим исследованиям. Как известно, скважина считается сданной заказчику, если кроме обеспечения планового выхода керна проведены инклинометрия и весь необходимый комплекс скважинных геофизических исследований. Для этого скважина должна свободно пропускать до забоя геофизические приборы, а в процессе проведения геофизических исследований стенки ее ствола должны сохранять устойчивость.

Для этого необходимо:

- надежно обсадить трубами четвертичные отложения и верхний интервал выветрелых и разрушенных коренных пород;

- в процессе бурения скважины использовать буровые растворы, обеспечивающие устойчивость стенок скважины;

- перед проведением геофизических исследований (или во время гамма-каротажа, который проводится в бурильных трубах без керноприемника) приготовить в миксере специальный буровой раствор по следующей рецептуре (с использованием бентопорошка):

бентопорошок – 25–30 кг/м³;

PAC-R – 2–3 колпачка /м³ (0,7–1,0 сухой литр);

N-SEAL – 15–25 кг/м³.

После проведения гамма-каротажа закачать приготовленный раствор в бурильные трубы до выхода его из скважины. При подъеме бурильных труб производить подкачку этого раствора через отводной шланг насоса в зазор между обсадными и бурильными трубами, чтобы скважина была постоянно заполнена раствором.

Ниже приводится рецептура специального бурового раствора для этих же целей без использования бентопорошка:

PAC-R – 2–4 сухих литра /м³;

EZ-MUD DP – 1–2 сухих литра /м³;

N-SEAL – 15–25 кг/м³.

Пути экономии реагентов и очистка бурового раствора от шлама.

В связи с высокой стоимостью реагентов и невозможностью в большинстве случаев нормально работать без них следует принимать следующие основные меры по их экономии:

1) не допускать попадания дождя и снега в мешки с реагентами, так как намокший реагент превращается в комки, которые практически невозможно распушить в миксере. Для перемешивания порошкообразных реагентов с дизельным топливом должно быть отведено специальное ведро, в которое также не должна попадать влага;

2) надежно обсаживать трубами четвертичные отложения и верхний интервал выветрелых и разрушенных коренных пород. Это позволит в дальнейшем работать на буровых растворах с меньшим содержанием полимеров;

3) организовать надежное улавливание выходящего из скважины бурового раствора (после установки кондуктора) с выводом его в секцию рабочей емкости для неочищенного раствора.

8.3.2. Оснащение бурового агрегата оборудованием и емкостями для приготовления и очистки буровых растворов

Оснащение бурового агрегата должно быть таким, чтобы, в частности, при внезапной встрече скважины с зоной интенсивно раздробленных и перемятых пород можно было без дополнительных потерь времени перейти на новый вид бурового раствора.

Приготовление раствора с помощью миксера в рабочей емкости (емкости, из которой берется раствор для подачи его в скважину) даже из одного реагента *EZ-MUD DP* при работающем буровом насосе нежелательно в связи с тем, что на хrapке всасывающего шланга насоса могут налипать недостаточно распустившиеся частицы полимера, которые при дальнейшем распускании могут перекрыть отверстия хrapка насоса, что приведет к прекращению

подачи раствора в скважину. Кроме того, нераспустившиеся частицы полимера через перегородку могут уходить в другую половину рабочей емкости, где будут оседать на дне. Таким образом, в рабочую емкость следует сливать уже раствор, приготовленный в другой емкости.

На рис. 8.2 показана схема размещения емкостей и оборудования для приготовления и использования бурового раствора.

Каждый буровой агрегат должен быть оснащен высокооборотным миксером 3 для приготовления бурового раствора. Емкость 2 с миксером 3 должна быть расположена внутри бурового здания и иметь широкую горловину на дне емкости с пробкой для быстрого и полного слива готового раствора. Для улучшения слива раствора дно емкости должно иметь небольшой уклон в сторону горловины для слива.

Около буровой должна быть расположена двухсекционная рабочая емкость 4 с перегородкой. В одну секцию (б) сливается готовый раствор, а оттуда же закачивается буровым насосом 7 раствор в скважину 8. Выходящий из скважины раствор со шламом поступает в другую секцию емкости 5, где шлам отстаивается, а верхняя часть отстоявшегося раствора переливается через перегородку в секцию для чистого раствора.

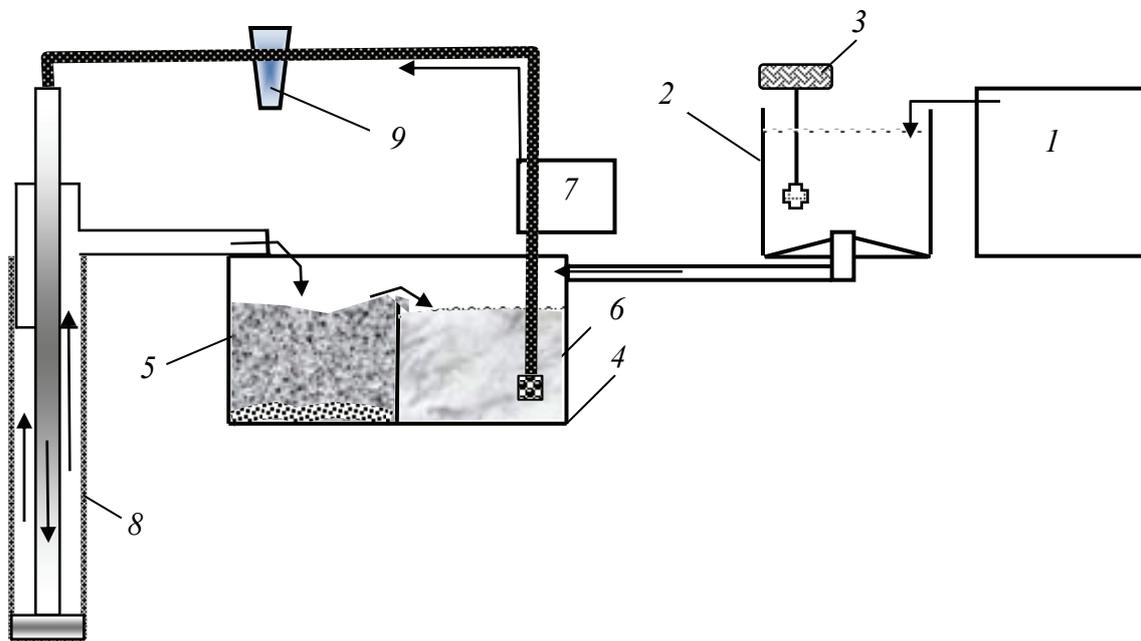


Рис. 8.2. Схема размещения емкостей и оборудования для приготовления и использования бурового раствора: 1 – емкость для чистой воды; 2 – емкость для приготовления раствора; 3 – миксер; 4 – емкость (зумпф) с используемым раствором; 5 – отдел зумпфа с поступающим из скважины раствором; 6 – отдел зумпфа с очищенным раствором; 7 – буровой насос; 8 – скважина с буровым инструментом; 9 – гидроциклон

Около буровой должна быть также емкость для чистой воды 1, откуда вода закачивается в емкость 2 буровым насосом (во время подъема и спуска керноприемника, когда насос свободен) или другим специальным насосом. Чистая вода подается в емкость 2. В зимнее время должно быть предусмотрено отопление и утепление емкостей.

Организовать очистку бурового раствора от шлама можно с помощью гидроциклона. Для этой цели используют гидроциклон, схема которого дана на рис. 8.3.

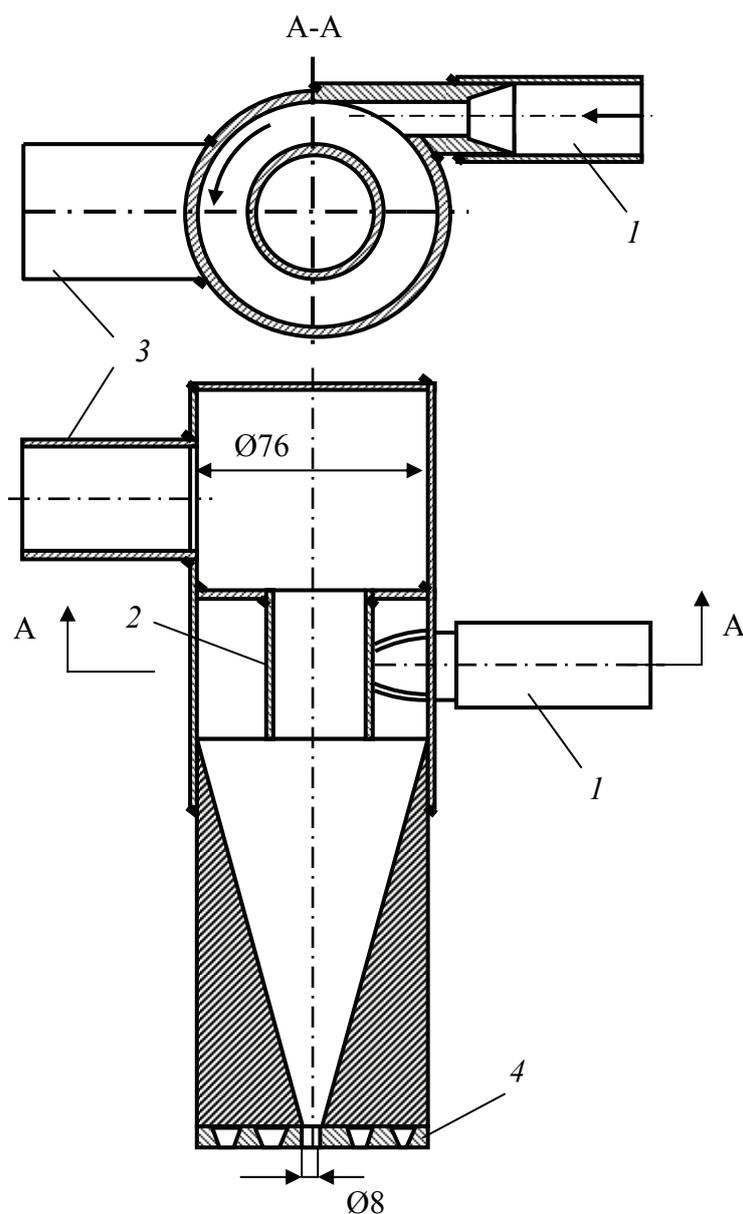


Рис. 8.3. Гидроциклон для очистки бурового раствора: 1 – патрубок для подачи раствора; 2 – центральный патрубок; 3 – боковой патрубок; 4 – пластина с отверстиями для отвода шлама

Неочищенный буровой раствор поступает от шламового насоса (насоса, подающего раствор из емкости *б*, см. рис. 8.2) в патрубок *1* по касательной к внутренней поверхности цилиндрической части гидроциклона, за счет чего раствор в гидроциклоне закручивается. Внутренний диаметр цилиндрической части гидроциклона – около 76 мм. За счет центробежной силы частицы шлама отбрасываются к стенкам гидроциклона. Далее раствор поступает в коническую часть гидроциклона, при этом из центральной части вращающегося столба жидкости очищенный раствор по центральному патрубку *2* и верхнему боковому патрубку *3* выходит из гидроциклона. Шлам с небольшой частью раствора идет вниз и сбрасывается через насадку, диаметр которой регулируется передвижением пластины *4* и может составлять 4; 6; 8; 10 и 11 мм. Пластина к корпусу гидроциклона крепится болтом.

Очищенный раствор подается в скважину, а шлам с небольшой частью раствора сбрасывается за пределы емкости с раствором.

8.3.3. Добавки к буровым растворам и тампонажные смеси компании *Atlas Copco*

Компания *Atlas Copco* предлагает в качестве добавок к буровым растворам четыре продукта:

Superdrill – при бурении твердых горных пород для увеличения ресурса буровых коронок, снижения трения колонны о стенку скважины и вибрации;

Supermix – при бурении рыхлых и малосвязных горных пород для повышения выхода керна и устойчивости стенок скважины;

Claystab – при бурении глиносодержащих пород для снижения набухаемости пород;

Superfoam – при бурении с очисткой забоя воздухом для снижения налипания выносимой из скважины породы и образования сальников и повышения выносной способности очистного газообразного агента, что исключает набухание глины.

В качестве добавки для приготовления тампонажной смеси рекомендуется *Superplug* – реагент для приготовления тампонажного раствора при бурении в условиях поглощения бурового раствора.

Superdrill представляет собой не загрязняющую окружающую среду, биологически разлагаемую смесь жиров в органическом растворителе. Реагент продлевает срок службы алмазной буровой коронки и улучшает эксплуатационные характеристики бурового инструмента в связи со снижением трения, что, в свою очередь, приводит к снижению вибрации снаряда и обеспечивает более благоприятный температурный режим работы алмазной коронки. Уменьшение трения и вибрации снижает крутящий момент при бурении, изнашивание бурильной колонны и другого оборудования. Отмечается также снижение коррозии бурового инструмента.

Концентрация данного реагента *Superdrill* приведена в табл. 8.7.

Добавка *Superdrill* имеет очень низкую токсичность, не является опасной при возникновении возгораний и попадании на кожу и не требует специальных мер предосторожности при работе с ней.

Supermix представляет собой не загрязняющий окружающую среду, нетоксичный биологически разлагаемый полимер, который при разбавлении водой образует молекулярные цепи, осаждающиеся на стенках скважины, керна и увеличивает их стабильность и целостность. Добавка повышает устойчивость стенок ствола скважины и сохранность керна при бурении рыхлых горных пород, облегчает извлечение керна из керноотборника, смазывает колонну и снижает крутящий момент при бурении. Смазывающие свойства добавки обеспечивают лучшую извлекаемость обсадных труб из скважины и повышают скорость бурения. Может использоваться с соленой водой.

Концентрация добавки *Supermix* приведена в табл. 8.8.

Таблица 8.7

Рекомендуемые концентрации реагента *Superdrill*

Характеристика породы	Абразивные и слабоабразивные породы средней и высокой твердости	Неабразивные породы высокой и очень высокой твердости	Сильноабразивные породы очень высокой твердости
Концентрация <i>Superdrill</i>	0,2 % (2 литр на 1 000 литров воды)	0,2–0,3 % (2–3 литра на 1 000 литров воды)	0,3–0,4 % (3–4 литра на 1 000 литров воды)

Таблица 8.8

Рекомендуемые концентрации добавки *Supermix*

Условия бурения	Концентрация добавки в жидком виде	Концентрация добавки в виде порошка
Отбор керна с помощью съемного или тонкого кольцевого керноотборника	0,05–0,2 % (0,5–2 литр на 1 000 литров воды)	0,5–2 кг на 1 м ³ воды
Бурение или отбор керна в песчаных, рыхлых песчаниках, порошковатых аспидных сланцах, распавшихся гранитах и аллювиальных породах	0,1–0,2 % (1–2 литр на 1 000 литров воды)	1–2 кг на 1 м ³ воды
Облегчение извлечения обсадных труб	0,05–0,1 % (0,5–1 литр на 1 000 литров воды)	0,5–1 кг на м ³ воды

При низких концентрациях *Supermix* перекачивается подобно воде, но при высоких прокачиваемость раствора снижается.

Claystab представляет собой биологически разлагаемый полимер, который снижает набухаемость горных пород. Эта добавка в буровой раствор

повышает эффективность бурения в вязких набухающих или пластичных породах типа вязкопластичных глин, разбухающих мергелей и др.

Основные преимущества, получаемые при использовании *Claystab*, состоят:

- в предотвращении разбухания керна во внутренней керноприемной трубе;
- стабилизации набухания породы, повышении устойчивости стенок скважины и уменьшении заедания инструмента в ней;
- улучшении гидравлических характеристик и удалении бурового шлама;
- снижении крутящего момента;
- облегчении извлечения обсадных труб из скважины.

Концентрация добавки *Claystab* приведена в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Рекомендуемые концентрации добавки *Claystab*

Условия бурения	Концентрация реагента
Бурение и отбор керна в глинах и мергелях	0,2–0,3 % (2–3 литра на 1 000 литров воды)
Извлечение обсадных труб из вязких пород	0,2–0,4 % (2–4 литра на 1 000 литров воды)
Извлечение обсадных труб в обычных, несложных условиях	0,02 % (0,2 литра на 1 000 литров воды)

Superfoam представляет собой не загрязняющую окружающую среду, не токсичную, биологически разлагаемую смесь поверхностно-активных веществ и стабилизирующих полимеров. Рекомендуется применять для бурения с очисткой забоя воздухом. Реагент вызывает сильное пенообразование, способствует удалению шлама, стабилизирует глину и слабосцементированные породы. Может применяться во взаимодействии с соленой водой, при этом он полностью совместим с *Claystab* и *Supermix* при бурении очень рыхлых и слабосцементированных пород.

Концентрация реагента в растворе должна быть 3–7 литров на 1 000 л воды. Приготовленный раствор следует вводить через бурильные трубы путем закачивания нескольких литров смеси, добавляя в процессе бурения воздух. В случае обрушения стенок скважины рекомендуется добавить к полученной смеси с *Superfoam* еще 1 кг *Supermix*.

Примеры применения добавок в буровой раствор (16)

1. Порода: песок.

Керноотборник: *Geobor* (соответствует *PQ*) с кернорвателем корзиночного типа и без него.

Коронка: вооружение – карбид титана, направляющий профиль.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: *Supermix* в количестве 1 л на 1 000 л воды. Используется также *Claystab* для облегчения извлечения керна из внутренней керноприемной трубы (концентрация – 1 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100 %-ное извлечение керна из однородного песка, керн полностью те-рял свое искусственно полученное сцепление через два часа.

Примечание. В некоторых скважинах к буровому раствору добавляли соль для пре-дотвращения обрушения породы.

2. Порода: мергели со слоями пластичной глины.

Керноотборник: *Geobor S* (соответствует размеру *PQ*).

Коронка: вооружение – карбид титана, направляющий профиль.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: *Claystab* в количестве 4 л на 1 000 л воды. Используется *Supermix* в количестве 0,3 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100 %-ное извлечение керна.

3. Порода: гранит.

Керноотборник: съемный размера *B*.

Коронка: импрегнированная алмазная.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем типа *Diamec*.

Использованные добавки: *Superdrill* в количестве 4 л на 1 000 л воды.

Результаты: 100 %-ное извлечение керна с одновременным увеличением срока службы коронки и скорости проходки на 10 %.

Примечание. Обнаружено, что при добавлении 0,2 л *Supermix* на 1 000 л воды пол-ностью исчезала вибрация.

4. Порода: рыхлый или слабосцементированный песок с гравием и галькой.

Керноотборник: *Geobor S* с гильзой из поливинилхлорида и кернорвателем корзи-ночного типа.

Коронка: алмазная для двойных труб.

Буровой станок: с вращателем шпиндельного типа.

Использованные добавки: *Supermix* в количестве 1 л на 1 000 л воды. Используется также *Claystab* (концентрация 0,5 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100 %-ное извлечение керна на интервале бурения более 1 000 м.

5. Порода: сланцеватая и компактная глина с раздробленными слоями кварца.

Керноотборник: съемный размера *P, H, N*.

Коронка: импрегнированная алмазная.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: *Supermix* в количестве 0,7 л на 1 000 л воды. Использует-ся также *Superdrill* (концентрация 4 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100 % -ное извлечение керна.

Примечание. Были большие потери воды, но эта проблема была решена с помощью добавления 25 кг хлорида калия на 1 000 л воды.

6. Порода: сильнодробленый и растрескивающийся доломит со слоями глины и мергеля.

Керноотборник: съемный размера *H*.

Коронка: импрегнированная алмазная.

Буровой станок: гидрофицированный вращатель шпиндельного типа.

Использованные добавки: *Supermix* в количестве 0,5 л на 1 000 л воды. *Claystab* в коли-честве 4 л на 1 000 л воды. Используется также *Superdrill* (концентрация 2 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100%-ное извлечение керна, включая слои глины и мергеля, в течение всего срока контакта (1 500 м).

Примечание. Вначале использовали только воду, а затем бентонит. В обоих вариантах удавалось извлекать только 5 % керна.

7. Порода: рыхлый гравий с песком и галькой.

Керноотборник: *T6-101* и *T6-131*.

Коронка: импрегнированная алмазная.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем (*Mustang A-32*).

Использованные добавки: *Supermix* в количестве 1–1,3 л на 1 000 л воды. Циркуляция прекращалась при следующих скоростях: для обсадных труб при 1 000 л на метр, при отборе керна – при 500–800 л на метр.

Результаты: 100%-ное извлечение керна.

Примечание. Крепление обсадными трубами проводили при бурении до 48 м, отбор керна до глубины 160 м.

Superplug – однокомпонентная жидкость. Для сокращения времени реакции в раствор можно добавлять катализатор *Superplug C*. *Superplug* вступает в реакцию с водой, поэтому применяется для закупоривания трещин на интервалах потери циркуляции промывочного раствора или стабилизации грунта при циркуляции раствора с добавленным в него *Superplug*.

Реакция отверждения раствора с *Superplug* происходит в две стадии (см. рис. 8.4):

- индукционный период, при котором вязкость раствора остается постоянной и происходит заполнение трещин за счет давления нагнетания;
- период реакции, когда образуется твердая пена с огромным увеличением объема, что автоматически приводит к вторичному проникновению раствора в поры и трещины вне зависимости от давления нагнетания.

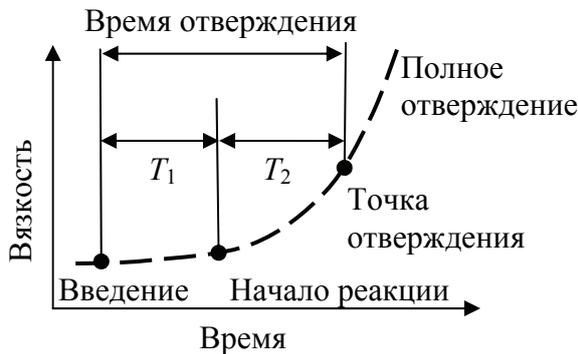


Рис. 8.4. Стадии отверждения раствора с *Superplug*: T_1 – индукционный период; T_2 – время реакции

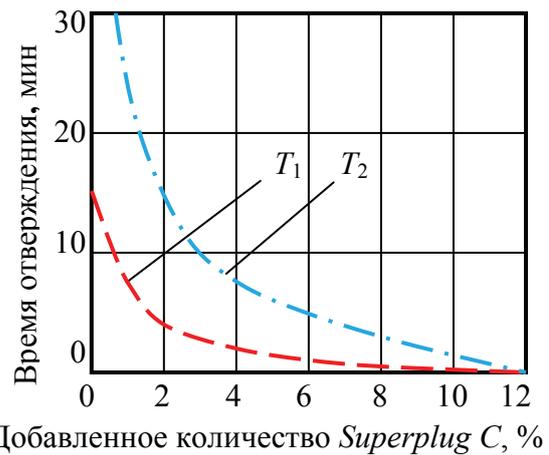


Рис. 8.5. Время отверждения раствора с *Superplug* в зависимости от количества добавленного *Superplug C* при рабочей температуре 20 °C: T_1 – индукционный период; T_2 – время реакции

Процесс отверждения заканчивается за относительно короткое время. Получаемый после отверждения материал имеет прочность до 400 Н/см^2 . После отверждения пены ее можно сразу же разбуривать.

Superplug C представляет собой специальный катализатор, который можно добавлять для сокращения времени реакции до 2–20 минут. На рис. 8.5 приведен график сроков отверждения пены в зависимости от количества добавленного в раствор *Superplug C*.

Порядок применения Superplug:

1. Перед началом любой цементации пеной желательно измерить температуру, установить качество воды и т. п. с целью определения времени реакции в конкретных условиях производства работ. Для этого следует добавить измеренное количество *Superplug C* в чистую и сухую емкость с известным количеством *Superplug*, обычно в объеме 2–10 % по объему. Смесь нужно смешать с водой и дождаться полного отверждения, зафиксировав время реакции.

2. Перед тампонируванием колонну бурильных труб с извлеченным из нее керноприемником (колонна ССК) подвешивают над забоем скважины на расстоянии 0,5–0,7 м, достаточным для опорожнения колонны, и снимают промывочный вертлюг. При выдавливании смеси из колонны последняя приподнимается по мере заполнения скважины, с тем чтобы выдавливаемая смесь не размазалась по стенкам скважины буровым снарядом (см. рис. 8.6, а).

3. В бурильные трубы устанавливается резиновая пробка и продвигается вниз по трубе на 1–2 метра (рис. 8.6, б). Если в бурильных трубах имеются какие-либо высадки или муфты, то резиновую пробку нужно поставить на этом участке с суженным диаметром ствола, но для бурильных труб с внутренней высадкой не рекомендуется использовать *Superplug*.

4. *Superplug* и *Superplug C* смешивают в пропорции, которую использовали при контрольных испытаниях. Приготовленная смесь заливается в колонну бурильных труб с помощью воронки (рис. 8.6, в).

5. Выше смеси, залитой в колонну, устанавливается одна или лучше две резиновые пробки (рис. 8.6, г).

6. Ставится на место промывочный вертлюг, включается буровой насос и производится продавливание пробок и смеси через колонну бурильных труб. После продавливания, когда самая верхняя пробка выйдет из колонны, давление в колонне значительно снизится (рис. 8.6, д, е).

7. Как только смесь будет продавлена и давление нагнетания резко снизится, прекращается прокачивание, а колонна приподнимается, для того чтобы ее нижняя часть отошла от смеси. Далее выдерживают временной интервал, достаточный для отверждения смеси, добавив к контрольному времени 5–10 минут (рис. 8.6, ж, з).

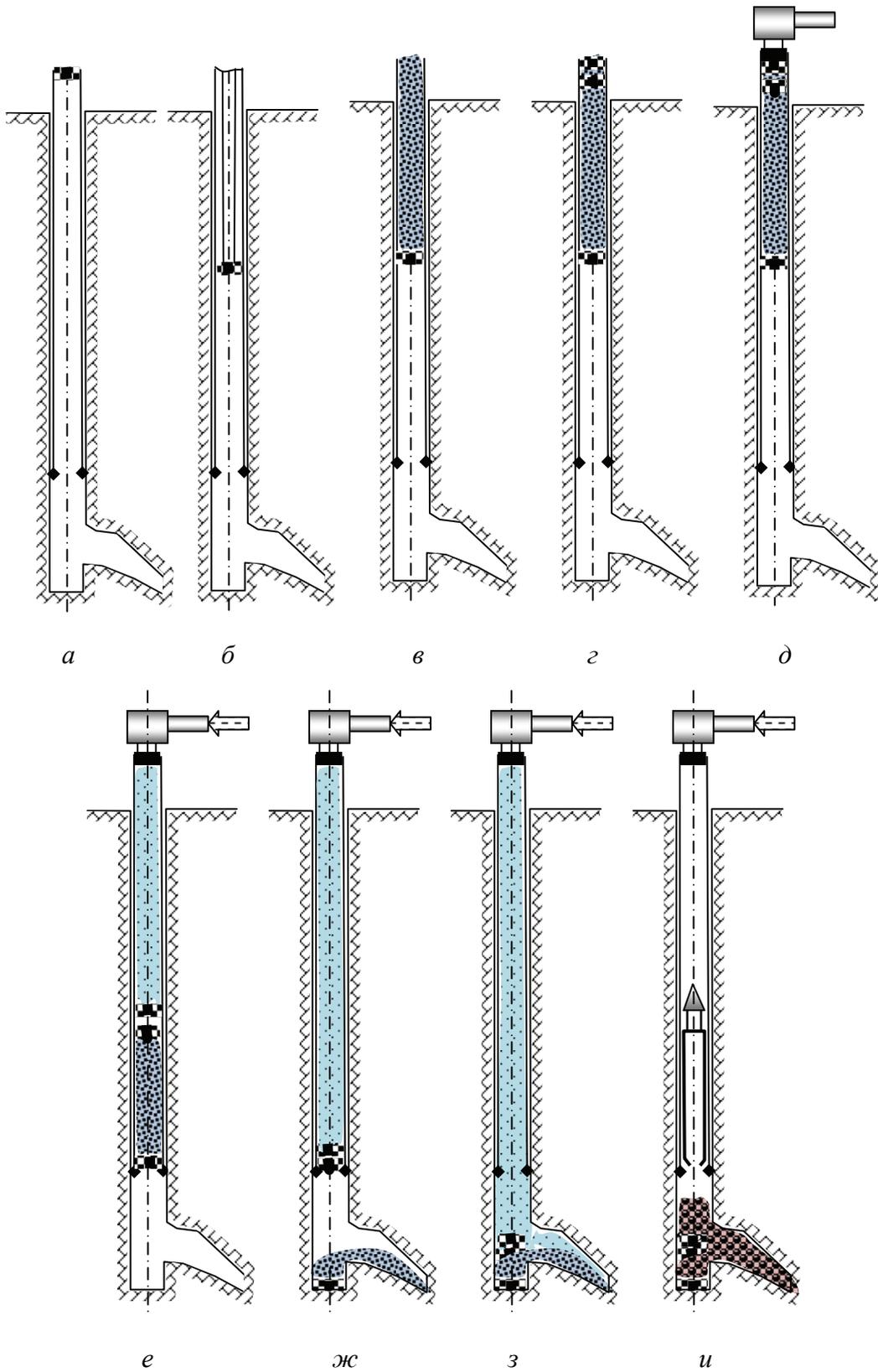


Рис. 8.6. Схемы (а-и), поясняющие процесс ликвидации осложнения при бурении с помощью смеси *Superplug*

8. После отверждения смеси в колонну опускают керноприемник и производят разбуривание твердой пены (рис. 8.6, и).

Superplug можно использовать в сочетании с наполнителем (золой, цементом и т. д.).

8.3.4. Средства и технологии ликвидации геологических осложнений отечественного производства

К основным способам ликвидации геологических осложнений можно отнести тампонирующее цементирование зоны осложнений цементными растворами путем закачивания их через колонну буровых труб или доставки в скважину в контейнере [6, 15].

В ряде случаев для ликвидации осложнений возможно применение разнообразных синтетических смол.

Известны и другие способы ликвидации осложнений, которые изложены в работах [6, 14, 20].

Одним из самых эффективных и новых средств, предназначенных для предупреждения и ликвидации геологических осложнений, возникающих в процессе бурения скважин, является тампонажная смесь ЛП, разработанная специалистами НПК «Геотехнология».

Тампонажная смесь ЛП представляет собой вязкую пастообразную систему, обладающую гидроизолирующими и крепящими свойствами. После доставки в зону осложнения, взаимодействуя с водой или глинистым раствором, превращается в резиноподобную массу, увеличиваясь в объеме от 10 до 50 раз в течение 3–5 минут. Устойчива к минерализации до 15–50 г/дм³; плотность вещества 1,45–1,63 г/см³; рН 6–7; не замерзает до температуры (–35 °С).

При понижении температуры (ниже (–10 °С)) наблюдается увеличение вязкости смеси, но при этом характерно полное восстановление свойств после циклического замораживания-оттаивания.

Применение тампонажной смеси ЛП при бурении скважин в сложных геологических условиях позволяет успешно решать следующие задачи:

- ликвидация поглощений промывочной жидкости, возникающих при бурении скважин различного назначения;
- крепление неустойчивых интервалов буровзрывных скважин, склонных к обрушению и вывалообразованию;
- изоляция обсадных колонн и разобщение горизонтов.

Ликвидация поглощения промывочной жидкости. Наиболее распространенным видом осложнений в практике бурения геологоразведочных скважин является поглощение промывочной жидкости, сопровождаемое потерей бурового раствора и вероятностью прихвата бурового снаряда по причине нарушения гидростатического баланса и скопления шлама в скважине.

В зависимости от назначения скважины и от применяемого бурового инструмента технология ликвидации поглощения промывочной жидкости с помощью тампонажной смеси ЛП осуществляется следующим образом.

Технология ликвидации поглощения промывочной жидкости при бурении скважин комплексом со съёмным керноприемником (ССК):

1) при возникновении поглощения промывочной жидкости остановить бурение, извлечь керноприемник. В случае необходимости допускается углубка скважины, но не более чем на 1–2 м от интервала возникновения зоны поглощения;

2) после извлечения керноприемника приподнять снаряд от забоя на 0,3–0,5 м;

3) в бурильную колонну установить нижнюю продавочную пробку из плотной бумаги;

4) протолкнуть пробку вниз по колонне с учетом предполагаемого объема заливаемой тампонажной смеси;

5) в поставляемой таре перемешать тампонажную смесь до однородного состояния;

6) залить в бурильные трубы расчетное количество тампонажной смеси. Количество смеси зависит от технических характеристик бурового насоса и колеблется в пределах 3–5 л на одно тампонирование в зависимости от диаметра скважины (указанное количество смеси не рекомендуется превышать по экономическим соображениям);

7) установить верхнюю продавочную пробку;

8) с помощью бурового насоса промывочной жидкостью (водой) продавить смесь, доставив ее в зону поглощения, после чего выключить насос. Сигналом доставки смеси в зону поглощения служит падение давления на манометре до минимального значения;

9) для активации тампонажной смеси и равномерного распределения ее в поглощающем интервале произвести вращение снаряда с частотой порядка 150 мин^{-1} в течение 2–3 минут;

10) включить насос и убедиться в восстановлении циркуляции промывки;

11) продолжить бурение.

Восстановление циркуляции промывочной жидкости после доставки смеси в зону поглощения и перемешивании (активации) ее с буровым раствором происходит в течение 3–5 минут.

Технология ликвидации поглощения промывочной жидкости при бурении скважин одинарными колонковыми снарядами:

1) при возникновении поглощения промывочной жидкости остановить бурение, зафиксировав керн в колонковой трубе. В случае необходимости допускается углубка скважины, но не более чем на 1–2 м ниже интервала поглощения промывочного раствора;

- 2) извлечь буровой снаряд из скважины;
- 3) подготовить контейнер для доставки тампонажной смеси ЛП в зону поглощения или водопроявления. С целью снижения времени на ликвидацию поглощения рекомендуется использовать колонковую трубу, которой осуществляется бурение. Для этого необходимо извлечь из нее поднятый с забоя керн, предварительно отсоединив буровую коронку;
- 4) в колонковую трубу, освобожденную от керна, установить пробку из плотной бумаги и протолкнуть ее на глубину с учетом предполагаемого объема заливаемой смеси;
- 5) приподняв нижний конец колонковой трубы, наполнить трубу расчетным количеством смеси. Для удобства заполнения контейнера (колонковой трубы) рекомендуем воспользоваться нагнетательным шприцем. Количество смеси зависит от технических характеристик бурового насоса и колеблется в пределах 3–4 л на одно тампонирующее для скважин диаметром 59 или 76 мм (указанное количество смеси не рекомендуется превышать по экономическим соображениям);
- 6) установить нижнюю пробку из плотной бумаги в месте установки кернорвального кольца и присоединить буровую коронку;
- 7) опустить контейнер (колонковую трубу) на бурильных трубах в скважину и убедиться, что он дошел до забоя;
- 8) приподнять контейнер (колонковую трубу) от забоя на величину 0,3–0,5 м;
- 9) с помощью бурового насоса промывочной жидкостью продавить тампонажную смесь ЛП, доставив ее в зону поглощения, после чего выключить насос. Сигналом доставки смеси в зону поглощения служит падение давления на манометре до минимального значения;
- 10) для активации тампонажной смеси и равномерного распределения ее в поглощающем интервале следует произвести вращение снаряда с частотой вращения 150 мин^{-1} в течение 2–3 минут;
- 11) включить насос и убедиться в восстановлении циркуляции;
- 12) восстановление циркуляции промывочной жидкости после доставки смеси в зону поглощения и активации ее происходит в течение 3–5 минут;
- 13) после восстановления циркуляции промывочной жидкости, не извлекая бурильную колонну из скважины, продолжить бурение.

Крепление неустойчивых интервалов скважин, склонных к обрушению и вывалообразованию. При бурении по несвязным горным породам и насыпным грунтам, склонным к обрушению и вывалообразованию, возникают поглощения промывочной жидкости, вывалы и обрушения стенок скважины. Применение полимерглинистого раствора в таких случаях не всегда целесообразно, так как указанные породы имеют высокую степень проницаемости, в связи с чем имеет место полное поглощение промывочной жидкости.

Наиболее традиционным способом крепления таких зон является изоляция неустойчивых интервалов обсадными трубами методом «бурения с опережающим спуском обсадных труб». Однако этот способ связан с увеличением металлоемкости скважин и значительными затратами времени на проведение изоляционных работ.

Использование тампонажных смесей ЛП вместо обсадных труб позволяет значительно снизить стоимость метра бурения таких скважин за счет снижения металлоемкости и уменьшения времени на изоляцию неустойчивых горизонтов.

Как только стало очевидно, что применяемый глинистый раствор не способствует закреплению стенок и формированию ствола скважины, следует воспользоваться тампонажным раствором ЛП.

Технология изоляции и крепления стенок скважины при бурении по несвязным горным породам и насыпным грунтам заключается в следующем:

1) после извлечения из скважины бурового снаряда в скважины через устье заливается тампонажная смесь ЛП в расчетном объеме, который зависит от проницаемости горных пород, диаметра скважины и мощности интервала неустойчивых пород. При плотности 1,5–1,6 г/см³ тампонажная смесь опускается на забой под собственным весом;

2) собирается тампонирующий снаряд, состоящий из колонковой трубы стандартного диаметра, приближенного к диаметру скважины, и шарошечного долота с заглушенным отверстием для промывки. Длина снаряда должна незначительно превышать мощность интервала крепления;

3) снаряд опускается в скважину, и с минимальной частотой вращения без подачи промывочной жидкости разбуривается интервал обрушения породы до забоя. При этом тампонажная смесь, контактируя с водой, активируется, превращаясь в нетвердеющую, гигроскопичную массу, которая, проникая в пустоты и поры горной породы, связывает ее, формируя устойчивый ствол скважины;

4) бурение по неустойчивым породам должно осуществляться с использованием глинистого раствора, обработанного полимерными реагентами;

5) если мощность интервала неустойчивых пород составляет 10 и более метров, тампонажную смесь, предварительно разбавленную водой до состояния, прокачиваемого буровым насосом (поршневым или плунжерным), можно применять в качестве промывочной жидкости с эффектом крепления стенок скважины.

Изоляция обсадных колон и разобщение горизонтов. Механическое закрепление стенок скважины обсадными трубами, являясь наиболее универсальным, надежным и самым распространенным способом изоляции интервалов осложнений, в то же время значительно увеличивает себестоимость буровых работ. Процент извлечения обсадных труб после окончания бурения не превышает 30–40 %, а оставленные в скважине трубы после завершения ее

бурения оказывают негативное воздействие на экологию водоносных горизонтов, вскрытых при проходке скважины. Кроме того, перекрытие обсадными трубами неустойчивых интервалов в трещиноватых породах не обеспечивает надежной изоляции скважины, вследствие чего высока вероятность выхода промывочной жидкости в затрубное пространство обсадной колонны, что значительно осложняет процесс бурения скважины.

Для предотвращения выхода промывочной жидкости из затрубного пространства, обеспечения разобщения водоносных горизонтов, вскрытых при бурении скважины, а также для беспрепятственного извлечения колонны обсадных труб кольцевой зазор между стенкой скважины и обсадными трубами целесообразно изолировать тампонажной смесью ЛП.

Нетвердеющая, гигроскопичная масса, образованная тампонажной жидкостью ЛП, заполняя заколонное пространство обсадных труб, обеспечивает 100 %-ную изоляцию последних и значительно облегчает процесс извлечения труб из скважины после окончания бурения. Предлагаемая технология позволяет увеличить процент извлечения колонн обсадных труб до 80 %.

Технология изоляции заколонного пространства скважины осуществляется аналогично процессу цементирования колонны обсадных труб и заключается в следующем:

- 1) опустить в скважину колонну обсадных труб до забоя;
- 2) убедиться, что трубы находятся на забое, а затем приподнять их на 10–15 см;
- 3) рассчитать объем заколонного пространства, учитывая коэффициент разработки ствола скважины;
- 4) в емкости смешать тампонажную смесь ЛП с водой в примерном соотношении 1:10 и довести полученную консистенцию до состояния текучести, увеличивая водную составляющую с тем, чтобы ее можно было закачать насосом в скважину или залить через устье вручную;
- 5) расчетное количество залитой в скважину тампонажной смеси продавить промывочной жидкостью (технической водой, глинистым раствором) до выхода смеси на устье скважины из заколонного пространства, после чего выключить насос;
- 6) проворачивая обсадную колонну с минимальной частотой вращения, опустить ее на забой и продолжить вращение в течение 3–4 минут;
- 7) продолжить бурение в соответствии с техническим проектом скважины.

Описанные выше технологии позволяют использовать тампонажные смеси ЛП для изоляции промежуточных обсадных колонн при сооружении водозаборных скважин на ранних стадиях проведения поисковых работ, что значительно сократит время на ожидание затвердевания цемента и позволит при проведении ликвидационных работ извлечь обсадные трубы из скважины.

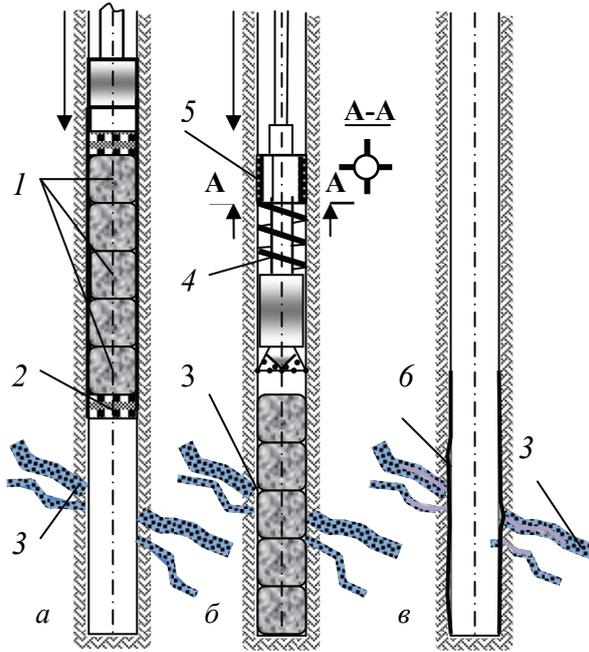


Рис. 8.7. Схемы, поясняющие исполнение метода «сухого» тампонирувания скважины: а – спуск БСС в колонковой трубе; б – спуск компоновки для разбуривания и затирания БСС; в – результат тампонирувания после завершения работ; 1 – мешочки с БСС; 2 – нижняя и верхняя пробки; 3 – зона осложнення; 4 – шнек с левым направлением навивки реборд; 5 – затир; 6 – затертая в трещины БСС

Способ «сухого» тампонирувания предназначен для ликвидации частичных и полных поглощений промывочной жидкости при бурении.

Сущность способа заключается в доставке сухой БСС (40–50 % цемента М400 или М500 и 40–50 % гипса или алебаstra) в скважину и приготовлении в интервале осложнення смеси с низким водоцементным соотношением с помощью специального инструмента – шнека с левым направлением реборд с упругим резиновым затиром. В процессе тампонирувания в скважине не образуется цементного материала, так как применяемый «левый» шнек при разбуривании и перемешивании доставленной в скважину смеси БСС обеспечивает нагнетание смеси, а затир с резиновым элементом производит втирание смеси в стенки скважины, закрывая трещины и поры, фиксируя склонную к обваливанию породу.

Доставка смеси БСС производится в колонковой трубе, наполненной полиэтиленовыми пакетами со смесью, длиной 0,5–0,8 м и диаметром, равным диаметру колонковой трубы.

Порядок проведения работ при тампонирувании следующий (рис. 8.7):

1) при встрече интервала осложнення, связанного с поглощением промывочной жидкости, бурение продолжается на глубину 5–7 м ниже кровли интервала поглощения;

2) в зону поглощения доставляются полиэтиленовые мешочки, наполненные БСС и помещенные в колонковую трубу с нижней и верхней продавочными пробками (рис. 8.7, а). Возможен вариант доставки мешочков свободным спуском через ствол скважины;

3) спускается колонковый снаряд с шарошечным долотом, шнеком и затиром, производится разбуривание мешочков со смесью (рис. 8.7, б);

4) при разбуривании мешочков из скважины должна выходить промывочная жидкость, в противном случае процесс повторяется;

5) при достижении забоя скважины в случае восстановления циркуляции промывочной жидкости дается время для затвердевания смеси в скважине в течение 2–3 ч, после чего углубка скважины продолжается.

При разбурировании смеси осевая нагрузка составляет 4,0–7,0 кН, частота вращения до 100–150 мин⁻¹, количество промывочной жидкости 10–40 л/мин в зависимости от степени трещиноватости горных пород (минимум количества жидкости – при интенсивной трещиноватости, максимум – при минимальной).

Опыт применения метода «сухого» тампонирувания в ПГО «Сосновгеология» показал, что этот способ дает хорошие результаты при малой и средней интенсивности поглощения промывочной жидкости и длине поглощающих интервалов не более 5–10 метров.

Глава 9. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ И КЕРНОМЕТРИЯ

Методы направленного бурения и кернометрии способны решить многие сложнейшие технические задачи, существенно повысить качество и снизить затраты на геологоразведочные работы.

Направленное бурение – техническая система бурения скважин, включающая комплексы методов, технологий, аппаратных и технических средств, призванная решать проблему бурения скважин в заданном направлении, часто по определенно-выверенной траектории, а забой приводить в заданную проектом точку с учетом возможных допустимых отклонений.

Кернометрия – комплекс методов, технологий, аппаратных и технических средств, которые призваны получить сведения об элементах залегания горных пород по специально отобранному керну с меткой (*ориентированный керн*), положение которой на керне строго увязано с параметрами, характеризующими положение скважины в недрах на интервале отбора ориентированного керна.

9.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин

Одна основная проблема бурения скважин, особенно глубоких, – естественное искривление. Поскольку отклонение скважин от заданной траектории при проведении разведочных работ является недопустимым, важным элементом технологии проходки скважин считается применение технических средств для снижения их искривления.

9.1.1. Компоновки для снижения естественного искривления скважин при колонковом бурении

Наиболее распространенным техническим решением по снижению естественного искривления скважин при бурении с отбором керна является центрирование колонковых наборов [15, 16].

Для снижения интенсивности естественного искривления скважин эффективной может быть достаточно простая буровая компоновка, включающая кернорватель-центратор над коронкой, втулку-центратор в верхней части набора и ниппель-центратор в средней его части. Использование центрирующих наборов позволяет в 2,5 раза снизить искривление скважин и повысить выход керна.

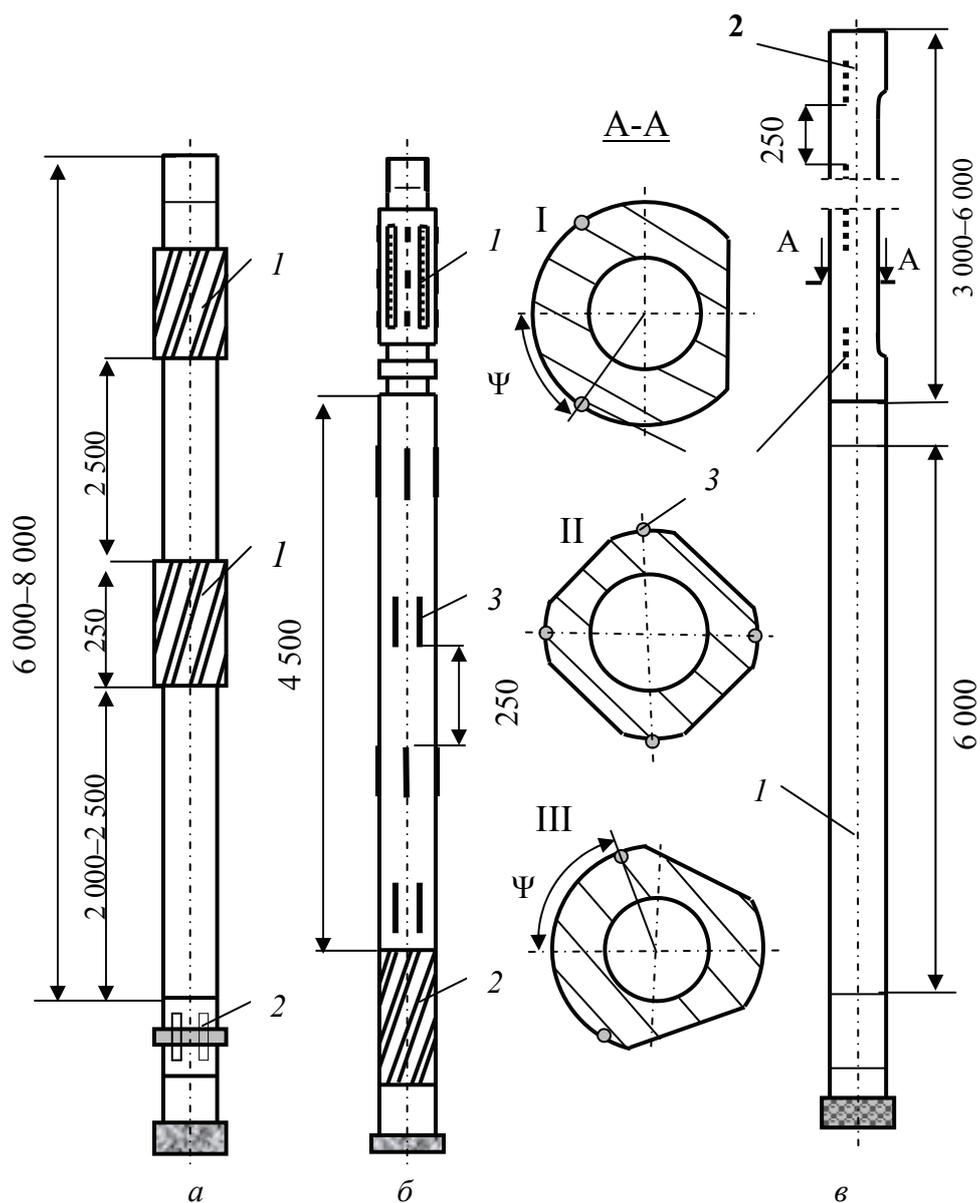


Рис. 9.1. Схемы колонковых наборов для снижения интенсивности естественного искривления: *а* – колонковый набор с центраторами; *б* – компоновка ТСБИС; *в* – колонковый набор с четырехгранным стабилизатором или с трубами со смещенным центром тяжести поперечного сечения

При определении мест установки центраторов буровой компоновки можно использовать результаты изучения износа колонковых труб при проходке скважин в конкретных горно-геологических условиях.

Основным недостатком жестких центрированных буровых компоновок является быстрый износ центраторов (ресурс 35–50 м), что снижает эффективность их использования и значительно увеличивает затраты на бурение. Колонковый набор ТСБИС (рис. 9.1, *а*) для бурения скважин диаметром 76

и 59 мм имеет повышенный (до 120–150 м) ресурс за счет исполнения верхнего центратора 1 с невращающимся при бурении корпусом (рис. 9.1, б). В состав ТСБИС входит также нижний гидродинамический центратор 2 с каналами для прохода промывочной жидкости, нарезанными по винтовой линии. Центрирование нижней части снаряда происходит как за счет минимального зазора между центратором 2 и стенкой скважины, так и вследствие возникновения при высокой частоте вращения колонны гидродинамического центрирующего эффекта. На колонковой трубе выполнены наплавки релита или сормайта 3 длиной 3–6, шириной 0,8–1,2 см, расположенные на поверхности трубы в шахматном порядке.

В ПГО «Сосновгеология» достаточно эффективными показали себя компоновки, состоящие из стандартного колонкового набора 1 и размещаемых над ним специальных труб 2 с центрирующими вставками 3 из твердого сплава. Трубы 2 могут использоваться одновременно в составе буровых компоновок и при бурении шарошечными долотами (рис. 9.1, в).

В одном из вариантов применялся четырехгранный стабилизатор 2 (II вариант поперечного сечения А-А), в других – трубы со смещенным центром тяжести, одногранные (I вариант сечения А-А) и двухгранные (компоновка с поперечным сечением А-А, вариант III), что позволяло получить компоновку со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ). Четырехгранный стабилизатор снижает искривление, так как уменьшается изгиб колонкового набора за счет центрирования его верхнего конца и снижения величины изгибающего момента, действующего со стороны колонны бурильных труб на буровую компоновку.

Применение КСМ позволяет буровому набору в скважине при бурении двигаться в режиме, близком к вращению вокруг оси скважины, что приводит к снижению искривления скважин, вибрации бурильной колонны, затрат мощности на бурение и повышению механической скорости бурения.

Применение центрированных буровых компоновок для снижения искривления скважин будет более эффективно, если над ними установить высокочастотный гидроударник типа ГВ. В этом случае эффект по снижению искривления скважин повышается за счет роста механической скорости бурения при умеренных осевых нагрузках, уменьшения подклинивания керна, улучшения условий работы бурильной колонны.

9.1.2. Компоновки для алмазного бурения снарядами со съемным кернаприемником

При бурении снарядами со съемным кернаприемником проблема естественного искривления является актуальной. Анализ закономерностей искривления скважин, буримых ССК, позволяет сделать следующие основные выводы [15, 16].

1. Скважины, буримые ССК, имеют характер и закономерности искривления, аналогичные таковым при обычном алмазном бурении.

2. При уменьшении диаметров коронок ССК интенсивность искривления, как правило, увеличивается. Например, интенсивность зенитного искривления на месторождениях в Таджикистане составляет: при бурении ССК-59 $i_{\theta} = 0,48$ град / 100 м, ССК-46 – 0,63 (Дальнее); при бурении ССК-59 $i_{\theta} = 0,35$, ССК-46 – 0,8 град / м (Кызкырбулак).

При бурении глубоких скважин снарядами ССК типоразмера NQ и BQ в Родезии отмечено, что более жесткая колонна NQ (69,8 мм) меньше искривляет ствол, чем BQ (55,6 мм). Применение простейших стабилизаторов колонкового набора позволило снизить интенсивность искривления при бурении колонной BQ с 17 до 8 град / 100 м. При бурении колонной NQ интенсивность искривления в среднем составила 4,16 град / 100 м.

3. Увеличение осевых нагрузок приводит к росту интенсивности искривления скважин, буримых ССК, причем рост более значителен в случае бурения в сложных горно-геологических условиях, что является следствием увеличения деформации колонкового набора – повышения прогиба колонкового набора и угла перекоса инструмента на забое. Поэтому основные мероприятия по снижению искривления стволов скважин должны быть направлены на предотвращение потери устойчивости труб колонкового набора и обеспечение их вращения без перекоса по отношению к оси скважины. Первое может быть достигнуто уменьшением осевых нагрузок с одновременным ростом частоты вращения колонны. Оптимальное сочетание частоты вращения и нагрузки в ряде случаев обеспечивает желательный эффект по снижению искривления скважин. При этом значительную роль при выборе рациональных параметров режима бурения играет правильный выбор коронки для бурения, твердость матрицы которой должна соответствовать типу горной породы, обеспечивая своевременное обнажение алмазных резцов и возможность бурения на умеренных осевых нагрузках. Снижение осевых нагрузок при бурении скважин в условиях естественного их искривления можно обеспечить применением тонкоматричных алмазных коронок. Зарубежными компаниями, такими как *Atlas Copco*, *Boart Longyear*, производятся специальные ССК, в которых используются коронки с утонченными матрицами, что повлекло за собой изготовление и тонкостенных колонковых наборов типоразмеров AQ , BQ , NQ , HQ .

Как показал опыт применения ССК с утонченными матрицами, при пониженных осевых нагрузках и высоких частотах вращения колонны (1 100–1 400 мин⁻¹) снижается интенсивность искривления скважин до минимальных значений (1–3 град / 100 м), повышается механическая скорость бурения и увеличивается размер керна.

4. Увеличение механической скорости бурения за счет роста частоты вращения колонны и других технологических мероприятий, исключаящих

повышение осевого усилия, ведет к снижению интенсивности искривления скважин. Например, отмечено, что если механическая скорость бурения ССК-46 в 1,5–2,0 раза превышает механическую скорость бурения ССК-59, то интенсивности искривления этими снарядами равны или при бурении ССК-46 меньше.

5. В сложных геолого-технических условиях бурения интенсивность искривления скважин, буримых ССК, может быть весьма значительной (до 9–10 град / 100 м). При бурении скважин в Семипалатинской экспедиции отмечено, что скважины, буримые ССК, стремятся занять тот же угол встречи с напластованием пород, что и скважины обычного алмазного бурения, только происходит это более интенсивно. Максимальные значения интенсивности искривления ССК-59 достигали $i_{ССК} = 1,01$ град / 10 м, а при обычном алмазном бурении $i_{а.б} = 0,54$ град / 10 м. Причинами более интенсивного искривления скважин, буримых ССК в сложных горно-геологических условиях, являются увеличенная (на 60 %) площадь, а также конусно-ступенчатая форма торца коронок (данные А. И. Уржумова).

6. Для снижения искривления скважин, буримых ССК, более рациональны закругленные, плоские или гребешковые (*W*-профиль) формы торца коронок (рис. 9.2).

Это связано, во-первых, с тем, что *W*-профиль создает свободные поверхности разрушаемой породы, а это позволяет бурить достаточно производительно при умеренных осевых нагрузках.

Во-вторых, форма профиля способствует соосному со скважиной положению коронки на забое без значительных поперечных перемещений и ударных воздействий на керн.

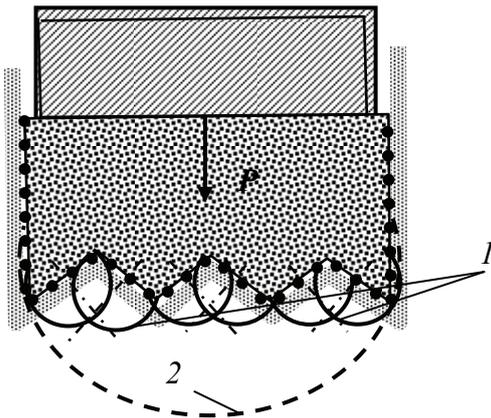


Рис. 9.2. Схема распределения напряжений под торцом коронки с *W*-профилем: 1 – линии напряжений от резов каждой грани выступа; 2 – линия суммарных напряжений

И, наконец, *W*-профиль достаточно рационально «организует» напряжения под торцом, направляя их, прежде всего, навстречу под прямым углом в направлении от плоскостей торцевых граней, что предохраняет от излишних напряжений и разрушения керн и стенку скважины.

Подобным профилем оснащаются импрегнированные коронки ССК типа *Craelius*, *Hobic* (*Atlas Copco*), *α-bit* (*Boart Longyear*) различной конструкции, размеров и с различной твердостью матриц.

Сравнительное бурение коронками К-01 (ступенчатый внешний ко-

нус) с коронками БС-09 с двойным конусом показало, что наблюдается существенное снижение искривления при бурении коронками БС.

Компания *Boart Longyear* для бурения в условиях искривления скважин предлагает однослойные коронки с двухступенчатым профилем типа *F* (пилотный профиль) и расширитель *Premium Stabilized* (стабилизированная версия расширителя *Premium* при необходимости бурения глубоких скважин с минимальным искривлением ствола).

По данным из работы [15, 16], на одном из месторождений ПГО «Зап-казгеология» КССК использовали как средство бурения направленных скважин. С этой целью проводились мероприятия по уменьшению деформации колонкового набора: на нижнем конце колонкового набора устанавливался расширитель, а на верхнем – комбинированный центратор, включающий твердосплавный центратор и алмазный расширитель. Интенсивность искривления скважин, проходимых снарядом КССК с центрированным набором, оказалась в 2,5 раза меньше интенсивности искривления ранее пробуренных обычным снарядом соседних скважин.

Повышение жесткости и соосности колонковых труб, их центрирование в скважине являются первоочередными и важнейшими мерами повышения устойчивости компоновок и снижения искривления скважин, буримых ССК.

Компоновки для ССК, снижающие естественное искривление скважин, разработаны ВИТР, КазИМС, ПГО «Востказгеология», «Ташкентгеология», «Кировгеология». Основное направление этих работ – создание центрирующих (жестких) колонковых наборов.

На рис. 9.3, *a* показана компоновка, разработанная в ПГО «Кировгеология». Центраторы 7 выполнены с применением вставок сверхтвердого материала славутич, что существенно повысило их ресурс. В компоновке использованы две профилированные шестигранные трубы 6 длиной до 600 мм, что позволило получить длинный центрирующий набор. Компоновка позволяет снизить интенсивность искривления скважин при бурении ССК-59 в 2–2,5 раза.

Центрирующие колонковые наборы конструкции ВИТР разработаны двух модификаций. Набор первой модификации (рис. 9.3, *б*) состоит из двух наружных колонковых труб 4, между которыми расположен центратор 3 совместно с алмазным расширителем 2. Другой расширитель 2 и центратор 3 располагаются над коронкой 1. В верхней части набора располагается переходник 5 с наплавками релита. Набор второй модификации отличается тем, что в средней части бурового набора расположен только центратор без расширителя. При этом сделаны рекомендации об установке третьей пары центраторов-расширителей в верхней части набора при его длине более 3,5 м. Центрирующие элементы центраторов выполнены в виде наплавки релита или сормайта.

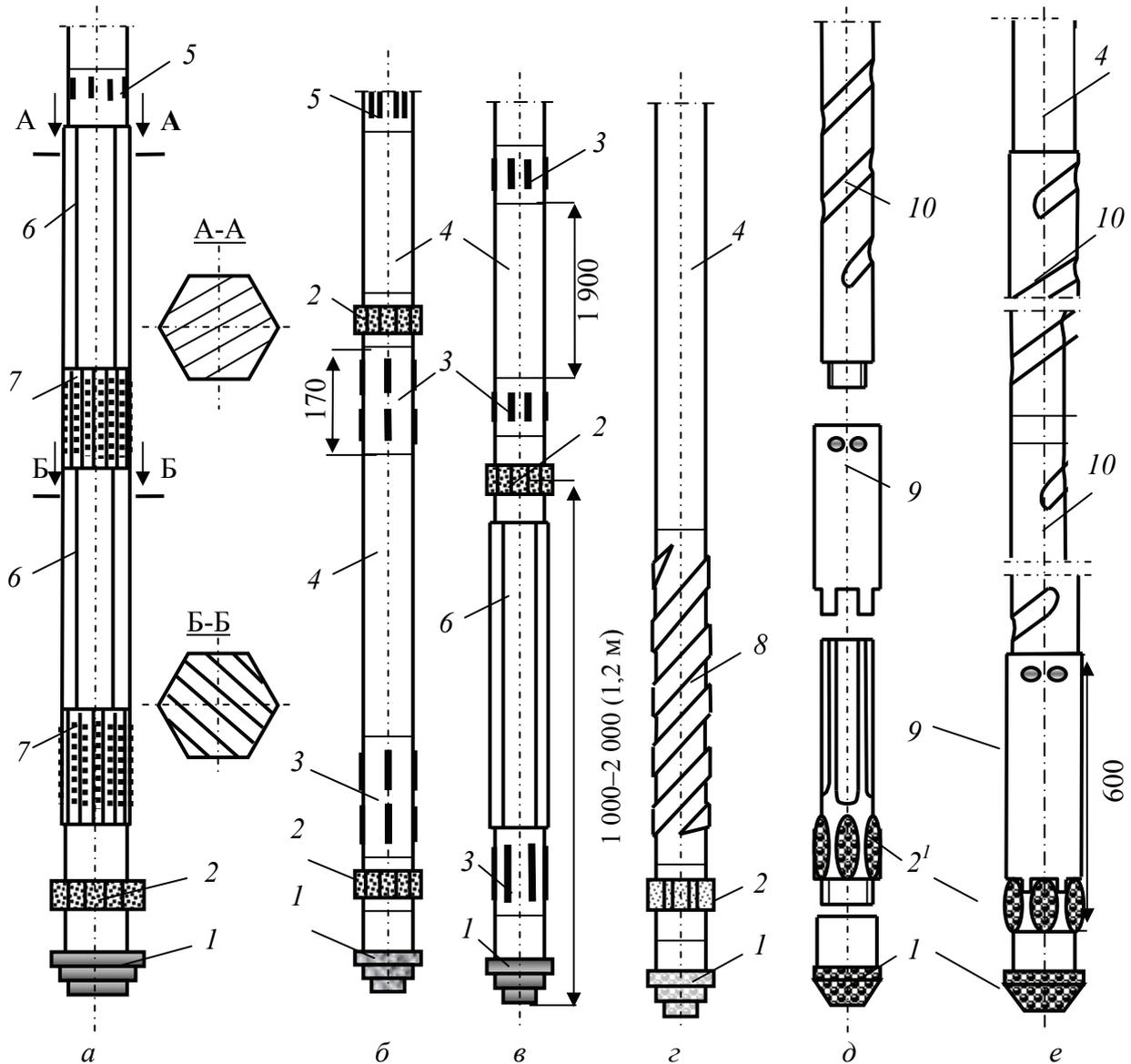


Рис. 9.3. Схемы (а-е) центрирующих (жестких) компоновок ССК

На рис. 9.3, в представлена компоновка ЖК-5, разработанная в ПГО «Востказгеология» [15, 16]. В компоновке расширитель 2 установлен над профильной трубой 6, нижний твердосплавный центратор 3 выполнен более длинным, а его диаметр на 0,2–0,1 мм меньше диаметра коронки 1. Согласно исследованиям автора разработки, расстояние от торца коронки 1 до расширителя 2 в компоновке должно быть 1–2 м, а наиболее оптимальным по результатам испытаний оказалось расстояние 1,2 м.

Ресурс компоновки ЖК-5 составляет 220–260 м.

Задача повышения ресурса коронок и центрирующих элементов компоновки ЖК-5 решена в Приморье. Наваривание полос на корпус коронок ССК с наклоном к оси корпуса (наклон в сторону, противоположную направлению вращения коронки) позволило повысить ресурс на 21 %, снизить рас-

ход алмазов на 20 % и обеспечить более стабильную работу ЖК-5 по снижению искривления (см. рис. 9.4).

На рис. 9.3, з показана компоновка ССК-ТКСВ (труба колонковая стабилизирующая винтовая), разработанная в ПГО «Ташкентгеология». Особенность компоновки – наличие трубы с винтовой нарезкой δ , которая является гидромеханическим центратором-стабилизатором набора и, кроме того, обеспечивает более эффективное удаление шлама из забоя. По данным разработчика, это позволяет бурить скважины с минимальным искривлением (по зениту интенсивность – не более 1,3–1,6 град / 100 м, по азимуту – 0,5–0,9 град / 100 м). Ресурс компоновки 500–1 000 м.

Примером подхода зарубежных компаний к разработке компоновки для ССК может являться компоновка *Mini-Deve* (рис. 9.3, д, е) канадской фирмы *Whell Trucing Tool*.

Компоновка выпускается четырех типоразмеров: *AQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 47,6/27,0; колонны – 44,5/34,9); *BQ* (59,6/36,4; 55,6/49,5); *NQ* (75,3/47,6; 70/60,3); *HQ* (96,1/61,1; 88,9/77,8). В состав компоновки (рис. 9.3, д – компоновка разобрана, рис. 9.3, е – собрана) входят коронка 1, оригинальный расширитель 2¹, имеющий удлиненный корпус, на который надевается втулка 9. Наружный диаметр этой втулки близок к диаметру расширителя 2¹. Между верхней частью корпуса расширителя 2¹ и внутренней поверхностью втулки 9 образуется канал для прохода жидкости, которая выходит через отверстия во втулке 9. Выше втулки 9 ставятся два-три стабилизатора 10 со спиральными канавками. Длина расширителя 2 и втулки 9 равна 600 мм. Предусмотрена возможность установки дополнительных центрирующих узлов на расстоянии 2,1 и 3,6 м от коронки 1. Зазор между снарядом *Mini-Deve* и стенками скважины составляет не более 0,15 мм.

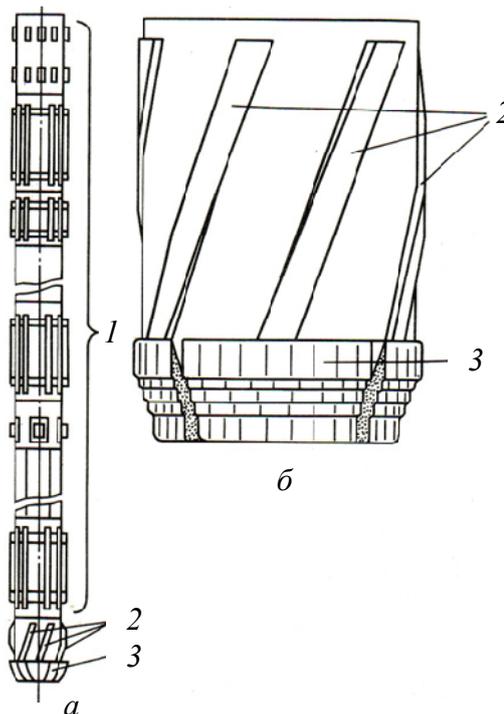


Рис. 9.4. Компоновка ЖК-5 (а), оснащенная коронкой со стабилизирующими ребрами (б): 1 – ЖК-5; 2 – стабилизирующие ребра; 3 – коронка

9.1.3. Компоновки для управления направлением горизонтальных скважин

Одной из основных тенденций при искривлении горизонтальных, пологосстающих и пологонаклонных скважин является их выкручивание и отклонение по азимуту влево.

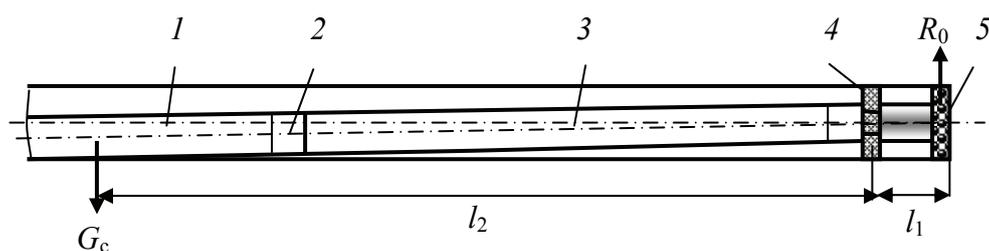


Рис. 9.5. Схема компоновки для бурения горизонтальных скважин: 1 – утяжеленная бурильная труба; 2 – переходник; 3 – колонковая труба; 4 – расширитель (опорно-центрирующий элемент); 5 – коронка

Для устранения выкручивания горизонтальной скважины может использоваться буровая компоновка, действие которой основано на эффекте «рычага» (рис. 9.5) [15,16]. Отклоняющее усилие, нейтрализующее вес призабойной части колонны, обеспечивает фрезерование стенки скважины в направлении выкручивания и может определяться из зависимости

$$R_0 = \frac{G_c l_2}{l_1}, \quad (9.1)$$

где G_c – вес колонковой трубы выше опоры (расширитель), переходника и УБТ, кН;

l_1 и l_2 – плечи «рычага» – расстояния от мест приложения сил R_0 и G_c до опоры, м.

Для стабилизации направления скважины по азимуту колонковый набор рекомендуется центрировать тремя центраторами, которые устанавливаются в нижней, верхней и центральной частях бурового набора.

9.1.4. Буровые компоновки для бурения шарошечными долотами

Наиболее распространенным техническим средством для снижения интенсивности естественного искривления скважин при бескерновом бурении шарошечными долотами малых диаметров является компоновка с трехгранным стабилизатором, предложенная КазИМСом. Компоновка успешно применялась в ПГО «Кировгеология», «Сосновгеология» и др. организациях.

Схема компоновки с трехгранным стабилизатором представлена на рис. 9.6, а. В компоновку входит долото 1, центратор 2, трехгранный стабилизатор 3, твердосплавные вставки 4, размещаемые в щелевидных фрезерованных канавках. При использовании компоновки рекомендуется применение гидроударника ГВ-5 или ГВ-6. Трехгранный стабилизатор 3 изготавливается из толстостенной трубы образованием трех лысок и канавок на ребрах

трубы для размещения и припаивания твердосплавных вставок. Твердосплавные вставки 4 могут размещаться в канавках по схеме в соответствии с рис. 9.6, а. Диаметр стабилизатора за счет размещения твердосплавных вставок 4 равняется диаметру долота 1, в то же время твердосплавные вставки 4 служат для защиты стабилизатора от износа.

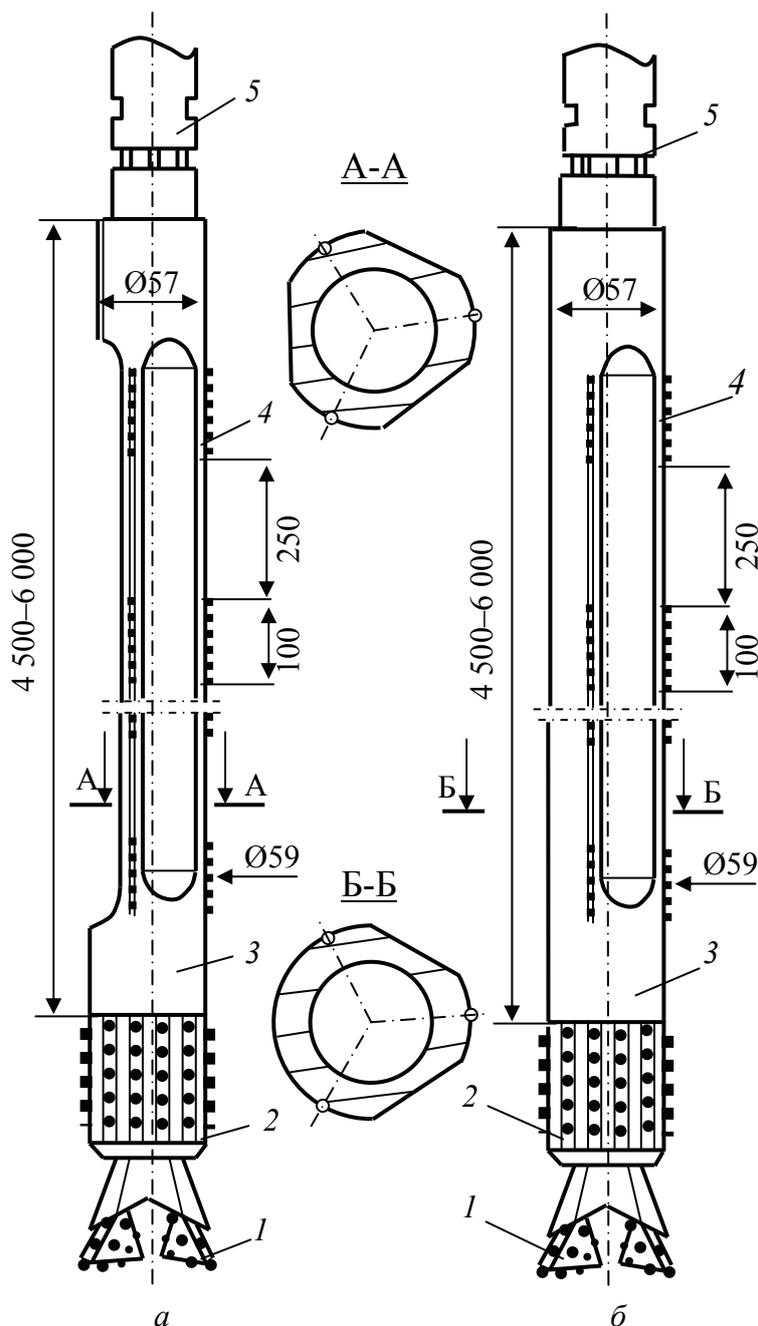


Рис. 9.6. Схемы (а – б) компоновок для бурения шарошечными долотами: 1 – долото; 2 – центратор; 3 – трехгранный стабилизатор (сечение А-А) или труба со смещенным центром тяжести поперечного сечения (сечение Б-Б); 4 – центрирующие элементы; 5 – гидроударник ГВ

В ПГО «Кировгеология» трехгранные стабилизаторы (УСЦ), изготовленные из толстостенных труб, выпускали трех типоразмеров для бурения скважин диаметром 76; 59 и 46 мм. Грани компоновки армированы твердым сплавом ВК-8.

Как показал опыт эксплуатации трехгранных компоновок, для успешного их применения достаточно иметь над долотом один стабилизатор длиной 6 метров.

По результатам работ ПГО «Сосновгеология» компоновки с трехгранными стабилизаторами позволяют успешно бурить скважины в сложных геологических условиях. При этом:

- обеспечивается снижение интенсивности естественного искривления в 2–3 раза;
- улучшаются условия работы долот, что проявляется в увеличении углубки за рейс на 10–20 %;
- компоновки имеют более значительный ресурс при оснащении граней твердым сплавом (около 500 м с двумя реставрациями резьбовых соединений).

Основными недостатками компоновок с центраторами являются небольшой ресурс центрирующих элементов и соответствующее снижение эффективности по стабилизации направления скважин.

Достаточно эффективной показала себя при бурении шарошечными долотами буровая компоновка КСМ (рис. 9.6, б). В ее состав входят долото 1, центратор 2, труба со смещенным центром тяжести 3 с твердосплавными вставками 4 и гидроударник 5.

Применение КСМ при бескерновом бурении позволяет:

- уменьшить искривление скважин в 3–5 раз;
- увеличить проходку на долото на 10–40 % за счет уменьшения вибрации и ударных нагрузок на долото при бурении;
- увеличить механическую скорость бурения на 5–6 % за счет изменения характера работы долота и нижней части колонны (трансформация вида движения от вибрационного к равномерному обращению вокруг оси скважины);
- повысить ресурс компоновки до 500–600 м, причем по мере износа центрирующих граней компоновок КСМ их эффективность по снижению искривления скважин уменьшается незначительно, что выгодно отличает данные технические средства от центрирующих компоновок;
- работать в скважине с минимальной вибрацией, что обеспечивает более высокие показатели бурения.

Роль гидроударника 5 при бурении шарошечными долотами состоит в том, что обеспечивается повышение механической скорости бурения – фактора, уменьшающего кривизну скважины, – а шлицевой разъем ГВ выполня-

ет функцию шарнирного соединения, снижающего влияние прогиба бурильной колонны на деформацию компоновки, что повышает ее ресурс и стабилизирующую способность.

9.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении

При выполнении работ по искусственному искривлению скважин применяются:

- отклонители;
- технологические снаряды;
- ориентаторы.

Отклонители предназначены для отклонения ствола скважины с естественного или искусственного забоя и разделяются на три основные группы:

- стационарные клиновые;
- извлекаемые (съёмные) клиновые;
- непрерывного действия (ОНД).

Технологические снаряды – буровые компоновки, предназначенные для реализации отдельных операций цикла искусственного искривления скважины: подготовки забоя скважины для постановки отклонителя, устранения резкого перегиба ствола скважины (снаряды-фрезеры, снаряды плавного искривления) и др.

Ориентаторы – приборы или механизмы для ориентирования отклонителей.

9.2.1. Стационарные клиновые отклонители

Стационарный клиновой отклонитель, или стационарный клин, – отклонитель с отклоняющим узлом в виде направляющего ложка и отбурочным набором. Используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается.

Угол скоса ложка клина определяется размерами ложка (его диаметром d_k и длиной l_k):

$$\alpha_{л} = \arctg \frac{d_k}{l_k}. \quad (9.2)$$

Основной элемент стационарного клина – ложка клина. Он имеет желоб, вытянутый вдоль оси клина со скосом. Угол скоса обычно составляет 1–3°, а длина желоба 1,5 м.

Клинья открытого типа соединяют с колонной бурильных труб для спуска в скважину с помощью заклепок или штифтов, которые при установке клина на забой срезают под действием осевой нагрузки. Осевая нагрузка, достаточная для срезания заклепок или штифтов, должна быть существенно выше (в 1,5 раза) усилия, необходимого для срабатывания распорного механизма клина, предназначенного для закрепления клина в скважине. После извлечения отсоединенной колонны бурильных труб из скважины такой клин становится открытым, что позволяет применить при операции отклонения буровой инструмент того же диаметра, что и диаметр ствола в месте установки клина.

Закрытый клин в верхней части снабжен переходником в виде кольца или патрубка, с помощью которого он соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину. Использование соединительного кольца уменьшает диаметр забуриваемой от клина скважины.

Стационарные клинья применяются в основном для решения задач по забуриванию дополнительных стволов при бурении многоствольных скважин и обходе аварийных интервалов.

Для искривления скважин используют серийно выпускаемые клинья открытого типа КОС [16].

При отсутствии стационарного клина в случае необходимости экстренного обхода аварийного интервала стационарный клин можно изготовить из обсадной трубы.

В этом случае рассчитывают длину ложка клина по зависимости

$$l_{л} = \frac{D_{т}}{\operatorname{tg}\alpha_{л}}, \quad (9.3)$$

где $D_{т}$ – диаметр трубы, м;

$\alpha_{л}$ – угол скоса ложка, град.

Угол скоса ложка клина выбирают в пределах 1–4° в зависимости от твердости горных пород. Меньшее его значение соответствует более твердой горной породе.

На рис. 9.7 приведены схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина из обсадной трубы.

В соответствии с разметкой трубу разрезают и отделенную меньшую часть трубы приваривают к вырезу другой части, повернув относительно оси на 180°.

Срезные штифты, которыми крепятся между собой клин и установочный патрубок, срезаются при установке клина в скважину под действием осевого усилия $P_{ос}$. Диаметр d срезных штифтов можно определить по зависимости

$$d = 2 \sqrt{\frac{P_{ос}}{\pi\sigma_{ср}}}, \quad (9.4)$$

где $\sigma_{ср}$ – предел прочности стали на срез, Па.

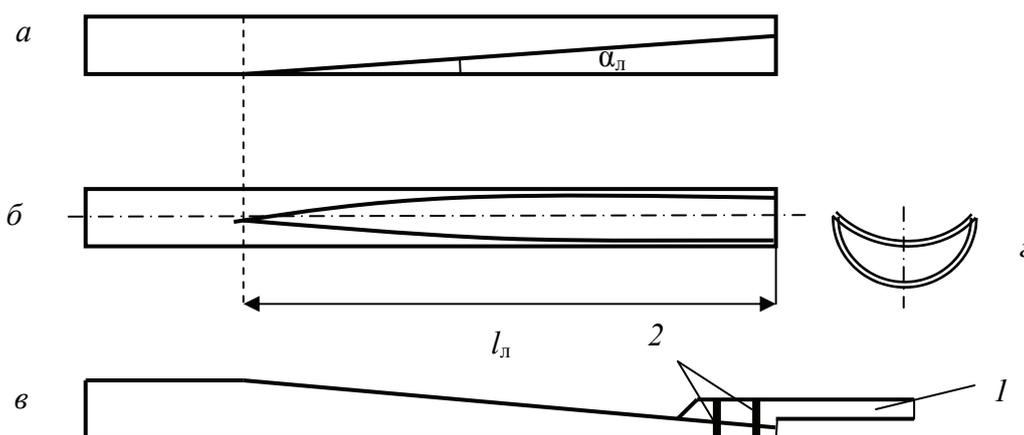


Рис. 9.7. Схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина: а, б – разметка линии отреза при изготовлении ложка; в – схема клина с установочным патрубком 1 и срезными штифтами 2; з – поперечное сечение ложка клина

Закрепление клина, изготовленного из обсадной трубы, в скважине производится, как правило, с помощью цементного раствора.

9.2.2. Извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители

Клиновые отклонители, извлекаемые после изменения направления скважины, достаточно просты в изготовлении, работе и являются относительно надёжными техническими средствами направленного бурения. Позволяют за один цикл работ, который включает установку отклонителя, отбуривание, расширение и проработку отклоненного ствола, изменить направление скважины на $0,5-6^\circ$ и могут применяться многократно.

При конструировании съёмных клиновых отклонителей применен клин закрытого типа, поэтому отбурочный набор имеет породоразрушающий инструмент на один или два размера меньше, чем диаметр ствола в интервале установки отклонителя. На первом этапе цикла искусственного искривления осуществляется забуривание пилот-скважины непосредственно от ложка клина, а затем, после подъема клинового отклонителя, – расширение пилот-скважины с одновременным углублением и последующей проработкой интервала искривления.

Расширение и проработка ствола скважины требуют специальных буровых технологических снарядов, включаемых в комплект отклонителей.

Комплект инструмента для искривления скважины съёмным клином СНБ-КО включает конусный отбурник (рис. 9.8, а), собственно клин СНБ-КО (рис. 9.8, б) и снаряд плавного искривления (СПИ) (рис. 9.8, в).

Закрепление клина СНБ-КО в скважине достаточно эффективно производится в конусном углублении забоя 7 (рис. 9.8, б). Конусное углубление

выполняют специальным снарядом – конусным отбурником, состоящим из породоразрушающего инструмента *1*, армированного твердым сплавом, конусного наконечника *2*, патрубка *3*, армированного переходника *4*, ниппеля замка *5*. Поскольку конусный забой служит для закрепления ложка клина, его глубина зависит от размеров ложка. Обычно длина конусного забоя при нормальных условиях не должна превышать 0,2–0,3 м, а длина наконечника *2* – 0,35–0,4 метра.

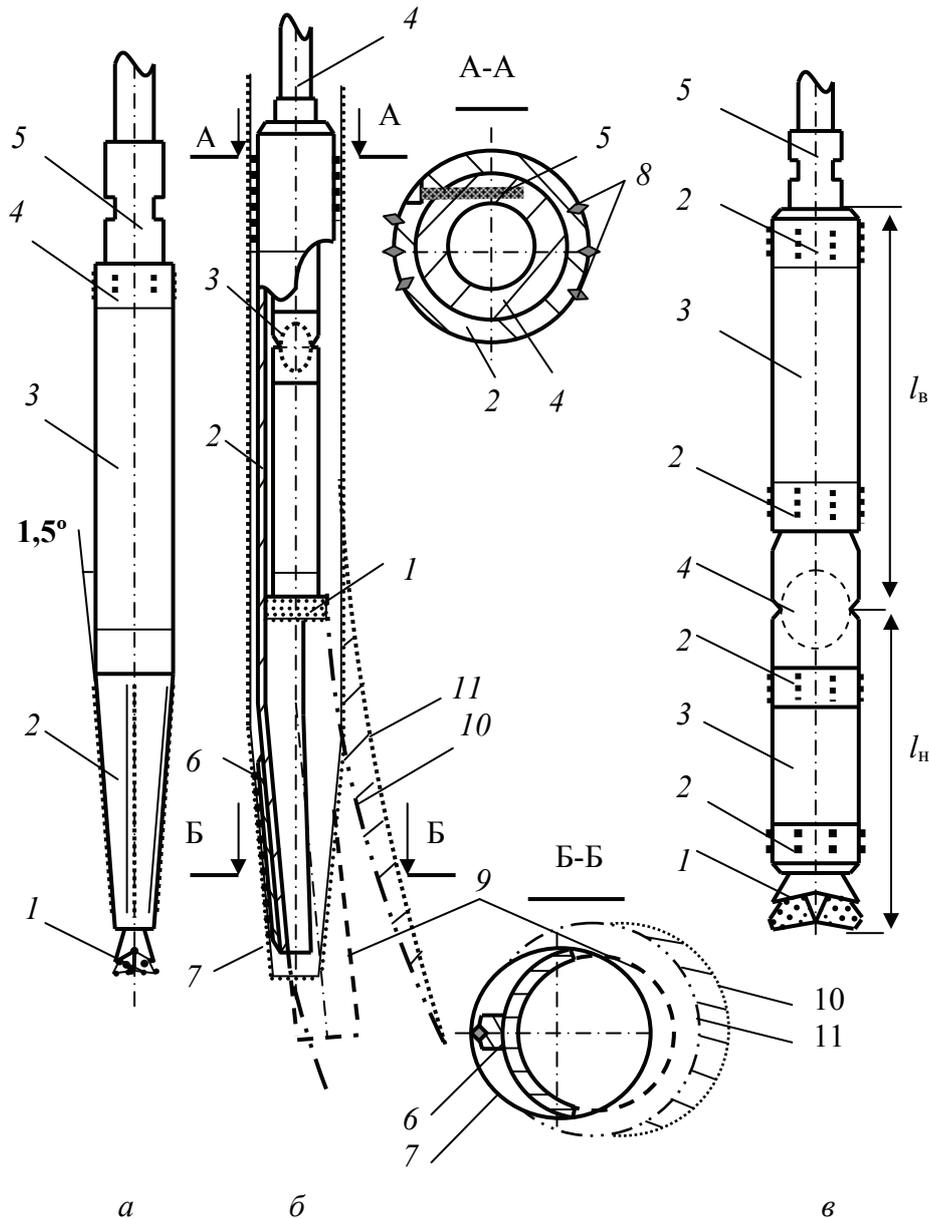


Рис. 9.8. Комплект технических средств для искривления скважин клиновым отклонителем СНБ-КО *а* – конусный отбурник; *б* – отклонитель СНБ-КО в скважине; *в* – снаряд плавного искривления (СПИ)

В сборе клин СНБ-КО приведен на рис. 9.8, б. Клины предназначены для бурения пилот-скважины 8 по заранее заданному направлению и состоят из ложка, изготавливаемого из колонковой трубы диаметром 73 или 57 мм, и отбурочного набора.

Отбурочный набор, в свою очередь, состоит из породоразрушающего инструмента 1 (для СНБ-КО-76/59 диаметром 59 мм и для СНБ-КО-59/46 диаметром 46 мм), удлинителя 2, шарнира 3 с переходником и бурильной трубы 4 (для СНБ-КО-76/59 диаметром 42 мм и для СНБ-КО-59/46 диаметром 33,5 мм).

Во время спуска и ориентирования отклонителя отбурочный набор соединяют через ниппель-штуку с ложком с помощью шпильки 5. После этого отклонитель спускают на забой и нижний конец ложка 6, усиленный накладкой с гребешковым вооружением твердым сплавом, входит в конусное углубление 7. Далее при повышении осевой нагрузки производится срезание шпилек 5, вдавливание и фиксирование ложка клина в конусном углублении.

Верхний конец отклонителя фиксируется в скважине при помощи твердосплавных вставок 8. После среза шпильки 5 начинают бурение пилот-скважины 9.

Для расширения пилот-скважины 9 и дальнейшего развития искривления служит шарнирная компоновка – снаряд плавного искривления (СПИ), состоящий из породоразрушающего инструмента 1, соответствующего диаметру основного ствола, переходников-расширителей 2, армированных твердым сплавом, патрубков 3, выполненных из колонковых труб диаметром 57 или 73 мм, шарнира 4, ниппеля замка 5 и бурильной трубы 6 диаметром 42 мм (рис. 9.8, в).

С помощью СПИ в направлении забуренной пилот-скважины 9 формируется ствол номинального диаметра 10. При этом СПИ обеспечивает проработку ствола скважины вооружением переходников-расширителей 2 путем удаления резкого перегиба ствола 10 и создания более плавной дуги ствола скважины 11. При бурении СПИ ствол скважины может углубляться на 5–6 м. В то же время для условий, при которых наблюдается значительное естественное искривление скважин, например вследствие анизотропии горных пород, длину рейса СПИ следует уменьшить до 1,0–1,5 м во избежание отклонения ствола от заданного пилот-скважиной направления.

В дальнейшем в скважину спускаются укороченные колонковые наборы длиной 2,0; 3,0 и 4,5 м для более качественной проработки кривизны и дальнейшей углубки скважины. Особенно тщательно проработку интервала искривления производят в твердых горных породах. Ориентиром достаточной проработанности искривленного ствола будет свободный спуск в скважину колонкового набора длиной не менее чем на 6,0 метров.

Расчет параметров отклонителя СНБ-КО [15, 16] представлен ниже.

1. Угол скоса ложка β выбирают в зависимости от твердости горной породы:

до VII категории по буримости	$\beta = 4-6$ град;
VII-IX	$\beta = 4-3$ град;
от IX и выше	$\beta = 1,5-2,5$ град.

2. Определяют размеры отбурочного набора, исходя из условия его свободного прохождения по скосу клина:

$$l_{отб} \leq \frac{114,6(D_{скв} - t_k - d_k)}{\beta \cdot k}, \quad (9.5)$$

где $D_{скв}$ – диаметр скважины, м;

t_k – толщина стенки ложка клина, м;

d_k – диаметр колонковой трубы отбурочного набора, м.

Если диаметр бурового шарнира превышает диаметр корпуса отбурочного набора, то в формулу (9.5) следует ставить значение диаметра шарнира вместо значения d_k .

Согласно производственным данным при сходе с ложка клина отбурочный набор, как правило, увеличивает угол искривления, который может превышать угол скоса ложка β в среднем в 1,5 раза. Поэтому в формуле (9.5) значение угла β следует умножать на коэффициент k , который может быть равен 1,2–2. При этом меньшее значение повышающего коэффициента k следует применять, если породы средней твердости, и большее, если породы твердые.

3. Определяют длину нижнего звена шарнирной компоновки СПИ (рис. 9.8, в) l_n :

$$l_n = \sqrt{\frac{337,1h_{ш}(D_{скв} - d_n)}{\delta - \beta}}, \quad (9.6)$$

где $h_{ш}$ – углубка шарнирной компоновкой, м;

d_n – диаметр патрубка нижнего звена компоновки, м;

δ – полный угол искривления за цикл, град;

β – угол скоса ложка клина, град.

Для горных пород VIII–X категорий по буримости значение l_n может составить 0,6–1,0 м.

4. Находят длину верхнего звена СПИ l_b (в пределах от 1 до 2 м). При этом исходя из требуемой интенсивности искривления i_d , длину верхнего звена компоновки l_b можно определить из формулы

$$l_b = \sqrt{11,7 \frac{(D_{скв} - D_n)}{i_d} 57,3}, \quad (9.7)$$

где D_n – диаметр верхнего звена СПИ, м.

Искусственное искривление считается удовлетворительным при наборе полного угла от 2 до 5° за одну постановку съемного клина СНБ-КО.

Пример 17. Рассчитать параметры отклонителя СНБ-КО 76/59 для использования в твердых породах. Угол β принимаем равным 2°.

Длина отбурочного набора при $k = 1,5$ будет равна

$$l_{отб} \leq \frac{114,6(0,076 - 0,0045 - 0,057)}{2 \cdot 1,5} = 0,55 \text{ м.}$$

Длина нижнего звена СПИ для реализации искривления на угол $\delta = 5^\circ$ при углубке $h_{ш} = 1,5$ м будет равна

$$l_{н} = \sqrt{\frac{337,1 \cdot 1,5(0,076 - 0,073)}{5 - 2}} = 0,71 \text{ м.}$$

Длина верхнего звена СПИ при требуемой интенсивности искривления $i_d = 1$ град/м будет равна

$$l_{в} = \sqrt{11,7 \frac{(0,076 - 0,073)}{1} 57,3} = 1,42 \text{ м.}$$

Опыт применения СНБ-КО с СПИ показал, что в твердых и очень твердых горных породах при наличии трещиноватости или анизотропии наблюдаются повышенные затраты времени на цикл искусственного искривления, нестабильность набора кривизны, провороты клиньев в скважине, зарезка ложков клина. В твердых породах в интервале искривления формируется резкий перегиб ствола, который, как правило, не удается устранить с использованием традиционных технологии и технических средств.

Для решения этих проблем предложены иные технологические снаряды: расширители ступенчатые РШС-59/46 и РШС-76/59 и жесткие конусные компоновки КЖК-59 и КЖК-76 (рис. 9.9) [15,16].

РШС-59/46 (рис. 9.9, а) состоит из породоразрушающего инструмента 1 диаметром 46 мм, нижнего плеча 2 длиной 1 м и диаметром 44 мм, шарнира 3 с углом перекоса 1,5°, патрубка 4, алмазной коронки 5 диаметром 59 мм и верхнего плеча 6 диаметром 57 мм и длиной 1 м, соединенного с бурильными трубами 7. РШС позволяет сохранить направление отбуренной пилот-скважины и предотвратить искривление скважины по азимуту.

Для развития искривления после расширения пилот-скважины РШС и плавного увеличения угла с интенсивностью 0,5–0,8 град / м предназначена компоновка КЖК-59 (рис. 9.9, б). Она состоит из породоразрушающего инструмента 1, патрубка 2 диаметром 44 мм, алмазной коронки 3 диаметром 59 мм, конусного переходника 5 (конусность при переходе с диаметра 57 мм на диаметр 52 мм), бурильной трубы 6 диаметром 42 мм и верхнего плеча-патрубка 7 диаметром 57 мм.

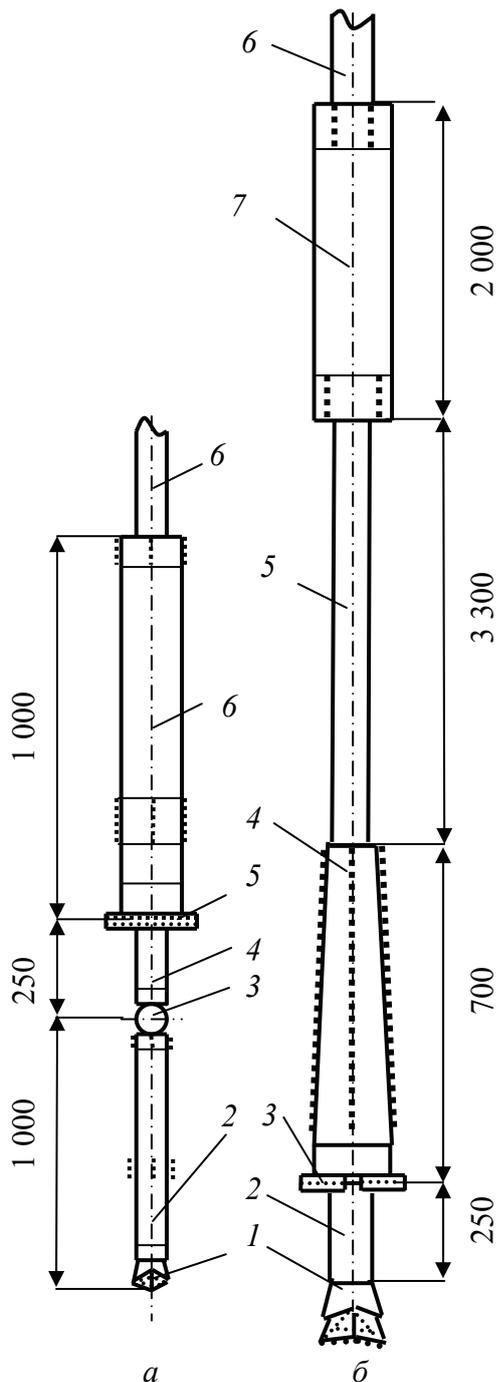


Рис. 9.9. Технологические снаряды:
 а – РШС-59/46; б – КЖК-59

перекоса отбурочного набора 2 осуществляются накладкой 7 и башмаком 8. При данной конструкции отклонителя коронка отбурочного набора работает непосредственно с забоя скважины, не соприкасаясь с клином, что повышает точность набора кривизны.

После отбуривания пилот-скважины ее расширение осуществляют снарядом РШС, а проработку и дальнейшую углубку – снарядом КЖК (рис. 9.9).

Опыт применения снарядов РШС и КЖК показал, что удается реализовать плавный (до 6–7°) набор угла искривления, развивая направление пилот-скважины, сформированной СНБ-КО.

Отклонитель периодического действия СОАЭРУ (рис. 9.10, а, б) состоит из ложка-корпуса 1, отбурочного набора 2 с шарниром 3 и бурильной трубы 4 диаметром 33,5 мм.

Данный отклонитель представляет собой вариант существенной модернизации конструктивной схемы отклонителя СНБ-КО прежде всего за счет изменения конструкции направляющего ложка и схемы размещения отбурочного набора [15].

Отбурочный набор 2 соединяется с раскрепляющим устройством 6 штифтами 5. Раскрепляющее устройство 6 выполнено в виде скошенных под углом 25° поверхностей. На корпусе 1 внутри размещена накладка 7 в виде сектора кольца для обеспечения перекоса отбурочного набора 2 (рис. 9.10, б), а в нижней части отклонителя установлен башмак 8 для постановки отклонителя на забой и фиксации отбурочного набора 2 в нижней точке.

После ориентации отклонитель ставится на забой, под действием осевой нагрузки срезается штифт 5, соединяющий отбурочный набор 2 с корпусом отклонителя и фиксирующий раскрепляющее устройство 6. Отбурочный набор 2 освобождается и устанавливается на забой скважины. Направление перекоса и фиксация

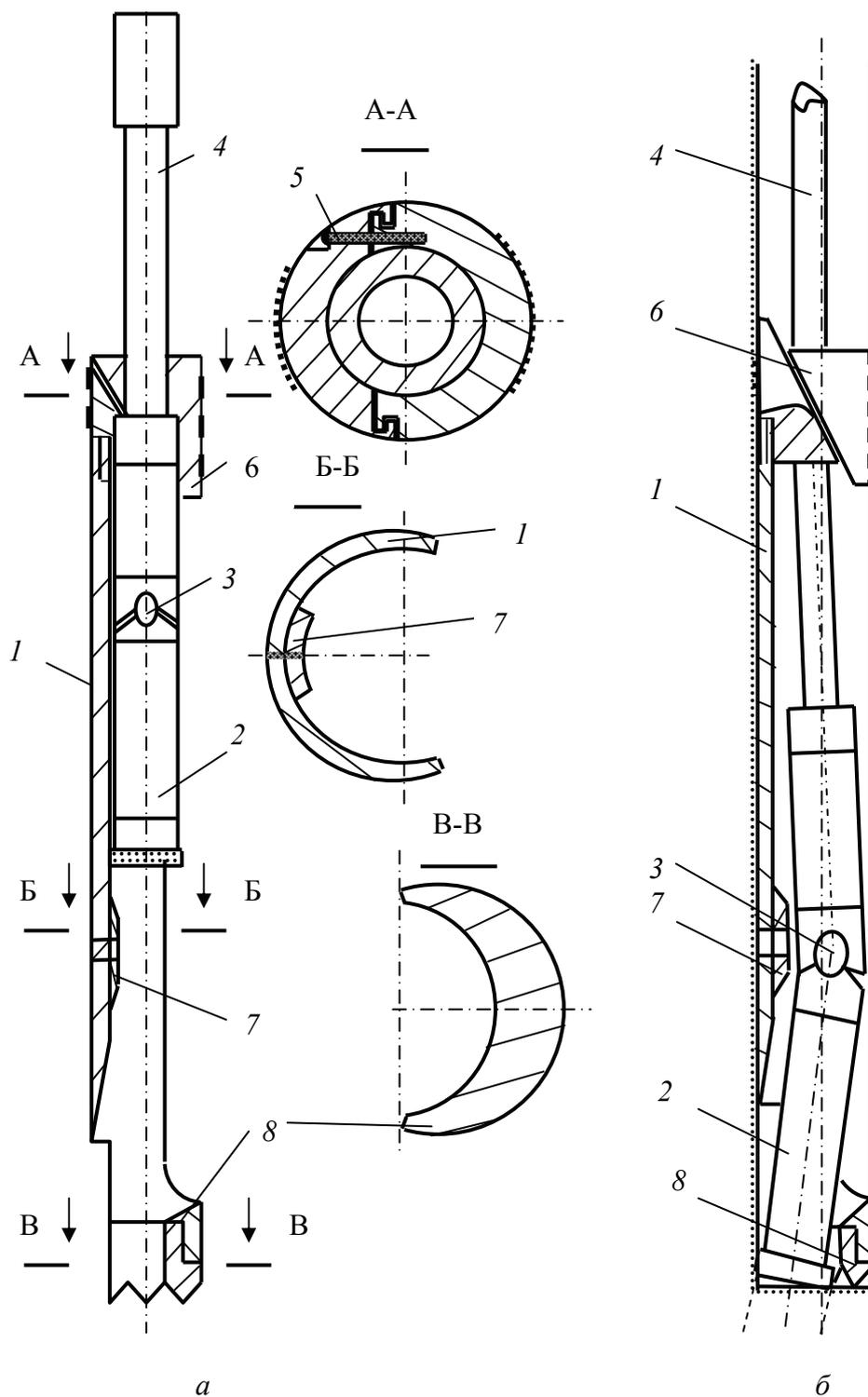


Рис. 9.10. Конструктивная схема отклонителя СОАЭРУ-59/46:
 а – при спуске в скважину; б – в рабочем положении

Расчет параметров отклонителя СОАЭРУ [15, 16] дан ниже.
 Угол перекоса отбурочного набора отклонителя можно определить по зависимости

$$\delta = \frac{t - 0,5(d_{\text{вн}} - d_{\text{к}})}{l}, \quad (9.8)$$

где t – толщина накладки 7 (см. рис. 9.10), м;

$d_{\text{вн}}$, $d_{\text{к}}$ – диаметры соответственно внутренней 1 корпуса и наружный 2 отбурочного набора, м;

l – длина отбурочного набора, м.

Угол δ принимается равным 1,0–1,5°.

Толщину башмака δ следует принимать из расчета, что сумма диаметра породоразрушающего инструмента $d_{\text{и}}$ и толщины башмака s не должна превышать диаметра скважины – $D_{\text{скв}}$, то есть $d_{\text{и}} + s \leq D_{\text{скв}}$.

Результаты применения комплекта технических средств: отклонитель СОАЭРУ-57, технологические снаряды РШС-59/46 и КЖК-59 в соответствии с разработанной технологией показали возможность бурения при достаточно высоких параметрах режима на всем интервале отбуривания. При этом снижаются затраты времени на цикл искривления при несколько большем угле набора кривизны за цикл.

9.2.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД)

Отклонители непрерывного действия – одни из основных инструментов управления кривизной скважины в современном направленном бурении.

ОНД бывают:

- с механическими распорными устройствами скользящего типа;
- с гидромеханическими распорными устройствами скользящего типа.

По механизму набора кривизны ОНД подразделяются на отклонители:

- асимметричного разрушения забоя («Кедр», ОНД-С);
- фрезерующего типа (ТЗ-3П-59, СБС-76, 59, 46 (ОБС), ОГМ-59, 76);
- совместно асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины (ТЗ-3-76, 59).

Забойный комплекс «Кедр» разработан в ЗабНИИ для искусственного искривления скважин диаметром 59 и 76 мм. Создан также вариант отклонителя для искривления горизонтальных и восстающих скважин, который имеет маркировку «Кедр-ГБ» [15, 16].

Комплекс обеспечивает:

- требуемую интенсивность искривления в диапазоне 0,2–1,5 град/м. При этом возможна предварительная настройка отклонителя на заданную интенсивность искривления перед спуском его в скважину;

- самоориентирование в скважине при зенитных углах 3–60° (у отклонителя «Кедр-ГБ» этот диапазон расширен до 120°), причем процесс ориентирования на заданный угол установки может повторяться многократно в течение одного рейса, время ориентирования 0,1 ч;

- контроль ориентирования на заданный угол установки отклонителя после окончания искривления и подъема из скважины;
- раскрепление в скважинах диаметром не менее 91 и 71 мм для отклонителей с корпусом диаметром 73 и 57 мм соответственно;
- искривление скважины с отбором керна.

Комплекс «Кедр» содержит отклоняющее устройство с регулируемым углом перекоса, распорное устройство в виде выдвижного ползуна клинового типа, выполненного по схеме, аналогичной распорному устройству отклонителя ТЗ, ориентирующее устройство в виде винтового механизма со свободно устанавливаемым в апсидальной плоскости скважины шариком, контрольное устройство точности ориентирования в виде датчика апсидального угла шарикового типа.

Всё устройство забойного комплекса «Кедр» (рис. 9.11, *a*) скомпоновано в три сборочные единицы: I – распорно-отклоняющий блок; II – ориентирующе-регистрационный блок; III – шлицевой узел.

Отклонитель реализует искривление за счет асимметричного разрушения забоя. Интенсивность искривления рассчитывается по формуле

$$i = \frac{57,3(D_{и} - d_{к})}{l^2}, \quad (9.9)$$

где $D_{и}$ – диаметр породоразрушающего инструмента, м;

$d_{к}$ – диаметр корпуса ОНД в месте излома распорно-отклоняющего блока I (рис. 9.11), м;

l – расстояние от торца инструмента до места излома распорно-отклоняющего блока I, м.

Регулирование интенсивности искривления осуществляется изменением угла излома распорно-отклоняющего блока I, что позволяет получить значения интенсивности от 0,2 до 1,5 град/м.

Конструктивно «Кедр» представляет собой корпус с жестким сменным искривленным патрубком 2, в подшипниковых узлах 1 которого размещен роторный вал 3 с двумя внутренними шарнирами. Стабилизирующее распорное устройство выполнено в виде подпружиненного выдвижного клинового ползуна 4, снабженного катками. Наружный шарнир 5 обеспечивает гибкую связь и регулируемую угловую установку нижней и верхней секций относительно апсидальной плоскости.

Ориентирующее устройство выполнено в виде винтового механизма со свободно устанавливаемым в апсидальной плоскости шариком. Устройство для ориентирования отклонителя содержит средний роторный вал 6 с заглушенным центральным каналом, двумя боковыми промывочными отверстиями и шлицевыми выступами на верхнем конце, возвратную пружину 7, разделительное кольцо 8, втулку 9 с шлицами в верхней части, узел блокировки 10 верхнего роторного вала 12 с пружиной 11. На верхнем роторном

валу 12 размещена пружина 13, обеспечивающая передачу усилия на корпус, упругое выдвигание и продольное перемещение по образующей ствола скважины ползуна распорного устройства.

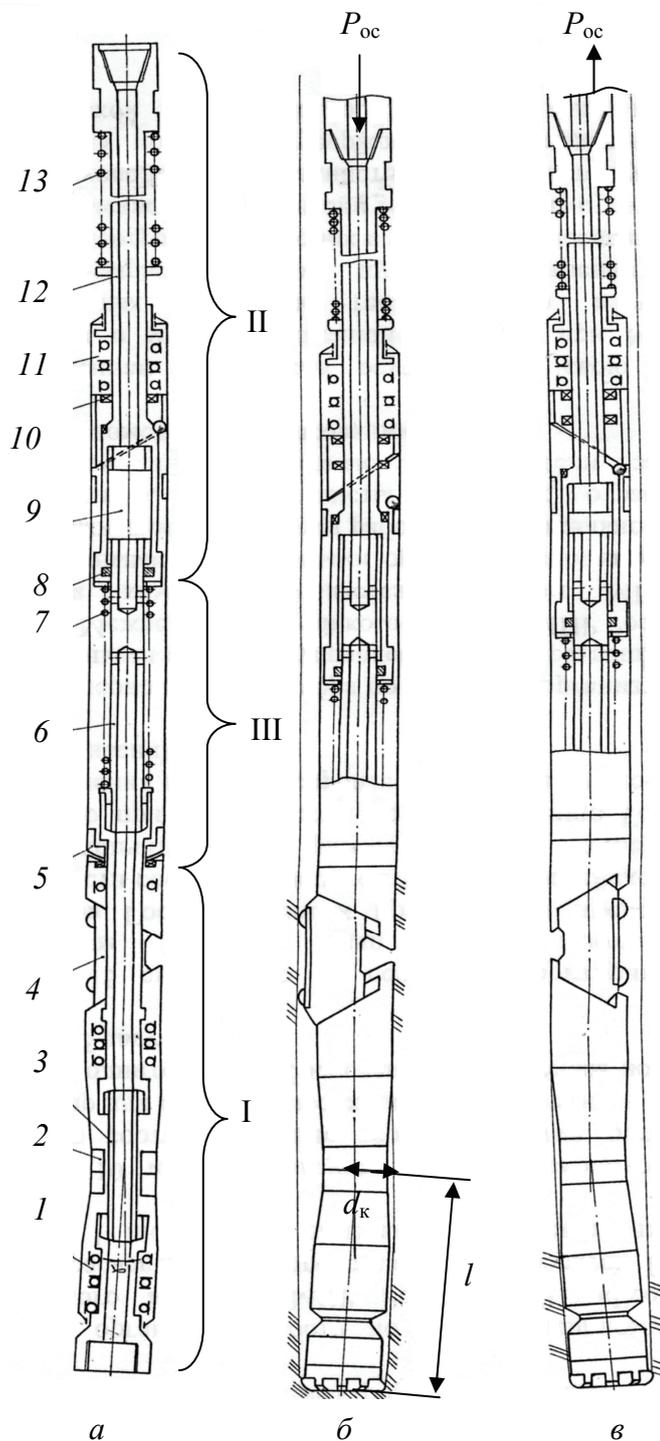


Рис. 9.11. Отклонитель «Кедр»: а - транспортное положение; б - постановка отклонителя на забой и создание осевой нагрузки (рабочее положение); в - ориентирование (отрыв отклонителя от забоя)

При установке отклонителя на забой (рис. 9.11, б) верхний роторный вал перемещается вниз на величину хода в шлицевой втулке 9, верхняя пружина параллельно перемещает корпус вниз до выхода ползуна, упора его в стенку скважины и создания перекоса нижней секции отклонителя.

Одновременно с этим шарик ориентирующего блока освобождается и занимает нижнее положение в апсидальной плоскости. После этого размыкается блокировка верхнего роторного вала с корпусом, отмечается кратковременный рост давления промывочной жидкости, наблюдаемый по манометру бурового насоса. Повышение и снижение гидравлического давления является сигналом силового контакта долота с забоем.

Для ориентирования (рис. 9.11, в) отклонитель «Кедр» следует приподнять на 0,2–0,5 м над забоем, при этом клиновой ползун втягивается в габариты корпуса. Зафиксированный в апсидальной плоскости шарик, взаимодействуя с винтовой поверхностью стакана ориентирующего устройства, обеспечивает поворот и установку отклонителя в заданное положение. При подъеме отклонителя над забоем разделительное кольцо 8 вновь разъединяет осевые каналы лицевого вала, что также сопровождается кратковременным повышением давления промывочной жидкости, а затем возвратом давления до рабочих параметров. Последовательное повышение и снижение давления промывочной жидкости при подъеме отклонителя над забоем скважины свидетельствуют об окончании процесса ориентирования. После получения сигналов об ориентации отклонителя и постановке его на забой создается рабочая осевая нагрузка, включается вращатель бурового станка и производится бурение скважины. Асимметричное разрушение забоя скважины и ее искривление осуществляются за счет наклона оси породоразрушающего инструмента к оси скважины. При бурении рекомендуются параметры: осевая нагрузка 8,0–30,0 кН; частота вращения не более 600 мин⁻¹; расход промывочной жидкости 30 л/мин.

Отклонитель «Кедр» также может применяться с колонковой трубой для бурения с отбором керна. В этом случае колонковая труба устанавливается вместо нижнего искривленного узла распорно-отклоняющего блока I отклонителя (рис. 9.11) при соединении с валом через шарнирный переходник. Длина колонковой трубы может составлять 0,5–1,2 м, что позволяет получить интенсивность искривления 0,8–1,0 град/м при ее длине 0,5 м; 0,3–0,4 град/м при ее длине 1,0 м и 0,2 град/м при ее длине 1,2 м.

Забойный комплекс «Кедр» позволяет выполнять искусственное искривление на больших глубинах и при использовании вязких буровых растворов, обеспечивает дохождение до забоя по шламу, прохождение по зауженным участкам ствола и выполнение работ в неустойчивых породах за счет возможного многократного повторного ориентирования в течение рейса. Возможность регулирования интенсивности искривления в широких пределах и плавный набор

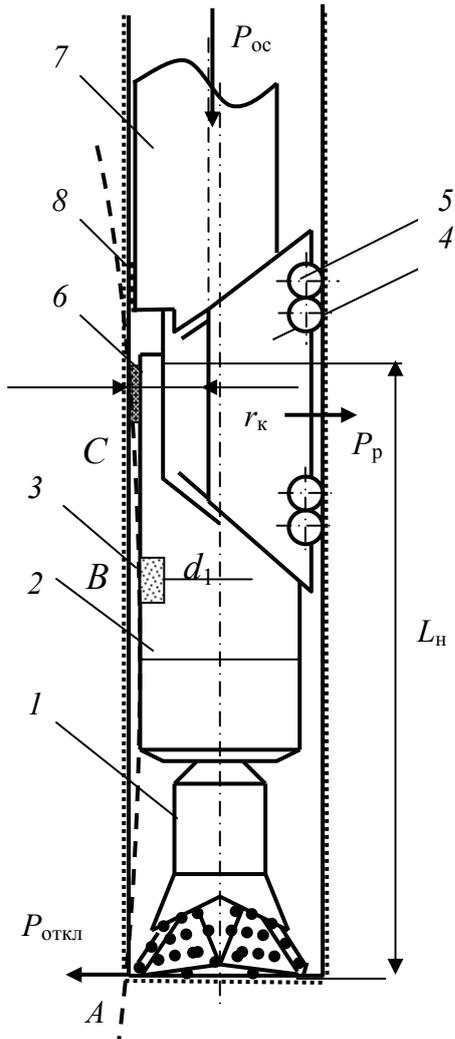


Рис. 9.12. Схема отклонителя ТЗ-3П-59 в рабочем положении

кривизны позволяют использовать комплекс при всех видах разведочного бурения, в том числе комплексом ССК.

Отклонитель ТЗ-3П-59 является модернизированным ОНД типа ТЗ-3 (рис. 9.12) [15, 16]. На рис. 9.12 обозначено: 1 – долото с переходником; 2 – нижний полуклин; 3 – съемная регулировочная плашка; 4 – выдвижной ползун; 5 – катки ползуна; 6 – накладка на хвостовике нижнего полуклина; 7 – верхний полуклин; 8 – центровочная вставка из твердого сплава.

Нижний полуклин отклонителя ТЗ-3П имеет накладку 6, размер которой обеспечивает положение долота в скважине без перекоса. В результате ОНД ТЗ-3П реализует фрезерование стенки скважины в направлении действующего отклоняющего усилия $P_{откл}$.

Для настройки отклонителя на расчетную интенсивность искривления предусмотрена установка плашки 3 (рис. 9.12). Высота превышения плашки 3 над корпусом регулируется с помощью накладок. Расчет интенсивности рекомендуется производить по формуле

$$i_{\phi} = \frac{2}{L_n^2} \left(\sqrt{\frac{D_d - d_1}{2}} + \sqrt{\frac{2r_k - d_1}{2}} \right)^2, \quad (9.10)$$

где d_1 – диаметральный размер по накладке 3, м;

L_n – расстояние от торца долота до накладки 6 (рис. 9.12), м.

Интенсивность искривления скважины в установившемся режиме определяется положением трех точек на корпусе отклонителя: А (точка контакта долота со стенкой скважины), В (плашка 3) и С (накладка 6). Они и определяют линию кривизны ствола скважины (рис. 9.12).

Достоинства отклонителя ТЗ-3П-59 в сравнении с отклонителем типа ТЗ-3 состоят в минимальной при работе ОНД деформированности вала, возможности задавать интенсивность искривления и обеспечивать ее регулирование при минимальном, но достаточном для реализации искривления значении отклоняющего усилия на долоте.

Отклонители ОГМ-59 и ОГМ-76 [15, 16] предназначены для искусственного искривления скважин диаметром 59 и 76 мм в породах V–XI катего-

рий по буримости. Отклонители имеют гидромеханический узел закрепления в скважине, выполненный в виде выдвигной плашки, армированной резцами из твердого сплава и расположенной в вырезе корпуса. Эта конструктивная особенность ОГМ, в отличие от отклонителей с механическими распорными устройствами, позволяет производить искривление при самой минимальной осевой нагрузке на инструмент, так как величина распорного усилия не зависит от осевого усилия на долото.

Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем, может составлять 0,3–2,0 град /м и регулироваться в этом диапазоне. Рабочий перепад давления промывочной жидкости для надежного закрепления отклонителя в скважине составляет 0,8–1,0 МПа, а расход промывочной жидкости 45–60 л /мин. Максимальный диаметр раскрепления – 61,5 мм при диаметре корпуса 56,5 мм (ОГМ-59), 78 мм – при диаметре корпуса 72 мм (ОГМ-76). Длина отклонителя ОГМ-59 – 0,61 м, отклонителя ОГМ-76 – 0,65 м.

Отклонитель ОГМ (рис. 9.13) состоит из переходника 1, вала 2, корпуса 3 и долота 4. В нижней части вала установлен клапан-дроссель 5, предназначенный для создания перепада давления промывочной жидкости внутри отклонителя. На валу имеется отверстие 6 для попадания промывочной жидкости в полость А (между валом 2 и гидрокамерой 7). На валу в постоянном зацеплении с ним находится муфта гидрорасцепки 8 с уплотнениями 9. На период спуска отклонителя и его ориентации (до включения насоса) муфта 8 находится в зацеплении с валом 2 корпусом 3 через шлицевые соединения. Отверстие 10 на валу предназначено для прохождения промывочной жидкости в полость Б гидрорасцепки. Основной деталью корпуса отклонителя является гидрокамера, состоящая из резиновой камеры 7 и распорной плашки 11 с накладкой и резцами 12. Накладка на распорной плашке 11 позволяет регулировать поперечный размер распора отклонителя, а резцы на плашке 11 обеспечивают стабилизацию корпуса отклонителя.

Для создания перекоса корпуса отклонителя относительно оси скважины и регулирования интенсивности искривления служит накладка 13, установленная диаметрально относительно распорной плашки 11. В отклонителе ОГМ функции подшипников скольжения выполняют капроновые втулки и упорный подшипник 14, который служит для передачи поступательного движения корпусу. Герметизация гидрокамер и подшипников производится рядом резиновых уплотнений 9. В нижней части отклонителя со стороны, противоположной положению распорной плашке 11, имеется накладка 15, предназначенная для регулирования интенсивности искривления: максимальная интенсивность искривления будет получена при отсутствии накладки 15, а минимальная интенсивность, если накладка 15 будет по высоте близка к величине радиального зазора (1,5 мм).

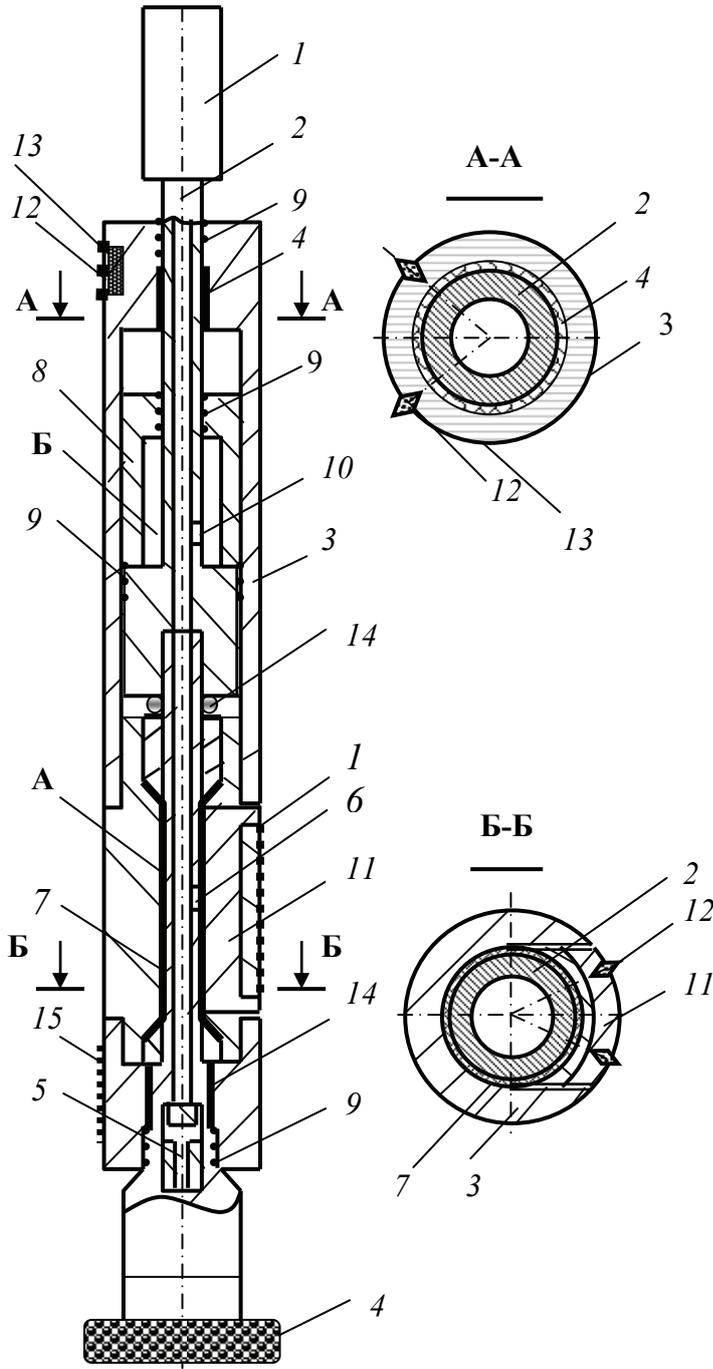


Рис. 9.13. Отклонитель ОГМ-59

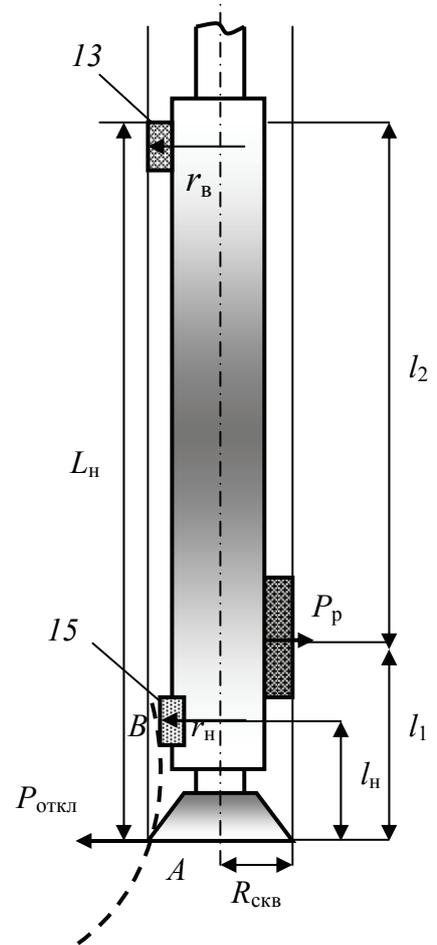


Рис. 9.14. Схема параметров отклонителя ОГМ

Порядок работы с отклонителем следующий. После его спуска и ориентации включается буровой насос. При этом клапан-дроссель 5 обеспечивает повышение давления в полости вала и распорная плашка 11 вследствие расширения гидрокамеры 7 выходит из окна корпуса и фиксирует корпус ОНД в скважине, исключая его проворот. Муфта 8 гидрорасцепки одновременно с закреплением отклонителя перемещается в верхнее положение,

освобождая вал от зацепления с корпусом. Вращение вала начинается с минимальных частот вращения и при минимальной осевой нагрузке на долото.

После приработки долота частоту вращения доводят до 300 мин^{-1} , осевую нагрузку – до $20,0 \text{ кН}$. Скорость бурения отклонителем не должна превышать $0,9 \text{ м/ч}$, а номинальный интервал бурения $2,5 \text{ м}$. Для проработки интервалов искривления рекомендуется использовать шарнирные компоновки типа СПИ-59 (рис. 9.8, в). Далее бурение продолжают колонковыми наборами (длина наборов $1,5; 2,0; 2,5 \text{ м}$), соединенными с гибкими трубами, например СБТ-42.

Отклонитель реализует набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

Отклоняющее усилие, развиваемое отклонителем ОГМ, вызвано не деформацией вала, а распорным усилием, создаваемым плашкой 11 , которая выдвигается из корпуса под давлением промывочной жидкости, попадающей в полость A через канал b в валу отклонителя. Данное обстоятельство определяет меньшую вероятность поломок деталей отклонителя, в первую очередь вала, из-за гораздо меньших механических напряжений. Отклоняющее усилие, развиваемое отклонителем ОГМ, можно определить из зависимости [15, 16]

$$P_{\text{откл}} = \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{п}} l_2}{2L_{\text{в}}}, \quad (9.11)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – давление промывочной жидкости в гидрокамере A отклонителя, МПа;

$S_{\text{п}}$ – площадь распорной плашки 11 со стороны гидрокамеры 7 , м^2 ;

$L_{\text{в}}$ – расстояние от торца долота до верхней точки накладки 13 , м ;

l_2 – расстояние от середины плашки 11 до верхней точки накладки 13 , м .

Под действием отклоняющего усилия происходит фрезерование стенки скважины и набор кривизны. Пределом величины кривизны является условие вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины.

Для регулирования интенсивности искривления снарядом ОГМ служит накладка 15 на корпусе ОНД (рис. 9.13, 9.14). Толщина накладки позволяет регулировать радиус $r_{\text{н}}$ и устанавливать величину кривизны ствола скважины подобно тому, как это решено в конструкции отклонителя ТЗ-3П-59 (рис. 9.12). В этом случае точки A и B (рис. 9.14) на долоте и накладке 15 задают предельное значение интенсивности искривления. Расчетное значение интенсивности искривления отклонителем ОГМ можно получить по зависимости

$$i = \frac{57,3(R_{\text{СКВ}} - r_{\text{н}})}{l_{\text{н}}^2}, \quad (9.12)$$

где $R_{\text{СКВ}}$, $r_{\text{н}}$, $l_{\text{н}}$ – размеры на ОНД, приведенные на рис. 9.14.

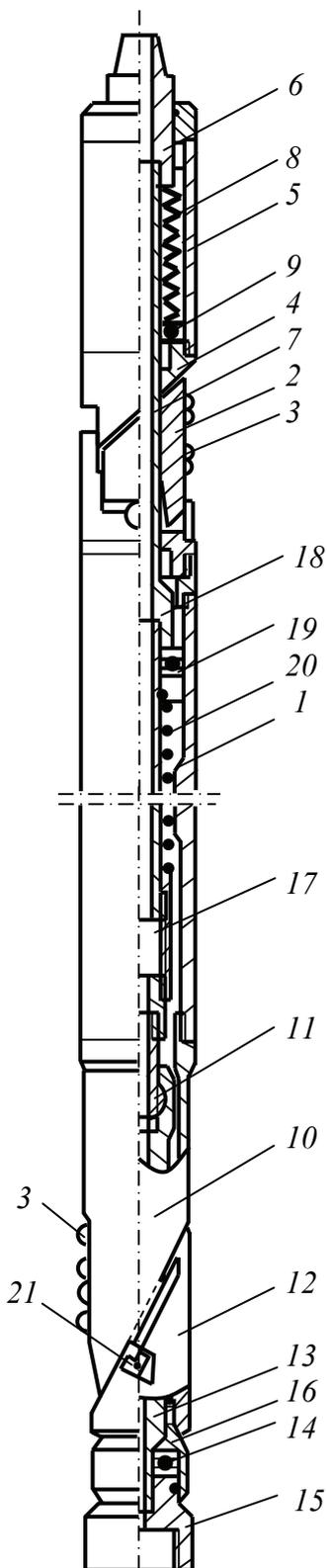


Рис. 9.15. Отклонитель СБС

Отклонитель ОГМ рекомендуется применять в составе многофункциональной компоновки МФК, которая включает отклонитель, ориентатор и инклинометр, что позволяет за один рейс произвести ориентирование отклонителя, искривление скважины в заданном направлении и определение полученных угловых параметров (несколько значений зенитного и азимутального углов) искривленной скважины.

Интенсивность искривления скважины компоновкой МФК составляет 0,5–1,5 град/м, затраты времени на ориентирование отклонителя – 5 мин, на измерение параметров кривизны в одной точке – 2 мин [15, 16].

Отклонители СБС (ОБС) типоразмера 76; 59 и 46 мм аналогичны по конструкции и состоят из двух основных частей: не вращающегося при наборе кривизны корпуса-статора и вращающегося внутреннего вала-ротора (рис. 9.15) [15, 16].

Не вращающаяся при работе ОНД часть состоит из корпуса 1, в котором размещена выдвижная каретка 2 с роликами 3. Торец каретки 2 скошен под углом 45° и соприкасается с клином 4 раскрепляющего узла. Последний состоит из муфт и корпуса-трубы 5, посаженных на радиальных подшипниках на верхнюю часть составного рабочего вала 6 и 7. Передача осевой нагрузки производится с помощью тарельчатых пружин 8 и упорного подшипника 9. С нижней частью корпуса соединяется отклонитель 10 с внутренним отверстием овального сечения для размещения вала шарнира 11. Отклоняющий узел также снабжен роликами 3 для удержания корпуса снаряда от проворота в скважине при перемещении в процессе бурения интервала искривления. Отклонитель находится в контакте со сместителем 12, помещенным на радиальном подшипнике на ведомом валу 13 и опирающемся на упорный подшипник 14 и переходник 15, с которым соединяется породоразрушающий инструмент. Муфта 16 закрывает радиально-упорный подшипник узла 14.

Вращающаяся часть снаряда представляет собой составной рабочий вал, состоящий из ведущего 6, 7,

шлицевого 17 и ведомого 13 валов и шлицевого шарнира 11. Верхний элемент ведущего вала 6 опирается на тарельчатые пружины 8, а через муфту 18 на упорный подшипник с кольцом 19 и на упорно-возвратную пружину 20. Далее расположен шлицевой шарнир 11, позволяющий ведомому валу 13 изменять свое положение в овальном отверстии отклонителя 10 и образовывать заданный угол перекося при смещении сместителя 12, перемещение которого определяется шириной паза, образующегося при постановке съемных ограничителей 21 различного размера. В зависимости от размера ограничителя интенсивность искривления скважины может задаваться в пределах 0,5–1,5 град/м.

Опыт применения отклонителей СБС на различных месторождениях позволил установить зависимость интенсивности искривления от зазора в отклоняющем узле (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Значения интенсивности искривления от зазора
в отклоняющем узле отклонителя СБС

Зазор, мм	5	6	7	8	9
Средняя интенсивность искривления, град/м	до 0,7	0,7–1,0	1,0–1,3	1,3–1,5	1,5

Отклонитель СБС работает следующим образом. После ориентирования снаряда его без вращения устанавливают на забой и передают осевую нагрузку, которая через ведущий вал 6 передается на тарельчатые пружины 8, подшипник 9 и клин 4.

Клин 4 перемещается вниз и выдвигает распорную каретку 2 за пределы размеров корпуса, ролики 3 краями врезаются в стенку скважины и удерживают снаряд от проворота. При этом подшипниковый узел 19 сжимает пружину 20 и кольцом упирается в муфту корпуса 18; таким образом осевая нагрузка передается на долото по наружному невращающемуся корпусу к отклонителю 10. Последний надвигается на сместитель 12 и смещает его от оси снаряда на расстояние, определяемое шириной паза ограничителей. Ведомый вал 13 изменяет свое положение, поворачиваясь на некоторый угол в шарнире 11, что вызывает отклонение переходника 15.

Осевая нагрузка от отклонителя 10 передается на сместитель 12, муфту 16 и подшипниковый узел 14, а затем на переходник 15 и долото, в то время как вращение передается по внутреннему рабочему валу. Одна из проблем эксплуатации отклонителей СБС состояла в том, что в ряде случаев происходило заклинивание верхнего раскрепляющего узла при подъеме снаряда из скважины. Поэтому была произведена модернизация верхнего распорного механизма, который был позаимствован у отклонителя типа ТЗ (см. рис. 9.12, ползун 4). Таким образом, отклонитель ОБС-59 имеет верхний узел раскрепления в виде выдвигного ползуна с катками.

В зависимости от величины зазора (табл. 9.1), устанавливаемого ограничителями $2I$ (рис. 9.15), отклонители СБС и ОБС могут обеспечивать набор кривизны или преимущественно за счет перекоса вала, т. е. асимметричного разрушения забоя при зазоре до 5 мм, или совместным фрезерованием под действием $P_{\text{откл}}$ и асимметричным разрушением забоя при зазоре более 5 мм, но уже в основном за счет фрезерования стенки скважины. При величине зазора $c = (6-7)$ мм отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования, рассчитывается без учета деформации вала по формуле

$$P_{\text{откл}} = \frac{P_{\text{ос}} a}{l} \operatorname{tg} \varphi, \quad (9.13)$$

где φ – угол скоса полуклиньев в месте их соединения (равен 30°), град;

l – длина нижнего вала отклонителя, м ;

a – длина вала от шарнира до середины скоса полуклиньев, м.

При величине зазора $d = (8-9)$ мм возможен прогиб и в этом случае отклоняющее усилие можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{откл}} = \frac{3EI}{ab^2} X \sin \varphi, \quad (9.14)$$

где EI – жесткость вала, Па·м⁴;

b – длина вала от середины скоса полуклиньев до торца инструмента, м;

X – прогиб вала, равный разности установленной величины зазора d и предельной величины зазора, позволяющей сместиться валу в корпусе без деформации c (5 мм), м.

Пример 18. Рассчитать интенсивность искривления отклонителем ОБС-59 при установленном сменном ограничителе зазора (табл. 9.1), равного 5 мм.

В этом случае интенсивность искривления определится по формуле (9.9):

$$i = \frac{57,3(D_{\text{н}} - d_{\text{к}})}{l^2} = \frac{57,3(0,059 - 0,057)}{0,41^2} = 0,68 \text{ град/м.}$$

При увеличении зазора, задающего смещение нижнего полуклина сменным ограничителем зазора до $c = (6-7)$ мм (табл. 9.1), на долоте будет проявляться значительная по величине отклоняющая сила, которая приведет к повышению набора кривизны до 1,0–1,5 град/м. Величина этой силы, рассчитанная по формуле (9.13), будет равна

$$P_{\text{откл}} = \frac{1500 \cdot 0,15}{0,41} \operatorname{tg} 30^\circ = 3,17 \text{ кН.}$$

При увеличении зазора сменным ограничителем до $d = 9$ мм (табл. 9.1) возможен прогиб вала и изменение отклоняющего усилия, которое рассчитывается по формуле (9.14):

$$P_{\text{откл}} = \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па} \cdot 0,05(0,03^4 - 0,01^4)}{0,15 \cdot 0,41^2} (0,009 - 0,005) \sin 30^\circ = 2,0 \text{ кН.}$$

Таким образом, при работе отклонителя величина $P_{откл}$ будет варьировать в интервале 2,0–3,0 кН, что и обеспечивает набор кривизны фрезерованием и асимметричным разрушением забоя.

Бурение интервала искусственного искривления отклонителями СБС или ОБС производится при следующих режимных параметрах.

После постановки отклонителя на забой создается осевая нагрузка в 20,0 кН для СБС (ОБС)-59 и 15,0 кН для СБС (ОБС)-46 для врезания роликов раскрепляющего и отклоняющих узлов в стенку скважины. Затем осевую нагрузку следует снизить до 15,0 кН для СБС (ОБС)-59 и 10,0 кН для СБС (ОБС)-46, включить первую, а после приработки долота вторую скорость бурового станка.

Выбирать параметры режимов бурения снарядами фрезерующего типа, к которым относятся и отклонители СБС и ОБС, необходимо с учетом обеспечения оптимальной механической скорости бурения, которую следует поддерживать в пределах 0,8–1,0 м/ч. При меньшей скорости бурения интенсивность искривления может увеличиться по сравнению с проектной, и, наоборот, при скорости выше 1,0 м/ч возможно уменьшение запроектированной интенсивности.

После окончания бурения СБС заданного интервала искусственного искривления скважины останавливают вращение колонны, снимают осевую нагрузку и приподнимают отклонитель от забоя на 15–20 см. При медленном движении шпинделя вверх производят 1–2 оборота колонны вправо, при этом происходит блокировка вала отклонителя в корпусе. Дальнейший подъем отклонителя осуществляется обычным способом.

Опишем снаряд направленного бурения для ССК компании *Devico*. Направленное бурение с отбором керна обеспечивается специальным колонковым набором *Devidrill*, который может применяться с серийным снарядом типоразмера *NQ* (75,4 мм) с наружным диаметром колонкового набора 72 мм. Данный колонковый набор представляет собой отклонитель, обеспечивающий искривление скважины с интенсивностью 0,3 град/м и отбор керна диаметром 31,5 мм на всем интервале работы отклонителя. Длина керноприемной трубы 3,0 метра.

Принцип работы устройства *Devidrill* заключается в использовании ведущего вала (бурильной колонны), проходящего через втулку, смещенную от центральной оси устройства, что обеспечивает изгиб колонкового набора под действием осевого усилия при провороте эксцентриковой втулки и перекося коронки (рис. 9.16). В верхней

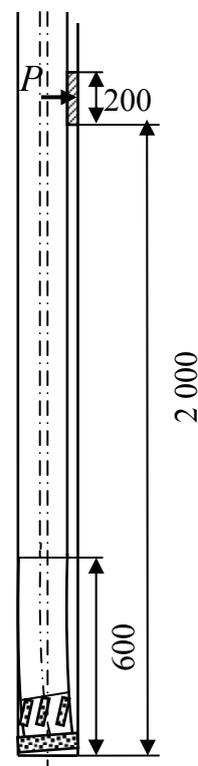


Рис. 9.16. Схема отклонителя *Devidrill*

части набора, на расстоянии 2 м, устройство имеет выдвижную накладку, которая работает под давлением промывочной жидкости и воздействует на стенку скважины. Накладка выдвигается за пределы поверхности колонкового набора и, упираясь в стенку скважины с усилием P , фиксирует плоскость изгиба колонкового набора.

Внутренние составляющие снаряда включают в себя средства ориентирования отклонителя, съемный керноприемник, систему переводников, трубу с инструментом для инклинометрии с целью фиксации данных с последующей их передачей на компьютер. Информация записывается внутри устройства и загружается на компьютер после каждого рейса.

Следует отметить, что отклонитель *Devidrill* является наиболее современным и эффективным снарядом для работы с комплексами ССК.

9.3. Ориентаторы и приемы работы с ними

Для ориентирования отклонителей используются *приборы и методы прямого ориентирования* по азимуту требуемого направления искривления и *приборы и методы косвенного ориентирования* по углу установки отклонителя ω_0 .

В качестве метода прямого ориентирования применяют спуск в скважину ориентированного по направлению искривления отклонителя.

Для ориентирования по углу установки отклонителя применяются различные конструкции ориентаторов, которые можно разделить на устройства:

- механического типа (ШОК, самоориентатор ОП-3, ориентатор отклоняющего комплекса «Кедр»);
- электромеханического типа («Луч», УШО, «Курс», ОЭ, ОБ);
- гидромеханического типа (ОШГ, АЗОР).

9.3.1. Ориентаторы механического типа.

Самоориентаторы

Среди ориентаторов механического типа наиболее известен ориентатор ШОК (штыревой ориентатор клиньев). Он разработан не менее полувека назад для ориентирования отклоняющих клиньев в наклонных скважинах. Важнейшим достоинством данного ориентатора является простота его конструкции, что позволяет осуществить его изготовление в самой простой механической мастерской. Конструкция ШОК и правила работы с ним даны в работах [15, 16].

Самоориентатор ОП-3 разработан ЗабНИИ для ориентирования ОНД типа ТЗ и устанавливается непосредственно над отклонителем (рис. 9.17) [15, 16].

Включает переходник 1 с резьбой для соединения с корпусом ОНД, шарнирную втулку 2 и контргайку 3, кольцо 4 и штифты 5, обеспечивающие шарнирное соединение отклонителя с ориентатором. Вал 6 с резьбой для соединения с валом отклонителя помещен внутри корпуса, в котором на подшипниках дисбалансом помещен свинец эксцентрикового груза 7. Вес груза 7 должен быть достаточным для проворота отклонителя на заданный угол ориентирования. В корпусе 8 подшипникового узла имеются пяты 9, подшипник 10 и две половины сцепной муфты 11 и 12.

Для настройки отклонителя на заданный угол установки эксцентриковый груз 7 перед спуском в скважину ориентируют на заданный угол установки отклонителя, а это положение эксцентрикового груза 7 относительно корпуса ОНД фиксируют с помощью контргайки 3.

С этой целью отклонитель с присоединенным самоориентатором ОП укладывают на горизонтальную поверхность, отвинчивают контргайку 3 и свободно вращающийся относительно эксцентрикового груза корпус отклонителя поворачивают в положение угла установки $\omega_0 = 0^\circ$. Для ТЗ или ТЗ-ЗП это положение соответствует случаю, когда ползун отклонителя с катками-роликами направлен строго вертикально вниз и совпадает с положением эксцентрикового груза 7, который под действием веса эксцентрика занимает нижнее положение (см. рис. 9.18, а). Далее, не меняя положение эксцентрикового груза 7, корпус отклонителя поворачивают на заданный угол установки ω_0 . Контроль угла поворота следует вести с помощью устройства ПУ (рис. 9.18), предварительно закрепленного на корпусе ОНД в положении, при котором стрелка ПУ строго совпадает с направлением, в котором происходит искривление скважины отклонителем (в сторону, противоположную ползуну с катками-роликами).

Полученное положение груза 7 относительно корпуса и ползуна отклонителя фиксируют с помощью контргайки 3.

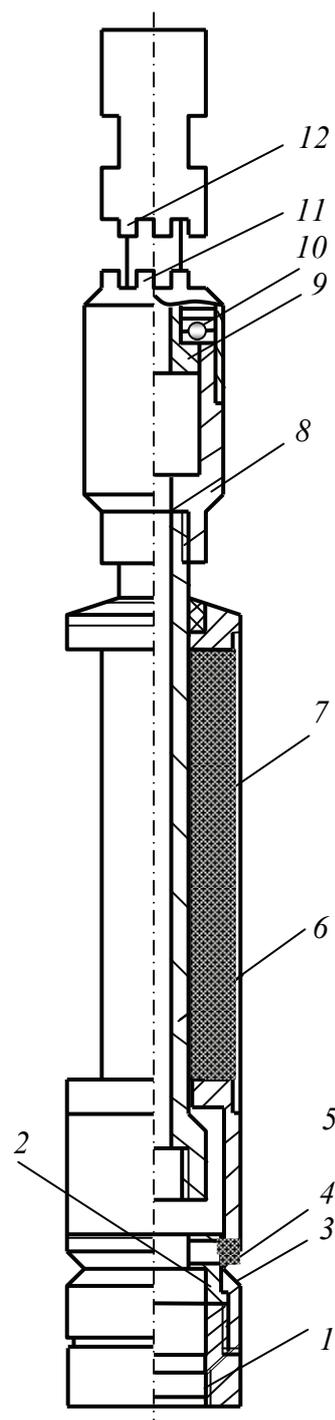


Рис. 9.17. Ориентатор ОП

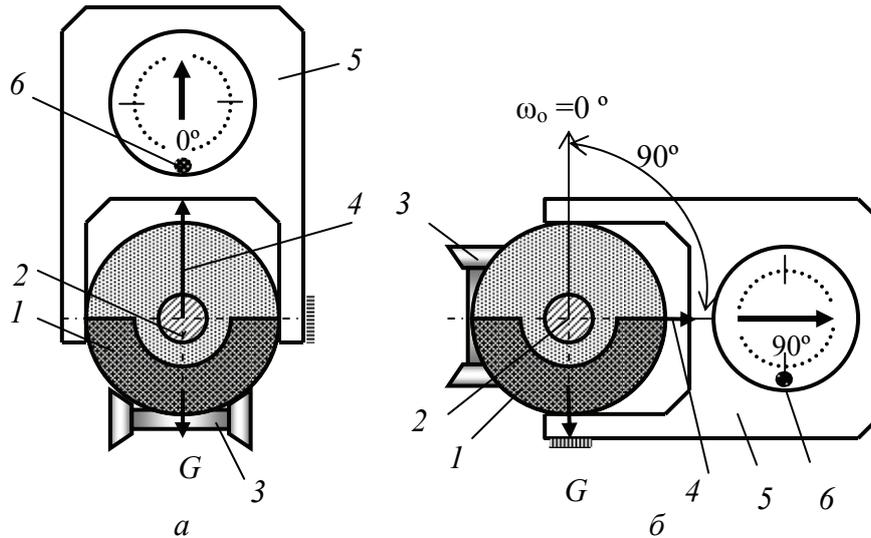


Рис. 9.18. Схемы (а, б), поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП и отклонителя типа ТЗ на угол установки отклонителя $\omega_0 = 90^\circ$

На рис. 9.18 представлены схемы, поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП-3 и отклонителя ТЗ-3 на угол установки отклонителя ω_0 , равный 90° (искривление вправо с увеличением азимута без изменения зенитного угла).

На рис. 9.18 обозначены: 1 – эксцентриковый груз, занимающий положение под действием силы тяжести и веса груза G (соединен с корпусом отклонителя и фиксируется с ним контргайкой); 2 – вал самоориентатора (соединен с валом отклонителя); 3 – катки-ролики ползуна отклонителя ТЗ или ТЗ-3П; 4 – направление искривления отклонителем; 5 – устройство ПУ; 6 – шарик-указатель угла установки отклонителя данного устройства.

На рис. 9.18, а отклонитель – в исходном при настройке положении, когда угол установки отклонителя равен 0° ; на рис. 9.18, б он повернут по часовой стрелке на четверть оборота, что соответствует углу установки 90° .

Зафиксированные в таком положении контргайкой 3 эксцентриковый груз 7 ориентатора (рис. 9.17) и отклонитель спускают в наклонную скважину.

При спуске в скважину груз 7 (рис. 9.17) и отклонитель находятся в свободно подвешенном состоянии на пяте 9 и подшипнике 10, а поэтому эксцентриковый груз 7 проворачивается под действием силы тяжести и проворотом устанавливает отклонитель на заданный угол ориентации.

При постановке на забой верхняя часть 12 сцепной муфты и пяты 9 опускаются вниз, а зубцы двух половин 11 и 12 сцепной муфты входят в зацепление, передавая крутящий момент и осевое усилие от колонны к валу 6 и далее к долоту ОНД (рис. 9.17). В результате обеспечиваются закрепление отклонителя в скважине и углубление забоя с искривлением скважины в заданном направлении.

9.3.2. Ориентаторы электромеханического типа

В качестве примера ориентатора электромеханического типа рассмотрим ориентатор УШО.

Данный ориентатор включает наземный прибор (миллиамперметр, соединяемый через бурильную колонну) и провод 4 со скважинным ориентатором (рис. 9.19, а).

Скважинный прибор включает корпус 1, отвес 2, группу контактов 3, электрический провод 4 и наконечник 5 фасонной перьевой формы с продольным пазом 6 для фиксации ориентатора ножом-ловителем 7 ориентирующего переходника 8 (рис. 9.19, б). Ориентирующий переходник 8 с ножом-ловителем 7 устанавливается над отклонителем. Группа контактов 3 соединена по мостовой схеме таким образом, что в зависимости от того, замкнут отвесом 2 правый или левый контакт 3, электрический ток по схеме проходит в том или ином направлении.

При определенных положениях отвеса 2 контакты 3 не будут замкнуты. Каждое из положений отвеса 2, а таких положений может быть четыре, соответствует определенным показаниям наземного прибора. В том случае, если замыкаются правый или левый контакты 3, стрелка миллиамперметра отклоняется соответственно вправо или влево. Если отвес 2 не замыкает контакты 3, то миллиамперметр показывает 0. Таких положений стрелки миллиамперметра два. Это так называемые «длинный ноль» и «короткий ноль». При этом вышеперечисленные четыре положения отвеса 2 по отношению к контактам 3 будут реализовываться поочередно при вращении датчика ориентатора вокруг собственной оси в наклонной скважине, а сигналом правильной установки отклонителя на заданный угол будет положение стрелки миллиамперметра «короткий ноль».

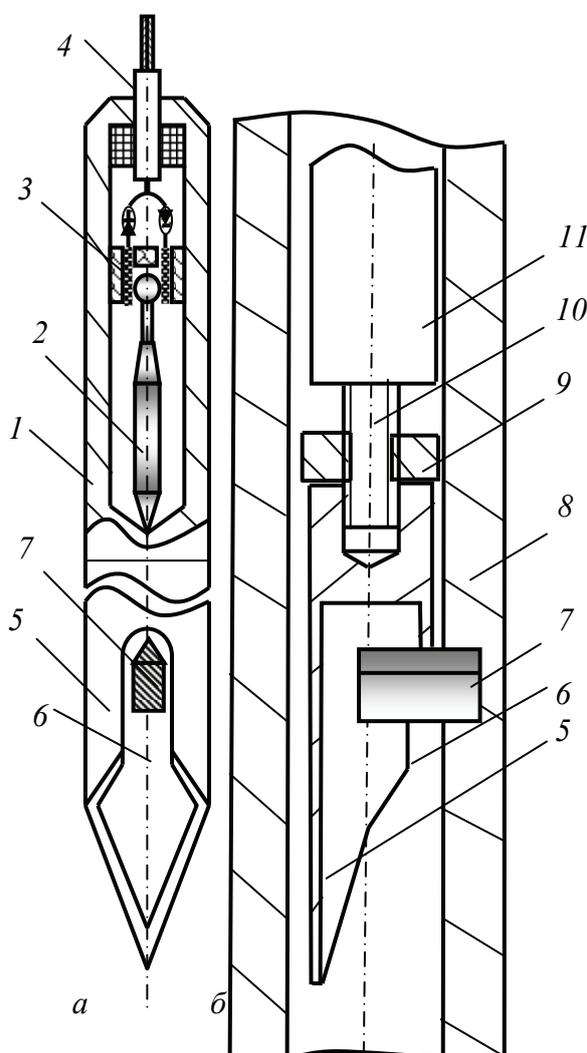


Рис. 9.19. Схема устройства ориентатора УШО (а) и положение наконечника ориентатора в переходнике над отклонителем при ориентировании (б)

Электромеханические ориентаторы УШО, «Луч», «Курс» наиболее распространены при производстве работ по направленному бурению. Эти средства универсальны и достаточно эффективны. Но тем не менее они не лишены недостатков. Это прежде всего низкая точность ориентирования при малых зенитных углах ($3\text{--}5^\circ$), невозможность ориентирования в вертикальных скважинах и при сильной минерализации промывочной жидкости, трудность спуска в вязких буровых растворах при зенитных углах $25\text{--}30^\circ$ и, более того, невозможность их применения для ориентирования отклонителей в пологонаклонных, горизонтальных и восстающих скважинах.

В скважинном приборе-ориентаторе ОБ-13 (ВИТР) использован бесконтактный оптоэлектронный метод преобразования угла поворота датчика в электрический сигнал, что отвечает современному уровню измерительной техники и отражается в более высокой точности ориентирования.

Принцип действия оптоэлектронного преобразователя, который используется в ориентирующем приборе, заключается в том, что между источником (светодиод) и приемником (фотодиод) света располагается чувствительный оптический элемент с переменной плотностью. При измерении угла (при повороте датчика) меняется световой поток от источника к приемнику и, соответственно, изменяется ток, что фиксируется прибором на поверхности.

Благодаря новому подходу к конструкции датчика ориентатора обеспечивается его более высокая точность, информативность и надежность. Например, погрешность определения угла установки у ориентатора ОБ составляет не более $\pm 5^\circ$. Диаметр корпуса скважинного прибора равен 13 мм, глубина спуска для ориентирования – до 2 500 м [16].

Процесс ориентирования ориентатором ОБ аналогичен процессу поиска положения отклонителя ориентаторами УШО и «Луч». Отличием является поступающий на наземный прибор, микроамперметр, сигнал. У ориентатора ОБ сигналом о завершении ориентирования отклонителя является отклонение стрелки блока индикации в крайнее положение при прохождении максимального по силе тока фотосопротивления.

9.3.3. Ориентаторы гидромеханического типа

Гидромеханический ориентатор ОШГ (ориентатор шариковый гидравлический) для производства работ по направленному бурению горизонтальных скважин показан на рис. 9.20. Диаметр ориентатора 57 мм, погрешность ориентирования $\pm 4^\circ$, перепад давления промывочной жидкости 3–5 МПа.

Ориентатор устанавливается непосредственно в бурильную колонну над отклонителем и позволяет при включенном насосе и повороте бурильной колонны добиться нужного положения отклонителя в скважине, ориентируясь на изменение давления промывочной жидкости по показаниям манометра, находящегося на линии нагнетания жидкости в скважину. Сигналом

верного ориентирования будет некоторое заданное повышение давления промывочной жидкости в системе «колонна – скважина».

Ориентатор ОШГ включает корпус 1, верхний и нижний переходники 2, поршень 3 с резиновыми уплотнителями и кольцевой проточкой для размещения шарика 4, втулку 5 с продольным пазом шириной, равной диаметру шарика 4, пружину 6, дроссель 7 и шайбу 8 с конусным наконечником.

Ориентатор работает следующим образом.

На поверхности производится настройка ориентатора на заданный угол установки отклонителя. С этой целью на корпусе 1 ориентатора напротив паза во втулке 5 сделана метка, которая позволяет установить отклонитель под заданным углом по отношению к ориентатору.

Отклонитель присоединяется к правому переходнику 2, а ориентатор с отклонителем – к колонне бурильных труб левым переходником 2 (рис. 9.20). После спуска в скважину и размещения отклонителя над забоем включается буровой насос, оборудованный манометром. Под давлением жидкости поршень 3 перемещается и сжимает пружину 6.

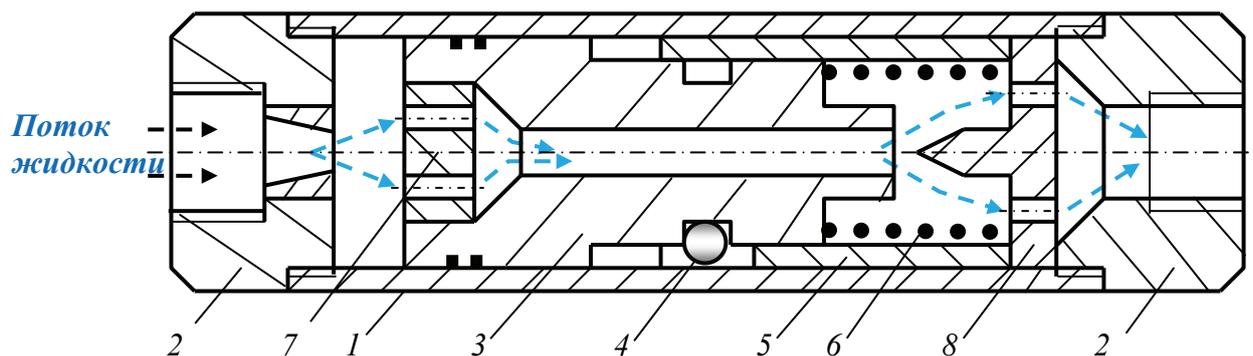


Рис. 9.20. Ориентатор ОШГ

Перемещение поршня 3 ограничивается шариком 4, который упирается в торец втулки 5. При этом шарик 4 занимает положение в кольцевой проточке поршня 3 и свободно в ней перемещается, что приводит к тому, что шарик 4 занимает под действием силы тяжести самое нижнее положение в корпусе 1 ориентатора. При вращении колонны бурильных труб с ориентатором с периодическим включением и отключением бурового насоса добиваются положения, при котором шарик оказывается напротив паза втулки 5 (рис. 9.20). В этот момент шарик 4 входит в паз втулки 5, поршень 3, не имея ограничения в перемещении, двигается в направлении шайбы 8, а конусный наконечник входит в отверстие поршня 3, но не закрывает отверстие полностью. Соответственно с уменьшением площади канала течения жидкости через поршень 3 возрастает давление промывочной жидкости, фиксируемое манометром, что и служит сигналом об ориентировании отклонителя.

9.4. Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин

Число (n) постановок отклонителя для решения поставленной задачи определяется путем деления требуемого для решения поставленной задачи угла набора кривизны δ на допустимое значение угла δ_d набора кривизны за одну постановку:

$$n = \frac{\delta}{\delta_d}. \quad (9.15)$$

Выбор значения угла δ_d набора кривизны за одну постановку следует производить с учетом ряда факторов технического и геологического характера.

К фактору технического характера следует отнести тип применяемой буровой колонны. Известно, что в интервале работы отклонителей могут происходить обрывы буровой колонны; при этом важной характеристикой для обоснования параметров искусственного искривления является величина допустимой по условиям прочности колонны интенсивности искривления [15, 16].

В табл. 9.2 приведены результаты расчетов, полученные для условий резкого локального и плавного искривлений с запасом прочности колонны 1,5 при глубине скважины 1 000 м и частоте вращения 700 мин⁻¹. Расчеты проведены для наиболее слабого элемента буровой колонны – резьбового соединения.

Из приведенных данных следует, что существенное влияние на потенциальную аварийность оказывает характер искривления, а именно величина набора угла искривления, и то, как этот угол набора кривизны распределен по интервалу искривления – равномерно или с резкими перегибами.

Приведенные в табл. 9.2 значения интенсивности имеют отношение к уже проработанным участкам искривлений. То есть при выполнении работ по искривлению интенсивность искривления, реализуемая непосредственно отклонителем, обычно бывает выше в 2–3, а в ряде случаев и более раз.

Таблица 9.2

Допустимые значения интенсивности искривления по условию прочности буровой колонны

Тип буровой колонны	Допустимые значения интенсивности искусственного искривления, град/м
ЛБТН-54	0,33–0,5
СБТМ-50	0,4–0,6
СБТМ-54	0,43–0,6
ССК-46	0,33–0,4
ССК-59	0,25–0,3
ССК-76	0,16–0,24

На рис. 9.21 приведены графики, отражающие связь величины угла набора кривизны отклонителем с возможным числом обрывов бурильной колонны, вызванных влиянием кривизны ствола скважины. Базовой на рис. 9.21 является первая кривая, полученная на основе обработки данных о результатах искривления скважин с интенсивностью от 0,5–2,0 и более град/м. По этим данным вероятность одного обрыва в интервале искривления становится возможной при $\delta_d = 3,3^\circ$. Если предположить, что интенсивность искривления не превышает установленных границ (кривые 2 и 3 на рис. 9.21), то очевидно, что вероятность обрыва в интервале искривления будет значительно меньше среднестатистической (кривая 1).

Влияние интенсивности искривления на аварийность с бурильными трубами представлено в виде кривой на рис. 9.22, полученной на основе анализа статистических данных. Из них следует, что критической может быть интенсивность искривления, превышающая 1,5 град/м.

Рис. 9.21. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины угла набора кривизны при различных значениях интенсивности искривления

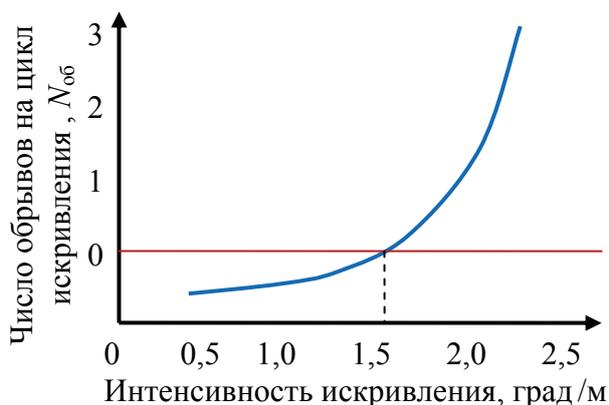
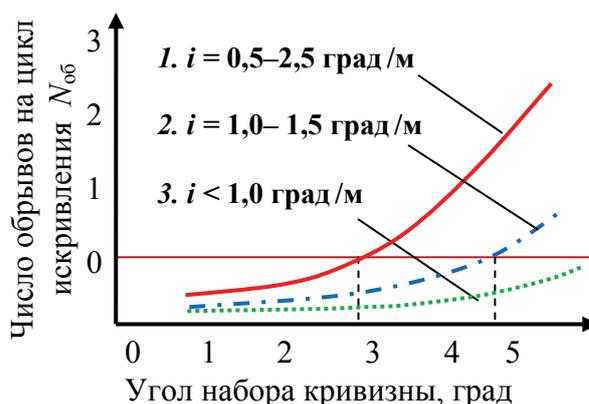


Рис. 9.22. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины интенсивности искривления

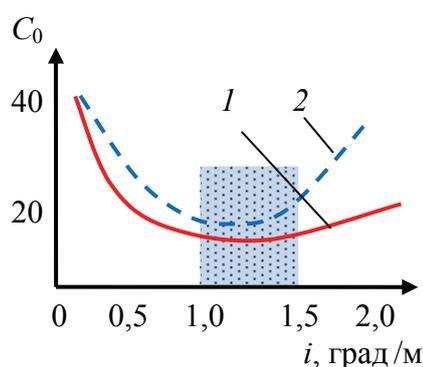


Рис. 9.23. Зависимость стоимости градуса искривления C_0 от интенсивности искривления i : 1 – СБТ; 2 – ЛБТ

При выборе рациональной интенсивности искривления важен и экономический аспект. С учетом затрат на искривление установлено, что минимальная стоимость градуса искривления C_0 (а значит, и совокупные затраты на направленное искусственное искривление) возможна при управляемой реализации искусственного искривления с интенсивностью 1,0–1,4 град/м. При этом более низкая стоимость градуса искривления получена для стальных бурильных труб (СБТ) в сравнении с легкосплавными бурильными трубами (ЛБТ), эксплуатация которых требует более плавного набора кривизны в интервале искусственных искривлений ствола (рис. 9.23).

Графики на рис. 9.23 получены в ценах 1980 г., которые не соответствуют современным и могут рассматриваться как условные. В то же время различие в ценах не изменяет в значительной степени технической сущности рассматриваемой задачи.

Таким образом, можно считать обоснованным, что при реализации искусственного искривления наиболее приемлемой будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,5 град/м, а угол набора кривизны за один цикл ориентировочно может составить 3–5 градусов.

При этом меньшие значения интенсивности искривления должны соответствовать большим значениям угла набора кривизны за одну постановку отклонителя. Например, задавшись интенсивностью искривления 0,8–1,0 град/м, можно произвести набор угла искривления в 5–6°; если же интенсивность искривления планируется равной 1,5 град/м, угол набора кривизны, особенно в твердых породах, следует ограничить 3–3,5°.

Безаварийная работа бурильной колонны определяется не только интенсивностью искривления скважины, но и формой ее ствола. При равномерном плавном искривлении ствола нередки случаи, когда бурильные трубы надежно работают на интервалах скважин, имеющих кривизну, превышающую предельные нормы. Однако при резких перегибах стволов, особенно в местах установки стационарных клиньев, съемных клиновых отклонителей, число обрывов бурильных труб увеличивается, что существенно снижает производительность бурения и повышает его стоимость.

Важнейшим обстоятельством при выборе i и δ_d является качество проработки интервала искривления технологическим снарядом. Здесь важны как правильно выбранные параметры технологического снаряда, так и тщательность выполнения операции проработки интервала кривизны, параметры которой должны соответствовать значениям, требуемым с позиций безаварийной эксплуатации бурильных колонн (табл. 9.2).

Следует учитывать, что на качество проработки интервала искривления значительное влияние оказывает твердость горных пород. Поэтому при выполнении работ в твердых горных породах следует дополнительно ограничивать интенсивность искривления скважины отклонителем во избежание воз-

можных резких искривлений, не поддающихся проработке технологическими снарядами. Оптимальной в твердых породах будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,2 град/м.

При бурении скважин в породах средней твердости полученный при искривлении перегиб ствола достаточно легко сглаживается и без интенсивной проработки, не вызывая усталостного износа труб и их обрывов. В таких горно-геологических условиях могут применяться искривления с повышенными значениями интенсивности набора кривизны (1,2–1,8 град/м).

Длина рейса отклонителем непрерывного действия определяется исходя из выбранных значений угла набора кривизны δ_d и интенсивности искривления, реализуемой отклонителем $i_{откл}$:

$$l_p = \frac{\delta_d}{i_{откл}}. \quad (9.16)$$

В случаях, когда интенсивность искривления ОНД находится в пределах 0,5–0,8 град/м, величина набора угла искривления δ_d может быть увеличена и составлять 6 и более градусов. Подобные значения параметров искусственного искривления могут использоваться и при искривлении скважин, буримых ССК, но при условии качественной проработки интервала искривления специальными технологическими снарядами, настроенными на проработку перегиба до допустимых (по условиям эксплуатации колонн) значений интенсивности искривления (табл. 9.2).

9.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов

Дополнительные стволы скважин забуриваются с целью обхода аварийных интервалов и при многоствольном бурении.

Многоствольное бурение, особенно при разведке крутопадающих рудных тел, при значительной глубине разведочных скважин способно обеспечить значительное сокращение объема буровых работ и поэтому остается одним из самых перспективных методов проведения геологоразведочных работ.

При бурении многоствольных скважин применяют два основных метода заложения дополнительных стволов: «снизу вверх» и «сверху вниз» (рис. 2.6, а, б).

Возможен вариант совмещения обоих методов, когда часть стволов закладывается и бурится по методу «сверху вниз», а нижние стволы – по методу «снизу вверх».

Забурирование дополнительных стволов может производиться:

- с применением стационарных клиньев с временных пробок-забоев;
- съемных клиновых отклонителей с искусственных забоев;
- отклонителей непрерывного действия с искусственных забоев;
- без применения отклонителей спрямлением ствола в интервале искривления.

В случае забурирования дополнительного ствола с применением стационарного клина необходимо перекрытие клина обсадной колонной, поскольку высока вероятность аварии.

Съемные клиновые отклонители, особенно отклонитель СНБ-КО, более всего соответствуют условиям забурирования дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых и очень твердых горных породах. Причина этого в том, что клиновой отклонитель имеет направляющий желоб, который значительно повышает вероятность забурирования дополнительного ствола даже с забоев незначительной прочности в твердых породах.

Высокая твердость горных пород при забурировании дополнительных стволов является основной технической проблемой, решение которой требует применения специальных технологических приемов, инструментов и даже отклонителей [15, 16].

Использование отклонителей непрерывного действия для забурирования дополнительных стволов сдерживается именно тем, что при забурировании в твердых и очень твердых породах высока вероятность неудачных попыток. Например, существуют достаточно категоричные рекомендации, согласно которым применение ОНД возможно, если твердость забоя выше или, по крайней мере, равна твердости горных пород. Если это условие не выполняется, для забурирования дополнительных забоев следует применять съемные клиновые отклонители.

Таким образом, одной из проблем забурирования дополнительных стволов скважин с искусственных забоев является создание искусственных забоев высокой твердости, которая должна быть близка к твердости горных пород.

В то же время важным является обстоятельство, связанное с затратами времени на установку и отверждение искусственного забоя.

Анализ применения различных материалов и возможных условий создания искусственных забоев показывает, что в настоящее время сложно подобрать отверждаемые (и другие приемлемые) материалы для создания искусственных забоев, твердость которых была бы выше твердости горных пород VIII категории по буримости. Среди апробированных практикой работ известны свойства искусственных мостов из цементных смесей, синтетических смол, эпоксидных смол с песчаным и цементным наполнителями. Наиболее прочные из них – эпоксидные композиции; тем не менее они соответ-

ствуют по буримости лишь породам до VIII категории. При этом технология создания искусственных забоев из эпоксидных смол достаточно трудоемка и сложна, требует значительных затрат времени на установку и отверждение смеси композиции.

Таким образом, при использовании отклонителей непрерывного действия для забуривания дополнительных стволов следует использовать отклонители, наиболее подходящие по своим техническим характеристикам к условиям забуривания, а к искусственным забоям предъявляются требования высокой твердости и адгезии с породой, минимальных сроков установки и стоимости, возможности оперативного удаления искусственного забоя, например при ремонте скважин. Условия и возможные технические и технологические решения забуривания дополнительных стволов отклонителями изложены в работах [15, 16].

Технологии забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев любыми типами отклонителей проектируются по методу бурения многоствольных скважин «снизу вверх», так как искусственный забой перекрывает нижний интервал ствола, что предполагает возможность проведения каких-либо работ только на интервале скважины от устья до созданного искусственного забоя.

Забуривание дополнительного ствола спрямлением основного (бесклиновой способ) является эффективным способом, широко используется в практике при реализации метода многоствольного бурения «сверху вниз». Работы выполняются оперативно и без значительных затрат. При использовании этого метода нет необходимости устанавливать искусственный забой, поэтому забуривание дополнительных стволов производят поочередно из основного ствола в интервале его искривления, а после окончания бурения дополнительного ствола продолжают бурение основного ствола. В то же время этот способ забуривания дополнительного ствола не всегда можно реализовать из-за неподходящих горно-геологических и иных условий бурения (например, наличия в интервале выполнения работ очень твердых или, напротив, слабых, трещиноватых или дробленых пород).

9.6. Технические средства и технологии отбора ориентированного керна

Ориентированный керн – керн с нанесенной на его торцевую или боковую поверхность меткой, положение которой зафиксировано относительно оси и апсидальной плоскости скважины.

Наличие метки в совокупности с информацией о значениях зенитного и азимутального углов скважины в интервале отбора ориентированного керна

позволяет определить элементы залегания горных пород на глубине, с которой он поднят.

В вертикальных скважинах для отбора ориентированного керна используют прямое ориентирование при спуске бурового снаряда со средством нанесения метки, когда единственно известным направлением, относительно которого может фиксироваться положение метки, считается направление на магнитный или географический полюс.

В наклонных скважинах (зенитный угол более 5°) применяют метод косвенной ориентации, при котором положение метки фиксируется относительно апсидальной плоскости скважины. В этом случае для определения элементов залегания горных пород определяется апсидальный угол керноскопа φ_k – угол, измеряемый по часовой стрелке между двумя линиями:

- линией, соединяющей центр керна с центром метки на торце керна;
- следом апсидальной плоскости скважины на торце керна.

Керноскопы для получения ориентированного керна состоят из двух основных узлов:

- для нанесения метки на керн (маркирующий узел);
- ориентирования керна, с помощью которого фиксируют пространственное положение метки.

Нанесение метки царапанием боковой поверхности керна осуществляется разработанными в опытно-методической партии новой техники ПГО «Иркутскгеология» керноскопами КС и КШ (рис. 9.24, *а*, *б*) [15, 16].

Керноскоп КС (рис. 9.24, *а*) представляет собой съемную керноприемную трубу для комплексов ССК или КССК и включает колонковую трубу 1, корпус кернорвателя 2 с кернорвательным кольцом 3 и детали подшипникового узла 4 и 5. Дополнительно керноприемник оборудован жидкостным апсидоскопом 6 (ориентатором отбираемого керна), резцом 7 для нанесения метки на боковую поверхность керна и направляющей керн вставкой 8. Апсидоскоп 6 представляет собой герметичную емкость объемом 100 мл, внутри которой размещен полированный металлический стержень. Внутри апсидоскопа перед спуском керноскопа в скважинку заливается раствор медного купороса.

Керноскоп КШ выполнен на базе двойной колонковой трубы и включает коронку 1, подшипниковый узел 2, узел шарикового апсидоскопа 3, в котором основными элементами являются свинцовая печать 4 и шарик 5. Узел нанесения метки включает кернорвательное кольцо 6, резец для нанесения метки 7 и вставку 8, которая выполняет функцию направляющего для керна элемента.

Керноскоп КС может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Снарядом ССК или КССК, в котором отсутствует кернорвательное кольцо, выбуривается керн ограниченной длины (10–20 см). После этого кер-

ноприемная труба извлекается на поверхность, а на ее место устанавливается подготовленный для работы керноскоп КС. При посадке на выбуренный керн резцом 7 он наносит метку на боковую поверхность керна. После этого керноскоп оставляют в покое на 25–30 мин для того, чтобы образовался след залитой в емкость апсидоскопа б жидкости на поверхности стержня апсидоскопа б. След образуется вследствие осаждения на поверхность стержня апсидоскопа б меди из раствора медного купороса – Cu_2SO_4 .

В наклонной скважине след жидкости на поверхности стержня апсидоскопа образует овал, через большую ось которого проходит апсидальная плоскость, которая и позволяет с помощью метки определить угол керноскопа.

Керноскоп КШ (рис. 9.24, б) может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Предварительно стандартным колонковым набором без кернорвального кольца на забое скважины выбуривается керн. После извлечения колонкового набора из скважины в нее спускается керноскоп КШ. В момент посадки на выбуренный керн резец 7 наносит метку на боковую поверхность керна. В то же время керноприемная труба, подпружиненная относительно корпуса, при посадке на керн приподнимается, и сориентированный под действием собственного веса относительно апсидальной плоскости шарик 5, соприкасаясь со свинцовой печатью 4, оставляет отпечаток. Таким образом фиксируется положение апсидальной плоскости, поскольку в данном случае она определяется как вертикальная плоскость, проходящая через центр отпечатка шарика 5 на

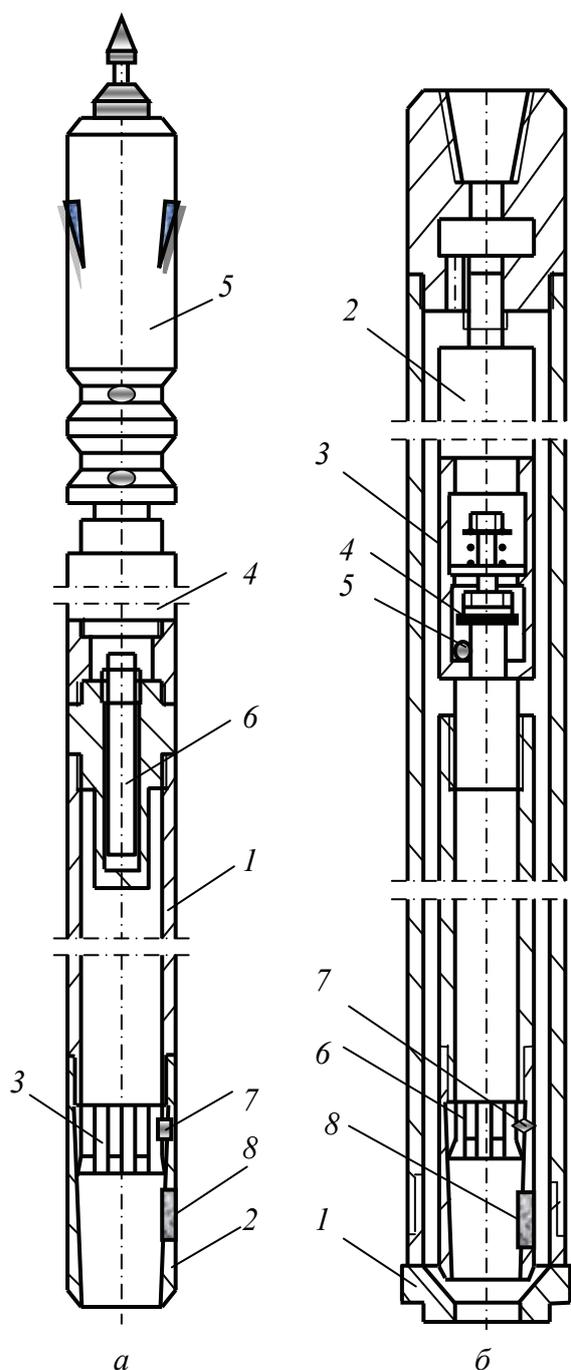


Рис. 9.24. Керноскопы КС (а) и КШ (б) ОМПНТ ПГО «Иркутскгеология»

свинцовой печати 4 и центр печати 4. Таким образом, появляется возможность определения угла керноскопа φ_k , а также установления связи между этим параметром, зенитным и азимутальным углами с элементами залегания горных пород.

При бурении горизонтальных скважин ориентированный керн можно получить нанесением метки на боковую поверхность керна резцами буровой коронки под действием силы тяжести опирающегося на керн бурового набора. С данной целью снаряд следует немного оторвать от забоя и повернуть (выполнять это действие следует без кернорвательного кольца). На керне останется след от внутренних резцов коронки, который позволяет найти положение апсидальной плоскости и при известных значениях азимутального и зенитного углов определить элементы залегания горных пород.

Ориентированный керн может быть получен при производстве работ по искусственному искривлению скважины клиновым отклонителем, поскольку в этом случае на керне сохраняется след стенки ствола, из которого выполнено искривление, в виде желоба. Поскольку отклонитель ориентируется в скважине относительно апсидальной плоскости, положение которой четко определяется азимутом скважины в точке отбора керна, возникает возможность определения элементов залегания горных пород по керну, полученному в интервале искусственного искривления скважины.

Для получения ориентированного керна зарубежные компании предлагают ряд современных керноскопов.

Керноскоп *Ezy-Mark* компании *2iC* (Австралия) разработан для использования в комплексах ССК и представляет собой систему, оснащенную механической печатью (узел I на рис. 9.25) в виде набора металлических стержней 2 и апсидоскопа (узел II на рис. 9.25).

Механическая печать устроена следующим образом. Копиры-стержни 2 способны продольно перемещаться и фиксироваться в отверстиях диска 4, копируя таким образом рельеф поверхности торца керна 1. В состав механической печати входит также цветной карандаш 5, который оставляет цветную метку на поверхности керна 1, что способствует более точному определению положения керна 1, особенно в том случае, если плоскость скола керна 1 не является ярко характерной, например плоской.

В керноскопе *Ezy-Mark* апсидоскоп выполнен в виде трех шариков 9, располагаемых между дисками 6. Шарики 9 свободно перемещаются, занимая положение в апсидальной плоскости скважины. Это положение шариков 9 в момент отбора ориентированного керна фиксируется путем сжатия пружины 7, дисков 6 и, наконец, специальным фиксатором их закрепления в сжатом состоянии (на схеме не показан). Положение шариков 9 определяют через отверстие в корпусе керноскопа.

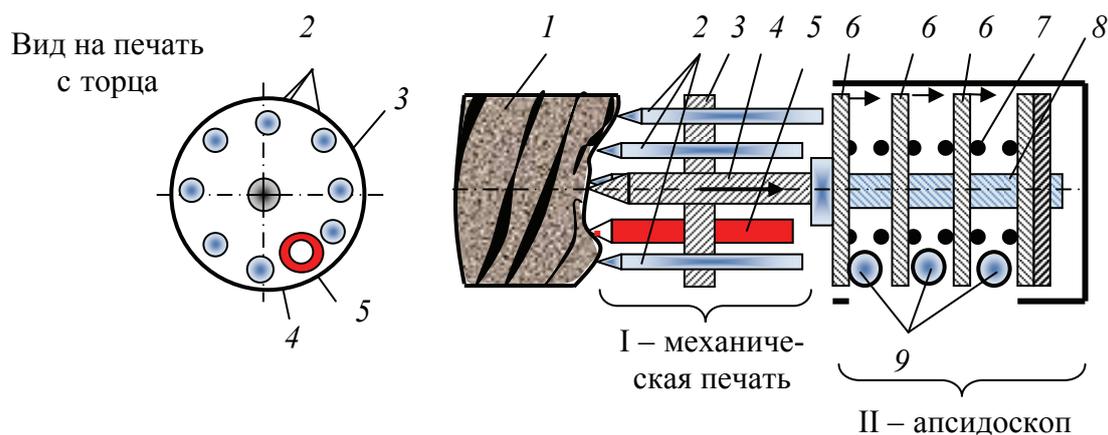


Рис. 9.25. Схема керноскопа *Ezy-Mark*: 1 – керн; 2 – копиры-стержни механической печати; 3 – диск печати; 4 – стержень; 5 – карандаш для нанесения метки; 6 – диски; 7 – пружина; 8 – ось; 9 – шарики апсидоскопа

Керноскоп *Ezy-Mark* работает следующим образом.

Керноскоп на керноприемнике спускают в скважину через бурильную колонну, которая находится в подвешенном состоянии на расстоянии 0,5 м над забоем.

После фиксации керноскопа внутри прибора колонну опускают до контакта керноскопа с керном 1. Механическая печать упирается в керн 1 своими копирами-стержнями 2, которые фиксируют профиль торца керна 1. Карандаш 5 оставляет метку на поверхности керна 1. При дальнейшем плотном контакте керна 1 и механической печати через стержень 4 продольное усилие передается на диски 6 апсидоскопа, которые, перемещаясь, фиксируют положение шариков 9, определяя таким образом положение апсидальной плоскости скважины и керна 1.

После получения профиля керна 1 механической печатью и фиксации шариков 9 керноскоп *Ezy-Mark* лебедкой ССК поднимают на поверхность и спускают обычную керноприемную трубу, с помощью которой срывают и поднимают на поверхность керн 1.

После подъема керна определяют параметры керноскопа – положение апсидальной плоскости и метки, угол керноскопа. С этой целью керн и керноскоп помещают в специальную трубу 4 (рис. 9.26), в которой совмещают механическую печать 2 и керн 1. Через отверстие в корпусе керноскопа и в специальной

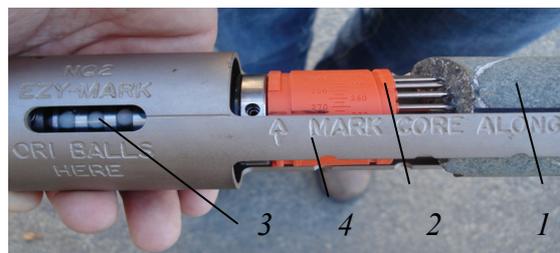


Рис. 9.26. Керноскоп *Ezy-Mark* в момент определения параметров керноскопа: 1 – керн; 2 – механическая печать; 3 – шариковый апсидоскоп; 4 – корпус для фиксации керна и керноскопа при определении параметров после подъема керна из скважины

трубе определяют положение апсидальной плоскости по положению трех шариков апсидоскопа 3, которые должны быть зафиксированы строго в ряд. Полученные параметры позволяют определить элементы залегания горных пород.

Компания 2iC (Австралия) предлагает также другой керноскоп под маркой *Verti-ori* (рис. 9.27, 9.28), который предназначен для отбора ориентированного керна при зенитных углах менее 10° , в отличие от керноскопа *Ezy-Mark*, рассчитанного для отбора керна в скважинах с зенитными углами более 10° . Данный керноскоп также имеет механическую печать для определения положения керна, по конструкции аналогичную печати керноскопа *Ezy-Mark* (рис. 9.25, 9.27 и 9.28), но используется несколько иная компоновка узлов. Керноскоп *Verti-ori* сочетает в себе механическую печать и средство многократного измерения зенитного и азимутального углов. В результате он позволяет получать ориентированный керн, в том числе и в вертикальной скважине.

Керноскоп *Verti-ori* работает в открытом стволе скважины и за счет системы самонастраивающихся центраторов может применяться в скважинах различного диаметра. Для получения ориентированного керна снаряд с извлеченной керноприемной трубой поднимают над забоем на расстояние не менее 6 и не более 6,5 м (рис. 9.29). Керноскоп опускают в скважину через колонну бурильных труб и до контакта печати керноскопа с керном. После этого снимают показания и поднимают керноскоп. После подъема керна производят определение параметров залегания горных пород по имеющейся копии торца керна и находят значения зенитного и азимутального углов.

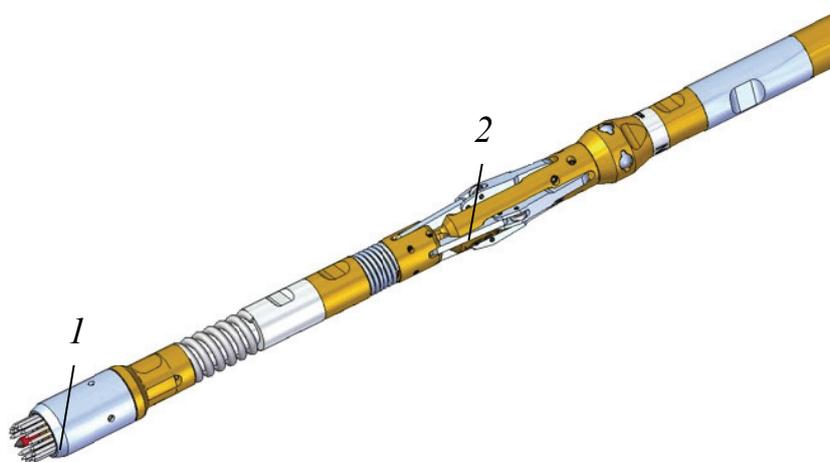


Рис. 9.27 . Керноскоп *Verti-ori*: 1 – механическая печать; 2 – центраторы

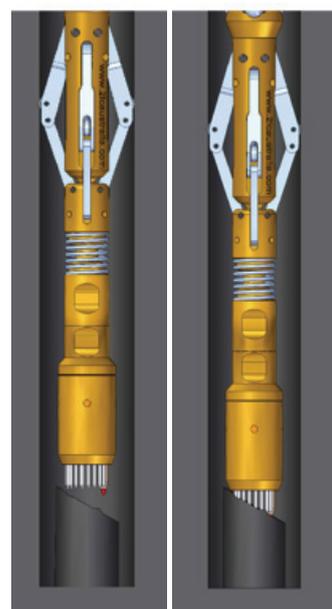


Рис. 9.28. Нанесение метки в виде печати керноскопом *Verti-ori*

Наиболее инновационной разработкой в области керноскопов является аппаратура для отбора ориентированного керна компании *ACT Training Guide* (Австралия). Керноскоп данной компании под маркой *Reflex* имеет электронное исполнение в виде небольшого, не более 40 см длиной, узла, устанавливаемого в съемный керноприемник ССК над керноприемной трубой. Перед установкой керноскопа настраивается электронный узел, что позволяет после подъема керна в керноприемной трубе определить положение апсидальной плоскости и измерить параметры залегания горных пород вращением керноскопа вокруг собственной оси с целью поиска определенного значка на дисплее, указывающего на зафиксированное в скважине положение апсидальной плоскости.

Среди современных керноскопов нашел применение снаряд *Fordia*, созданный в Канаде. Керноскоп имеет апсидоскоп конструкции, очень похожей на апсидоскоп *Ezy-Mark* (рис. 9.25). В то же время керноскоп *Fordia* не имеет механической печати или иного устройства для нанесения метки на керн. Керноскоп размещается в керноприемном узле ССК, непосредственно над керноприемной трубой. При заполнении керноприемной трубы керн оказывает давление на подпружиненный осевой стержень, который, перемещаясь, фиксирует положение шариков апсидоскопа в апсидальной плоскости.

Фиксация шариков апсидоскопа сопровождается повышением давления промывочной жидкости, что служит сигналом к прекращению бурения и необходимости срыва керна. После срыва керна керноприемный снаряд поднимают на поверхность и на зафиксированном керне делают метку апсидальной плоскости, которая совпадает с положением линии шариков в керноскопе.

На рынке современных керноскопов применяется также инструмент компании *Devico* под маркой *Devi Core II*.

В заключение следует отметить, что предлагаемые зарубежными компаниями керноскопы практически все созданы для использования с комплексами ССК, отличаются высокой точностью и достаточно просты в работе.

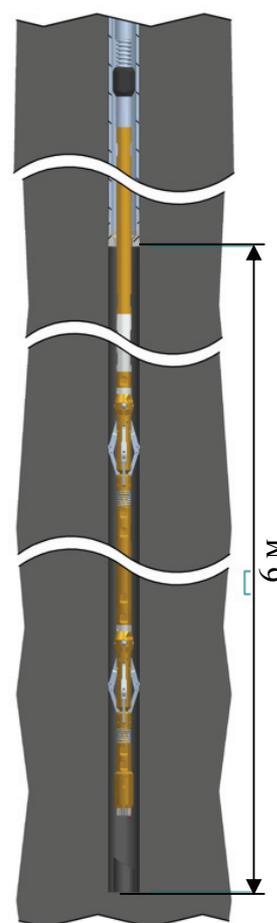


Рис. 9.29. Керноскоп *Verti-ori* в скважине при снятии параметров ориентированного керна

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии приведены сведения, в основном достаточные для составления проекта на бурение поисковых или разведочных скважин. В то же время акцент сделан на материале, мало освещенном в литературных источниках. Дополнительные сведения для выбора необходимого оборудования и инструмента можно получить из работ, приведенных в библиографическом списке и прежде всего из [2, 6, 20, 21, 22].

При проектировании и выборе технологий и технических средств бурения хотелось бы выделить основные направления развития современных буровых геологоразведочных систем. Это прежде всего широчайшее использование буровых средств со съемными кернаприемниками. Использование снаряда со съемным кернаприемником в сочетании с гидрофицированным буровым агрегатом с подвижным вращателем позволяет существенно повысить производительность работ не только при бурении глубоких скважин, но также и скважин глубиной менее 100 м. Важнейшим при этом является то обстоятельство, что применение ССК практически решает проблему качественного отбора керна вследствие как высокого уровня защищенности пробы при углублении скважины, так и возможности оперативного ее извлечения путем укорачивания цикла буровых работ.

Снаряды со съемным кернаприемником активно применяются также при проходке горизонтальных скважин из подземных горных выработок.

При проходке техногенных отложений и неустойчивых осадочных пород хорошо себя зарекомендовал снаряд *Geobor S*, при создании которого также использован принцип съемного извлекаемого кернаприемника.

Вторым важнейшим направлением снижения стоимости геологоразведочных буровых работ при сохранении высокого качества опробования является использование технологии *RC*. Данная технология позволяет обеспечивать высочайший темп проходки скважин при использовании пневмоударных машин высокого давления и отбор сухого шлама даже в условиях значительных водопритоков с большой глубины. В то же время технология *RC* в сочетании с алмазным бурением комплексами ССК гарантирует как высокий уровень опробования, так и умеренную стоимость геологоразведочных работ.

Важнейшим вопросом при проектировании скважин является выбор бурового инструмента. В настоящее время существует обширный перечень высокопроизводительных буровых коронок для самых разных условий проходки. При этом можно отметить возрастающую роль буровых коронок с резами типа *PDC* и импрегнированных алмазных коронок.

Успех буровых работ в сложных горно-геологических условиях зависит от выбора бурового агента. Здесь можно обратить внимание на эффект от использования газожидкостных смесей и реагентов, предлагаемых не только зарубежными, но и отечественными производителями. При этом следует отметить, что часто дорогостоящие зарубежные реагенты могут успешно заменяться на их отечественные аналоги, что, по существу, не снижает качество раствора, уменьшая его стоимость.

В завершение можно отметить, что составление проекта на бурение разведочных скважин является многовариантной творческой задачей, успешное решение которой определяет эффективность, то есть возможную прибыль от реализации проекта, а значит, и конкурентоспособность исполнителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алмазосберегающая технология бурения / Г. А. Блинов, В. И. Васильев, М. Г. Глазов [и др.] – Л.: Недра, Ленинград. отд-ние, 1989. – 184 с.
2. Техника и технология высокоскоростного бурения / Г. А. Блинов, О. А. Буркин, О. А. Володин [и др.] – М.: Недра, 1982. – 408 с.
3. Большаков, В. В. Бурение скважин с применением газожидкостных смесей / В. В. Большаков. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2001. – 41 с.
4. Будюков, Ю. Е. Алмазный породоразрушающий инструмент / Ю. Е. Будюков, В. И. Власюк, В. И. Спирин. – Тула: Гриф и К⁰, 2005. – 288 с.
5. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б. И. Воздвиженский, Г. А. Воробьев, Л. К. Горшков [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 208 с.
6. Разведочное бурение: учебник для вузов / А. Г. Калинин, О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2000. – 748 с.
7. Кардыш, В. Г. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин / В. Г. Кардыш, Б. В. Мурзаков, А. С. Окмянский. – М.: Недра, 1984. – 201 с.
8. Корнилов, Н. И. Технология бурения скважин алмазным инструментом при высоких скоростях вращения / Н. И. Корнилов, Г. А. Блинов, П. Н. Курочкин. – М.: Недра, 1978. – 237 с.
9. Кренделев, В. П. Бурение скважин при поисках и разведке россыпных месторождений / В. П. Кренделев. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
10. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н. И. Корнилов, Н. Н. Бухарев А. Т. Киселев [и др.]; под ред. Н. И. Корнилова. – М.: Недра, 1990. – 395 с.
11. Кудряшов, Б. Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б. Б. Кудряшов, А. Н. Кирсанов. – М.: Недра, 1994. – 263 с.
12. Куликов, И. В. Пневмоударное бурение разведочных скважин / И. В. Куликов, В. Н. Воронов, И. И. Николаев. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Недра, 1989. – 235 с.
13. Любимов, Н. И. Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов / Н. И. Любимов, Н. И. Носенко. – М.: Недра, 1978. – 285 с.
14. Михайлова, Н. Д. Техническое проектирование колонкового бурения / Н. Д. Михайлова. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
15. Нескоромных, В. В. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2009. – 294 с.
16. Нескоромных, В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2010. – 328 с.

17. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2008. – 297 с.

18. Пушмин, П. С. Механика бурильной колонны: учеб. пособие / П. С. Пушмин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2007. – 68 с.

19. Рябчиков, С. Я. Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методами криогенной обработки и радиационного облучения / С. Я. Рябчиков, А. П. Мамонтов, В. И. Власюк. – М.: Геоинформмарк, 2001. – 92 с.

20. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2 т. / Е. А. Козловский, В. Г. Кардыш, Б. В. Мурзаков [и др.]; под общ. ред. Е. А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – 385 с.

21. Сулакшин, С. С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: учеб. пособие / С. С. Сулакшин. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284 с.

22. Яковлев, А. Я. Справочник по буровым растворам / А. Я. Яковлев. – М.: Недра, 1979. – 215 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Общие сведения о проектировании. Выбор способа бурения	4
1.1. Общие сведения о проектировании скважин	4
1.2. Анализ условий геологического задания, оценка основных показателей разведочного бурения	6
1.3. Физико-механические свойства горных пород	19
1.4. Рекомендации по выбору способа бурения разведочных скважин	25
Глава 2. Обоснование параметров заложения и траектории проектируемой скважины	33
2.1. Проектирование траекторий скважин	33
2.1.1. Расчет траектории проектируемой наклонно направленной скважины	34
2.1.2. Проектирование параметров дополнительных стволов при многоствольном бурении	44
Глава 3. Выбор конструкции скважины	47
3.1. Основные требования к конструкции скважины	47
3.2. Расчет обсадных колонн	52
Глава 4. Выбор буровой установки	57
4.1. Анализ основных конструктивных схем буровых установок	57
4.2. Расчет грузоподъемности и мощности привода буровой установки	62
4.3. Выбор оснастки талевого системы и расчет мощности привода лебедки буровой установки	72
4.4. Основные буровые установки для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые	78
4.4.1. Буровые установки отечественного производства	78
4.4.2. Отечественные буровые установки нового поколения	84
4.4.3. Буровые установки зарубежного производства	92
Глава 5. Выбор породоразрушающего инструмента	132
5.1. Породоразрушающий инструмент для бурения с отбором керна	132
5.2. Породоразрушающий инструмент для бескернового бурения	158
Глава 6. Проектирование технологии бурения	165
6.1. Основные способы забуривания скважин	165

6.2. Проектирование режимов бурения твердосплавным инструментом	167
6.3. Проектирование режимов алмазного бурения	169
6.4. Проектирование режимов бурения двойными колонковыми, эжекторными снарядами и КГК	182
6.5. Проектирование технологии вращательно-ударного и ударно-вращательного способов бурения	183
6.6. Проектирование режимов бескернового бурения	198
6.7. Выбор инструмента и проектирование параметров режима ударно-канатного бурения	204
6.8. Определение расхода промывочной жидкости для бурения	205
Глава 7. Выбор и основы расчета бурильных колонн.....	210
7.1. Конструкции бурильных труб, колонковых снарядов и других элементов бурильной колонны	210
7.2. Система <i>GEOBOR S</i>	222
7.3. Комплекс снарядов «Байкал-2» для отбора проб в особо сложных условиях.....	226
7.4. Выбор вспомогательных элементов и типоразмеров бурильной колонны	228
7.5. Расчет колонны бурильных труб на прочность	230
Глава 8. Выбор бурового насоса и очистного агента для бурения.....	245
8.1. Характеристики буровых насосов	245
8.2. Расчет давления нагнетания и выбор бурового насоса	249
8.3. Промывочные растворы и газообразные очистные агенты для разведочного бурения	254
8.3.1. Буровые и тампонажные растворы компании <i>Baroid</i> (США) для разведочного бурения	265
8.3.2. Оснащение бурового агрегата оборудованием и емкостями для приготовления и очистки буровых растворов	275
8.3.3. Добавки к буровым растворам и тампонажные смеси компании <i>Atlas Copco</i>	278
8.3.4. Средства и технологии ликвидации геологических осложнений отечественного производства.....	285
Глава 9. Направленное бурение и кернометрия	292
9.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин	292
9.1.1. Компонировки для снижения естественного искривления скважин при колонковом бурении.....	292

9.1.2. Компоновки для алмазного бурения снарядами со съемным керноприемником	294
9.1.3. Компоновки для управления направлением горизонтальных скважин	299
9.1.4. Буровые компоновки для бурения шарошечными долотами	300
9.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении	303
9.2.1. Стационарные клиновые отклонители	303
9.2.2. Извлекаемые (съемные) клиновые отклонители	305
9.2.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД)	312
9.3. Ориентаторы и приемы работы с ними	324
9.3.1. Ориентаторы механического типа. Самоориентаторы	324
9.3.2. Ориентаторы электромеханического типа	327
9.3.3. Ориентаторы гидромеханического типа	328
9.4. Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин	330
9.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов ...	333
9.6. Технические средства и технологии отбора ориентированного керна	335
Заключение	342
Библиографический список	344

Учебное издание

Нескоромных Вячеслав Васильевич

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИН
НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ
ИСКОПАЕМЫЕ**

Редактор *В. Р. Наумова*

Корректор *Л. А. Киселёва*

Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 26.05.2014. Печать плоская. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 21,88. Тираж 500 экз. Заказ № 3644

Издательский центр
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./факс (391) 206-21-49, e-mail: gio@lan.krasu.ru

Отпечатано Полиграфическим центром
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел./факс (391) 206-26-49; тел. (391) 206-26-67
E-mail: print_sfu@mail.ru; <http://lib.sfu-kras.ru>