



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В. И. Зварыгин

БУРОВЫЕ СТАНКИ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Министерство образования и науки Российской Федерации

Сибирский федеральный университет

В. И. Зварыгин

**БУРОВЫЕ СТАНКИ
И БУРЕНИЕ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Красноярск

СФУ

2011

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.13я73
З-42

Р е ц е н з е н т ы: А. В. Гилев, д-р техн. наук, проф. зав. кафедрой «Горные машины и комплексы» СФУ; П. П. Талалай, главный инженер ОАО «Красноярскгеолсъемка»

Зварыгин, В. И.

З-42 Буровые станки и бурение скважин : учеб. пособие / В. И. Зварыгин. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2011. – 256 с.
ISBN 978-5-7638-2219-9

В учебном пособии рассмотрено важное отечественное и зарубежное буровое оборудование, применяющееся в настоящее время. Рассмотрен буровой технологический и породоразрушающий инструмент. Описаны технология твердосплавного, алмазного бурения и бурение неглубоких скважин. Освещены современные прогрессивные способы бурения. Описаны технологические процессы, методы получения качественной пробы и способы оптимизации технологических режимов бурения. Приведены способы предупреждения осложнения. Описаны методы тампонирувания скважины и ликвидации аварий.

Для студентов геологических специальностей.

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.13я73

ISBN 978-5-7638-2219-9

© Сибирский федеральный университет, 2011

ВВЕДЕНИЕ

Курс «Буровые станки и бурение скважин» является важнейшей дисциплиной для будущих организаторов и руководителей специальности геологоразведочных работ. Он базируется на технических дисциплинах: физике, теоретической механике, деталях машин, гидравлике, химии.

Материал для строительства жилых и промышленных зданий, руды, энергетическое сырье, драгоценные камни и стратегические материалы – все это извлекается из недр земли.

Выявлением месторождений полезных ископаемых, их поисками и разведкой занимается геологическая служба. Для исследований земных недр используются различные методы: геологические, геохимические, геофизические. Но только с помощью буровых скважин можно определить качество (кондиции) и количество (запасы) полезного ископаемого. Успех решения геологоразведочных задач возможен только при наличии качественной пробы горных пород и, в первую очередь, полезных ископаемых. Своевременное выполнение геологоразведочных работ зависит от выбранной буровой техники и разработанной технологии бурения. Современные техника и технология бурения достаточно сложны, поэтому грамотный выбор и эффективное их использование невозможны без глубоких знаний теории бурения.

Для восполнения запасов металлов, ценных материалов и сырья необходимо вести дальнейшие поиски и разведку месторождений различных полезных ископаемых. Неглубоко залегающие месторождения уже открыты и частично выработаны, поэтому требуется вести разведку более глубоких горизонтов, для чего необходимо хорошо освоить современную как отечественную, так и зарубежную технику и технологию разведочного бурения скважин, и совершенствовать ее дальше.

Дальнейшее наращивание необходимых запасов полезных ископаемых для обеспечения сырьем промышленности и сельского хозяйства является основной задачей геологической службы. Для этого необходимо готовить качественные, хорошо образованные кадры специалистов, владеющих современной техникой и технологией бурения.

На вооружение специалистов каждый год поступает новая техника, разрабатываются новые материалы, новая технология.

Для повышения уровня знаний и умений требуется высококачественная литература, учебники и другие учебные пособия по разведочному бурению.

Часть I

ТВЕРДОСПЛАВНОЕ БУРЕНИЕ

Глава 1

ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ И ЕЕ КОНСТРУКЦИИ

1.1. Понятие о скважине

Буровая скважина – это горная выработка небольшого круглого сечения и значительной длины, предназначенная для изучения геологического строения, поисков, разведки, добычи полезных ископаемых и инженерно-геологических изысканий.

Боковую поверхность скважины называют стенкой, а дно – забоем скважины. Диаметры скважины колеблются от 36 до 150 мм, глубина – от 10 до 2000 м.

Бурение – это процесс сооружения скважин преимущественно с помощью буровых установок.

В зависимости от назначения скважины подразделяют на геологопоисковые, геологоразведочные, гидрогеологические, инженерно-геологические, эксплуатационные и технические. Изучение качественной характеристики строительных материалов и руд, определение их запасов осуществляют с помощью бурения геологоразведочных скважин. По расположению в пространстве разведочные скважины делят на вертикальные (восстающие и нисходящие), расположенные под углом 90° к горизонту, горизонтальные под углом 0° и наклонные (нисходящие и восстающие) под углом от 0° до 90° .

По глубине геологоразведочные скважины С. С. Сулакшин делит на неглубокие (до 100 м), глубокие (до 2000 м) и сверхглубокие (свыше 2000 м).

1.2. Понятие о конструкции скважины

Основная задача бурения геологоразведочных скважин – извлечение из исследуемых пластов полезных ископаемых и вмещающих горных пород образцов (керна) для лабораторных анализов и их визуального изучения.

Объем пробы (диаметр и длина керна) определяется специальными требованиями, разработанными геологической службой для различных типов полезных ископаемых. В соответствии с установленным минимально допустимым диаметром керна проектируют и конструируют скважину.

Под конструкцией скважины подразумевается ее форма в массиве горных пород с определенными размерами (длиной, диаметром) и размерами обсадных труб, закрепляющих стенки скважины.

Конструкция скважины влияет на все виды работ, составляющих процесс бурения, определяет их стоимость и качественное выполнение геологического задания. Для получения высокого качества геологической информации не только по полезному ископаемому, но и по всей продуктивной толще конструкция скважины должна гарантировать выполнение этого требования как за счет получения керна нужного диаметра, так и за счет возможности размещения в исследуемых интервалах скважины геофизической и другой современной исследовательской аппаратуры. От конструкции скважины зависит создание благоприятных условий для эффективного применения технологических режимов бурения. Оптимальная конструкция скважин позволяет максимально сократить металлоемкость и снизить стоимость 1 м бурения.

Конструкция скважины определяется ее целевым назначением, свойствами горных пород геологического разреза, размерами и прочностью буровых колонн и используемого оборудования. Она характеризуется рядом параметров, к числу которых относят глубину скважины, длину интервалов неустойчивых горных пород, закрепляемых обсадными трубами, диаметр скважины этих интервалов и конечный диаметр скважины, диаметры обсадных труб различных интервалов, количество ступеней скважины.

Глубину скважины устанавливают в зависимости от глубины залегания полезного ископаемого. Скважину необходимо углублять на 10–20 м ниже пласта полезного ископаемого для определения достоверности подсечения подошвы пласта и возможности его исследования геофизическими методами.

Минимальный диаметр скважины на проектной глубине определяют в зависимости от требований геологической службы с одной стороны и условий эффективности бурения (длины рейса, механической скорости бурения, качества опробования и стоимости 1 м скважины) – с другой стороны.

В мировой и отечественной практике в целях повышения производительности бурения, качества опробования и снижения стоимости бурения

существует тенденция к уменьшению конечного диаметра скважины и переходу к одноступенчатой конструкции.

С уменьшением диаметра скважины резко возрастает механическая скорость бурения, снижается расход коронок, повышается устойчивость стенок скважины, что в конечном счете снижает стоимость бурения. Но снижать диаметр скважин можно до разумных пределов: во-первых, полученный объем пробы должен обеспечить все виды лабораторных исследований, во-вторых, диаметр скважин должен позволять различного рода геофизические исследования. Наконец, с уменьшением диаметра скважины уменьшается диаметр применяемых бурительных труб, а значит, их прочность, что заставляет понижать параметры технологических режимов бурения.

В большинстве случаев в скважинах наблюдаются осложненные интервалы, расположенные чаще всего в верхних горизонтах. Здесь встречаются трещиноватые, набухающие, отдельно-зернистые породы. Такие породы легко осыпаются, обваливаются, набухают.

Нередко встречаются горизонты с низким пластовым давлением, что приводит к осложнениям. Низкое пластовое давление часто ведет к водопоглощению (при водопоглощении возможны прижег коронки и зашламовка скважин).

Верхние горизонты (до 30 % глубины скважины) таких неустойчивых пород необходимо крепить обсадными трубами, а нижние – тампонажными смесями.

Как правило, в устье скважин для крепления (обычно легкоразмываемых выветренных и разрушенных) пород и направления промывочной жидкости из скважин в желоб устанавливают направляющую трубу (3–6 м). Башмак колонны тампонируют глиной или цементным раствором.

Если верхние горизонты на глубину свыше 6 м представлены выветренными слабоустойчивыми, трещиноватыми и кавернозными породами, то их закрепляют кондуктором. Для этого скважины бурят на глубину неустойчивых пород и ниже (на 1 м в устойчивых (коренных) породах). Стенки кондуктора смазывают маслом, его башмак тампонируют цементным раствором, а в устье скважины устанавливают пеньковый сальник.

Если в верхнем интервале, составляющем 30 % от глубины скважины, встречаются еще осложненные зоны, то спускают промежуточную обсадную колонну, низ которой тампонируют, а в зазор между колонной и стенками скважины заливают глинистый раствор.

Рациональной конструкцией скважины считается скважина, у которой конечный диаметр выбран минимально возможным (с учетом получения достоверных проб полезных ископаемых, с учетом возможности проведения геофизических и других исследований и применения соответствующих буровых снарядов); число обсадных колонн и глубина их спуска берутся минимально возможные, обусловленные только сложностью геологического разреза.

При креплении стенок скважин в зависимости от устойчивости горных пород кондуктор скважины устанавливается не обязательно, может быть установлена только направляющая труба и промежуточная обсадная колонна или только направляющая труба.

Диаметры обсадных труб подбирают в соответствии с диаметром скважины:

Диаметр скважины, мм	В46	59	76	993	112	132	151
Диаметр обсадных труб, мм	44	557	73	89	108	127	146

1.3. Выбор конструкции скважины

Выбор конструкции скважины начинают с анализа геологического разреза, в первую очередь, осложненных зон (осыпей, обвалов, набухающих пород, водопроявлений, водопоглощений), определения типа полезного ископаемого и определения характеристик горных пород разреза.

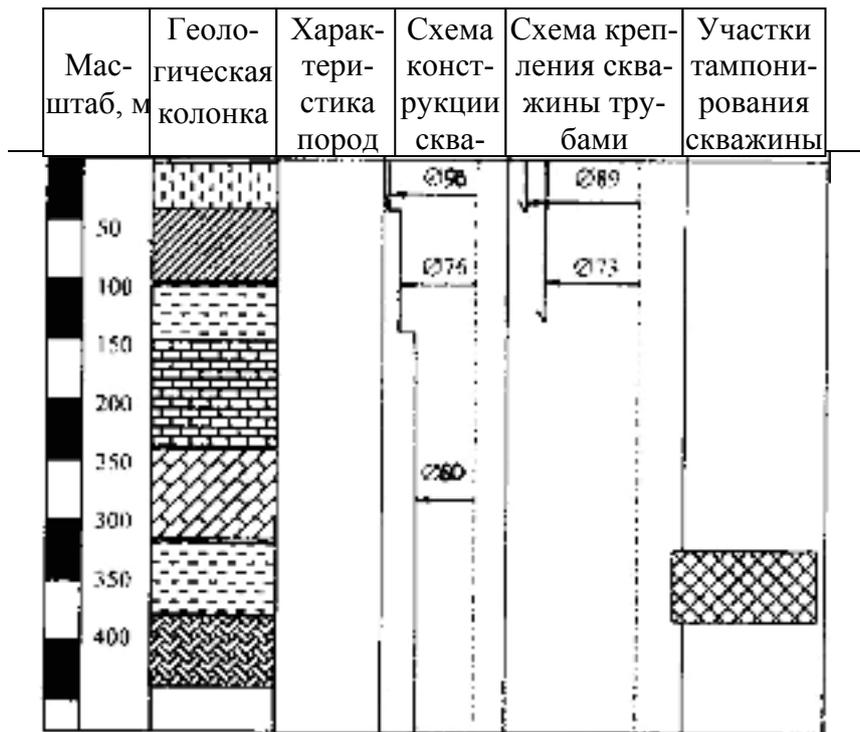
Характеристику пород необходимо привести в соответствие с классификацией Atlas Corco (рис. 1.1, табл. 1.1).

Диаметры скважины и ее интервал необходимо подбирать в соответствии с диаметром выбранного бурового снаряда, а обсадные трубы в соответствии с диаметрами скважины.

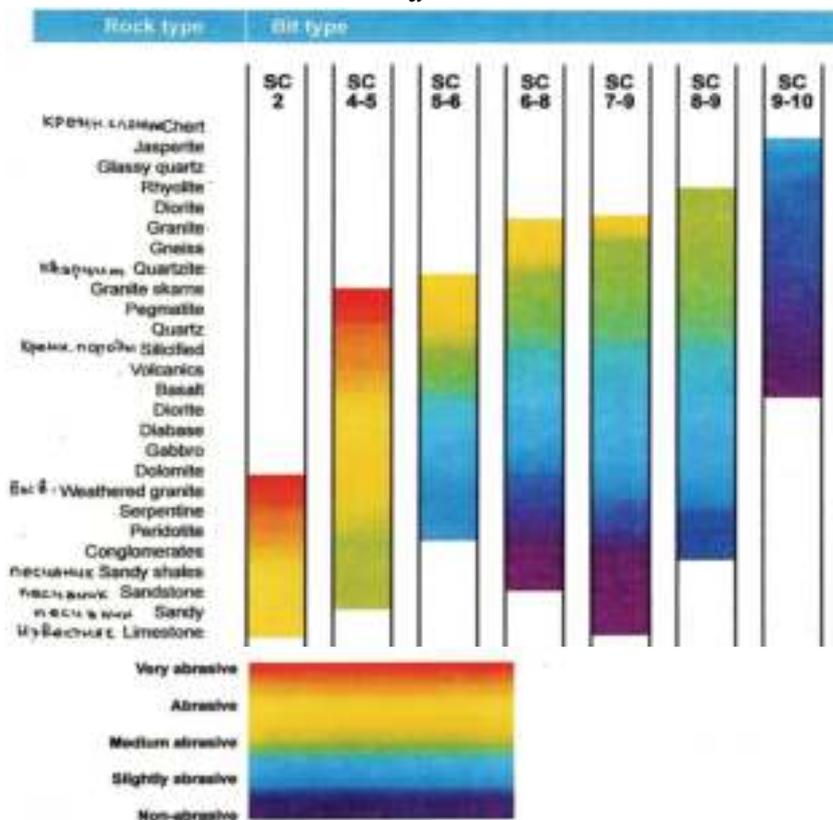
Для крепления неустойчивых стенок скважины при бурении установками Atlas Corco применяют обсадные трубы следующих размеров: стандарта ДСМА с импрегнированными башмаками и муфтовыми соединениями АW57.4/48.6 мм; ВW73.2/60.5 мм; NМ89.1/76.4 мм; НW114.4/101.6 мм; РW139.7/125.5 мм, тонкостенные обсадные трубы с импрегнированными башмаками диаметром 44.4/37.4 мм; 54.4/47.4 мм; 64.5/57.5 мм; 74.5/67.5 мм; 84.5/77.5 мм; 98.2/89.2 мм; 113.5/103.6 мм; 128/118 мм; 143/133,3 мм.

На основании проведенного анализа намечают глубину и конечный диаметр скважины, затем определяют количество осложненных зон в 30 % интервале скважины, способы их крепления. В соответствии с этим определяют количество ступеней скважины (количество интервалов с различными диаметрами скважины) и количество обсадных колонн (в том числе направляющей, кондуктора и промежуточных).

Начиная от конечного диаметра скважины рекомендуемого ВИТР (рис. 1.1) намечают размеры скважины (диаметр, интервал) каждой ступени и размеры (диаметр, длину) обсадных колонн.



a



b

Рис. 1.1. Схемы конструкции скважины и ее крепления обсадными трубами и тампонажными смесями. Классификация горных пород: *a* – по группам; *b* – по шкале абразивности

Таблица 1.1

Группы пород	Характеристики пород	Тип породы
1–4	Мягкая или средней мягкости Очень абразивная Сильнотрещиноватая	Измененные или слабо измененные глины, песчаники и известняки
5	Средней мягкости Абразивная Трещиноватая	Известняки и доломиты Выветренные граниты и гнейсы Серпентинит и метаперидотит
6	Твердая Абразивная Достаточно крепкая	Измененные или слабо измененные диориты, габбро, перидотиты и гнейсы Базальт, андезит
7	Средней крепости Умеренно абразивная Крепкая	Метабазальт, амфиболит Измененные диориты и габбро Диабаз
8	Твердая Умеренно абразивная Крепкая	Обогащенный кварцем скарн Гранит и пегматит Слабоизмененные средние и вулканические породы
9	Очень твердая Умеренно абразивная Очень крепкая	Измененные гранитные породы и обогащенные кварцем гнейсы Обогащенные кварцем и шпатом осадочные породы
10	Сверхтвердая Неабразивная Мелкозернистая Очень крепкая	Кремнистый сланец и джаспилит Кварцит Сильно измененные вулканические породы

Стенки скважины осложненных зон, расположенных глубже 30% интервала скважины, рекомендуется крепить и кольматировать тапонажными смесями.

1.4. Способы бурения

При бурении глубоких геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые применяют вращательный и ударно-вращательный способы.

Вращательный способ бурения заключается в разрушении горной породы под действием вращающегося породоразрушающего инструмента и осевой нагрузки.

Ударно-вращательный способ бурения – это вращательный способ, при котором на породоразрушающий инструмент дополнительно наносятся ударные нагрузки.

Вращение бурового снаряда осуществляют буровым станком, а ударные нагрузки – специальными механизмами (гидроударниками или пневмоударниками), включенными в буровой снаряд.

В зависимости от назначения вращательный способ делят на **колонковый** и **бескерновый**. Колонковый способ (от слова колонка – столбик керна) применяют при необходимости опробования скважины (получения пробы горных пород и полезных ископаемых). Бескерновый – при отсутствии такой необходимости.

Колонковый способ имеет ряд достоинств. Он дает возможность извлекать образцы пород, бурить скважины в любом направлении, осуществлять бурение многоствольных скважин, бурить скважины на значительную глубину с относительно невысоким расходом энергии.

К недостаткам колонкового бурения можно отнести возможность самоискривления скважин, ограниченную длину рейса, с которой связана низкая производительность и высокая себестоимость бурения. При бурении мягких пород этот недостаток компенсируется применением бурового снаряда с гидротранспортом керна, а при бурении твердых пород – применением снаряда со съёмными керноприемниками.

Бескерновое бурение вследствие повышения длины рейса, снижения затрат времени, труда и средств на бурение выгодно отличается от колонкового большей производительностью и меньшей себестоимостью. Поэтому при проектировании буровых работ приоритет по возможности следует отдавать бескерновому способу.

В зависимости от породоразрушающего инструмента выделяют **твердосплавный** (твердосплавными коронками и долотами), **алмазный** (алмазными коронками и долотами), **шарошечный** (чаще всего шарошечными долотами) способы вращательного бурения.

Твердосплавный способ при бурении горных пород I–VII категории буримости является наиболее простым, дешевым и производительным. Для пород V–XII категории более эффективным, более производительным является алмазный способ.

Весьма производительным способом вращательного твердосплавного бурения для пород I–IV категорий с пропластками до VII категории скважин глубиной до 300 м является способ с гидротранспортом керна, а вращательного алмазного бурения для пород V–X категорий скважин глубиной свыше 300 м – способ бурения снарядами со съёмными керноприемниками.

В обоих случаях качество опробования и производительность работ значительно возрастают вследствие извлечения керна без подъема бурово-

го снаряда непосредственно в процессе бурения (в первом случае потоком промывочной жидкости, во втором – с помощью спускаемого на канате через бурильные трубы керноприемника).

Шарошечный способ применяют для бурения пород I–XII категорий обычно при бескерновом бурении.

По виду очистного агента различают вращательное бурение с **промывкой скважин буровыми растворами** и бурение с **продувкой скважины сжатым воздухом**.

Более эффективным является способ с продувкой сжатым воздухом, производительность которого в 2–3 раза выше способа с промывкой скважин буровыми растворами. Однако использовать его можно только при бурении «сухих» скважин (при отсутствии подземных вод). Во влажных скважинах образуются шламовые пробки и дальнейшее бурение с продувкой становится невозможным. В этом случае переходят на эрлифтный способ (местную циркуляцию за счет эрлифтных насосов).

При ударно-вращательном бурении глубоких скважин на твердые полезные ископаемые так же, как и при вращательном, применяют (по типу очистного агента) как бурение с промывкой (гидроударный способ), так и бурение с продувкой сжатым воздухом (пневмоударный способ). Как воду, так и воздух используют не только для очистки забоя от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента, но и для привода ударных механизмов (гидро- и пневмоударников).

Гидроударный способ принято делить на вращательно-ударный и ударно-вращательный. При вращательно-ударном бурении применяют высокочастотные гидроударники (с частотой ударов 800–3600 в мин), но с невысокой энергией ударов (3–15 Н м). Разрушение горной породы в этом случае осуществляется за счет ее истирания и микрорезания. Ударные нагрузки высокой частоты приводят к усталостному разрушению (растрескиванию) горной породы забоя и создают так называемую «зону предразрушения», снижающую прочность породы. Кроме того, периодические ударные нагрузки предупреждают подклинку керна трещиноватых пород в колонковом снаряде. Все это способствует повышению механической скорости бурения.

Выделяют твердосплавный, алмазный и шарошечный способы вращательно-ударного бурения (последний при бескерновом бурении). Наибольшая эффективность вращательно-ударного бурения достигается при алмазном способе бурения.

Нужно отметить, что особенно высокая эффективность вращательно-ударного бурения при алмазном способе достигается при относительно невысокой скорости вращения снаряда, с увеличением скорости темп повышения механической скорости бурения снижается. Так, при частоте вращения 300 об/мин механическая скорость вращательно-ударного бурения

выше механической скорости вращательного бурения в 1,5–2 раза, а при 1000 об/мин всего в 1,1–1,3 раза.

При ударно-вращательном способе применяют среднечастотные гидроударники с частотой ударов 1000–1400 в минуту, но с высокой энергией ударов до 80 Н м, в результате чего происходит более эффективное разрушение горной породы – скалывание и дробление. Механическая скорость бурения при этом может возрасти почти в 2 раза, а длина рейса даже по трещиноватым породам – достигать десятков метров.

В зависимости от вида породоразрушающего инструмента различают твердосплавный колонковый (твердосплавными коронками) и шарошечный (бескерновый, шарошечными долотами) способы ударно-вращательного бурения.

Гидроударное бурение – высокопроизводительный способ, однако он требует дополнительных затрат труда, средств, его применение связано с возможностью обеспечения эффективного использования гидроударников в сложных геолого-технических условиях скважины.

Наиболее эффективным из ударно-вращательных способов является пневмоударный, позволяющий увеличить производительность бурения в 2–3 раза (по сравнению с вращательным способом с промывкой).

Однако применение его ограничено теми же причинами, что и при вращательном бурении с продувкой сжатым воздухом.

При бурении неглубоких скважин кроме вращательного колонкового способа применяют следующие способы:

- медленно-вращательный (ручной, машинный, скважин большого диаметра);
- шнековый (подъем разрушенной породы при бурении с помощью специальных шнековых транспортеров);
- вибрационный (разрушение и уплотнение мягких пород под воздействием вибраций);
- канатно-ударный колонковый (путем забивания колонковой трубы в мягкую породу);
- канатно-ударный бескерновый (путем долбления породы за счет сбрасывания на забой тяжелого бурового снаряда, подвешенного на канате).

1.5. Выбор способа бурения

При выборе способа бурения определяют геологическую задачу, стадию разведки и тщательно изучают геологотехнические условия бурения: наличие осложненных интервалов (неустойчивых, обваливающихся пород,

интервалов водопоглощений и водопроявлений и т. д.), наличие подземных вод, их дебит и минеральный состав. На основании анализа разреза выбирают наиболее эффективный способ, позволяющий реализовать его в данных условиях, получить качественную пробу перебуриваемых горных пород и полезного ископаемого, достигать высокой производительности бурения с низкой стоимостью одного погонного метра скважины.

Вначале в зависимости от геологической задачи и геологотехнических условий выбирают и обосновывают наиболее рациональный способ бурения (вращательный или ударновращательный, с отбором керна или без него). Затем подбирают наиболее эффективный очистной агент (промывочную жидкость или воздух) и, наконец, – разновидность способа по типу разрушающего инструмента (твердосплавный, алмазный, шарошечный) и по типу забойного снаряда (одинарными, двойными, колонковыми снарядами, снарядами с гидротранспортом керна, снарядами со съемными керноприемниками).

Из двух способов бурения (вращательного и ударно-вращательного) последний производительней и позволяет получать качественный керн, но требует больших денежных затрат. Поэтому его рекомендуют применять только при бурении больших объемов скважин глубиной не менее 300 и не более 1000 м, при бурении мощных толщ клинящихся, трещиноватых, кавернозных и часто перемежаемых горных пород с высокой интенсивностью естественного искривления при хорошо налаженном водоснабжении буровой, в остальных случаях (при отсутствии мощных толщ трещиноватых, кавернозных и перемежаемых косослоистых горных пород) более эффективен вращательный способ.

Выбор колонкового или бескернового способа производят также в зависимости от геологической задачи и стадии геологоразведочных работ. В стадии поисков и предварительной разведки требуется получение пробы (керна) на всем протяжении скважины, поэтому обычно применяют колонковый способ. При детальной разведке, когда геологический разрез месторождения хорошо изучен и необходимо опробовать только полезные ископаемые, наиболее целесообразно скважину бурить бескерновым способом, и только по пласту полезного ископаемого, его кровле и подошве бурение ведут колонковым снарядом.

Из очистных агентов предпочтение всегда отдают воздуху. Продувка сжатым воздухом при вращательном бурении и использование пневмоударников при ударно-вращательном бурении позволяют увеличить механическую скорость бурения в 2–3 раза.

Однако при наличии водопритоков, вследствие образования в скважине шламовых сальников, бурение с продувкой воздухом становится невозможным. Поэтому бурение скважин с применением воздуха как при вращательном, так и при ударно-вращательном способах рекомендуется

только в безводных («сухих») скважинах высокогорных, пустынных районов, в условиях развития многолетней мерзлоты, при наличии в геологическом разрезе мощных зон поглощений.

Во «влажных» скважинах (при наличии водопроявлений) можно применять только промывочные жидкости.

Выбор породоразрушающего инструмента производят в зависимости от буримости горных пород и разновидности способов бурения (колонкового или бескернового).

Горные породы I–VII категорий с отбором керна рекомендуется бурить твердосплавными коронками, горные породы V–XII категорий – алмазными. При наличии в разрезе горных пород I–XII категорий используют как твердосплавные, так и алмазные коронки, причем при бурении пород средних категорий (V–VII) предпочтение отдают твердосплавным коронкам.

При бескерновом бурении чаще применяют шарошечные долота.

Наиболее эффективным буровым снарядом при бурении вращательным способом твердосплавными коронками является снаряд с гидротранспортом керна. Область применения этого снаряда – бурение скважин глубиной 100 и 300 м в породах II–IV категорий с пропластками пород V–VII категорий.

Весьма эффективным снарядом для бурения скважин алмазными коронками как при вращательном, так и при ударно-вращательном (гидроударном) способах в породах от V до IX категорий с пропластками X категории является снаряд со съемными кернаприемниками.

В остальных случаях рекомендуется использовать одинарный колонковый снаряд с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости. Последний применяют при частом самозаклинивании керна в колонковой трубе.

При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые станками Atla Copco также применяют вращательный и ударно-вращательный, колонковый и бескерновый способы бурения алмазными и твердосплавными коронками.

При бурении неустойчивых горных пород наиболее производительным считается пневмоударный способ методом «обратная циркуляция».

БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.1. Отечественные буровые установки и буровые станки

Буровая установка – это комплекс сооружений бурового и энергетического оборудования, необходимого для бурения скважин. В состав буровой установки входит станок, насос, спускоподъемное оборудование (рис. 2.1).

Все известные отечественные буровые установки делят на стационарные, передвижные и самоходные.

Стационарные буровые (рис. 2.1) установки применяют при бурении глубоких скважин, удаленных друг от друга на большие расстояния или при неблагоприятных условиях транспортировки (залесенность, заболоченность), в горной местности.

Устанавливают их в основном на фундаменте, и при перевозках их разбирают на отдельные части.

Передвижные установки (рис. 2.2) монтируют, в отличие от самоходных, на санях. Применяют их при благоприятных условиях для транспортировки: спокойный рельеф, слабая всхолмленность.

Самоходные буровые установки (рис. 2.3) отличаются тем, что буровые механизмы монтируют на общей платформе грузовых автомашин или тракторов. Их достоинство заключается в мобильности. На перевозку установок и монтажно-демонтажные работы они требуют значительно меньше времени, чем при использовании стационарных установок. Их применяют преимущественно при бурении неглубоких скважин в мягких породах, когда в балансе рабочего времени на бурение затрачивается немного времени.

В самоходных установках могут использоваться те же шпиндельные станки, что и при стационарных (УКБ-3С, УКБ-4С).

Часть самоходных установок с подвижными вращателями (рис. 2.4).

Буровой станок – часть буровой установки, представляющий собой машину, с помощью которой происходит бурение скважин и осуществляются спускоподъемные операции бурового снаряда. В состав бурового станка входит вращатель, лебедка, механизм подачи и коробка скоростей. Подачу бурового снаряда осуществляют за счет собственного веса бурового снаряда или за счет осевой нагрузки, осуществляемой давлением масла, подаваемого маслонасосом в цилиндры механизма подачи.

Наиболее широкое распространение получили станки с гидравлической подачей СКБ-4, СКБ-5, СКБ-7, СКБ-8, ЗИФ-650 М, ЗИФ-1200 МР.

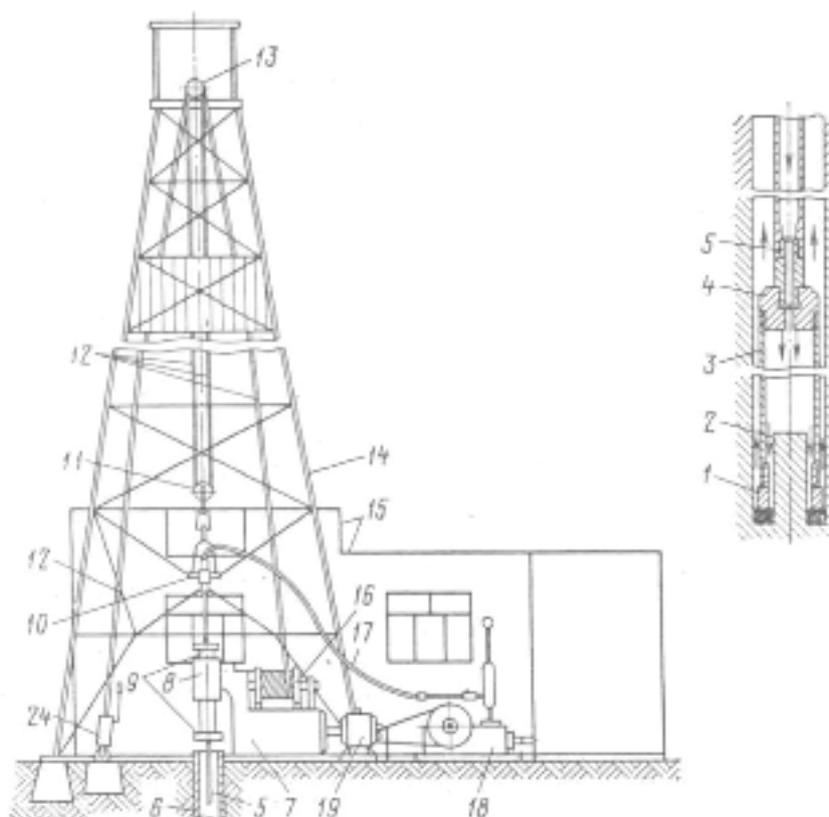


Рис. 2.1. Схема стационарной буровой установки колонкового бурения с вышкой: 1 – коронка; 2 – керн; 3 – колонковая труба; 4 – переходник с колонковой на бурильную трубу; 5 – колонна бурильных труб; 6 – направляющая труба; 7 – буровой станок; 8 – вращатель; 9 – зажимные патроны; 10 – вертлюг-сальник; 11 – талевый блок; 12 – талевый канат; 13 – кронблок; 14 – ноги буровой вышки; 15 – буровое здание; 16 – лебедка станка; 17 – нагнетательный шланг; 18 – буровой насос; 19 – электродвигатели для привода станка и насоса

Техническая характеристика станков показана в табл. 2.1, 2.2.

Станок СКБ-4 (рис. 2.5) предназначен для бурения скважин глубиной до 500 метров. Станок с гидравлической системой подачи с продольным расположением лебедки. Все исполнительные механизмы (электродвигатель, вращатель 15, коробка скоростей 10, раздаточная коробка 12, лебедка 11, тормоза спуска 6 и подъема 9, маслонасос с индивидуальным электродвигателем, пульт управления гидросистемой 18, маслобак и цилиндр перемещения станка 21 с гидрозамком) установлены на станине 1. Станина установлена на раме – основании станка.

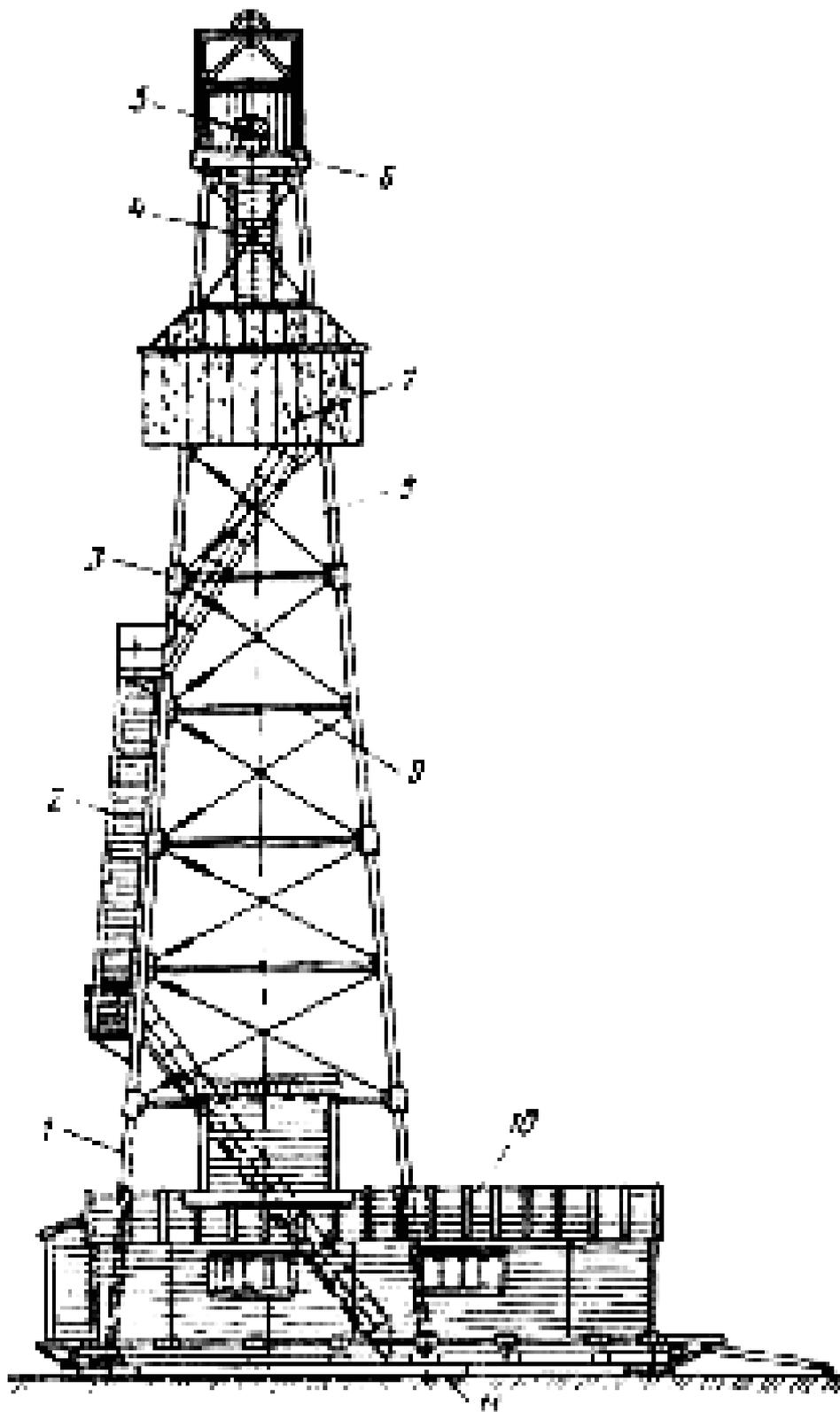
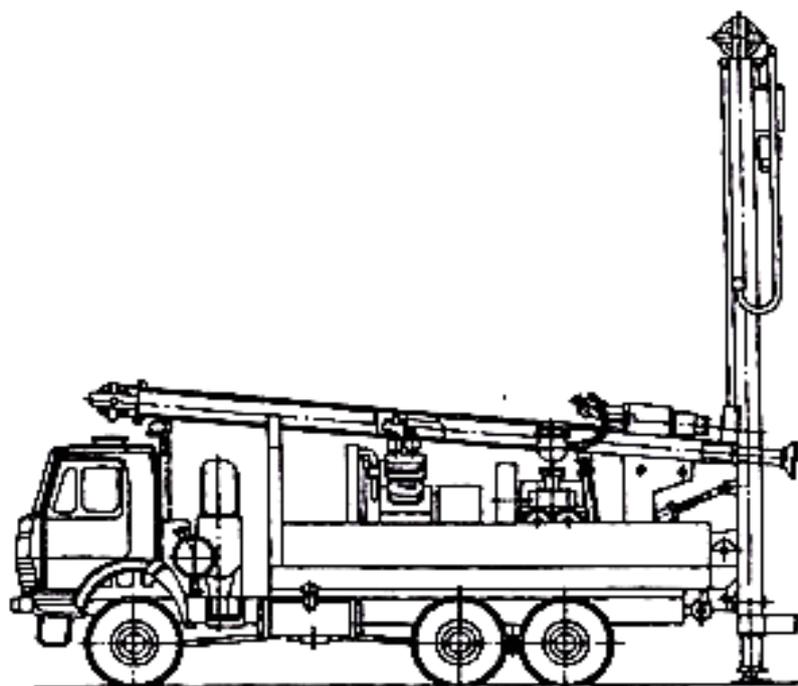
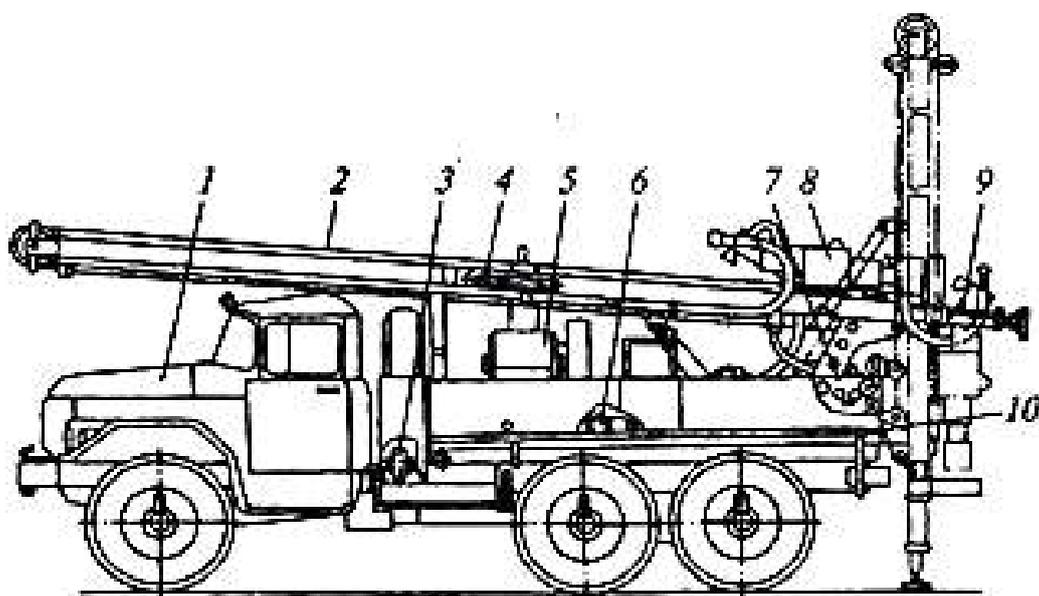


Рис. 2.2. Металлическая буровая вышка BPM 24/30: 1 – ноги; 2 – маршевая лестница; 3 – хомуты; 4 – тоннельная лестница; 5 – кронблок; 6 – верхнее основание; 7 – рабочий полук; 8 – раскосы; 9 – горизонтальные пояса; 10 – буровое здание; 11 – нижнее основание



a



б

Рис. 2.3 Самоходная буровая установка УРБ-2А2: *a* – на базе КамАЗ-4310; *б* – на базе ЗИЛ-131; 1 – автомобиль ЗИЛ-131А; 2 – мачта; 3 – коробка отбора мощности; 4 – гидроцилиндр подъема мачты; 5 – буровой насос; 6 – раздаточная коробка; 7 – пульт управления; 8 – подвижный вращатель; 9 – опорные домкраты; 10 – рама

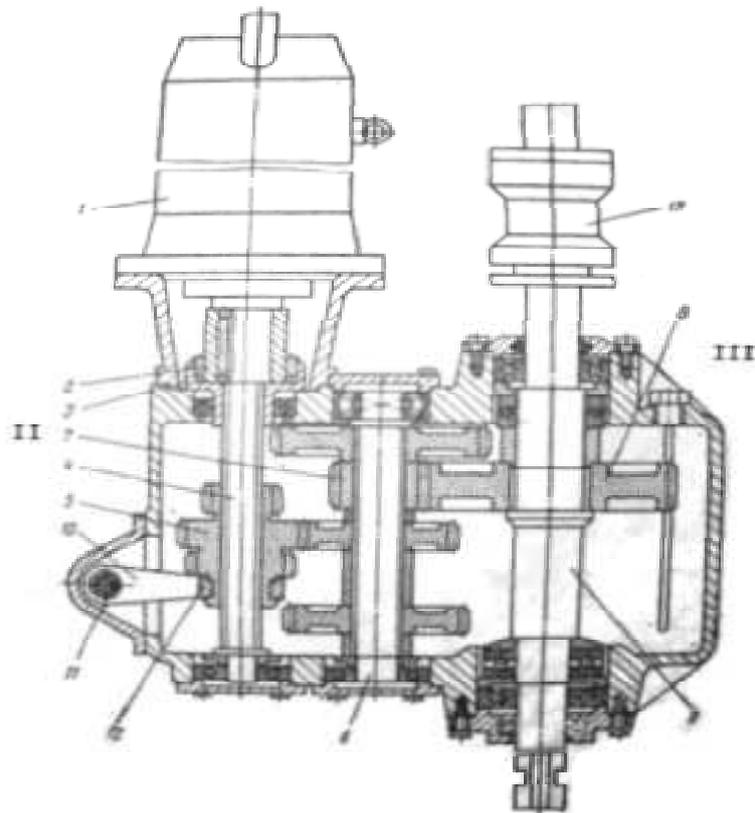


Рис. 2.4. Подвижный вращатель: I – гидромотор;
II – редуктор; III – вращатель

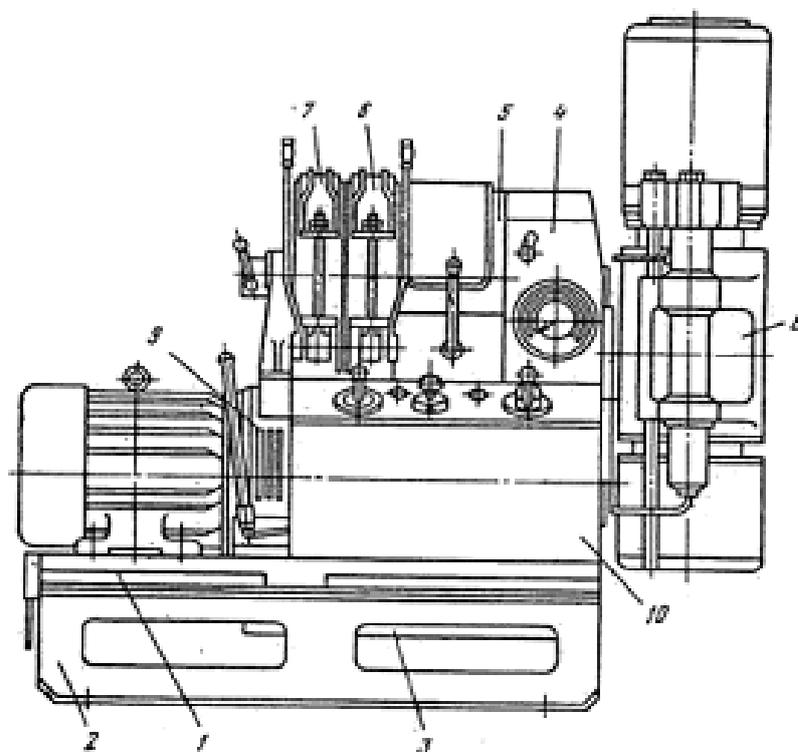


Рис 2.5 Буровой станок СКБ-4

Таблица 2.1

Параметры	СКБ-4	СКБ-4,5	СКБ-5	СКБ-7	СКБ-8
Глубина бурения: твердосплавными коронками – 93 мм алмазными корон- ками – 46 мм	300	300	500	1200	2000
	500–700	500–700	50–800	2000	2000–3000
Начальный диаметр бурения	151	151	151	295	295
Диаметр бурильных труб	42; 50; 54	42; 50; 54	42; 50; 54	50; 54; 69; 73 ССК-70	50; 54; 60,3; 63,5; 73 – муф. ССК-70; 73 – муф. ССК-55
Угол бурения к го- ризонту	60–90	0–90	–	–	90
Подача инструмента	Гидравл.	Гидравл.	Гидравл.	Гидравл.	Гидравл.
Ход шпинделя	400	600	600	600	600
Частота вращения шпинделя: правое вращение левое вращение	155, 230, 390, 435, 640, 710, 1100, 1600	500, 641, 734, 1000, 1470	120, 257, 340, 407, 539, 715, 1130, 1500	0–1500	Бесступенчатая 60–1200
	90,228	104,208	При установке съёмного ре- дуктора 19,40,53,63,5, 84,111,176,834		
Усилие подачи, кН вниз вверх	40	40	65	120	–
	60	60	85	150	–
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН	25	25	41,2	50	49
Размер свечи	9,5	9,5	13,5	18,5	24
Промывочный насос	НБ-3	НБ-3	НБ-4	НБ-32	НБ-32
Электродвигатель станка	А02-71-4	ЧАМ-18054	А02-31-4	РЭП	Д-812Д-816
Мощность двигателя, кВт	22	22	30	70 (РЭП)	150
Перехват трубы	–	Автопере- хват	Автоперехват	Автопе- рехват	

Таблица 2.2

Параметры	ЗИФ-650 М	ЗИФ-1200 МР
Глубина бурения диаметром 93 мм диаметром 59 мм	800 900	1500 2000
Мощность, кВт	30	55
Скорость навивки каната на барабан, м/с	6,25–0,70	–
Тяговое усилие, кН	35	–
Угол наклона мачты, град.	60–90	80–90
Крутящий момент	30	–
Частота вращения шпинделя, об/мин	87–800	75–600
Усилие подачи шпинделя, кН:		
вверх	88	–
вниз	66	–
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	65	–
Длина хода шпинделя, мм	500	600
Длина, м	2,75	3,3
Ширина, м	1,18	1,4
Высота, м	2,205	2,212
Масса станка, кг	2800	5100
Промывочный насос	НБ–3	НБ–4
Количество насосов	1	2
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кг	3500	5500
Усилие подачи, кН:		
вверх	80	150
вниз	30	50
Диаметр бурильных труб, мм		50; 63,5

Кинематическая схема станка СКБ-4 показана на рис. 2.6. Вращение от электродвигателя через фрикционную муфту передается на первичный вал *I* коробки передач и от него шестерне *1*. На промежуточном валу *II* закреплены шестерни *2*, *3*, *4* и *6*.

Шестерня *2* находится в постоянном зацеплении с шестерней *1*, а шестерни *3*, *4*, *6* с помощью шлицевых муфт сцепления, расположенных на вторичном валу *III*, могут попеременно соединять шестерни *7*, *8*, *9* с указанным валом, в результате чего вторичный вал будет вращаться с тремя различными скоростями. Четвертую скорость вращения вала *III* можно получить соединением шлицевой муфты с шестерней *I*. В коробке скоростей имеется дополнительный вал *IV*, на который установлен блок из двух шестерен *12* и *13*. Последний получает вращение от шестерни *5* промежуточного вала *II*. При соединении шлицевой шестерни *II*, находящейся на вторичном валу *III*, шестерней *13* получается обратное вращение. Вращение со вторичного вала передается на первич-

ный вал раздаточной коробки V, а через шестерню 14 на блок шестерен 15 и 16 промежуточного вала раздаточной коробки, от которого вращение может передаваться либо на горизонтальный вал вращателя через подвижную шестерню 18, либо через шестерни 21 и 17 на вал лебедки.

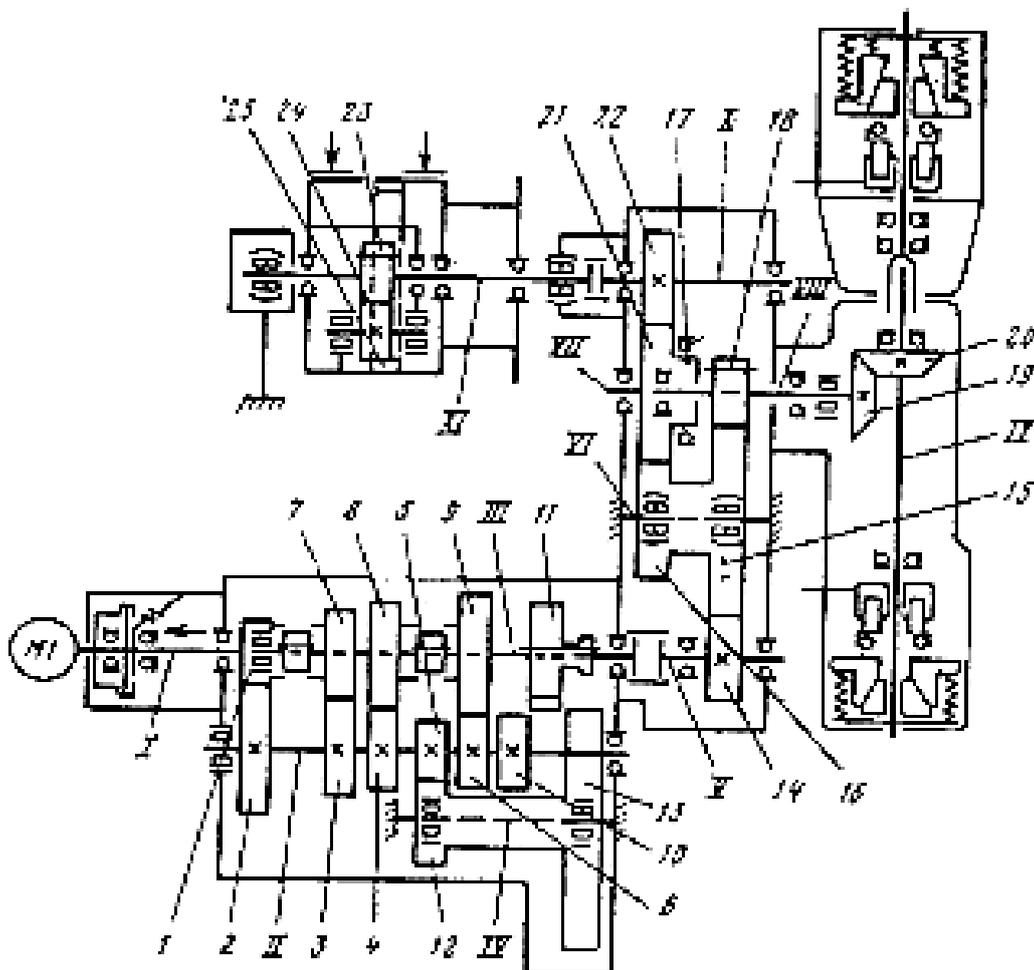


Рис. 2.6. Кинематическая схема станка СКБ-4: 1–25 – шестерни с числом зубьев: 20, 43, 38, 31, 20, 22, 26, 33, 42, 15, 45, 22, 60, 28, 54, 36, 26, 29, 26, 44, 30, 41, 24, 78; I – первичный вал коробки передач; III – вторичный вал коробки передач; IV – вал левого вращения; V – первичный вал раздаточной коробки; VI – ось промежуточных шестерен; VII – вторичный вал раздаточной коробки

Лебедка станка СКБ – 4 планетарного типа. Вал лебедки справа устанавливается внутри шестерни раздаточной коробки на шлицах, слева вал устанавливается в кронштейне на подшипниках. Вращение от подвижной солнечной шестерни 24 вала лебедки может передаваться на сателлиты венцовой шестерни и барабан лебедки или на тормоз спуска.

Станки шпиндельного типа гидрофицированы. Схема гидроподдачи показана на рис. 2.7. Гидросистема станка обеспечивает

- работу механизма подачи вращателя,
- закрепление ведущей трубы в зажимных патронах вращателя,
- автоматическое переключение шпинделя станка,
- перемещение и закрепление станины на раме.

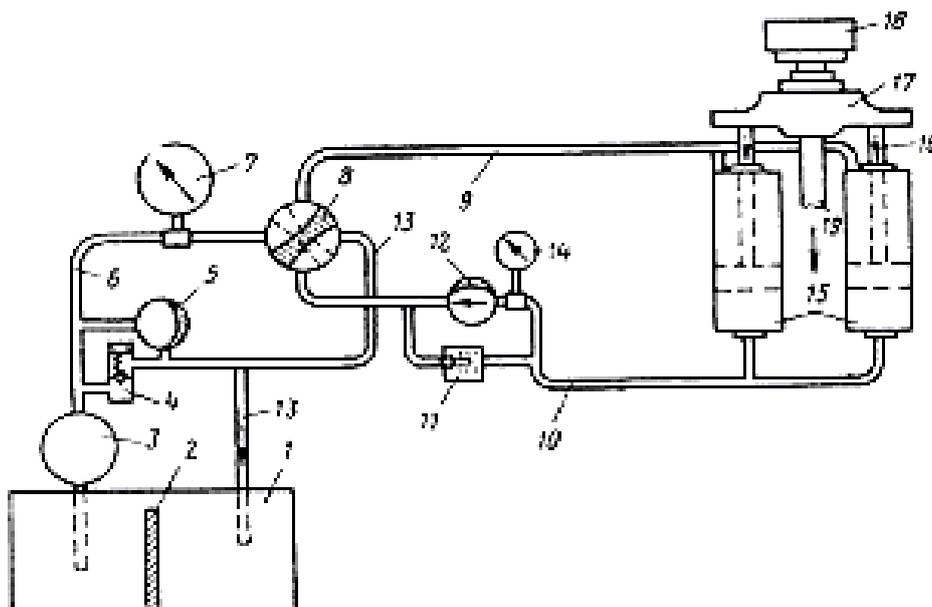


Рис. 2.7. Схема гидроподдачи: 1 – маслобак; 2 – фильтр; 3 – маслonaсос; 4 – предохранительный клапан; 5 – основной дроссельный кран; 6 – нагнетательная линия; 7 – индикатор веса и нагрузки; 8 – распределительный кран; 9 – трубопровод верхней полости цилиндров; 10 – трубопровод нижней полости цилиндров; 11 – обратный клапан; 12 – дроссель для дросселирования масла, вытекающего из нижней полости цилиндров; 13 – сливная линия; 14 – манометр; 15 – цилиндры подачи; 16 – штоки поршней; 17 – траверса; 18 – зажимной патрон; 19 – шпиндель

Гидросистема состоит из бака 1, маслonaсоса 3, двух цилиндров подачи 15, двух зажимных патронов 18, цилиндра перемещения станка, прибора гидроуправления, указателя веса снаряда, монoметра 7, маслопровода 9, 10.

Для бурения скважин на те же глубины ОАО АЛТАЙГЕОМАШ выпустил буровой станок СКБ - 4,5, обеспечивающий бурение скважин с пониженным числом оборотов.

2.2. Буровые насосы и компрессоры

Буровые насосы и компрессоры применяют преимущественно для выноса шлама на поверхность и охлаждения породоразрушающего инструмента с помощью промывочной жидкости или воздуха. При бурении геологоразведочных скважин используют поршневые и плунжерные насосы.

Технические характеристики плунжерных насосов приведены в табл. 2.3. Принцип действия поршневых насосов аналогичен (рис. 2.9). Технические характеристики поршневых насосов приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.3

Параметры	НБ 25/1,6	НБ80/6,3	НБ 160/6,3	НБ 320/10
Подача л/мин с плунжером диаметром, мм				
30	–	30	–	–
40	–	–	–	23;40;70
45	25	–	8;10;22;40;65	32;55;88
50	–	80	–	–
70	–	–	20;25;50;95;162	–
80	–	–	–	125;189;320
Давление МПа с плунжером диаметром, мм				
30	–	63	–	–
40	–	–	–	10
45	1,6	–	6,3	6,3
50	–	3,2	–	–
70	–	–	4,5	–
80	–	–	–	3,0
Кол-во плунжеров	1	3	3	3
Число ступ. регул.	–	4	5	6
Тип промывочной жидкости	Вода, глинистый раствор вязкостью 25–90 с			Вода, глин. и цем. р-ры
Макс. гидравлическая мощность, кВт	0,86	4,1	10,9	15,6
Электродвигатель	дружба	АО-42-06/4	ЧАМ 132 М4	ЧА-225М693
Мощность, кВт	3,3	2,1/3,0	11,0	37,0
Масса, кгс	45	310	520	1375

Таблица 2.4

Типоразмер насоса	Полезная мощность	Диаметр сменных втулок	Подача (при частоте ходов поршня в мин), дм ³ /с			Давление (при частоте ходов поршня), дм ³ /с		Длина хода поршня, мм	Масса, кг
			105	95	75	95	70		
НБ-32	25	80	4.9	–		–		160	1040
		90	6.4						
		100	8.1						
		ПО	9.9	–	–	–	–		
НБ-50	40	90	6.4	–	–	–	–	160	1040
		100	8.1						
		ПО	9.9						
		120	11.9	–	–	–			
НБ-80	63	80	6.1			–		200	1220
		90	8						
		100	10.1						
		ПО	12.4	–	–	–	–		
		120	14.9	–	–	–	–		
НБ-125 (9МГР-73)	100	90	–	8.8	6.49	13	16	250	2770
		100	–	11.2	8.25	10	13		
		ПО	–	13.75	10.15	8	10		
		125	–	18.15	13.37	6	8		

Плунжерная насосная установка (рис. 2.8) состоит из насоса 1, электродвигателя 2 и коробки скоростей 4 с фрикционом 3, смонтированных на общей раме 6.

Насос работает в результате поступательного движения плунжеров 8 в цилиндрах гидравлической части насоса и, соединенных с помощью кривошипно-шатунного механизма с ведущим валом коробки скоростей. При перемещении плунжера влево в цилиндре создается вакуум, жидкость засасывается, вправо – жидкость нагнетается в нагнетательную магистраль насоса.

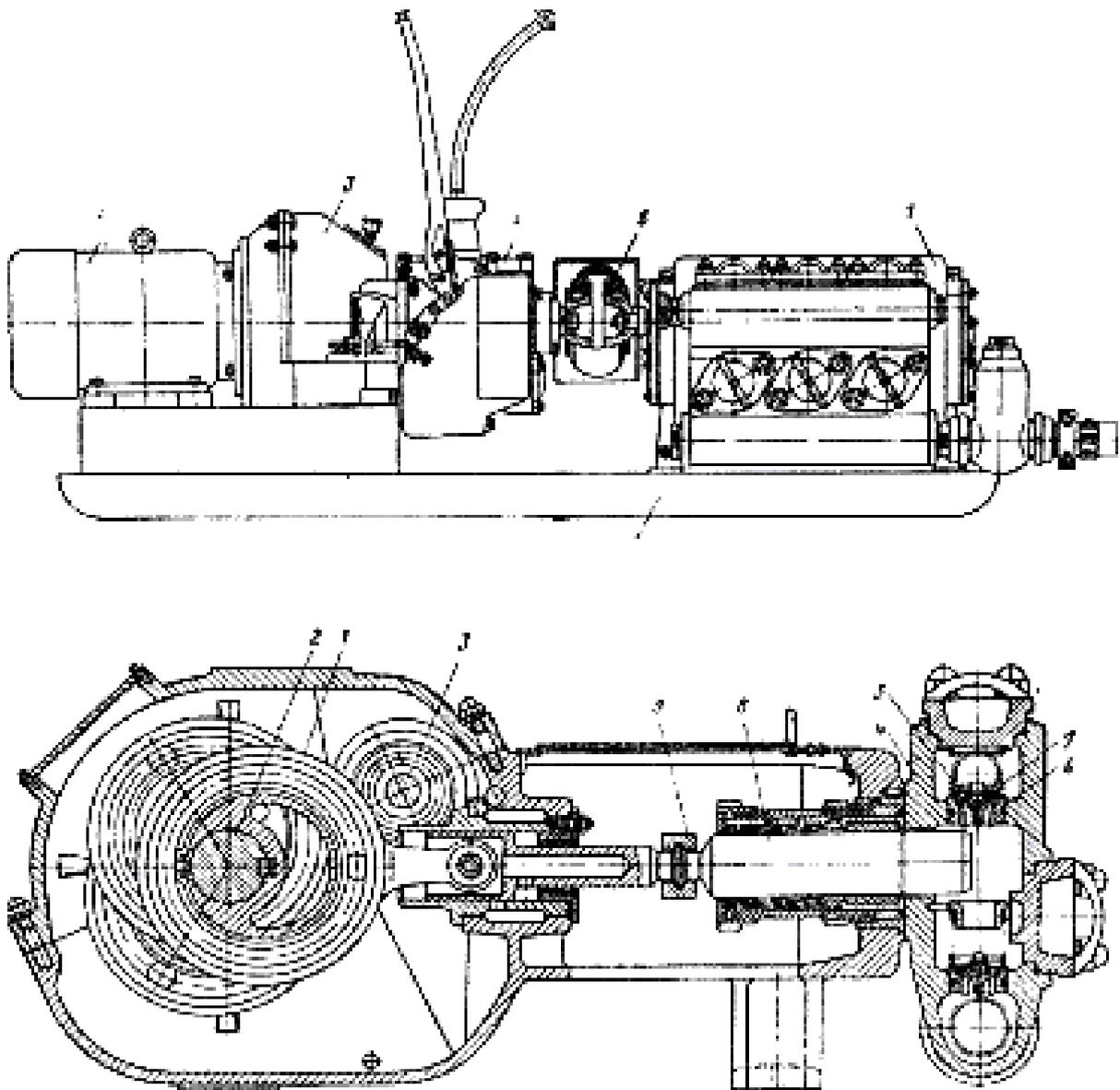


Рис. 2.8. Установка плунжерного насоса. Продольный разрез бурового насоса: 1 – кривошипно-шатунный механизм; 2 – эксцентриковый вал; 3 – входной вал-шестерня; 4 – гидравлическая часть насоса; 5 – клапаны; 6 – седла; 7 – пружины; 8 – плунжера; 9 – хомуты; 10 – крышки

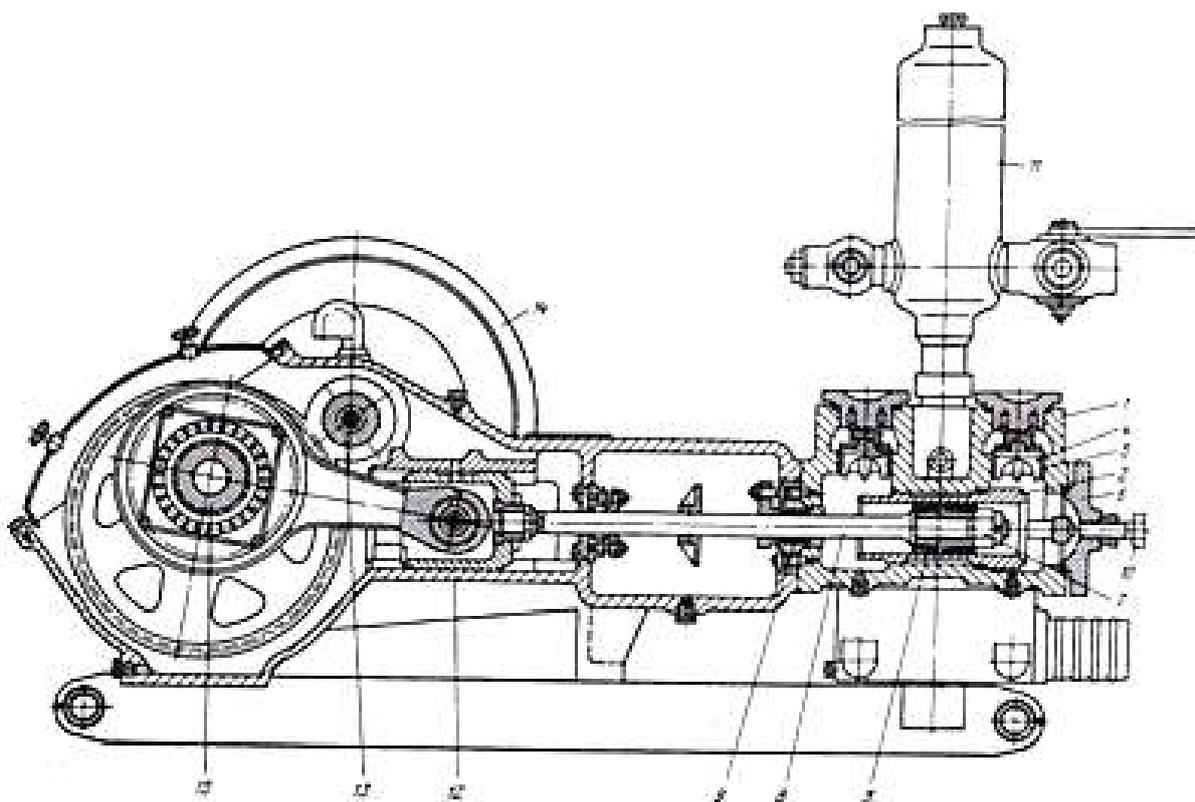


Рис. 2.9. Двухцилиндровой поршневой насос двойного действия типа 11ГР:
 1 – гидроблок; 2 – сменный насосный цилиндр; 3 – поршень; 4 – клапаны насоса; 5 – седло клапана; 6 – крышка цилиндровая; 7 – гайка для крепления поршня; 8 – шток поршня; 9 – резиновое уплотнение; 10 – нажимной болт;
 11 – воздушный колпак; 12 – станина приводной части; 13 – приводной вал;
 14 – шкив клиноременной передачи; 15 – кривошипный вал

Принцип действия поршневых насосов аналогичен принципу действия плунжевых насосов.

2.3. Спуско-подъемное оборудование

После заполнения керном колонковой трубы или износа породоразрушающего инструмента производят подъем колонкового снаряда, извлечение керна и очередной спуск бурового снаряда в скважину. Для проведения спускоподъемных операций (СПО), а также для спуска и извлечения обсадных труб используют следующее оборудование: лебедки бурового станка, буровые вышки или мачты, элеваторы, талевые системы, трубозвороты или трубодержатели.

Вышки (рис. 2.2) изготавливают из стальных труб и профильного проката. Применяют их на стационарных буровых установках. Основными элементами вышек являются стойки, пояса, раскосы и хомуты. Стойки и пояса изготавливают из труб, раскосы из уголков или прутка, хомуты из листовой стали. Нижняя и верхняя рамы крепят к башмакам, установленным на концах стоек (ног). Все элементы вышек соединены болтами. В разведочном бурении используют вышки ВРМ-24/30, В-18, В-26/25, В-26/50.

Таблица 2.5

Параметры	Вышки			Мачты					
	В-18	ВРМ 24/30	В26/50	МРУГУ2	МРУГУ 18/20	БМ-2	БМТ-4	БМТ-5	БМТ-7
Глубина бурения, м	800	2000	2000	300	800	3000	500	800	2000
Высота, м	18	23,5	27,6	13,5	18	32	13,7	17,8	25
Грузоподъемность, кН	150	300	500	140	200	520	32	50	25
Угол наклона, град.	90	90	90	90–75	90–75	90	90–60	90–60	90–75
Длина свечи, м	14	18,5	18,5	9,5	13,5	24,5	9,5	14	18,6
Габариты, м									
Длина свечи, м	7	8,4	8,6	12	14	13	11,8	15	22
Ширина	6	6	6,25	3,9	4,0	7,4	3,2	4,5	3,2
Высота	18	24	28,2	4,3	4,3	–	3,8	4,0	3,5

Буровые мачты применяют чаще (рис. 2.10). Ими можно бурить не только вертикальные, но и наклонные скважины. Мачты проще в изготовлении, менее металлоемки и представляют собой несущий ствол – стержень или конструкцию А – образной формы, смонтированную на основании мачты. Несущий ствол выполняют в виде фермы, трубчатой или решетчатой формы. Мачты небольшой высоты – неразборные, при большой высоте – секционные. При бурении геологоразведочных скважин используют мачты стержневого типа на передвижных буровых установках следующих марок: МРУГУ-2, МРУГУ 18 /20, БМТ-4, БМТ-5, БМТ-7.

При весе бурового снаряда, не превышающего грузоподъемности лебедки, спуско-подъемные операции осуществляют без талевой системы «на прямом канате». В случае увеличения веса снаряда до величины, превышающей грузоподъемность лебедки, используют талевую систему (полиспаст), которая позволяет при той же грузоподъемности

лебедки увеличивать силу подъема во столько раз, во сколько увеличивается число струн талевого системы.

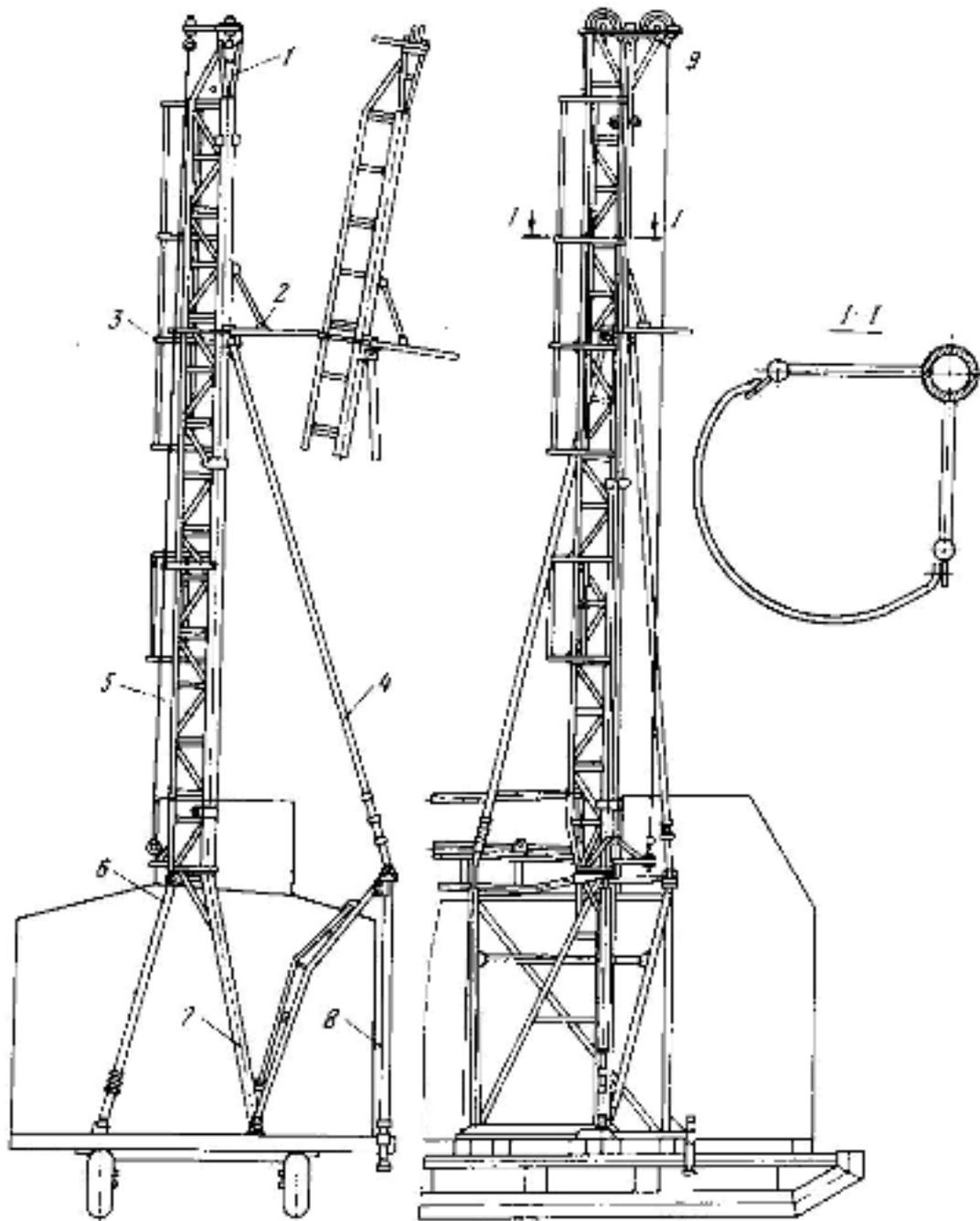


Рис. 2.10 Мачта МРУГУ-2: 1 – стрела; 2 – свечеприемник; 3 – кольцевые пояса; 4 – боковые сошки; 5 – направляющий пояс; 6 – стойки; 7 – основание; 8 – боковые опоры; 9 – кронблок

Талева́я система (рис. 2.11) состоит из кронблока, талевого блока и каната. Кронблок монтируется на верхней раме мачты или на кронб-

лочных балках. Сварная рама кронблока имеет опоры, на которых размещена ось со шкивами, установленными на подшипниках. На кронблоке устанавливают не более трех шкивов.

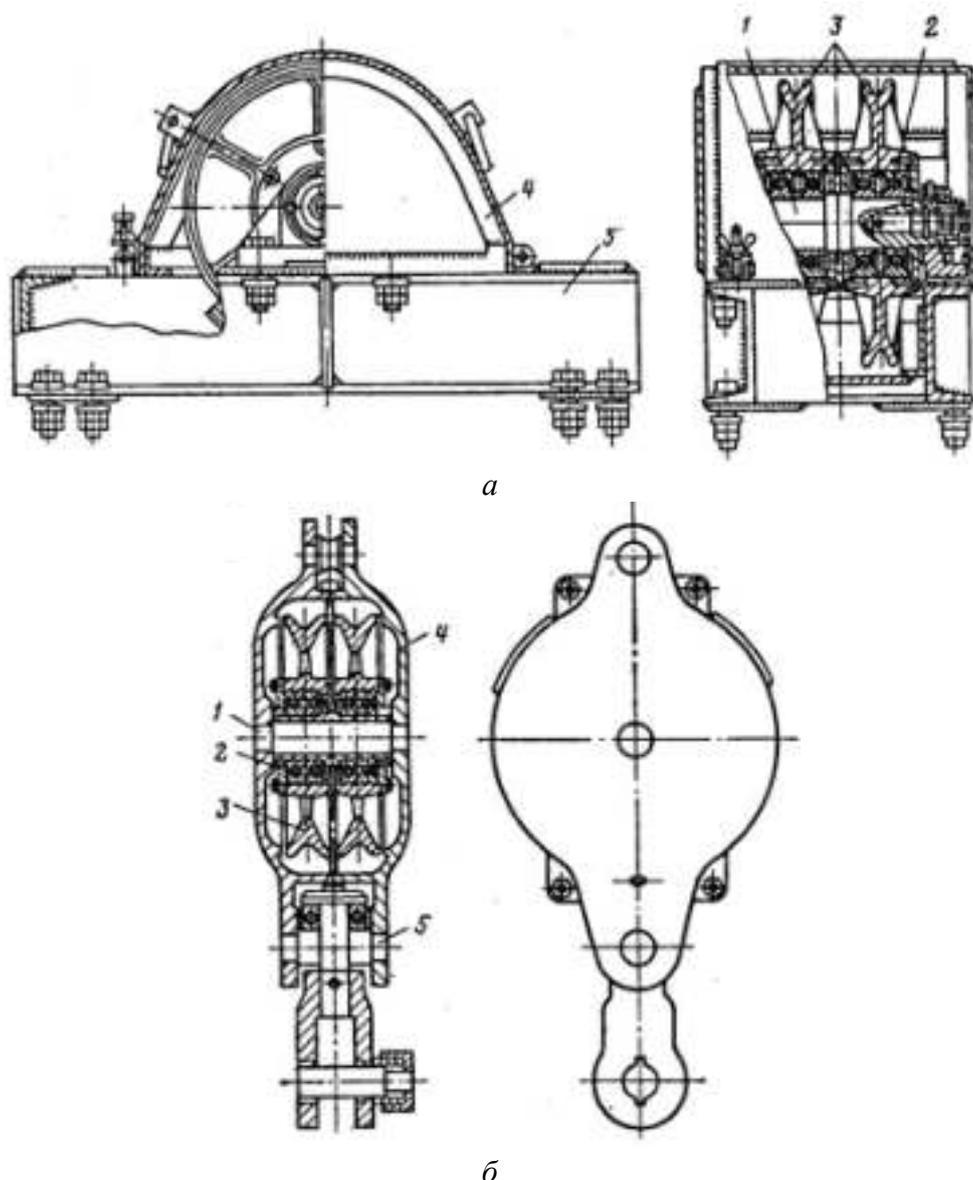


Рис. 2.11. Талевая система: *а* – кронблок: 1 – валик; 2 – подшипник; 3 – шкивы; *б* – талевый блок: 1 – валик; 2 – подшипник; 3 – шкив; 4 – корпус; 5 – ось

Талевый блок состоит из корпуса, в котором установлена ось, на оси – шкивы на подшипниках. В нижней части блока имеется проушина с пальцем для соединения с элеватором.

Для проведения СПО используют несколько типов элеваторов (рис. 2.12). Наиболее широкое распространение получили полуавтоматические элеваторы МСП-5, МЗ-50-80, ЭН2-20, Урал-2, Э-18-50. Элеваторы М-3 используют со специальными наголовниками (грибками).

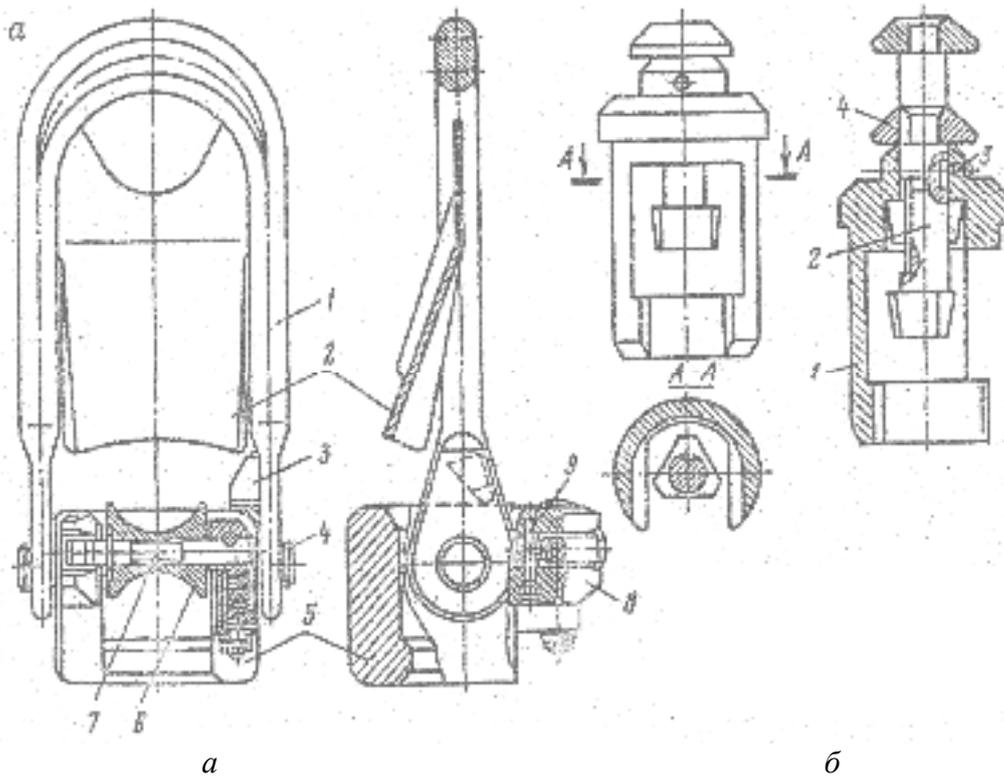


Рис. 2.12. Элеватор МЗ-50-80: 1 – серьга; 2 – корпус; 3 – гайка; 4 – шайба; 5 – втулка; 6 – пружина; 7 – шплинт; 8 – скоба

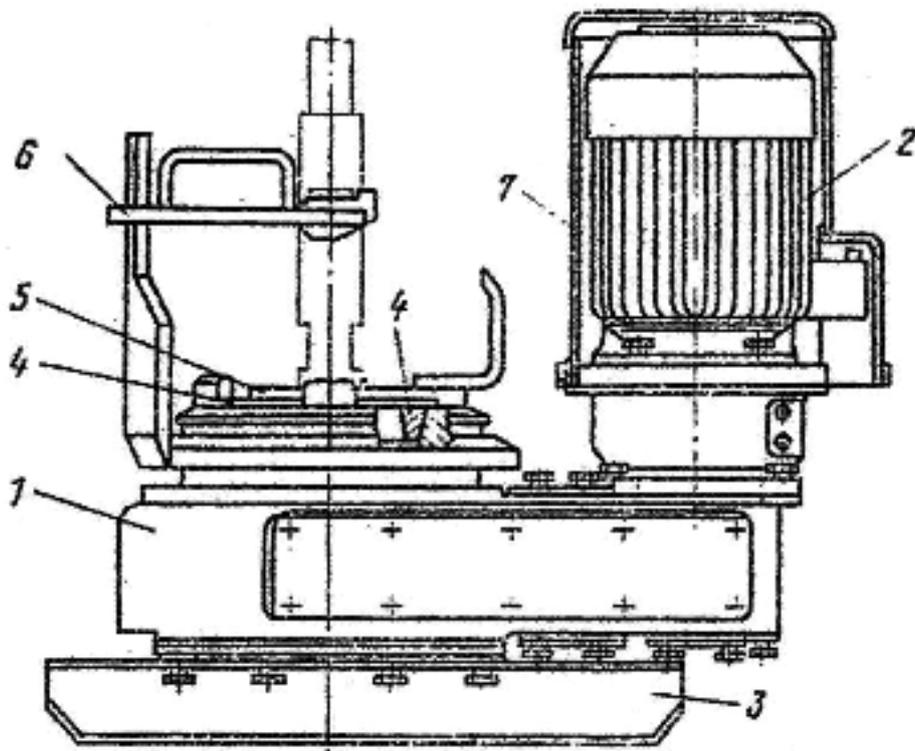


Рис. 2.13. Труборазворот: 1 – станина; 2 – вращатель; 3 – водило; 4 – подкладная вилка; 5 – отбойная вилка; 6 – электродвигатель

Для механического свинчивания и развинчивания замково-муфтовых соединений бурильной колонны применяют трубообороты (рис. 2.13) РТ-1200, РТ-300, а для ниппельных соединений трубодержатели.

2.4. Современные отечественные и зарубежные буровые установки

В последнее время в России и за рубежом разрабатываются новые более производительные установки разведочного бурения.

ОАО Геомаш совместно с компанией ШКТН (Германия) создали современную буровую установку УБТ-000 для бурения разведочных скважин и скважин на воду. На станке можно применять различные способы бурения: вращательное колонковое, сплошным забоем, с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости и продувкой, бурение шнеками, ударно-вращательное бурение, с применением забойных пневмо- или гидроударных машин. Установка укомплектована подвижным вращателем с ходом подачи 5,5 м. Глубина бурения 600 м. Начальный диаметр скважины 600 мм, конечный – 190 мм.

Кыштымским заводом (Россия) освоено производство установок НКР-100МП для пневмоударного бурения.

Шведские фирмы «Атлас Копко» и «Сандвик» разработали метод бурения в неустойчивых породах с одновременной установкой обсадной колонны при помощи эксцентричного долота.

Компания «Атлас Копко» широко использует метод обратной циркуляции, который является наиболее производительным способом получения образцов пород в шламообразном состоянии высокого качества. Механическая скорость бурения при этом методе составляет 1,5 м/мин и выше. Из-за высокой производительности затраты на отбор проб этим методом в среднем бывают в 2,5–3 раза меньше, чем при традиционном колонковом бурении.

Помимо пневмоударного способа бурения с «обратной циркуляцией» «Атлас Копко» рекомендует применять пневмоударный способ с одновременной обсадкой скважин.

В настоящее время метод с одновременной обсадкой скважин находит в мире все большее распространение при бурении неустойчивых горных пород и грунтов (песок, глина, галечник).

Компания «Атлас Копко» предлагает 2 системы бурового инструмента для бурения с одновременной обсадкой скважин: систему SYMMETRIX, созданную на основе пневмоударного бурения с эксцентриковым

расширителем и систему Odex. Эти системы предусматриваются для бурения на воду и при начальном бурении геологоразведочных скважин в неустойчивых породах.

SYMMETRIX является универсальной системой инструмента, представляющего колонны буровых и обсадных труб, соединенных через обсадной башмак с пилотным и кольцевым штырьевыми долотами в забойной части. Энергия пневмоударника передается на пилотное долото для разрушения центра забоя и через башмак на кольцевое долото для разрушения периферийной части забоя (рис. 2.4).



Рис. 2.14. Система SYMMETRIX компании «Атлас Копко»

При этом колонна обсадных труб без вращения опускается вслед за кольцевым долотом. Крутящий момент и усиление подачи с вращателя буровой установки передается только на колонну буровых труб. Пилотное долото после достижения требуемой глубины извлекается из скважины вместе с бурильной колонной.

Диапазон диаметров системы составляет 76–1220 мм, максимальная глубина бурения – 200–250 м. За счет симметричности нагрузки на забой обеспечивается исключительная прямолинейность скважины.

Система Odex является аналогом системы SYMMETRIX и предназначена для бурения скважин долотами диаметром 96–306 мм в неустойчивых горных породах при глубине скважины до 70–80 м.

Принцип работы системы основан на разрушении пород пилотным штырьевым долотом с эксцентриковым расширителем (рис. 2.15).

Конструкция Odex позволяет разделить усилие подачи буровой установки и энергию удара на работу, необходимую для процесса бурения, и работу для перемещения колонны буровых труб вслед за пилотным долотом.

Пилотное долото опережает эксцентриковый расширитель. Следуя за пилотным долотом, он увеличивает диаметр скважины и обеспечивает

продвижение обсадной колонны. После достижения требуемой глубины бурения обсадки эксцентриковый расширитель выводится в исходное положение под действием обратного вращения шпинделя и вся бурильная колонна извлекается из скважины с долотом, расширителем и пневмоударником.

Предлагаются следующие пневмоударные модели Odex:

- Odex 90 для 3" пневмоударников;
- Odex 115 для 3" и 4" пневмоударников;
- Odex 140 для 4" и 5" пневмоударников;
- Odex 165 для 5" и 6" пневмоударников;
- Odex 190 для 6" и 8" пневмоударников;
- Odex 240 для 8" пневмоударников.

Перфораторные модели Odex :

- Odex 76 для буровых штанг с резьбой R38 и T38,
- Odex 90 для буровых штанг с резьбой R38 и T38,
- Odex 115 для буровых штанг с резьбой T45 и T51.

Любые буровые установки шпиндельного типа, удовлетворяющие нижеприведенным требованиям по скорости вращения и крутящему моменту, теоретически могут использовать систему ODEX. Минимальные характеристики источника сжатого воздуха для работы комплекса - 14 бар, 18-20 м³/мин.

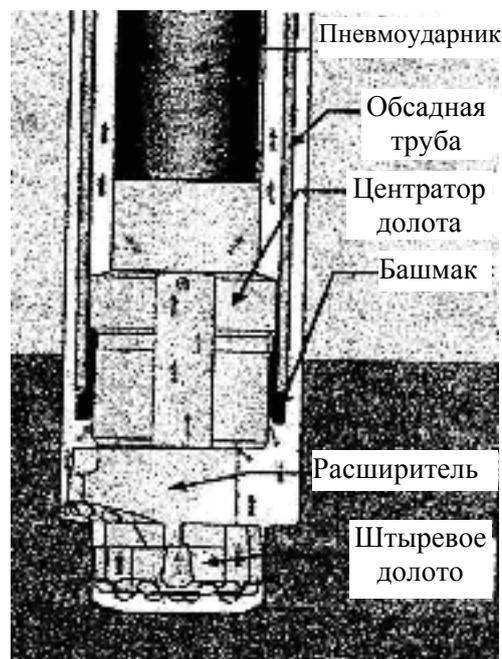
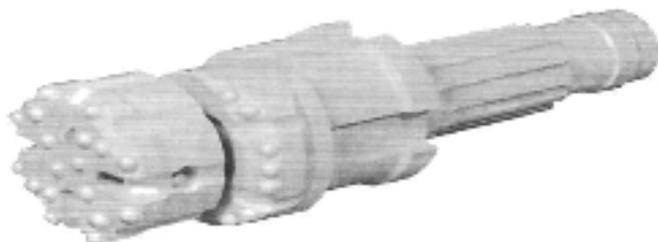


Рис. 2.15. Система ODEX компании «Атлас Копко»

Метод Odex предусматривает применение пневмоударников как в верхней части обсадной колонны, так и в нижней, эффективность погружения обсадных труб при нижнем положении пневмоударника более высокая, так как при этом энергия не расходуется на деформацию бурильных труб.

На расширителе имеются выступы, не допускающие поступления шлама в зазор между обсадными трубами и стиральными ребрами.

Она использует погружные пневмоударники типа COP-54, COP-64, которые работают от бортового компьютера производительностью 405 л/с при давлении 2,5 МПа. «Атлас Копко» выпускает также установки COP-34, COP-44 для скважин диаметром 89–100 мм.

Мировым лидером по производству современных буровых установок для сооружения скважин как с поверхности Земли, так и подземных выра-

боток является шведское предприятие «Атлас Копко». В нашей стране нашли применение следующие зарубежные установки: Boart Longyear, Christenen CS, Explorac, Mustang, Diames.

Буровая установка Boart Longyear

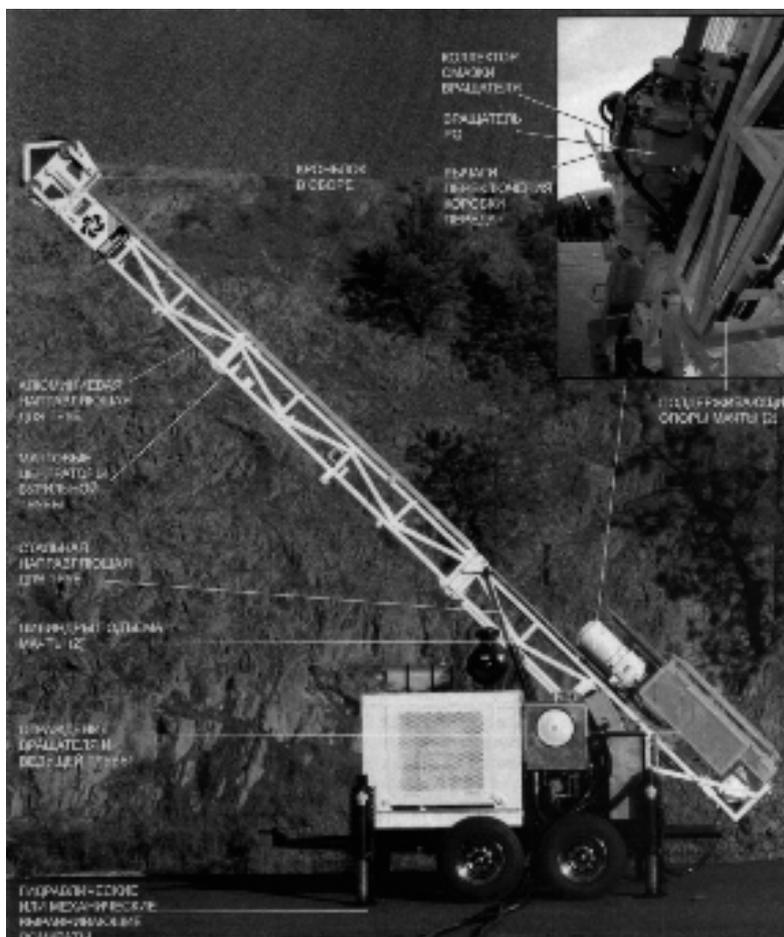


Рис. 2.16. Буровая установка Boart Longyear LF90

Техническая характеристика показана в табл. 2.6.

Передвижные установки представляют собой мачту, шарнирно соединенную с двумя опорными кронштейнами рамы модуля подъемных механизмов (рис. 2.17), рама закреплена болтами на основании буровой установки.

Основание может быть оборудовано двухосной транспортной тележкой с четырьмя колесными подвесками (рис. 2.18).

Для выравнивания установки на местности установка имеет четыре механических выравнивающих домкрата. Для подъема мачты на раме модуля подъемных механизмов смонтированы гидравлические цилиндры. Тут же на раме закреплены две лебедки: одна для СПО труб, а вторая – для СПО ССК.

В нижней секции мачты закреплен шток цилиндра подачи бурового снаряда. Сам цилиндр связан с кареткой вращателя, перемещающейся по направляющим под действием давления масла в цилиндре.

Таблица 2.6

Показатели	LF90
Глубина бурения, м	До 1220
Мачта	
Высота, м	
Угол наклона (забуривания), град	45–90
Длина свечи, м	
Двигатель дизельный	
Мощность	149
Вращатель	
Число оборотов, об/мин	2200
Ход вращателя, м	3,35
Гидронасосы производ/раб.время	
Главный	165/31
Вторичный	64/21
Вспомогательный	42/14
Лебедка главная	
Грузоподъемность, кг	7258
Лебедка ССК, кг	998
Система подачи	
Усилие подачи вверх/вниз, кН	111,7
Ход подачи, м	1,83
Частота вращения , об/мин	
1 передача	122–199
2 передача	246–400
3 передача	439–714
4 передача	769–1250
Гидропатрон PQ	
Удерживающая способность, кН	222,5

В верхней части нижней секции мачты смонтирован центратор буровых труб, а в основании мачты съемный кронштейн с отверстием для центрирующей втулки обсадных труб. На нем также крепится гидравлический трубодержатель с зажимными кулачками. Нижняя часть секции мачты оборудована телескопическим ограждением вращающейся буровой трубы.

В верхней секции мачты установлен алюминиевый направляющий желоб, обеспечивающий скольжение пробки-вертлюга при спуско-подъемных операциях (рис. 2.19).



Рис. 2.17. модуля подъемных механизмов



Рис. 2.18. Транспортная тележка



Рис. 2.19 Верхняя секция мачты

Для привода исполнительных механизмов (насосов, вращателей, лебедок) на основании установки смонтированы модуль силовой установки и гидравлический модуль. Силовой модуль представлен 6-цилиндровым дизельным двигателем Gummis GBTA5,9L с водяным охлаждением, турбонаддувом и предварительным охлаждением воздуха мощностью 149 кВт с рабочим объемом 5,9 литра.

Маховик двигателя имеет зубчатую передачу на гидронасосы.

Силовой модуль (рис. 2.22) включает в себя дистанционную панель управления, оборудованную тахометром, счетчиком моточасов, манометром давления масла, датчиком температуры двигателя, вольтметром, электрическим приводом дросселя и кнопкой аварийной установки.

Гидравлический модуль (рис. 2.24) включает три смонтированных в ряд гидравлических насосов (главный насос для гидромотора вращателя, вторичный для промывки насоса) с общим приводом от дизельного двигателя, контрольные клапаны, алюминиевый маслблок с фильтрами на 230 литров, смонтированный над насосами, гидравлические шланги, клапаны управления, фильтры и манометры. Гидравлический модуль также содержит панель управления функциями установки и панель управления двигателем.

Для промывки скважин в установке имеется насос FMC W 11 (рис. 2.25) с гидроприводом (гидромотор работает от вторичного маслоснасоса). Производительность 132 л/мин, давление 6,9 МПа.

Для приготовления промывочной жидкости установка имеет миксер (рис. 2.26). Гидромотор миксера работает от вспомогательного гидронасоса.

Вращатель установки PQ (рис. 2.27) подвижный, перемещается вдоль желоба мачты с помощью гидравлического цилиндра. Состоит вращатель из аксиально-поршневого гидромотора, коробки скоростей цилиндра вращателя и зажимного патрона.

Аксиальный роторно-поршневой гидромотор типа Г-15 показан на рис. 2.28. Его вал смонтирован на опорах качения, установленных в корпусе и распределительном диске 8. Ротор 9 посажен на вал 1. В цилиндрах ротора размещены поршни 10. Поводком 5 ротор соединен с барабаном, установленным на валу. Толкатели 13 расположены против поршней ротора.

В наклонной расточке корпуса смонтирован упорно-радиальный подшипник 14 с подвижным кольцом 3, которое контактирует с толкателями барабана.

Гидромотор имеет торцевое распределение жидкости. В диске 8 размещен подшипник 6 и выполнены два полукольцевых паза 21 с каналами 22 для подвода и отвода масла. Полукольцевые пазы разделены двумя диаметрально противоположными перемычками 19, имеющими скосы 18 для предупреждения запираания масла в цилиндрах и обеспечения плавного изменения давления в них при соединении с полостями нагнетания и всасывания.



Рис. 2.20. Нижняя секция мачты

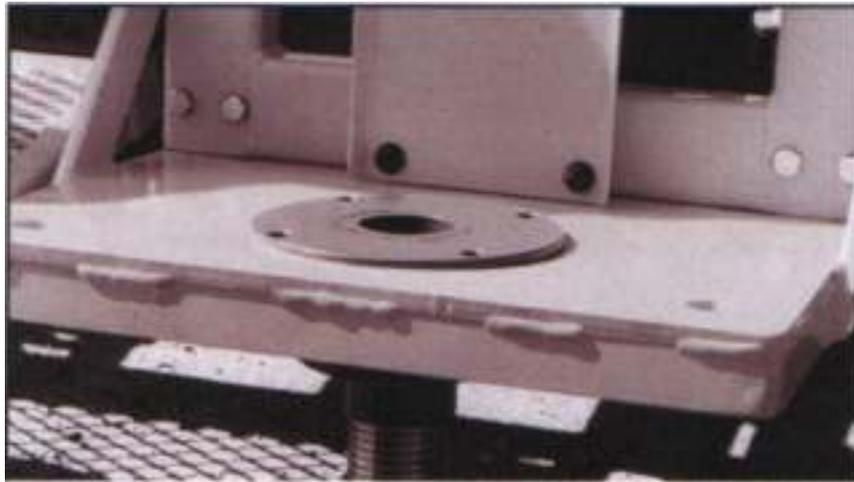


Рис. 2.21. Кронштейн с центрирующей втулкой для труб

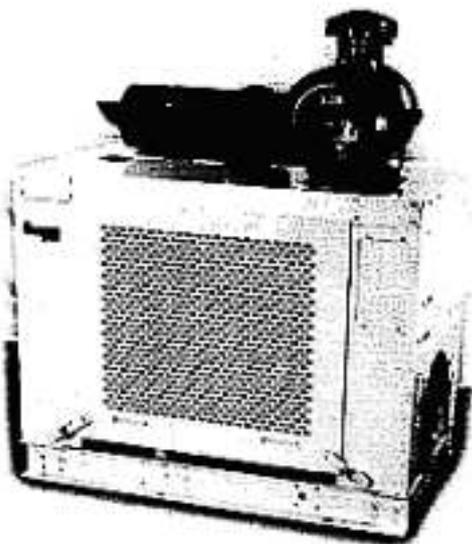


Рис. 2.22. Силовой модуль



Рис. 2.23. Панель управления

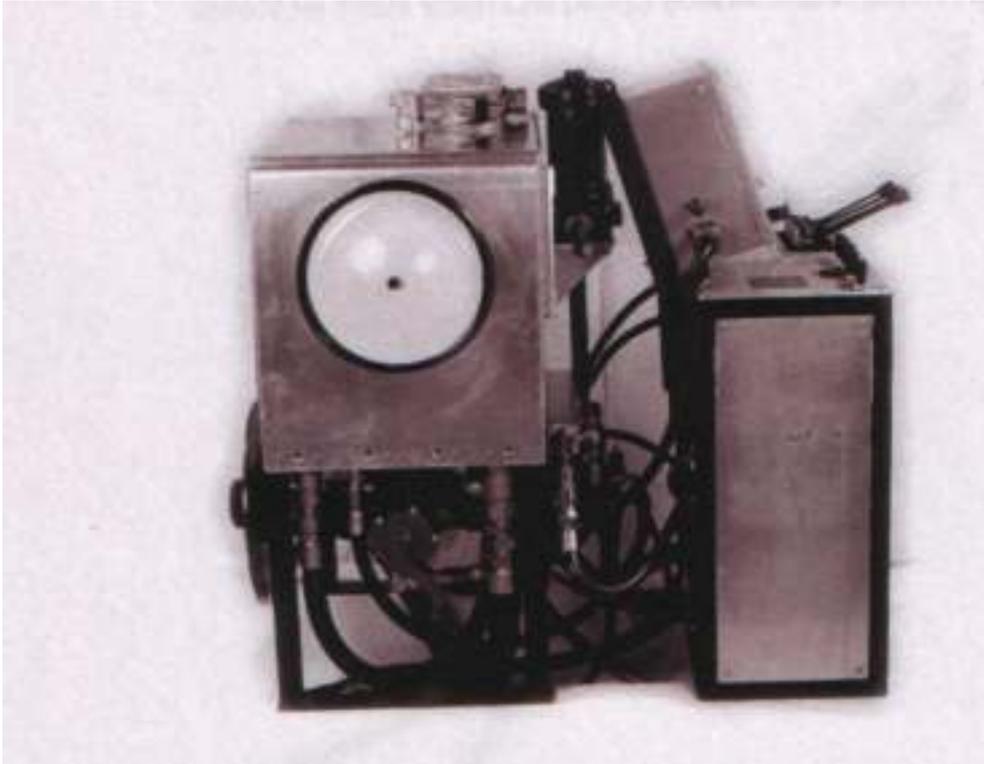


Рис. 2.24. Гидравлический модуль



Рис. 2.25. Насос FMC W 11

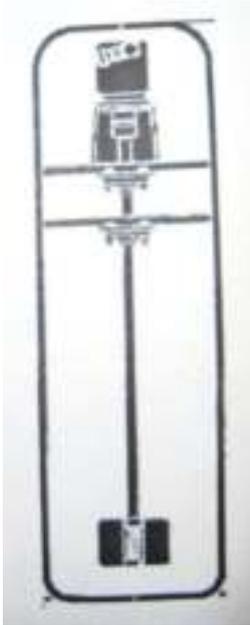


Рис. 2.26. Миксер

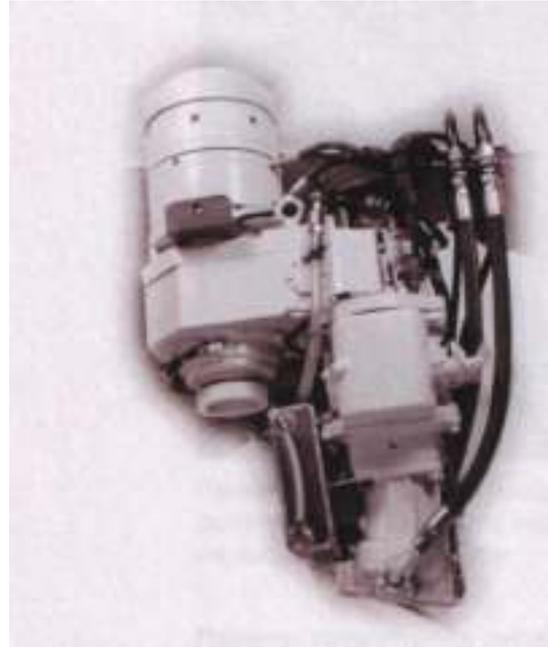


Рис. 2.27. Вращатель

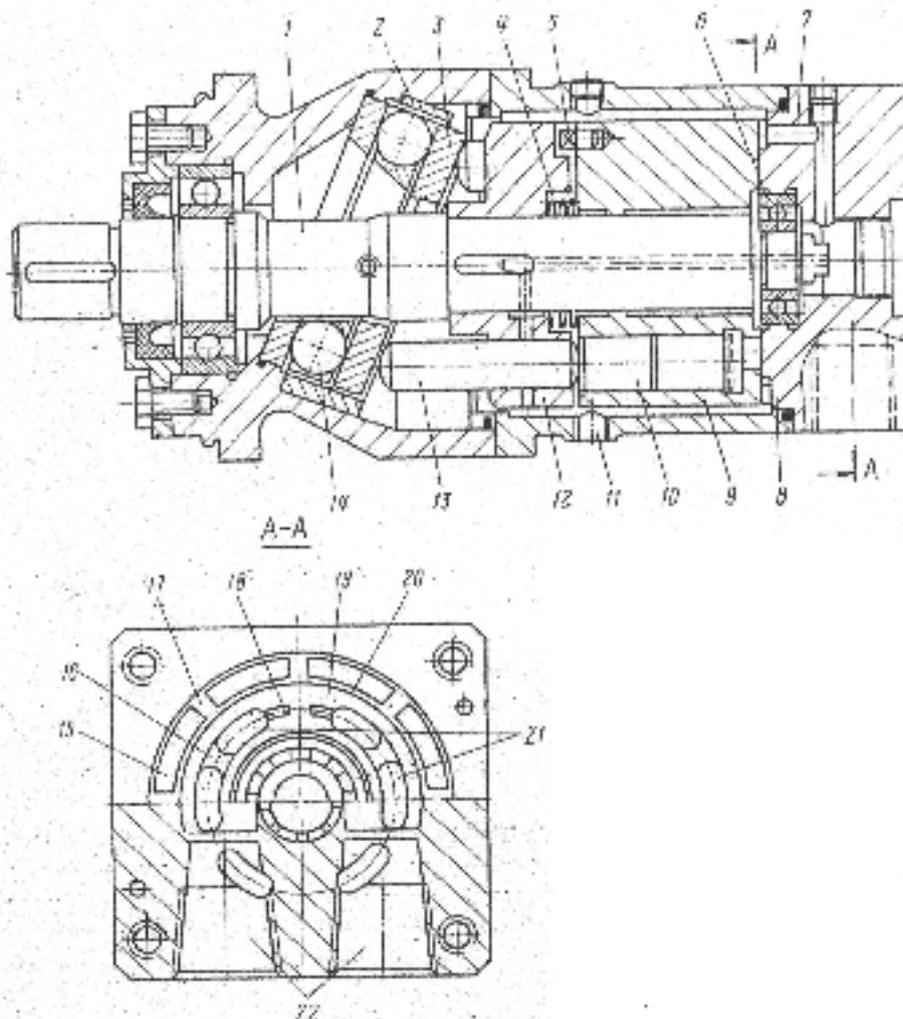


Рис. 2.28. Аксиальный роторно-поршневой гидромотор

Для увеличения жесткости диска в полукольцевых пазах оставлены перемычки 16, заниженные относительно поверхности контакта опорно-распределительного диска с ротором. Пружина 4 прижимает ротор к торцевой поверхности опорно-распределительного диска, сектора 15 которого предназначены для уменьшения контактного давления.

Принцип работы гидромотора следующий: масло через один из каналов 22 и соединенный с ним полукольцевой паз поступает в находящиеся против этого паза цилиндры ротора, воздействуя на поршни и толкатели. Перемещаясь, толкатели упираются в подвижное кольцо 3 подшипника. Благодаря наклонному положению подшипника возникают тангенциальные силы, вращающие толкатели вместе с барабаном, валом и ротором.

При вращении вала толкатели, находящиеся против второго полукольцевого паза, перемещаются в сторону опорно-распределительного диска, вследствие чего поршни выталкивают масло в сливную трубку. Каждый из цилиндров ротора поочередно соединяется с нагнетательным и сливным полукольцевыми пазами. В нейтральных положениях полости цилиндров перекрыты перемычками 19, разделяющими полукольцевые пазы.

Для реверсирования вала гидромотора изменяют направление потока масла, подводя его в полукольцевой паз, через который масло отводилось. Для улучшения работы торцового распределения предусмотрена свободная посадка ротора на вал, благодаря чему толкатели передают на ротор только осевые усилия, и торцовое распределение разгружено от радиальных и тангенциальных сил, возникающих при передаче на вал гидромотора крутящего момента или из-за неточности изготовления и сборки. Отжим ротора от опорно-распределительного диска маслом, протекающим через торцовое распределение, предотвращается путем отвода масла через кольцевую проточку 20 и пазы 17 в корпус гидромотора. Для отвода масла, протекающего через полость подшипника 6, предусмотрен канал 7. Из корпуса гидромотора масло отводится через отверстие 11. Детали гидромотора смазываются маслом, находящимся в корпусе, а толкатели – маслом, подводимым через канал вала.

Вал 1 (рис. 2.29) аксиального роторно-поршневого гидромотора, смонтированный на подшипниках, соединен с ротором (блоком цилиндров) 4 карданом 3. Поршни 10 соединяются с фланцем вала 1 шатунами 11 с помощью пружин 2 и 5, действуя на поршни и толкатели. Перемещаясь, толкатели упираются в подвижное кольцо 5 подшипника. Благодаря наклонному положению подшипника возникают тангенциальные силы, вращающие толкатели вместе с барабаном, валом и ротором.

Принцип работы аксиального роторно-поршневого мотора с наклонным блоком цилиндров типа 11М аналогичен описанному, но его конструктивное исполнение иное (рис. 2.29).

Пружинно-гидравлический патрон представлен конусом с зажимным кулачковым устройством. Патрон имеет семь кулачков, которые приводятся в действие посредством азотных аккумуляторов для обеспечения наилучшей осевой удерживающей нагрузки.

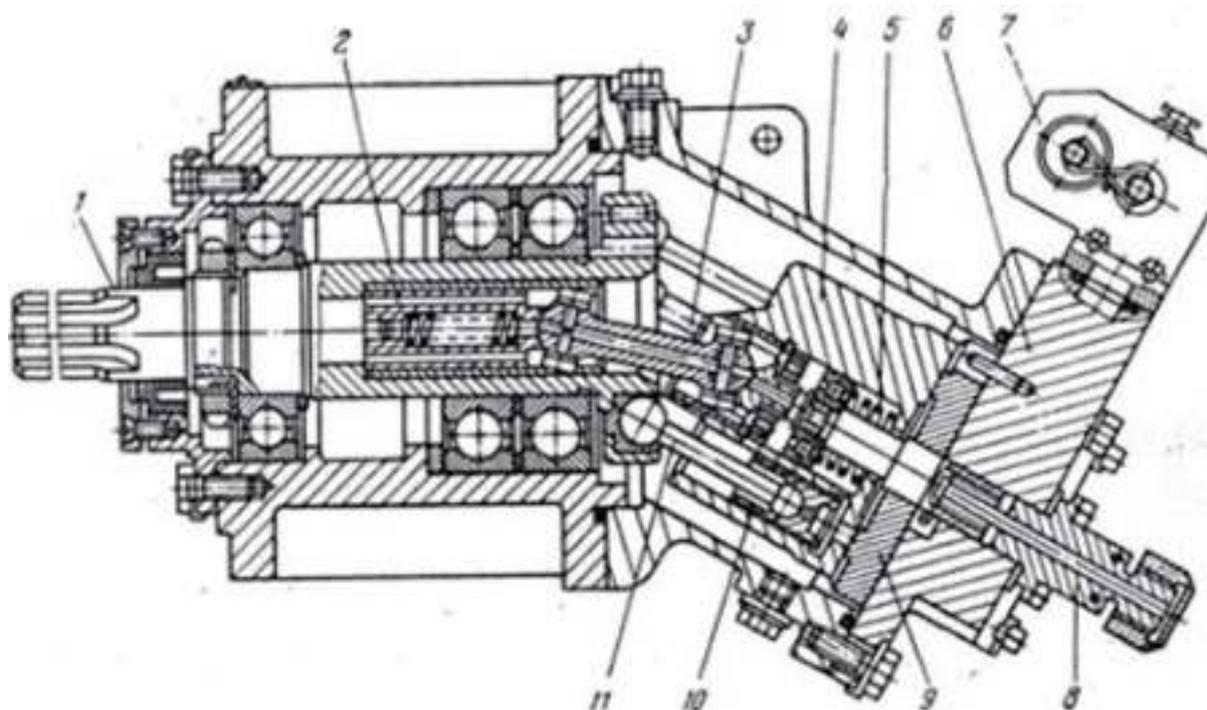


Рис. 2.29. Аксиальный роторно-поршневой мотор с наклонным блоком цилиндров

Внизу мачты на съемном кронштейне крепится зажимной патрон-трубодержатель, работающий под действием гидравлики.

Пружина гидравлического патрона соединена со шпинделем вращателя (трубодержателя) резьбой. Бурильные трубы зажимаются кулачками с помощью тарельчатых пружин 2, передающих осевое усилие через клиновые соединения.

Разжимаются кулачки при помощи гидравлического давления. Гидравлический цилиндр 3 патрона установлен на флянце 11 вращателя и соединен маслопроводом с краном управления. При повышенном давлении в цилиндре поршень 4 через упорный подшипник 5 и обойму 6 сжимает тарельчатые пружины 2. Обойма перемещается вниз, разводит кулачки 7 в радиальном направлении, освобождая трубы. Закрепление, раскрепление патрона осуществляются при помощи пульта управления.

Установки Christensen CS

Из серии Boart Longyear в геологоразведочных организациях России получили широкое распространение буровые гидрофицированные установки типа Christensen CS10, CS14, CS100, CS1500, CS4002 (табл. 2.7).

Прибор управления обеспечен компьютером. Установки легко управляемы в процессе бурения (на глубину до 1000–1500 м).

Они могут устанавливаться на саях, тележке или площадке автомобиля или гусеницах. Установки колонкового бурения с поверхности земли с длинным ходом подачи (до 3,5 м). Бурильные трубы 6 м. Мощность двигателей от 104 кВт до 193 кВт.

Общий вид установки CS-100 показан на рис. 2.31.

Explorac 220 RS – это буровая установка для разведки полезных ископаемых для труб с двойными стенками (рис. 2.32). Она использует опрокидывающийся мачтовый кран, который может быть установлен вертикально под углом 45 градусов.

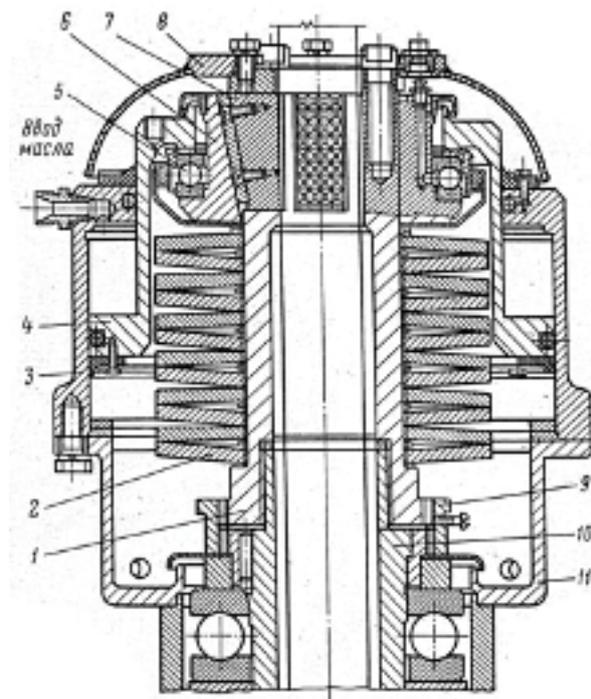


Рис. 2.30. Пружинно-гидравлический патрон

Установка Explorac 220 RS разработана и создана в соответствии со спецификациями специалистов в области разведочного бурения, а каждый компонент был тщательно подобран и точно отрегулирован для обеспечения оптимальных результатов. Благодаря концепции изготовления оборудования для специальных целей отсутствуют элементы риска, и нет необходимости выбирать между функциональностью и производительностью.

Благодаря таким ключевым качествам, как безопасность и эргономика, а также последним технологиям, установка Explorac 220 RS представляет собой одну из самых надежных по использованию среди установок своего типа. Подтверждением тому являются следующие характеристики:

- универсальный подвижный, полностью гидравлический стол, который не только направляет буровую трубу, но и зажимает и удерживает погружной буровой инструмент или обсадные трубы при развинчивании;
- различные положения подвижной мачты, что гарантирует передачу всех нагрузок при бурении прямо на землю, обеспечивая сильную и устойчивую рабочую базу;

– уникальная портативная панель управления, которая может располагаться на расстоянии до 10 м от установки и тем самым обеспечивать безопасность и максимальную видимость операций;

– трубный манипулятор – проверенный и универсальный компонент, который обеспечивает автоматическую загрузку, разгрузку и укладку буровых труб.

Таблица 2.7

Характеристики	CS – 10 60 – 121	CS – 14 60 – 121	CS – 1000 59 – 121	CS – 1500 59 – 121	CS 4002
БК/НВ (60 мм), м	1030	1540	1070	1370	–
НК/НҚ (76 мм), м	800	1200	760	1070	2000–2700
НК/НҚ (99 мм), м	535	800	460	730	1700–1950
РК/РҚ (121 мм), м	315	475	300	400	900
Мачта и рама подачика					
Ход подачи, мм	1830	3500	1830	3500	3500
Усилие подачи, кН	59,6	59,6	60,3	59	–
Усилие подъема, кН	90	140	90,7	95	220
Угол наклона скважин, град	45–90	45–90	45–90	45–90	45–90
Длина свечи, м	6,09	6,09	6,09	6,09	9,0
Вращатель и гидropатрон, мм	121	≈ 121	≈ 121	≈ 121	≈ 121
Привод (а/п, реверс)	Гидро- мотор	Гидромо- тор	Гидромо- тор	Гидромо- тор	Гидромо- тор
Редуктор с цепью	2,5	2,5	2,5	2,5	–
Внутренний диаметр гидро- пат, мм	117	117	117	117	–
Усилие удержания, кг	18143	18143	–	–	–
Обороты в мин					
1	116–196	129–227	130–195	130–195	–
2	242–410	270–432	270–450	270–410	–
3	446–757	498–796	500–756	500–756	–
4	766–1300	856–1369	857–1300	857–1300	1250
Силовая установка					
Двигатель Caterpillar	4,4л; 4 цил	5,9л; 6 цили 158 при 1800	5,9л; 6 цили 131 при 2500	5,9л; 6 цили 131 при 2500	193 2500
Мощность, кВт	104 при 2200 об/мин				
Тип двигателя TURBO	Дизель	Дизель	Дизель	Дизель	Дизель
Первичный насос	28/230	28/252	24,1/162	24,1/162	
МПа (л/мин)					
Вторич. насос	20/122	17/128	20,6/56	20,6/56	
Вспомогат. насос	21,5/56	21,5/50	17,2/30	17,2/30	
Штангодержатель, мм	210	210	210	210	210

Характеристики	CS – 10 60 – 121	CS – 14 60 – 121	CS – 1000 59 – 121	CS – 1500 59 – 121	CS 4002
Закрепление пневматическое	Закр. пневм.	Закр. пруж.	Закр. пруж.	Закр. пруж.	
Открывание гидравликой	Откр. гидр.	Откр. гидр.	Откр. гидр.	Откр. гидр.	
Внутренний диаметр	210 мм	121 мм	–	121	
Усилие удержания, кг	13000	–	18143		
Лебедка					
Грузоподъемность на пустом барабане, кН	53,5	80	40,8	54,43	178
Скорость наматывания м/мин	55	44	45	40	–
Емкость барабана, м	35	35	–	–	–
Диаметр каната, мм	16	16	14,3	14,3	–
Лебедка ССК					
Емкость, м	1830	1890	1830–975	1830–975	4600
Грузоподъемность, кг	1213	11,9–3	1134–318	1134–318	2800
Скорость наматыв., мин	114–453	114–453	119–457	119–457	–
Буровой насос	140/4,9	140/4,9	140/4,9	140/4,9	70/4,7



Рис. 2.31. Установка Christensen CS-100

Последняя модель компрессора «Атлас Копко» XRV10 обеспечивает давление 30 бар, повышая производительность, при необходимости противодействие в скважине.

Техническая характеристика дана в табл. 2.8.



Рис. 2.32. Буровая установка «Атлас Копко» Explorac 220 RC

Таблица 2.8

Показатели	Explorac R-50	Explorac 220 RC
Мачта:		
Общая длина, м	6200	10520
Ход подачи, мм	4400	–
Вращатель:		
Потребляемая мощность, кВт	38	–
Число оборотов шпинделя, кВт	0–97	0–101
Система подачи вращателя:	Гидравлическая	Гидравлическая
– ход гидроцилиндра подачи, мм	2260	–
– усилие подачи, кН	48,8	75
– усилие подъема, кН	80,9	220
– скорость подъема, м/мин	10,4/29,1	44
Силовая установка (Дизель):		
– мощность, кВт	46 (2300 об/мин)	470 (1800 об/мин)
– длина буровых труб, м	3,00	3,00
Лебедка гидроприводная:		
– тяговое усилие, кН	17	–
– скорость навивки, м/мин	48,8	40
– диаметр троса/емкость, мм/м	10/30	10/30

Показатели	Explorac R-50	Explorac 220 RC
Пневмосистема Электрическая (генератор)	25 бар/28 В	
Обратная циркуляция: – циклон (производительность), л/с – компрессор	–	880
Производительность, л/с		445
Давление, бар		30

Буровые установки MUSTANG (табл. 2.9)

Таблица 2.9

Показатели	Mustang 4	Mustang 5	Mustang 9
Податчик с гидромотором			
Направляющая цепь для шлангов	42,2	49	90
Усилие подъема, кН	42,2	49	90
Усилие подачи, кН	3,9	4,2	6,7
Ход подачи, м	5640	6448	9300
Общая длина, мм	26	26	33,6
Скорость м\мин	OMSS-200	OMSS-200	rexton
Гидромотор			
Вращатель			
Передача об\мин	0–79 0–200	0–80 0–40	30–655
Перфоратор			
Частота ударов, уд\мин	2400;3000	1200; 1900; 2400	1200; 1900; 2400
Скорость вращения, об\мин	0–100	50,28	111,56,28
Гидромотор, шт	OMS315	2шт	2–4шт
Габариты, а*b*l, мм	1102x240x225	1410x616x450	1550x616x600
Вес, кг	151	580	950
Двигатель (дизель)			
Мощность двигателя, кВт	72 2300	112 2300	84 2300
Лебедка			
Длина каната, мм*м	10x30	10x30	10x30
Натяжение ветви, кН	10	20	20
Скорость навивки, м\мин	30	40	40

Показатели	Mustang 4	Mustang 5	Mustang 9
Штангодержатель			
Проходное отверстие, мм	180	300	300
Усилие удержания, кН	88	123	123
Крутящий момент, кНм	88	34	34
Пенный насос			
Производительность, л/бар	30/26	30/25	30/25
Гидравлический мотор	ОММ12,5	ОММ12,5	ОММ12,5
Труборазворот			
Усилие захвата, кН	23,8	–	–
Промывочный насос, л/мин	80,140 или 220	–	–

MUSTANG 5-F4 – универсальная шпindelная буровая установка на гусеничном ходу с поворотной стрелой.

Новая серия буровых установок Mustang включает четыре основные модели – Mustang 4, 5, 9 и 13, которые классифицируются в соответствии с грузоподъемностью. На основании многолетнего опыта каждая из них была разработана для широкой области и условий применения. Благодаря их простой конструкции и стандартным модульным компонентам количество модификаций для каждой модели практически бесконечно (на раме, на гусеничном ходу или на грузовике, с или без поворотной стрелы и т. д.). Установки оснащены гидравлической системой чувствительности нагрузки, которая обеспечивает минимальное потребление энергии в течение всего процесса бурения. Подбор идеальной установки для удовлетворения специфических потребностей – это вопрос работы в команде. Тесное взаимодействие между заказчиками и специалистами, позволяющее полностью понять требования клиентов и трезво оценить возможности установки – вот что является ключевым фактором в поиске оптимального и самого безопасного технологического решения.

Mustang 5 – это средний по размеру станок в серии Mustang, созданный для бурения скважин диаметром от 100 до 250 мм при нормальных геологических условиях глубиной до 250 м. При добавлении необходимых переходников и комплектов инструмента в стандартную комплектацию он может использоваться для бурения с погружными пневмоударниками, шнекового, роторного и колонкового бурения. Также поставляются пенные и буровые насосы, которые обеспечивают дополнительную производительность и более безопасное проведение работ. При бурении четвертичных отложений с использованием таких методов, как OD, ODEX и DEPS,

установки могут оснащаться гидравлическим перфоратором. Станки легко монтируются на различные виды машин, например, на гусеничном ходу, грузовике или раме.

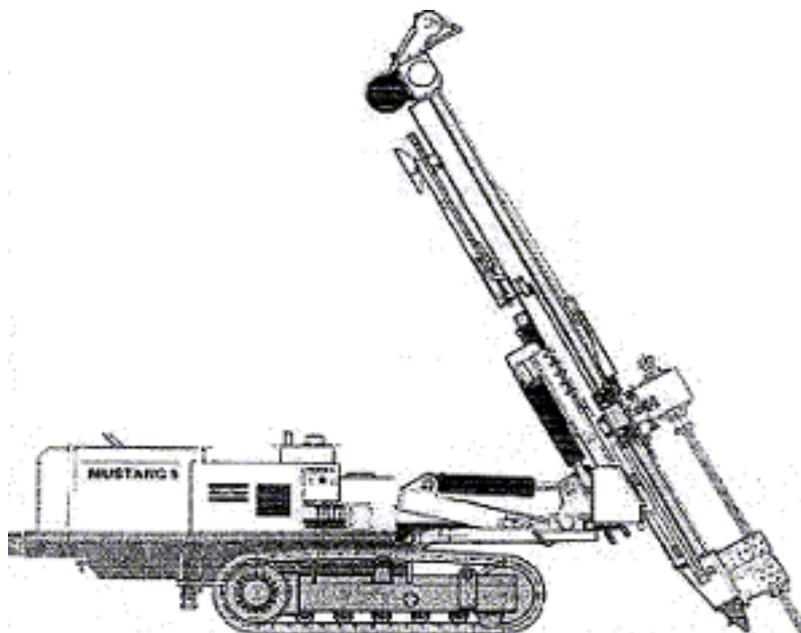


Рис. 2.33. MUSTANG 5-F4

Mustang 9 – тяжелый станок в серии Mustang, созданный для бурения скважин диаметром от 100 до 300 мм при нормальных геологических условиях, глубиной до 300 м.

Буровые установки DIAMEC (табл. 2.10).

DIAMEC 46 APC – установка колонкового бурения с автоматическим контролем параметров бурения с ССК для подземных работ, с новой конструкцией буровой секции, контролем и управлением параметрами бурения от *бортового компьютера* нового поколения (APC). Эта установка с улучшенными и надежными эксплуатационными характеристиками. Повышенная надежность обеспечивается за счет цилиндра подачи прямого действия (без цепи).

DIAMEC 252 – самая малогабаритная и компактная, полностью гидрофицированная и механизированная установка подземного бурения, с автоматической синхронизацией работы гидропатрона и штангодержателя; малого веса (500 кг).

DIAMEC 262 EC – электронная гусеничная установка для подземных работ с набором ССК.

Таблица 2.10

Показатели	DIAMES U6	DIAMES U6APC	DIAMES U6APC	DIAMES U6APC	DIAMES 232	DIAMES 252	DIAMES 262EC	DIAMES 262рам	DIAMES 282
Глубина бурения, м	750	750-960	1000	300	ССК 650	1450	1000	1400	
Длина, мм	1800; 8	1800; 85	1800; 850	1510	850; 1600	2120; 4420	75-1000; 2120	75-1000 1750	
Усилие подачи, кН	65	50	65	20	33	65	65	90	
Тяговое усилие, кН	65	65	65	15	43	65	65	90	
Скорость подачи	1,0	1,0	1,0	1,0	0,75	1,0	1,0	1,0	
Штангодержатель									
Длина штангодерж., мм	89	89	89	-	-	-	-	-	-
Усилие удержания, кН	45	45	45	12	12	22-33	22	90	
Прокходное отверстие, мм	102	102	102	52	-	-	-	-	
Вращатель									
Скорость вращения, об\мин	1800-1200	1800-1200	1800-1200	550-2200	550-2200	До 200	2200-600	-	-
Гидромотор	60-110	60-110	60-110	-	-	-	-	-	-
Усилие удержания, кН	100-150	100-150	100-150	30	30	100	100	-	-
Двигатель									
Электрический, кВт	55	55	75	15	45-68	45	45-68	75	
Дизель при 2300 об\мин	88	88	-	-	-	26	-	-	
Главный насос, л\бар	130/300	130/300	160/300	45/210	75/260	75/260	75/260	120/240	
Вспомогат. насос	40-50/300	45-50/300	80/50	-	45/70	-	45/45	86/240	
Промысловочный насос	80/50	80/50	-	45/45	45/70	-	135/35	110/35	
Trido 80 Н,140 Н	140/70	140/70	-	-	3400	-	3400	-	
Лебедка	7860	7860	3600	-	5800	-	5800	-	
Тяговое усилие, Н/скорость навивки	3640	3640	9700	-	2,2-5	-	5800	-	
	2,2-4,8	1,8-4,8	1,8-4,8	-	3-5	-	3-5	-	

DIAMEC 282B – самая мощная, производительная, полностью гидрофицированная установка с тремя гидроцилиндрами для *подземного* бурения и бурения с *поверхности* Земли.

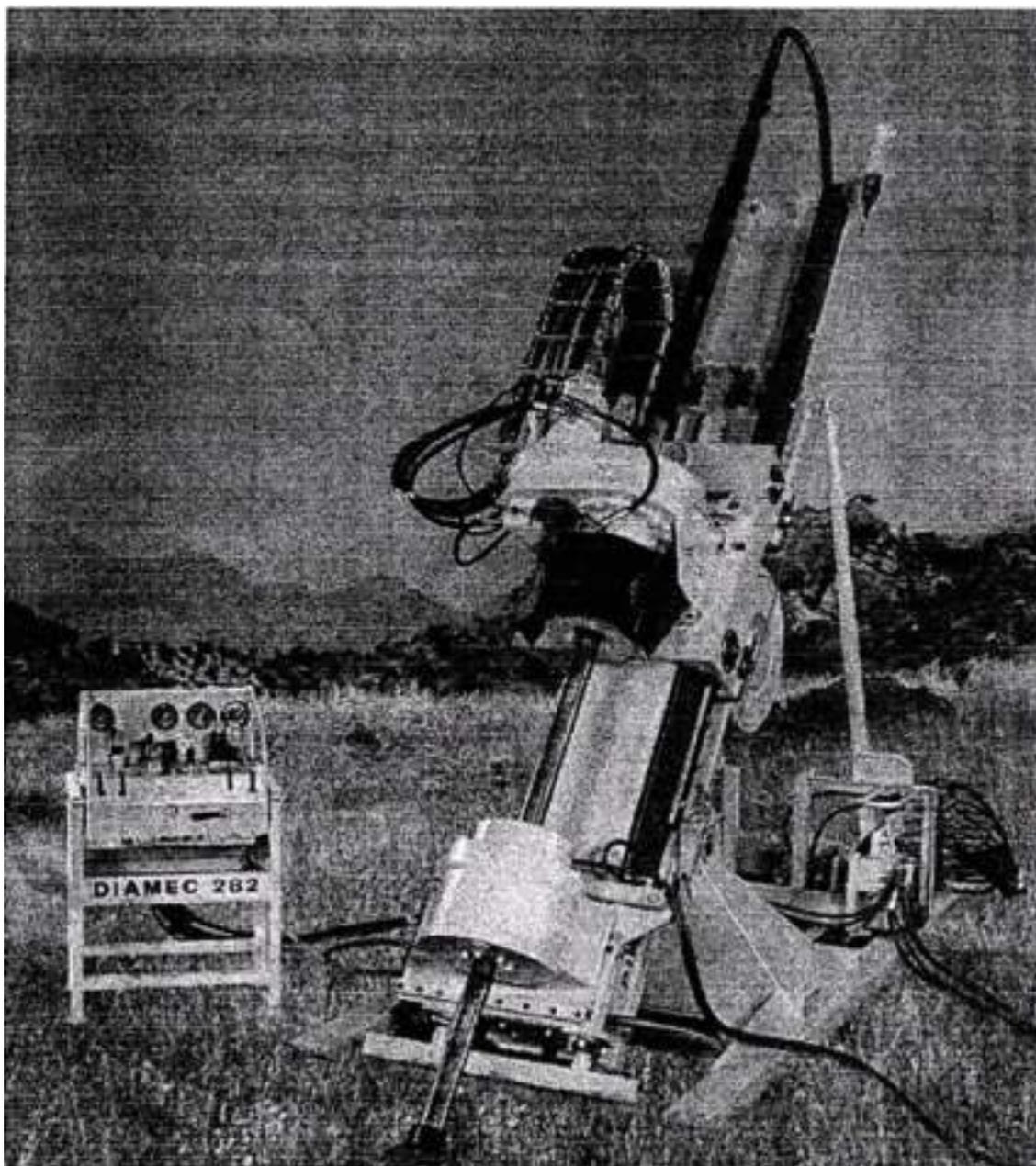


Рис. 2.34. DIAMEC 282B

Серия DIAMEC – это полностью гидрофицированные установки колонкового бурения с *поверхности* и *из подземных* выработок.

Наибольшее распространение получили четыре установки DIAMEC: 46 APC, DIAMEC 252, DIAMEC 262EC и DIAMEC 282B (табл. 2.10).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ ТВЕДРОСПЛАВНОГО БУРЕНИЯ

3.1. Бурильная колонна твердосплавного бурения

Твердосплавное бурение – это разновидность вращательного колонкового способа, при котором разрушение горной породы осуществляется породоразрушающим инструментом, армированным твердосплавными резцами. Это наиболее распространенный способ: по объему он занимает первое место и составляет более трети механического бурения. Применяется он при бурении мягких (I–IV категории) и средних (V–VII категории) горных пород, так как механическая скорость твердосплавного бурения этих пород выше, чем алмазного.

Однако следует отметить, что длина рейса при твердосплавном бурении вследствие быстрого износа резцов и ограниченной длины колонковой трубы невелика (не более 3–5 м), поэтому с целью повышения производительности бурения пород средних категорий твердосплавное колонковое бурение все чаще заменяют алмазным – снарядами со съёмными керноприемниками, снабженными специальными зубчатыми и резцовыми алмазными коронками. Механическая скорость бурения этими коронками несколько ниже, чем твердосплавными. Но длина рейса во много раз превышает длину рейса при бурении твердосплавными коронками. Это делает перспективной полную замену твердосплавного бурения алмазным, что требует совершенствования алмазных коронок.

По сравнению с алмазным, твердосплавное бурение имеет следующие преимущества:

1. Вследствие более совершенной конструкции коронок, большего выхода резцов из короночного кольца и большей глубины их внедрения в породу средних категорий механическая скорость бурения бывает выше, чем при алмазном бурении.

2. Твердосплавные резцы менее чувствительны к динамическим ударным нагрузкам, чем алмазные, поэтому вибрация бурильной колонны мало влияет на разрушение резцов. При твердосплавном бурении не предусматривается такой сложный комплекс антивибрационных мероприятий, как при алмазном.

3. Стоимость твердосплавного породоразрушающего инструмента значительно ниже стоимости алмазного.

4. Более проста технология обработки коронок.

К недостаткам твердосплавного бурения следует отнести быстрый износ резцов вследствие недостаточно высокой термостойкости материала – это ограничивает значения параметров технологических режимов, снижает длину рейса, диапазон перебуриваемых пород и производительность бурения в целом.

Буровой инструмент, при помощи которого осуществляют процесс бурения, называют технологическим инструментом, а набор технологических инструментов, собранных в определенной последовательности для бурения скважин – буровым снарядом. Буровой снаряд состоит из бурильной колонны и забойного снаряда (колонкового набора).

Бурильную колонну собирают из свечей, соединяемых замками, а свечи – из нескольких бурильных труб, соединяемых муфтами или ниппелями.

Бурильная колонна выполняет роль передаточного вала (трансмиссии) от станка к забойному снаряду и служит для передачи осевого усилия и крутящего момента на породоразрушающий инструмент. Одновременно она является каналом для направления промывочной жидкости от бурового насоса к забою скважины (при прямой промывке) или от забоя к устью скважины (при обратной промывке).

Бурильная колонна – это важнейшее звено технологической цепи, подвергающееся различным видам деформации: кручению, изгибу, сжатию, растяжению, вибрации, знакопеременным нагрузкам, истиранию. Все эти нагрузки и деформация приводят к ограничению технологических параметров, отказу бурильной колонны, к авариям. Более 90 % аварий в разведочном бурении связано с отказом бурильной колонны. Как известно, механическая скорость бурения растет с увеличением осевой нагрузки и окружной скорости. Исследователи А. А. Минин и А. А. Пожарский создавали осевые усилия до сотен тонн и окружные скорости до нескольких тысяч оборотов в минуту и не нашли максимума механической скорости бурения. Применяющиеся при разведочном бурении новые стальные бурильные трубы диаметром 42 и 50 мм при 500 об/мин допускают осевые нагрузки всего 1,5–1,8 т. Это указывает на то, что большим ограничителем механической скорости бурения является бурильная колонна. Чтобы полностью использовать возможности бурильной колонны, следует до минимума снизить опасные для бурильной колонны деформации, вибрации, знакопеременные нагрузки и износ снаряда. Для этого необходимо хорошо знать причины их возникновения, уметь определять оптимальные типы и размеры конструктивных элементов бурильных колонн, правильно их выбирать и эксплуатировать.

В совершенствовании бурильных колонн и правильной их отработке заложен огромный резерв повышения производительности бурения.

Для твердосплавного бурения применяют следующие компоновки бурильных колонн:

- стальных бурильных труб с муфтово-замковыми соединениями (СБТМ);
- стальных бурильных труб с ниппельно-замковыми соединениями (СБТН);
- легкосплавных бурильных труб с муфтово-замковыми соединениями (ЛБТМ);
- утяжеленных бурильных труб (УБТ).

Бурильные колонны из стальных бурильных труб с муфтово-замковыми соединениями (рис. 3.1) до сего дня занимают доминирующее положение в твердосплавном бурении вследствие ряда достоинств этих соединений. Их применяют при бурении скважин большого диаметра (76 мм и более) и значительной глубины.

Трубы бесшовные с высаженными внутрь концами с наружной конусной треугольной резьбой изготавливают из стали марки 36Г2С. Для упрочнения труб производят их термическую обработку и закалку токами высокой частоты (ТВЧ). Стальные бурильные трубы с муфтово-замковыми соединениями выпускают диаметром 42, 50, 63,5 мм, длиной 1,5; 3,0; 4,5 и 6 м (последняя длина – для бурильных труб диаметром 63,5 мм).

Муфты предназначены для соединения бурильных труб в свечи и представляют собой патрубки, имеющие с обоих концов внутреннюю мелкую коническую резьбу. Их изготавливают из стали марки 36Г2С. Размеры муфт: диаметры – 57, 65, 83 мм, длина – 130, 140, 150 мм.

Замки служат для соединения бурильных свечей в колонну и состоят из двух частей:

- а) ниппелей, имеющих с одной стороны внутреннюю мелкую коническую резьбу для соединения с бурильными трубами, с другой – наружную крупную резьбу;

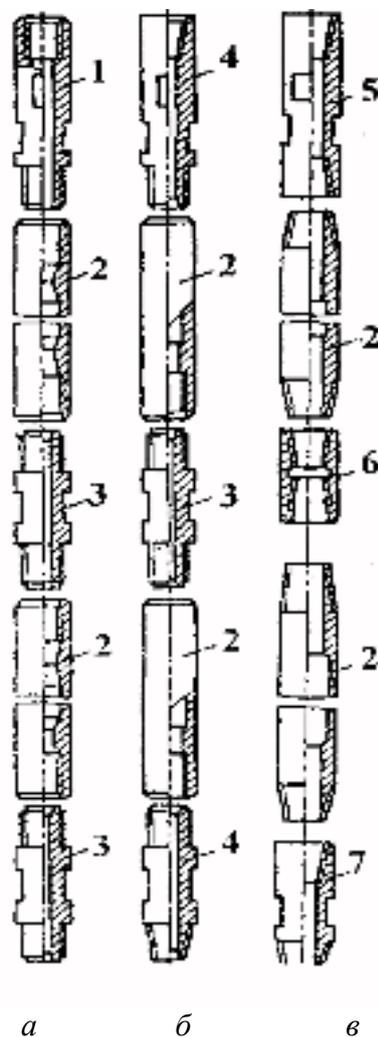


Рис. 3.1. Конструкции стальных бурильных труб: а – с ниппельным соединением; б – с замково-нипельным соединением; в – с замково-муфтовым соединением; 1 – ниппель типа Б; 2 – трубы; 3 – ниппель типа А; 4, 7 – ниппель замка; б – муфта

б) муфт, имеющих с одной стороны внутреннюю мелкую резьбу для соединения с бурильными трубами, с другой – внутреннюю крупную коническую резьбу для соединения с ниппелем замков.

Муфты замков имеют пазы для установки колонны на подкладную вилку и пазы для установки наголовников (для захвата ручным элеватором). Ниппели замков имеют пазы для установки отбойной (ведущей) вилки трубоизвиточника. В последних конструкциях замков для снижения напряжения в процессе бурения в последней витке (у основания) резьбы ниппеля вместо сбега резьбы сделана кольцевая проточка.

Замки изготавливают из стали марки 40ХН. Наружные поверхности муфт ниппелей замков (за исключением концевых частей) подвергают индукционной термообработке на глубину 1,5–2,5 мм. Замковую (крупную коническую) резьбу подвергают термообработке на глубину 3,5–5 мм. Наружный диаметр замков равен диаметру муфт.

К достоинствам муфтово-замковых соединений можно отнести следующее:

- 1) вследствие увеличенной толщины стенок соединений по сравнению с ниппельными соединениями достигается высокая их прочность;
- 2) благодаря конусности резьбы замков достигается высокая герметичность, высокая скорость свинчивания и развинчивания свечей;
- 3) вследствие большего диаметра соединений по сравнению с диаметром бурильных труб снижается износ и достигается центрирование бурительной колонны в скважине большего диаметра;
- 4) соединения имеют значительно большие внутренние диаметры, чем у ниппелей, из-за чего заметно снижаются гидравлические сопротивления при циркуляции жидкости.

Из недостатков муфтово-замковых соединений следует отметить следующее:

- 1) увеличенный зазор между бурильными трубами и стенками скважин приводит при больших нагрузках к изгибу труб;
- 2) снижение площади контакта бурительной колонны со стенками скважин и повышение силы распора в местах соединений приводят к вибрации снаряда.

В настоящее время с целью повышения производительности бурения переходят на бурение скважин малого диаметра (менее 76 мм), что позволяет использовать более высокие скорости вращения снаряда. Для того чтобы сохранить максимальный диаметр (а, следовательно, прочность) бурильных труб при бурении скважин малого диаметра, пришлось отказаться от муфтово-замковых соединений, имеющих большой диаметр, и перейти на ниппельно-замковые соединения, близкие по диаметру к бурильным трубам. Помимо сохранения прочности, такая гладкоствольная колонна благодаря уменьшению зазора между бурительной колонной и стенками

скважины позволяет снизить изгибающие деформации труб, их трение о стенки скважин и вибрацию. Все это повысило ресурс бурильных труб, а снижение вибраций, кроме того, снизило количество самозаклинок керна, повысило его выход.

Бурильную колонну с ниппельными соединениями (СБТН) при твердо-сплавном бурении применяют для скважин малого диаметра глубиной до 1500–2000 м. Она состоит из стальных бурильных труб, ниппелей типа В и ниппельных замков.

Бурильные трубы типа СБТН изготавливают из тех же сталей, что и СБТМ, и выпускают диаметром 33,5; 42 и 50 (54); 63,5 (68) мм; длиной 1500, 3000, 4500 мм (трубы диаметром 33,5 мм, длиной 4500 мм не выпускают). На концах трубы имеют внутреннюю ленточную (или мелкую коническую) резьбу.

Ниппели типа В представляют собой патрубки, на концах которых нарезана крупная ленточная (трапецеидальная) резьба (или мелкая треугольная конусная резьба). Ниппели типа В применяют для соединения бурильных труб в свечи, их изготавливают из стали марки 40Х. Для упрочнения ниппелей производят термообработку.

Ниппельные замки служат для соединения бурильных свечей в колонну и состоят из ниппелей типа А и полуниппелей типа Б. Ниппель типа А аналогичен по конструкции с ниппелем типа В, полуниппель типа Б имеет с одной стороны внутреннюю, с другой наружную резьбу для соединения с бурильной трубой и с ниппелем типа А. Ниппели и полуниппели имеют пазы для подкладной, отбойной вилок и установки наголовников. Для большей жесткости соединения, предупреждения заедания резьбы при свинчивании ниппели новых конструкций замков имеют хвостовики, а полуниппели, соответственно, расточку. Для снижения напряжений в замковой резьбе у ее основания делают разгрузочную канавку. Замковая резьба ниппельного замка диаметром 63,5 мм – коническая, треугольная.

Ниппельные соединения менее герметичны по сравнению с муфтово-замковыми, они требуют большего времени на их свинчивание и отвинчивание, но имеют диаметр, близкий диаметру бурильных труб: 34; 42,5; 54,5 и 63,5 мм, что увеличивает площадь контакта бурильной колонны со стенками скважины (а, следовательно, снижает их вибрацию), позволяет использовать бурильные трубы для бурения скважин малых диаметров и обеспечивать малые зазоры между бурильными трубами и стенками скважины.

Для центрирования и предохранения бурильной колонны от износа применяют стабилизаторы, армированные твердыми сплавами, и центрирующие ниппели, для скважин большого диаметра – протекторы и фонари.

Однако высокоскоростное бурение скважин малого диаметра трубами с ниппельными соединениями старого стандарта диаметром 50 и 63,5 мм не позволило полностью устранить изгиб и вибрацию снаряда из-за значительного зазора между стенками скважин и трубами, которые были равны, соответственно, $59 - 50 = 9$ мм и $76 - 63,5 = 12,5$ мм.

Кроме того, ниппельные соединения с цилиндрической резьбой оказались неудобными при свинчивании и развинчивании замков, так как при спуске снаряда вследствие ударов соединения деформируются, наблюдаются заедания в резьбе и выход их из строя.

Все это заставило геологоразведочные организации конструировать собственные соединения бурильных колонн. Появились такие соединения, как НЗСУ57, 50/3-42, КВС (рис. 3.2) и др. Суть их сводится к тому, что вместо ниппельных замков для бурильных труб старого сортамента использовались замки с конусной резьбой, на размер меньше замков муфтово-замковых соединений, предназначенных для этих труб. Так, для бурильных труб ниппельного соединения диаметром 50 мм стали применять замки от бурильных труб диаметром 42 мм (т. е. замки диаметром 57 мм). Этим самым удалось увеличить центрирование колонны (зазор между стенками скважины и замком составил всего $59 - 57 = 2$ мм) и благодаря конусному соединению увеличить скорость свинчивания и развинчивания. Повышение центрирования колонны позволило повысить и скорость вращения и в конечном счете производительность бурения.

Однако и в этом случае полностью устранить вибрацию снаряда не удалось вследствие разности диаметров труб и соединения. Кроме того, ухудшилось качество резьбы, уменьшился диаметр проходного отверстия, что делает невозможным спуск через трубы приборов и ориентаторов.

В результате многолетних испытаний ВИТР разработал новую конструкцию бурильных колонн типа СБТН. Вместо труб диаметром 50 и 63,5 мм используют трубы ниппельного соединения диаметром 54 и 68 мм, что снижает зазор, соответственно, до 5 и 8 мм. Для твердосплавного бурения скважин малого диаметра рекомендуются трубы диаметром 33,5, 42, 54, 68 мм. Конструкции ниппельных замков для бурильных труб диаметром 54 мм и менее были несколько изменены. Для центрирования элементов замка, предупреждения заедания резьбы при свинчивании ниппель замка имеет направляющий хвостовик, а полунипель, соответственно – расточку под хвостовик. Для снижения напряжения в конечном витке рабочей резьбы наружная резьба заканчивается не сбегом, а разгрузочной канавкой. Рабочая резьба ниппельного замка диаметром 68 мм – коническая (рис. 3.2). Материал труб ниппельного соединения – сталь 36Г2С, соединений – 40ХН. Бурильные колонны из легкосплавных труб (ЛБТМ-54, рис. 3.3) при твердосплавном бурении применяются очень редко на глубинах от 800 до 2000 м скважин большого диаметра (76–93 мм). Материал труб – алюми-

ниевый сплав Д16Т, замков – сталь 40ХН, муфт – сталь марки 36Г2С. Толщина стенок – 7,5 мм. По конструктивному исполнению бурильная колонна ЛБТМ-54 аналогична бурильной колонне ЛБТМ-50. Есть и отличия: 1) наружная резьба на трубах имеет цилиндрический стабилизирующий пояс со стороны большого основания конуса резьбы, а внутренняя резьба на муфтах и замках, соответственно, – расточку, что снижает изгиб в резьбовой части; 2) на концевых участках бурильных труб и соединений имеются прорезы для установки ключей туборазворота при сборке или разборке бурильной колонны.

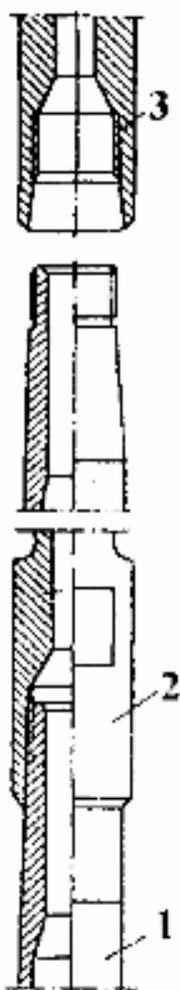


Рис. 3.2. Конструкция колонны бурильных труб с конусно-винтовым соединением: 1 – труба; 2 – ниппель замка; 3 – муфта замка КВС

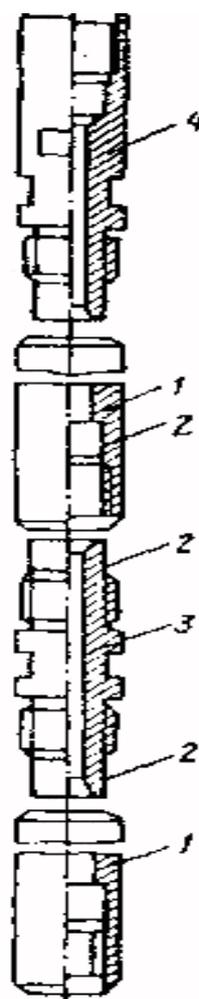


Рис. 3.3. Конструкция колонны легкосплавных бурильных труб ЛБТН: 1 – труба; 2 – проточка; 3 – ниппель; 4 – замковый ниппель

Компоновки нижней части бурильной колонны из утяжеленных бурильных труб УБТ (рис. 3.4) предназначены для создания осевой нагрузки,

уменьшения искривления скважин, увеличения жесткости и снижения износа в сжатой части бурильной колонны. С помощью УБТ колонна бурильных труб поддерживается в растянутом состоянии, что снижает их трение, износ и расход энергии на вращение снаряда.

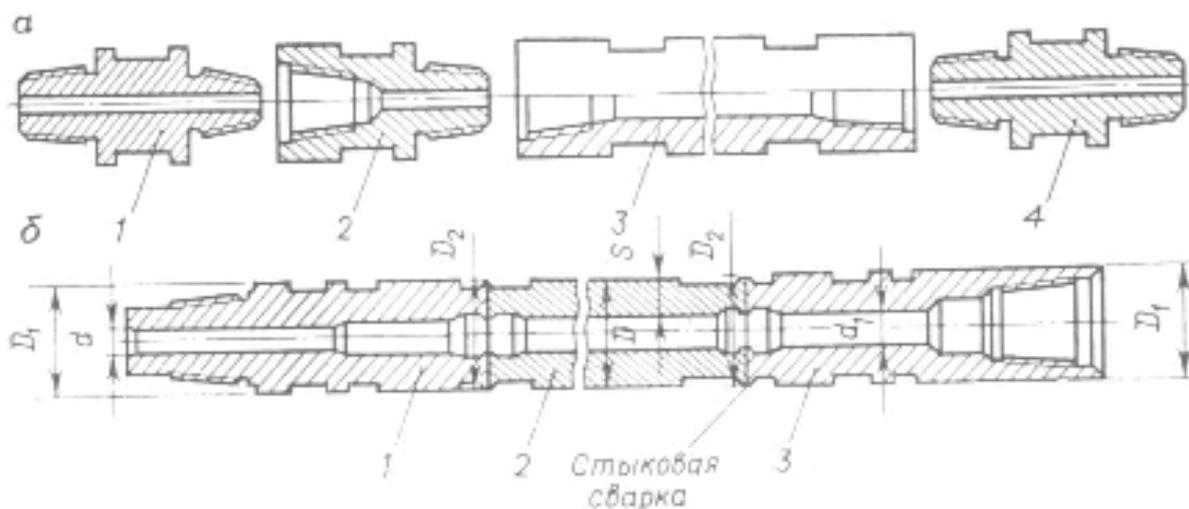


Рис. 3.4. Утяжеленные бурильные трубы: *а* – УБТ-Р-73: 1 – ниппель; 2 – полуниппель; 3 – труба; 4 – трубный ниппель; *б* – УБТ-РПУ: 1 – ниппель; 2 – труба; 3 – муфта

Для твердосплавного бурения вертикальных скважин применяют следующие компоновки УБТ:

1. БТ-Р-73 – с ниппельно-замковыми соединениями типа СБТМ. Но в отличие от последних, трубы в свечи соединяются не муфтами, а ниппелями с конусной резьбой. Все соединения имеют диаметр, равный диаметру труб. Материал труб – сталь 36Г2С, соединений – 40ХН.

2. УБТ-РПУ-89 – с приварными замками. Соединение в свечи и свечей в колонну осуществляется с помощью замков. Диаметры соединений одинаковы с диаметром бурильных труб. Материал труб и соединений тот же, что и у УБТ-Р-73.

Бурильные трубы твердосплавного бурения выбирают в соответствии с конструкцией скважины.

Для скважин малого диаметра (менее 76 мм) рекомендуется применять стальные бурильные трубы ниппельного соединения типа СБТН, а для бурения скважин большого диаметра (76 мм и более) – бурильные трубы муфтово-замкового соединения. Диаметры бурильных труб желательно выбирать ближайшими к диаметру коронки (см. табл. 1.1). При ступенчатой конструкции скважины следует подбирать ступенчатую бурильную колонну.

Бурильные трубы диаметром 42 мм рекомендуется применять для бурения скважин глубиной не более 700 м. При глубине скважин свыше 1000 м большого диаметра применяют бурильные трубы диаметром 63,5 мм, а для скважин малого диаметра можно использовать легкосплавные бурильные трубы типа ЛБТН-54.

Нижнюю часть колонны при бурении скважин большого диаметра желательно укомплектовать УБТ.

Выбор бурильной колонны необходимо обосновать, т. е. указать ее достоинства и преимущества перед другими типами бурильных колонн.

3.2. Забойный снаряд

Забойный снаряд представлен четырьмя компоновками:

- одинарным колонковым снарядом с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости (ОКС, ОЭС) и его разновидности (снаряда безнасосного бурения; эрлифтного снаряда);
- двойным колонковым снарядом – ДКС;
- снарядом для бурения с гидротранспортом керна – СГК;
- снарядом бескернового бурения – СББ.

3.2.1. Одинарные колонковые снаряды

Одинарные колонковые снаряды делятся на снаряды с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости (рис. 3.5). Он предназначен для бурения устойчивых горных пород с отбором керна). Снаряд состоит (сверху вниз) из бурильной колонны 8–11, трубного переходника 5, шламовой трубы 6, колонковой трубы 4 или нескольких труб, кернователя 3 и коронки 1. Часто в забойный снаряд включают отсоединительные переходники.

Отсоединительным переходником его называют потому, что он предназначен для отсоединения бурильной колонны от забойного снаряда при его прихвате или прижоге коронки. Наиболее широкое распространение получили отсоединители с правой резьбой и ограничительными кулачками (замкового типа), отсоединители с правой резьбой и бронзовым кольцом, отсоединители типа ПО (переходники-отсоединители).

Отсоединители с правой резьбой и ограничительными кулачками (рис. 3.6) состоят из ниппеля и муфты, которые соединяются между собой крупной ленточной резьбой. Ниппель и муфта имеют кулачки, не позво-

ляющие затягиваться резьбе, и поэтому в случае прихвата забойного снаряда резьба легко отвинчивается.

Отсоединители с правой резьбой и бронзовым кольцом аналогичны по конструкции, но не имеют ограничительных кулачков. Между ниппелем и муфтой устанавливают бронзовое кольцо, имеющее малый коэффициент трения, что резко снижает крутящий момент при отвинчивании. Кроме того, при бурении кольцо является надежным уплотнителем и способствует высокой герметизации соединения (чего не наблюдается в отсоединителях первого типа).

Аналогичны по конструкции и ограничительные переходники ПО. Герметизация соединения в последних достигается за счет резиновых колец. При использовании отсоединителей типа ПО трубные переходники не применяют, т.к. их непосредственно соединяют с колонковыми трубами.

Трубные переходники служат для соединения бурильной колонны с колонковыми и шламовыми трубами, их изготавливают из стали марок 45 и 50.

Выпускают шесть типов переходников: ПО, П1, П2, П3, П4, П5. Они предназначены для соединения бурильных труб диаметром 33,5 и 42 мм с колонковыми трубами диаметром 34, 44, 57 мм: П1 – для соединения бурильных труб диаметром 42, 50 и 63,5 мм с колонковыми трубами диаметром 57 мм и более; П2 – для соединения бурильных труб диаметром 73 мм с колонковыми трубами 108 мм и более.

Переходники, имеющие в верхней части фрезерные зубья (по конусу переходника), (рис. 3.7), служат для разрушения кусочков породы, обваливающихся сверху на переходники при подъеме снаряда. Такие переходники называют фрезерными.

Переходники типов П3, П4, П5 применяют для соединения бурильных труб с колонковыми и шламовыми трубами.

Диаметры переходников больше диаметров колонковых труб 34, 44, 57 и 73 мм на 1 мм, колонковых труб 89 и 108 мм на 2 мм, колонковых труб с диаметром 127 и 146 мм на 3 мм.

Длина переходников диаметром 35 и 45 мм составляет 110 мм, диаметром 57, 74 и 91 мм – 120 мм, диаметром 110, 130, 149 мм – 140 мм. Переходники с наплавкой релита называют центраторами.

Шламовые трубы при твердосплавном бурении применяют редко, только для улавливания тяжелого и крупного шлама, который не может быть вынесен промывочной жидкостью на поверхность. Шламовые трубы применяют также и при недостаточном выходе керна для взятия дополнительной пробы горной породы. Длина шламовых труб равна 1,5–2 м. Резьба для соединения с тройным переходником – левая. При твердосплавном бурении используются чаще открытые (сверху) шламовые трубы.

Принцип действия шламовой трубы следующий. Скорость движения восходящего потока жидкости в узком пространстве между стенками

скважины и колонковой трубой велика, поэтому она выносит с забоя крупные и тяжелые частицы. Как только поток жидкости со шламом оказывается выше шламовой трубы, сечение потока увеличивается, а его скорость и напор падают, вследствие чего шлам выпадает в шламовую трубу.

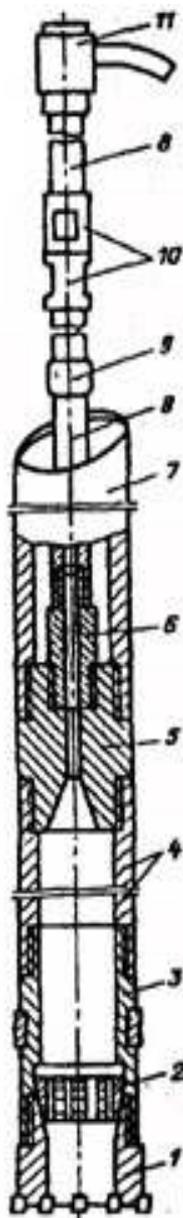


Рис. 3.5. Буровой снаряд для колонкового бурения скважин

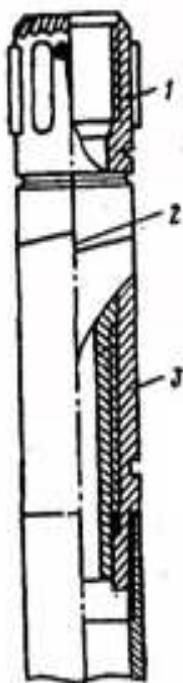


Рис. 3.6. Отсоединитель с ограничительными кулачками

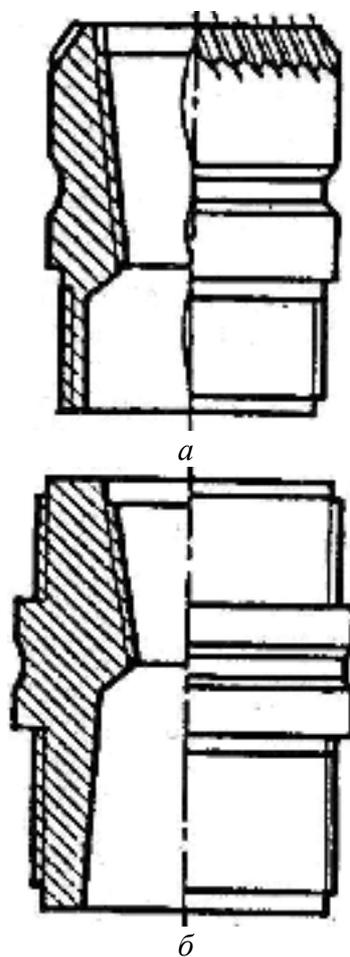


Рис. 3.7. Переходники трубные

Колонковые трубы предназначены для приема керна и направления ствола скважины в процессе бурения. Их изготавливают из цельнотянутого трубного проката стали групп прочности Д, К и Е, диаметром 34, 44, 57,

73, 89, 127, 146, 168 мм и длиной 1,5; 3,0; 4,5 и 6 м. Толщина стенки для труб большого диаметра (73 мм и более) составляет 5 мм, труб диаметром 59 мм – 4,5 мм, диаметром 46 мм – 3,5 мм и диаметром 46 мм – 3 мм.

В кавернозных и сильнотрещиноватых скважинах применяют жесткие толстостенные колонковые трубы из ниппельных заготовок с толщиной стенок 6,5–7,5 мм.

Упрочнения труб производят с помощью тока высокой частоты (ТВЧ).

Соединение колонковых труб с переходником и коронкой (или кернорвателем) производят при помощи трапециевидной резьбы.

Иногда для увеличения длины рейса может использоваться набор из нескольких колонковых труб, соединенных ниппелями.

Кернорватели предназначены для срыва керна и удержания его в колонковой трубе при подъеме снаряда. Для твердосплавного бурения применяют кернорватели кольцевого типа К. Они состоят из полого цилиндрического корпуса с внутренней конической расточкой, расширяющейся кверху, в которую помещают рвательное коническое кольцо.

При бурении под давлением керна кольцо поднимается в широкую часть конусной расточки и под действием упругой силы расходится (увеличивается в диаметре), свободно пропуская керна внутрь колонковой трубы. При необходимости срыва керна кернорватель с конусной расточкой (вместе с колонковой трубой) поднимается вверх, сжимая рвательное кольцо на крене. При значительном осевом усилии керна срывается. Одинарные эжекторные колонковые снаряды с обратной циркуляцией промывочной жидкости используют для бурения трещиноватых и косослоистых горных пород.

Для предотвращения самозаклинивания керна они имеют устройства, позволяющие создавать обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости (внутри колонковой трубы снизу вверх).

Компоновка такого забойного снаряда (рис. 3.8) состоит из эжекторного устройства 1, закрытой шламовой трубы 2, шламопроводящей трубки 3 и колонковой трубы 4.

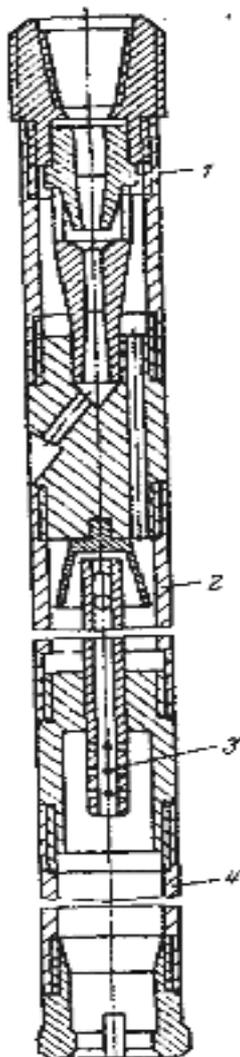


Рис. 3.8. Одинарный эжекторный снаряд

Эжекторное устройство состоит из верхнего и нижнего переходников, соединенных патрубком. К верхнему переходнику подсоединяют сопло с малым проходным отверстием, а к нижнему – диффузор. Канал диффузора соединяется с наклонным выходным каналом нижнего переходника.

При циркуляции жидкости ее скорость V в сопле резко возрастает, а давление p , в соответствии с законом Бернулли ($p + \rho V^2/2 = \text{const}$), падает; во всасывающей камере (патрубке у сопла) создается разрежение. Жидкость из колонковой трубы через специальные каналы засасывается в патрубок и далее через диффузор и выходной канал вместе с жидкостью, поступающей из бурильных труб, выбрасывается в скважину. Таким образом, создается обратная призабойная циркуляция промывочной жидкости.

3.2.2. Двойные колонковые снаряды

Двойные колонковые снаряды (ДКС) предназначены для повышения выхода керна при бурении в легкоразмывающихся и легкоистирающихся мягких полезных ископаемых.

При твердосплавном бурении применяют двойные колонковые снаряды с вращающейся и невращающейся при бурении внутренней трубой.

Двойные колонковые снаряды (рис. 3.9) с вращающейся внутренней трубой применяют при бурении легкоразмывающихся, но устойчивых к истиранию горных пород (например, минеральных солей).

ДКС с вращающейся (одновременно с наружной) внутренней трубой состоит из переходника *1*, с системой входных *7*, *9* и выходных каналов *12*, на который навинчивают наружную и внутреннюю трубы. На нижний конец труб навинчивают коронки *4* и *5*, причем внутренняя коронка опережает наружную на 1–2 см. Коронка внутренней колонковой трубы имеет внутреннюю конусную расточку для установки рвательного кольца. Для центрирования внутренней трубы в нижней части наружной трубы крепят направляющее кольцо *6*.

После спуска снаряда на забой через бурильные трубы центральный канал *7* и три боковых (поперечных) канала *9* жидкость поступает через внутреннюю трубу и межтрубное пространство на забой скважины для его очистки от шлама. После промывки скважины через бурильные трубы сбрасывают шарик *8*, который перекрывает центральный канал, и жидкость начинает поступать только в межтрубное пространство, предохраняя образующийся при бурении керн от размывания. Оставшаяся во внутренней трубе жидкость выдавливается поступающим в нее керном через два выходных канала *10*, *12* с обратными клапанами *11*.

Двойные колонковые снаряды с невращающейся (при бурении) внутренней трубой предназначены для бурения легкоразмывающихся и

легкоразрушающихся (под действием трения и вибрации трубы) полезных ископаемых (углей, мягких бокситов и др.). В настоящее время существует большое количество различных конструкций ДКС этого типа. Наибольшее распространение из них получили ДКС Алексеенко и ДКС «Донбасс НИЛ»

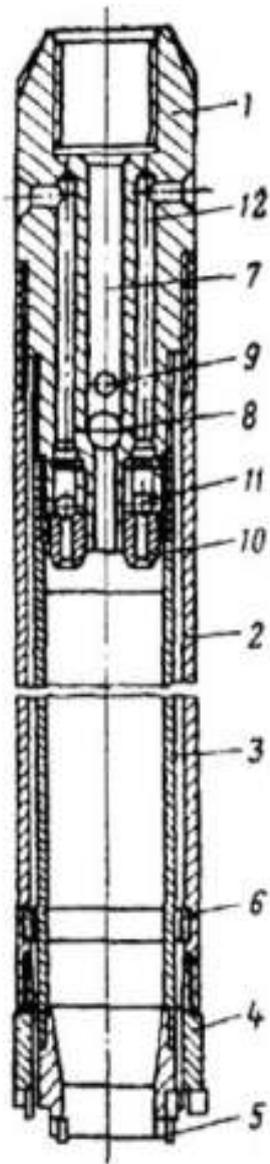


Рис. 3.9. Схема двойного колонкового снаряда (ДКС) с вращающейся внутренней трубой

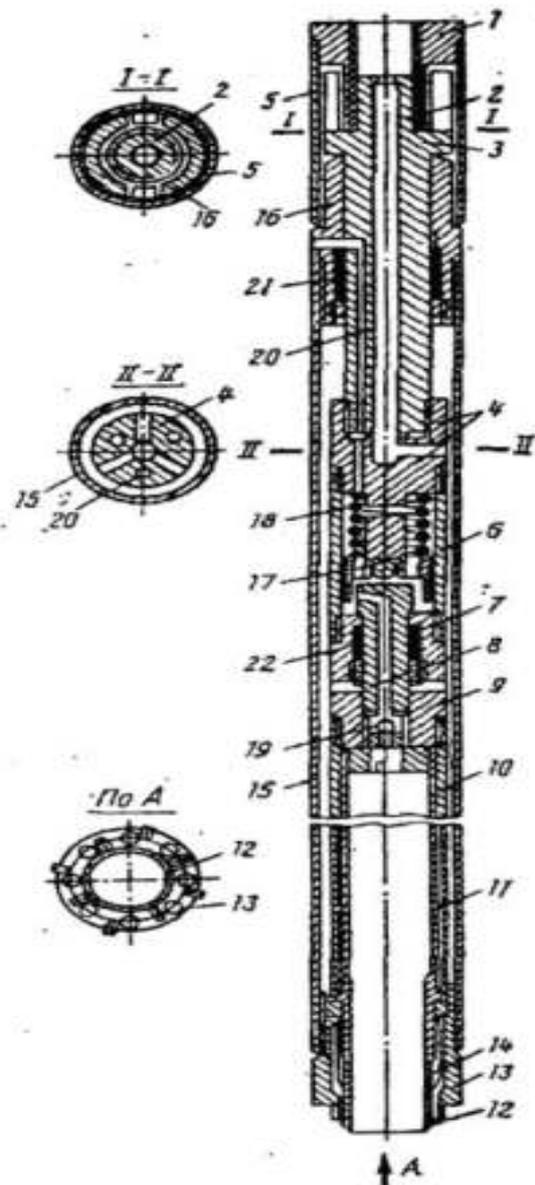


Рис. 3.10. ДКС конструкции С. А. Алексеенко (с невращающейся внутренней трубой)

ДКС Алексеенко (рис. 3.10) состоит из следующих узлов:

1) муфты включения детали 1, 2, 3, 5, 16, 20, 21; 2) подвески (детали 4, 6, 7, 8, 9, 17, 18, 19, 22); 3) наружной трубы с коронкой 13; 4) внутренней трубы 10 со штампом 12 и керноприемной кассетой 11; 5) паука 14.

Муфта включения предназначена для передачи вращения от бурильной колонны на наружную трубу и включения паука (кернозахвата). Она состоит из переходника 1 на бурильные трубы, который при помощи резьбы соединяется со шпинделем 2 и защитным кожухом 5. Шпиндель имеет центральный канал для направления промывочной жидкости из бурильных труб в межтрубное пространство и боковой канал для выхода выдавливаемой керном из внутренней трубы жидкости. Шпиндель с сухарями 3 вставляется в пазы муфты 16, которая снизу имеет сальниковое уплотнение 21. С помощью резьбы муфту соединяют с наружной трубой 15.

Вращение трубы 15 осуществляется от бурильной колонны через переходник 1, сухарь шпинделя 3 и муфту 16. Наличие пазов муфты позволяет при подъеме ДКС перемещаться в наружной трубе 15, ее коронке 13 и пауке 14 вниз относительно торца штампа 12. Оказавшись ниже торца, пластинки паука сжимаются и удерживают при подъеме керн от выпадения.

Подвеска предназначена для свободного подвешивания внутренней трубы к шпинделю ДКС и состоит из верхнего 4 и нижнего 7 переходников, соединенных патрубком 6, внутри которого устанавливают амортизатор (пружину) 18 и подшипниковый узел. Подшипниковый узел состоит из подпятника 17, шарика и полого штока 8.

Шток устанавливают в нижнем переходнике 7 и с помощью резьбы его соединяют с переходником на внутреннюю трубу 9.

В процессе бурения осевое усилие на внутреннюю трубу передается от бурильной колонны через шпиндель 2, верхний переходник подвески 4, амортизатор 18, подпятник 17, шарик, опорный шток 8 и переходник на внутреннюю трубу. При этом благодаря наличию подшипникового узла и трению штампа о породу внутренняя труба при вращении снаряда не вращается. Чем мягче порода, тем меньше сопротивление породы внедрению штампа, тем глубже (при одинаковом осевом усилии) погружается штамп (за счет амортизатора) в породу, тем меньше она размывается промывочной жидкостью.

Промывочная жидкость движется к забою через бурильные трубы, центральный канал шпинделя 2, поперечный канал верхнего переходника подвески 4, межтрубное пространство под торец коронки. Штамп 12 при этом защищает керн от воздействия потока жидкости. Жидкость выдавливается поступающим керном из внутренней трубы через обратный клапан, полный шток 8, патрубок 6, боковые каналы верхнего переходника 4, шпинделя 2 и через поперечный канал муфты 16 поступает в скважину.

Отсутствие вращения внутренней трубы и воздействия на керн потока жидкости способствует сохранению керна в процессе бурения. Наличие паука (кернозахвата) и обратного клапана предохраняет керн от выдавливания его столбом жидкости при подъеме снаряда. Наличие разъемной керноприемной кассеты способствует извлечению керна без нарушения его структуры.

ДКС «Донбасс НИЛ» (рис. 3.11) представлен тремя типами: «Донбасс НИЛ-1», «Донбасс НИЛ-2» и «Донбасс НИЛ-3».

ДКС «Донбасс НИЛ-1» (рис. 3.11, *а*) аналогичен Алексеенко, ДКС «Донбасс НИЛ-2» предназначен для бурения углей в районах повышенного метаморфизма. Он отличается тем, что имеет фрикционный механизм. При встрече крепких прослоев осевое усилие увеличивают, в результате чего тарельчатые пружины 4 (рис. 3.11, *б*) сжимаются, и диски фрикциона 9, прижимаясь друг к другу, передают крутящий момент на внутреннюю трубу 6 и ее коронку, что позволяет перебуривать крепкие пропластки горной породы.

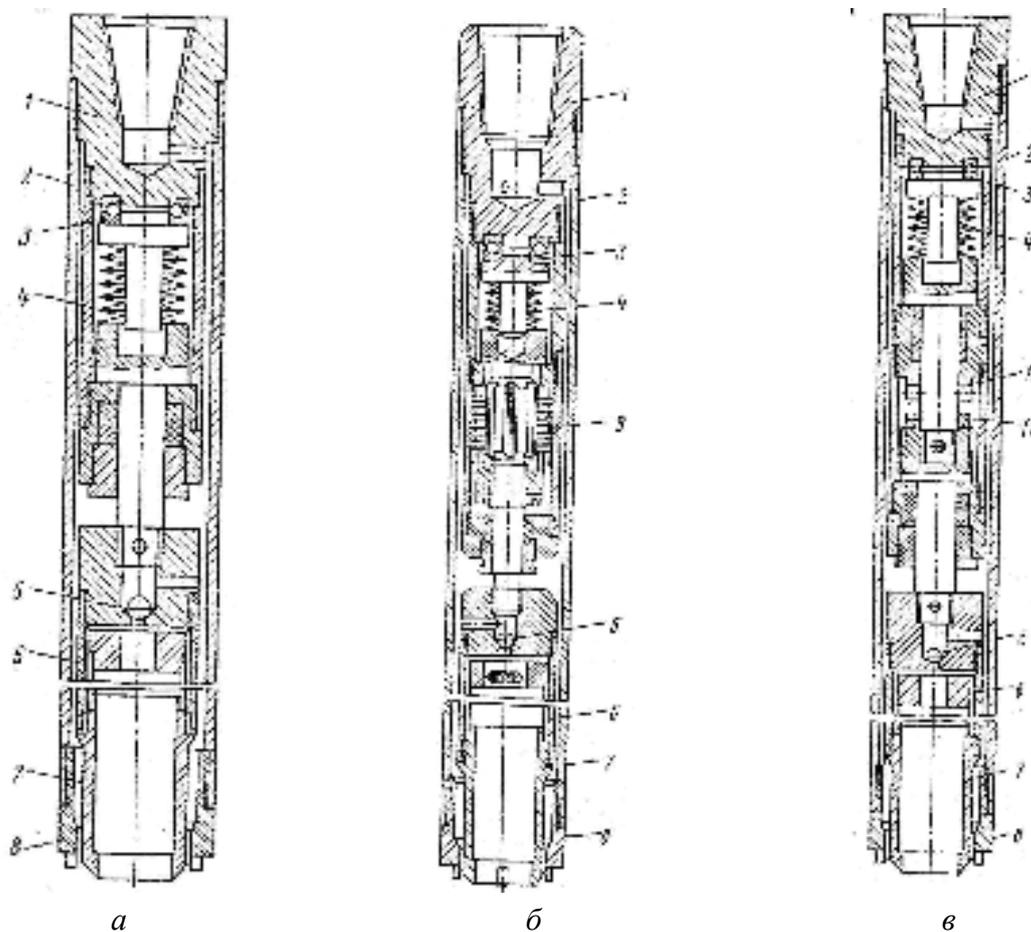


Рис. 3.11. Двойной колонковый снаряд «Донбасс НИЛ»: *а* – «Донбасс НИЛ-1», *б* – «Донбасс НИЛ-2», *в* – «Донбасс НИЛ-3»: 1 – переходник; 2 – колонковая труба; 3 – упорный шариковый подшипник; 4 – тарельчатые пружины; 5 – шаровой клапан; 6 – керноприемная труба

ДКС «Донбасс НИЛ-3» (рис. 3.11, *в*) вместо фрикционного имеет вибрационный механизм, способствующий перебуриванию достаточно твердых пропластков породы без вращения внутренней трубы за счет вибрации.

При встрече твердых пропластков осевую нагрузку на ДКС увеличивают, пружины 4 сжимаются, внутренняя коронка углубляется (внутрь наружной). Верхняя обойма вибратора 10 прижимается к нижней 11, что при вращении снаряда вызывает вибрацию внутренней трубы и ее коронки и позволяет обрабатывать выбуренный наружной коронкой керн до необходимого диаметра.

3.2.3. Буровой снаряд для бурения с гидротранспортом керна

Буровой снаряд для бурения с гидротранспортом керна (рис 3.12) применяют на глубину 100 и 300 м в породах II–IV категории по буримости с пропластками пород V–VII категорий. Диаметр керна составляет 32–38 мм. В процессе бурения промывочную жидкость нагнетают насосом в межтрубное пространство двойной бурильной колонны. Далее от забоя через внутреннюю колонну вместе со шламом и керном она направляется в лотки керноприемника. Благодаря отсутствию керна на забое увеличивается механическая скорость бурения, а вследствие устранения подъемов снарядов возрастает производительность бурения.

Двойная бурильная колонна разработана с целью создания обратной циркуляции промывочной жидкости для выноса керна и предохранения стенок скважин в мягких породах от размывания потоком циркулирующей жидкости, что способствует сохранению устойчивости стенок скважин без их крепления трубами и снижает потерю промывочной жидкости в сложных геологических условиях.

Бурильная колонна КГК-100 (рис. 3.13) выполнена из отдельных двойных секций (двойных бурильных свечей), соединенных между собой замками со слабоконической резьбой и втулками (для внутренних труб). Наружные трубы предназначены для передачи осевой нагрузки и крутящего момента от бурового станка к породоразрушающему инструменту, внутренние – в качестве канала для транспортирования промывочной жидкости с керном и шламом. Поскольку в процессе изготовления наружных и внутренних труб невозможно обеспечить их одинаковую длину, в секциях предусмотрена возможность относительного перемещения внутренних труб на 40 мм для компенсации возможного несоответствия по длине. Материал наружных бурильных труб – сталь 36Г2С, замков – сталь 40ХН, внутренних труб – алюминиевый сплав ЗД16Т, соединительных втулок внутренних труб – сталь 36Г2С. Соединительные втулки имеют центрирующие ребра для создания равномерного зазора между наружными и внутренними трубами.

Наружные торцы соединительных втулок конусные или сферические. Для компенсации разности длины наружных и внутренних труб при-

меняют набор специальных замков – компенсаторов, которые устанавливаются во внутренней колонне через 50–70 м. Внутри нижней части замка на резьбе устанавливают буксу, закрепленную на патрубке. Буксу под действием специального ключа можно вращать и перемещать по резьбе вместе с патрубком вниз, прижимая трубы внутренней колонны друг к другу и таким образом герметизировать зазоры между ними. Герметизация между трубами в верхней части внутренней колонны достигается путем давления, создаваемого подпружиненной втулкой промывочного сальника, на трубы.

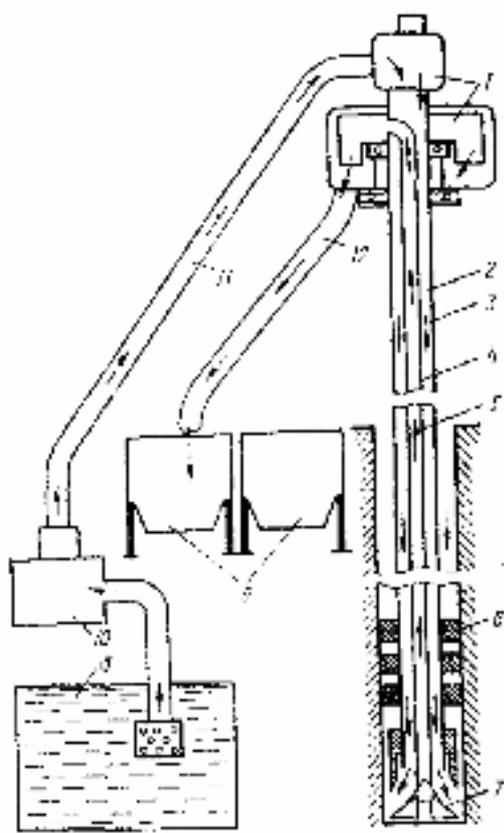


Рис. 3.12. Схема снаряда для бурения с гидротранспортом разрушенной породы: 1 – специальный сальник; 2 – бурильные трубы; 3 – направление потока чистой воды; 4 – внутренняя труба; 5 – направление потока воды с выбуренным материалом; 6 – покерное устройство; 7 – шарошечное долото; 8 – бак для чистой воды

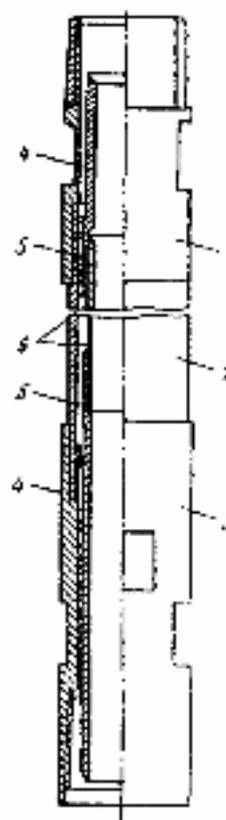


Рис. 3.13. Специальные трубы для бурения с гидротранспортом керна: 1, 3 – элементы муфтозамкового соединения; 2 – бурильная труба; 4, 6 – трубы внутренней колонны; 5 – соединение труб внутренней колонны

В забойной части бурильная колонна заканчивается керноприемной трубой с керноломом (рис. 3.14), расположенным на высоте 10–20 см от торца снаряда.

Диаметр наружной трубы составляет 73 мм, внутренней – 48 мм. Длина – 3,5 м, толщина стенок наружных труб – 6,5 мм, внутренних – 3 мм.

Бурильная колонна КГК-300 аналогична бурильной колонне КГК-100. Наружные и внутренние трубы выполнены из алюминиевого сплава Д-16Т. Внутренние трубы соединяются при помощи штуцера и муфты. Герметизации зазора между штуцером и муфтой достигают за счет резиновых колец, устанавливаемых на штуцере. Для повышения износостойкости коронка армируется по наружному диаметру дополнительными резцами (4).

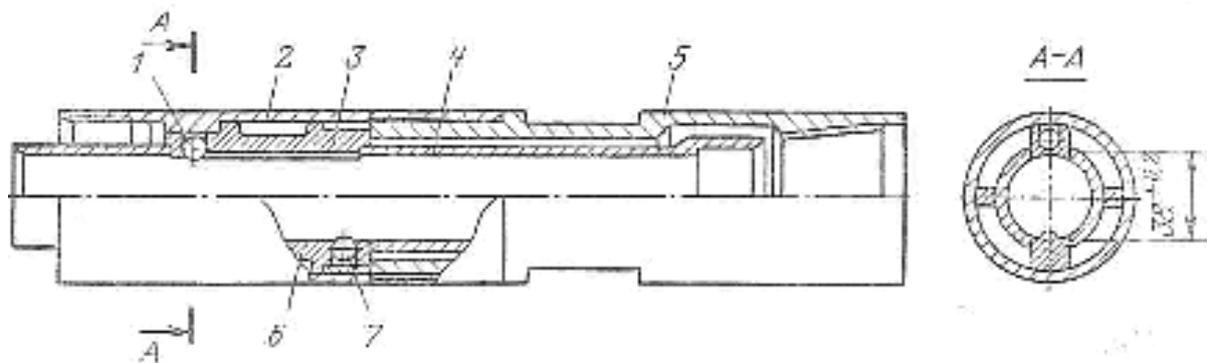


Рис. 3.14. Забойный снаряд для бурения с гидротранспортом керна:
1, 7 – шарики керналома; 2 – корпус; 3, 6 – приливы; 4 – трубка;
5 – верхний переходник

Коронка КГ-93 МС диаметром 93 мм аналогична коронке КГ-84МС, но отличается от нее увеличенной толщиной приливов корпуса, а также установкой по наружному диаметру более мощных твердосплавных резцов формы Г 2514.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

Применяемые в настоящее время твердые сплавы имеют еще недостаточно высокую прочность. Важнейшей проблемой для специалистов является поиск и использование в буровых коронках более прочных сплавов.

Существующие конструкции коронок недостаточно эффективны и требуют дальнейшего совершенствования.

С целью повышения ресурса коронок (как и бурильной колонны в целом) следует применять промывочные жидкости с высокой смазывающей способностью и малой вязкостью.

3.2.4. Выбор буровых снарядов твердосплавного бурения

Выбор бурового снаряда проводят по общей схеме: основание (горная порода) → выбор → обоснование (преимущества выбранного снаряда).

Как и в предыдущих работах, вначале анализируют геолого-технические условия бурения (в первую очередь изучают физико-механические свойства горных пород) и возможность использования прогрессивных снарядов (снарядов с гидротранспортом керна). При невозможности их использования применяют одинарные колонковые снаряды (ОКС, ОЭС), при безкерновом способе – снаряды безкернового бурения; для бурения мягких полезных ископаемых используют двойные колонковые снаряды.

Бурение с гидротранспортом керна применяют в мягких породах I–IV категорий по буримости с пропластками пород средней твердости V–VII категорий скважин глубиной 100 и 300 м.

К преимуществам бурения с гидротранспортом керна можно отнести непрерывность технологического цикла (без подъема бурового снаряда от начала до конечной глубины скважины); высокую производительность бурения; высокий выход керна; возможность беспрепятственного бурения в зонах поглощения промывочной жидкости, в водонапорных песках, набухающих глинах, мерзлых породах; малый расход промывочной жидкости, в том числе и при бурении трещиноватых пород (в 4–5 раз меньше, чем при традиционном бурении).

Этот способ нельзя применять при наличии пропластков пород VIII–IX категорий мощностью до 25 м или с частой перемежаемостью абразивных, твердых и мягких пород при наличии галечников.

Одинарные колонковые снаряды (ОКС) находят более широкое применение практически при любых геолого-технических условиях бурения скважин любой глубины.

Достоинствами одинарных колонковых снарядов являются использование их при любых геолого-технических условиях, в том числе и неблагоприятных (бурение неоднородных, трещиноватых, неустойчивых пород и пород, склонных к искривлению скважин); возможность использования любых промывочных жидкостей; простота конструкции снаряда и несложная технология бурения; невысокая стоимость снаряда; возможность бурения направленных скважин.

Для повышения выхода керна можно использовать разновидности одинарных колонковых снарядов: по трещиноватым клинящимся породам – одинарный эжекторный снаряд, по мягким неустойчивым породам при полном поглощении промывочной жидкости – безнасосное бурение. При бурении с продувкой сжатым воздухом при полном поглощении промы-

вочной жидкости в верхних горизонтах и наличии подземных вод в нижних горизонтах геологического разреза можно использовать эрлифтные снаряды.

Эти снаряды способствуют повышению выхода керна, но резко снижают производительность бурения вследствие снижения длины рейса и трудоемкости технологического процесса, поэтому их используют в крайнем случае, при невозможности применения стандартных снарядов. Для повышения выхода керна при бурении слабоустойчивых полезных ископаемых (типа углей) более надежными являются двойные колонковые снаряды. Хотя они имеют низкую производительность бурения, но вследствие однократного использования (только по пласту полезного ископаемого) их охотно применяют на угольных месторождениях.

После обоснования выбора забойных снарядов следует указать и обосновать типоразмеры составных его элементов: отсоединительных и трубных переходников, шламовых и колонковых труб, кернорвателей и других элементов снаряда. Затем для выбранных буровых снарядов (кроме снаряда с гидротранспортом керна) необходимо выбрать бурильные колонны.

Типы и размеры бурильных колонн должны соответствовать выбранной конструкции скважины. Для скважин большого диаметра (76 мм и более) рекомендуется применять бурильные колонны с замково-муфтовыми соединениями. Для вращательного твердосплавного способа с относительно невысокой скоростью вращения снаряда (обычно не более 500 об/мин) при глубине скважин до 1000 м можно использовать стальные трубы СБТМ, а при глубине скважин более 1000 м – легкосплавные трубы типа ЛБТМ-54.

По сравнению с ниппельными соединениями, преимуществами бурильных труб с муфтово-замковыми соединениями являются: минимальные гидравлические сопротивления при прокачивании промывочной жидкости; повышенная прочность соединений; более надежное центрирование колонны в скважинах большого диаметра; меньший износ бурильных труб; большая герметичность соединений; более высокая производительность спускоподъемных операций.

К достоинствам легкосплавных труб можно отнести малую плотность труб, позволяющую бурить скважины большой глубины; малый коэффициент трения бурильной колонны при вращении снаряда; меньший, по сравнению со стальными трубами, расход энергии на вращение снаряда; малую вибрацию колонны.

Легкосплавные бурильные трубы нельзя использовать в зонах локального искривления скважин с интенсивностью более одного градуса на один погонный метр.

При бурении скважин большого диаметра стальными трубами рекомендуется применять утяжеленные бурильные трубы (УБТ), особенно при

безкерновом бурении, бурении кавернозных пород, способствующих искривлению скважин.

Утяжеленные бурильные трубы повышают жесткость бурильной колонны в нижней наиболее нагруженной и сжатой части колонны, понижают износ бурильной колонны, способствуют снижению интенсивности искривления скважин.

Для скважин малого диаметра (76 мм и менее) применяют стальную бурильную колонну с ниппельными соединениями типа СБТМ.

При использовании бурильной колонны с ниппельными соединениями весьма значительно снижается вибрация бурового снаряда; гладкоствольность колонн позволяет применять трубы диаметром, близким диаметру скважины, и таким образом уменьшать центробежные силы и искривление скважин; имеется возможность использовать более прочные трубы (по сравнению с трубами с замково-муфтовыми соединениями).

Размеры бурильных труб определяют в соответствии с диаметром скважины. На проектной глубине для бурильной колонны с ниппельными соединениями диаметры трубы должны быть близкими диаметру скважины, а для бурильной колонны с замково-муфтовым соединениями диаметры соединений должны быть близкими диаметру скважин.

АВАРИИ С БУРОВЫМ СНАРЯДОМ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ

4.1. Способы предупреждения аварий, связанных с отказом технологического инструмента

Как известно, буровая колонна небольшого сечения и значительной длины при работе в сложных условиях, особенно в неустойчивых горных породах, является довольно ненадежным сооружением, что является основной причиной аварий при бурении скважин.

Аварии приводят к преждевременному выходу из строя оборудования и инструмента, снижают скорость проходки скважин, замедляют темпы разведки месторождений полезных ископаемых, ведут к удорожанию буровых работ, а иногда не позволяют довести скважину до проектной глубины и таким образом срывают государственные планы разведки.

Аварии существенно сказываются и на материальном положении буровой бригады, воздействуют на психологию рабочих, увеличивают их физические и нервные нагрузки.

Все это требует от бурового персонала особого внимания к предупреждению аварий, а от инженерно-технических работников знания различных методов и способов предупреждения и ликвидации аварий. К сожалению, многие считают, что это второстепенный вопрос и что главное – это технология бурения.

Геологическим осложнением называют нарушение целостности и герметичности стенок скважин, обвалы, осыпи, кавернообразование желобообразования, набухание стенок скважин, водопроявления и водопоглощения и т. д.

Авария – это непредвиденное длительное прекращение углубки скважин вследствие нарушения технологии бурения, геологических осложнений, отказа инструментов.

В соответствии с различными причинами аварии можно разделить на две группы:

1. Аварии, связанные с отказом (поломкой) элементов бурового снаряда и обсадных труб, – обрыв снаряда.
2. Аварии, связанные с нарушением технологии бурения и геологическими осложнениями, – прихваты снаряда.

Основным способом предупреждения аварий, связанных с отказом технологического инструмента, является правильная его эксплуатация и соблюдение технологии бурения.

Предупредить аварию, связанную с внезапным отказом, можно, только устранив знакопеременные нагрузки, для чего используют хорошо отцентрированную бурильную колонну и различного рода стабилизаторы и центраторы. В кавернозных зонах при наличии скважин большого диаметра, особенно в сжатой части колонны, для устранения знакопеременных нагрузок применяют жесткий снаряд из толстостенных колонковых или утяжеленных бурильных труб. Немаловажное значение при этом имеет надежная затяжка соединений (замков).

Избежать аварий помогает своевременное выявление внутренних дефектов элементов бурового снаряда, их выбраковка и замена. Для этого используют дефектоскоп бурильных труб (ДБТ).

Постепенный отказ предупреждают повышением износостойкости элементов бурильной колонны, снижением трения снаряда о стенки скважины и износа его промывочной жидкостью, содержащей абразивный шлам.

Для повышения износостойкости бурильной колонны используют те же центраторы с наплавкой твердых сплавов. Снижение трения элементов снаряда осуществляют за счет использования различных смазок и специальных промывочных жидкостей.

Смазку труб и резьбы соединений проводят как маслами (КАВС, Р-2, УС ИМР и др.), так и специальными добавками в промывочную жидкость: СМАД, нефти, графита.

Для снижения износа бурового снаряда шламом подбирают по возможности гидрофобную (по отношению к частицам шлама) промывочную жидкость (эмульсию), не способную удерживать в своем составе крупный абразивный шлам. В этом случае обязательно в забойный снаряд включают шламовую трубу.

Так же, как и для предупреждения внезапного отказа, важное значение для предупреждения постепенного отказа имеет регулярный контроль за состоянием бурильной колонны и своевременная замена изношенных ее элементов. Для определения износа элементов снаряда применяют индикатор износа бурильных труб – ДИТ, толщиномер Т-1 и другие измерительные приспособления: вилки, штангенциркули.

Предотвратить аварию, связанную с постепенным отказом технологического инструмента в процессе бурения, можно только при соблюдении правильно разработанной технологии бурения и использовании контрольно-измерительных приборов по определению параметров режимов бурения (измерителей осевой нагрузки частоты вращения, расхода и давления промывочной жидкости), скорости бурения и при-

боров, предотвращающих аварию: ограничителя крутящего момента, сигнализатора подачи промывочной жидкости.

4.2. Способы предупреждения прихватов

Прихват бурового снаряда является наиболее распространенным видом аварий (около 70 % всех аварий).

Выделяют следующие виды прихватов: 1) прихват бурового снаряда горной породой, обвалившейся со стенок скважин; 2) прихват набухающими породами, керном, шламом, вязкой глинистой коркой, металлическими осколками и упавшими в скважину предметами, дробью; 3) затяжка бурового снаряда в желоба; 4) расклинивание коронки в законушенной скважине; 5) прижог коронки и др.

Причины прихватов делят на геологические, технические, технологические.

Основными мероприятиями по предупреждению геологических осложнений и связанных с ними аварий являются строгое соблюдение технологии бурения неустойчивых горных пород, правильный выбор промывочной жидкости, выполнение правил отработки коронок, применение контрольно-измерительной аппаратуры для контроля за технологическими режимами бурения; использование технических средств по предупреждению аварий.

Технологические методы. При бурении неустойчивых соленосных горных пород для предотвращения образования каверн следует применять стабилизирующие промывочные жидкости.

При бурении глубоких скважин каверны, желоба, трещины следует своевременно тампонировать или перекрывать обсадными трубами.

При большом скоплении шлама на забое необходимо заменить промывочную жидкость на более вязкую, использовать шламовые трубы, усилить очистку промывочной жидкости от шлама, устранить простои.

Профилактика прихвата снаряда липкой глинистой коркой достигается смазкой снаряда или покрытием его материалом с малыми фрикционными свойствами, использованием профильных труб или труб с ребрами.

Для предотвращения прихватов снаряда металлическими остатками после фрезерования труб необходимо правильно организовать ликвидацию аварий и очистку скважины после этого.

Предупреждение прихватов коронок в законушенной скважине достигается правильной отработкой коронок.

Профилактика прожогов достигается тщательным контролем за расходом промывочной жидкости и обеспечением герметичности бурильной колонны с помощью сигнализаторов критического расхода жидкости и контролем за затратами мощности на бурение.

Технические методы. Наряду с технологическими методами профилактики прихватов все шире применяют технические методы (приспособления, механизмы, КИП).

В настоящее время ставится задача разработать автоматические методы профилактики прихватов.

С внедрением контрольно-измерительной аппаратуры появляется реальная возможность одновременно с замером параметров режима бурения распознавать возникновение аварий и своевременно предупреждать их. Наиболее информативными каналами являются данные о затратах мощности и давления промывочной жидкости. Для быстроты расшифровки этой информации и адекватной реакции необходимо создание и внедрение специальных автоматических устройств, способных быстро анализировать данные и своевременно воздействовать на технологический процесс за период, меньший времени перехода опасных ситуаций в аварийные.

Грамотная борьба с осложнениями и авариями возможна лишь при качественной информации о состоянии скважины, ее размерах. Поэтому следует регулярно вести контроль в первую очередь за диаметром и кривизной скважины. Для определения конфигурации скважины используют кавернометры, профили - и радиусомеры (восьмиточечные). Искривление скважины определяют по приборам инклинометрам. Для предотвращения падения посторонних предметов в скважину применяют в ряде партий обтиратели, представляющие собой кольцо с подпружиненными эластичными элементами. При спуске снаряда под действием его веса пружины растягиваются, а при отсутствии снаряда сжимаются, перекрывая устье скважины.

Для предотвращения прихватов в желобах в компоновку низа колонны включают стабилизаторы и отклонители.

Стабилизаторы представляют собой съемные протекторы, армируемые твердым сплавом. Из отклонителей наибольший интерес представляет отклонитель Бушуева, который состоит из набора резиновых колец, закрепленных на бурильной трубе выше трубного переходника.

Для профилактики прихватов и их оперативного устранения применяют противозатяжное устройство ПЗУ. Оно представляет собой специальную коронку, установленную на шлицах бурильной трубы над переходником. При подъеме снаряда эта коронка расклинивается в желобе шламовой пробкой или кусками обвалившейся породы. За счет опускания снаряда вниз приваренная выше шлица на бурильной трубе муфта выбивает коронку вниз. Затем снаряд с вращением и промывкой поднимается вверх, желоб, упавшие куски породы или пробка разбуриваются.

Для предотвращения зашламовки скважин в скважину закачивают промывочную жидкость в количестве, значительно превышающем рассчитанный расход, а в короночном кольце просверливают отверстия для сброса жидкости, предназначенной для создания повышенного скоростного напора, обеспечивающего вынос тяжелого шлама.

4.3. Ликвидация аварий

Успешный ход устранения любой аварии определяется хорошей организацией работ, наличием аварийных инструментов, правильным выбором метода ликвидации аварий, хорошим знанием конфигурации скважины и геологической ситуации. Для этого на каждой буровой должен вывешиваться четко разработанный геолого-технический наряд, где рядом с проектным геологическим разрезом обязательно должны фиксироваться фактический геологический разрез, отмечаться все осложненные зоны, тампонирование или крепление трубами неустойчивых зон. Рядом с разрезом должна заноситься в масштабе фактическая конфигурация скважин по замерам каверномером или радиусомером.

Четкое знание геологической ситуации позволит при возникновении аварии быстро определить методы ее ликвидации.

Важную роль в успешной ликвидации аварий играет изучение, учет и анализ методов ликвидации ранее случившихся аварий в данной партии, других партиях, изучение технической литературы, опыта передовых бригад, наличие типовых методик по ликвидации аварий.

При возникновении аварий машинист буровой установки должен немедленно сообщить буровому мастеру (или при наличии диспетчерской по рации диспетчеру), а последний должен доложить главному инженеру.

После сообщения машинист, если авария простая, должен приступить к ее ликвидации или, если авария сложная – к предотвращению ее усложнения.

Вероятность успешной ликвидации аварий часто зависит от быстроты проведения операций, в других случаях, наоборот, необходимо выждать некоторое время.

Буровой мастер и машинист имеют право производить только те работы, которые предусмотрены инструкцией, утвержденной главным инженером. При обрыве это определение глубины обрыва, спуск (с промывкой) ловильного инструмента, соединение его с оборванной частью бурильной колонны, восстановление циркуляции и подъем.

В случае прихвата бурового снаряда бурильщику разрешается закручивание бурового снаряда и восстановление циркуляции. Расхаживание и закручивание снаряда должны производиться осторожно, чтобы не порвать снаряд и не заклинить его еще сильнее.

Если прихват снаряда произошел при его подъеме, бурильщику разрешается осадить его с помощью гидроцилиндров станка или сбить его ударами спущенного в скважину дополнительного снаряда.

Главный инженер, получив уведомление, при наличии простой аварии назначает комиссию по ее расследованию из инженерно-технического персонала ГРП, а при наличии сложной аварии сообщает в ГРЭ, где по распоряжению главного инженера назначается комиссия.

Комиссия проводит расследование аварий, составляет акт.

При расследовании причин аварии определяют фактическую конфигурацию, состояние скважины, наличие зон осложнений, интервалы интенсивных искривлений скважины, физико-механические свойства горных пород, количество шлама, тип и вид аварии, глубину и форму обрыва или прихвата снаряда, положение верхнего конца оставленной в скважине части буровой колонны относительно оси скважины, наличие в компоновке снаряда противоаварийного переходника (отсоединителя), отклонителя, противозатяжного устройства. Проводят анализ, устанавливают причину, делают выводы.

На основании данных геологической обстановки, типа и вида аварий, наличия аварийного оборудования и инструмента, изучения материалов по ликвидации подобных аварий составляют план ликвидации аварии, определяют ее стратегию и тактику.

При небольшой глубине скважин и расчетном времени на ликвидацию аварий, превышающем время на бурение новой скважины, ликвидацию аварии не производят, а забуривают новую скважину.

В глубоких дорогостоящих скважинах, когда время на бурение дополнительного ствола (в обход аварийного участка) меньше расчетного времени на ликвидацию аварий, бурение ведут по искривленному профилю, а ликвидацию аварий не производят.

В остальных случаях проводят ликвидацию аварий.

4.4. Методы ликвидации прихватов

По способу воздействия на буровой снаряд различают следующие методы ликвидации прихвата: механический; гидравлический; электрический; химический, электрохимический.

Механический метод ликвидации прихватов в разведочном бурении наиболее распространен. Он основан на силовом воздействии механизмов на прихваченный буровой снаряд. Выделяют статический и динамический механические методы.

Статический метод – это метод, основанный на силовом методе извлечения прихваченного снаряда путем приложения к нему усилий за счет лебедки, гидроцилиндров станка, поверхностных и погружных домкратов, гидropодпора и закручивания снаряда вращателем станка на несколько оборотов. Периодическое натяжение и последующую разгрузку прихваченного снаряда называют расхаживанием.

Как самостоятельный метод он малоэффективен, но его нужно проводить для предупреждения зоны прихвата. Осевые усилия не должны превышать 20 кН, чтобы не порвать и не заклинить снаряд.

Расхаживание снаряда более эффективно с закручиванием снаряда вращателем с числом оборотов

$$n \leq \frac{\sigma^2 - L^2(\rho_m - \rho_{ж})K_3^2}{6,6K_3GD}, \quad (4.1)$$

где σ – предел текучести металла, МПа; L – длина свободной части колонны, м; $\rho_m, \rho_{ж}$ – плотности металла и промывочной жидкости (стали $7,85 \cdot 10^3$ кг/м³, сплава Д16Т $2,8 \cdot 10^3$ кг/м³); K_3 – коэффициент запаса прочности снаряда (стали 1,5, сплава Д16Т 1,8); G – модуль упругости металла (стали 810МПа, сплава Д16Т $2,7 \cdot 10^4$ МПа).

По мере износа K_3 должен увеличиваться.

Еще эффективнее проявляется расхаживание с закручиванием снаряда и нагнетанием раствора ПАВ (гидроподпором).

Динамический метод основан на снижении сил сцепления прихваченного снаряда с породой за счет ударных импульсов и вибрации, которые генерируются за счет применения ударной бабы, раздвижной штанги, поверхностных и погружных вибраторов, гидроимпульсов, гидровибрирования и торпедирования.

Создают гидравлические импульсы следующим образом. В скважину под большим давлением нагнетают жидкость. При мгновенном разрушении мембраны, устанавливаемой в вертлюге-сальнике, в бурильной колонне резко падает давление жидкости и генерируются гидравлические импульсы. Одновременно в столбе жидкости и бурильной колонне возбуждаются собственные колебания.

Гидровибрирование бурильной колонны создают за счет гидравлических ударов при пульсирующей подаче промывочной жидкости. Гидроударные импульсы могут быть вызваны отключением компенсаторов насоса, изъятием части клапанов насосов, применением специальных техни-

ческих средств (гидровибраторов). Пульсация поршневыми насосами (например, НБ-32) достигается синхронной работой поршней после перестановки пальцев штоков.

Гидравлические методы ликвидации аварий делят на статические и динамические.

Гидростатический метод основан на снижении сил трения в зоне прихвата за счет нагнетания в него гидрофобных жидкостей и воды с помощью мощных насосов, погружных насосов и создания ванн.

Для ликвидации прихватов глинистой коркой или рыхлого шлама в виде сальника или частиц породы применяют водяные (с ПАВ и полимерами), нефтяные, кислотные, щелочные и комбинированные ванны. Выбор ванн, ПАВ и полимеров производят дифференцированно в зависимости от материала труб и свойств горных пород.

Наиболее распространены и эффективны нефтяные ванны. Их результативность доходит до 75 %, а затраты составляют около 3,2 ст/смен. С увеличением плотности очистного агента и шлама в скважине эффективность ванн падает. Нефть нельзя заменять дизтопливом. При добавлении полимеров и ПАВ (до 2%) эффективность возрастает. Количество нефти закачивают с таким расчетом, чтобы ее уровень превышал уровень зоны прихвата на 20–30 м. Для предотвращения перемешивания нефти с промывочной жидкостью и ее всплытия предварительно закачивают буферную жидкость (азрированную, раствор полиакриламида с бентонитом и др.).

При помощи мощных насосов (например цементировочного агрегата) восстанавливают циркуляцию и в течение 1–2 часов скважину промывают с расхаживанием и закручиванием снаряда. Затем быстро под давлением 15–25 МПа закачивают буферную жидкость – нефть. Через 6 часов снова проводят расхаживание и накручивание снаряда с периодическим добавлением нефти. Продолжительность ванны составляет не более суток. При отсутствии положительного результата ставят вторую ванну составляет с высотой подъема нефти выше места прихвата на 40–50 м. Устанавливать более 3–4 ванн нет смысла.

Кислотные ванны устанавливают в карбонатных и глинистых отложениях. Для таких ванн используют 10–15 %-й раствор соляной кислоты с ПАВ (или в смеси с плавиковой кислотой и нефтью). Количество раствора рассчитывают из условия поднятия его выше места прихвата на 20–30 м.

Порядок закачивания жидкостей такой: чистая вода – раствор кислоты – вода (из расчета заполнения бурильных труб на высоту 50 м) – буровой раствор. Через три - шесть часов производят расхаживание снаряда. Устанавливают не более 3–4 ванн. Запрещается устанавливать кислотные ванны при наличии ЛБТ.

Гидродинамический метод основан на размывании шлама с помощью специального снаряда.

Эти методы также широко распространены при ликвидации аварий.

Электрический метод подразделяют на статический и динамический (электроимпульсный).

Электростатический метод основан на снижении сил сцепления частиц со снарядом за счет явлений электрофореза (при подсоединении отрицательного заряда к прихваченному снаряду, а положительного – к породе). При этом отрицательные глинистые частицы будут отталкиваться от отрицательно заряженной трубы и притягиваться к положительно заряженной породе. Этот малоэффективный метод может применяться в сочетании с другими методами.

Электроимпульсный способ основан на снижении сил сцепления частиц горной породы с поверхностью снаряда за счет повышения подвижности (осцилляции) частиц под действием явлений электрострикции. Вследствие больших размеров генераторов трудно использовать этот метод для ликвидации аварий в скважинах.

Химический и электрохимический методы основаны на растворении горных пород и растворении прихваченной части бурового снаряда. Так, под воздействием соляной кислоты растворяются карбонаты. При пропускании постоянного тока через опущенный в скважину катод (буровой снаряд), погруженный в раствор электролита, растворяется участок снаряда, находящегося в растворе.

Как отмечено выше, стратегия ликвидации аварий при отсутствии опыта базируется на последовательном подборе наиболее рациональных приемов от самых простых к сложным.

Как только произошел обрыв труб в результате прихвата снаряда, оборванную часть колонны извлекают, спускают ловильный инструмент и соединяют его с оставшейся в скважине бурильной колонной, подключают мощный насос (например, от агрегата ЦА-320). Через каждые 30–50 мин промывки скважины раствором ПАВ производят расхаживание снаряда.

Если это не дает положительного результата, то используют дополнительно динамические методы: выбивание ударной бабой в скважинах глубиной до 100 м, установкой поверхностного вибратора при глубине прихвата до 200 м, создание гидроимпульсов, гидровибрирования и торпедирования, а также применяют гидравлические, химические и электрохимические методы, в зависимости от наличия соответствующего оборудования, инструмента и материалов.

При невозможности ликвидации аварии указанными методами (например при прижоге коронки) бурильную колонну развинчивают (по отсоединителю или левым снарядом), поднимают, скважину промывают, отвинчивают переходник.

В скважину опускают механический или гидравлический вибратор с метчиком (рис. 4.1, 4.2), соединяют его с колонковой трубой, включают вибратор.

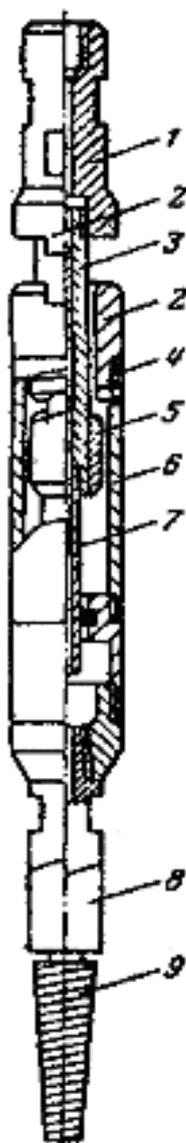


Рис. 4.1. Механический вибратор: 1 – переходник; 2 – кулачок; 3 – шток; 4, 5 – верхняя и нижняя зубчатые полумуфты; 6 – корпус; 7 – трубка; 8 – отсоединитель труболовки; 9 – межчик

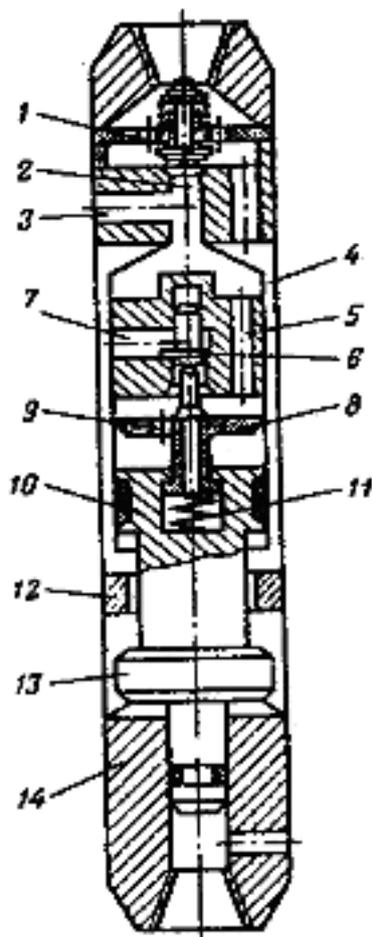


Рис. 4.2. Гидровибратор для ликвидации прихватов: 1 – клапан; 2, 3, 7 – центральный и радиальные каналы; 4 – корпус; 5 – продольный канал; 6, 8 – впускной и выпускной каналы трубореза; 9 – пружина

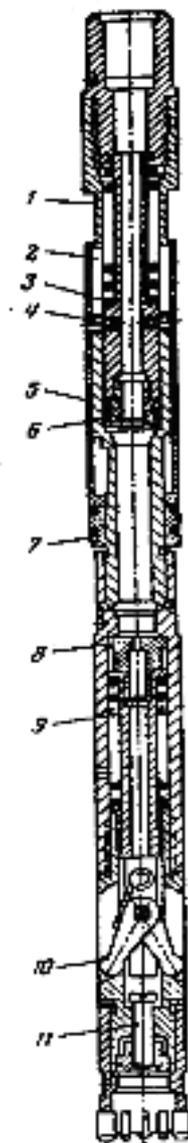


Рис. 4.3. Труборез-труболовка: 1 – корпус труболовки; 2 – пазы; 3 – пружина труболовки; 4 – штифт; 5 – гильза; 6 – поршень труболовки; 7 – плашк; 8 – поршень трубореза; 9 – пружина; 10 – резцы; 11 – винт

При невозможности извлечения прихваченного снаряда вибратором внутри колонковой трубы и ниже ее на 20–40 см разбуривают керн, затем

под коронкой расширителем разбуривают скважину большим диаметром, чем коронка, и колонковую трубу «сбивают» вниз. Если нельзя разбурить расплавленную коронку, в колонковую трубу спускают труборез-труболовку (рис. 4.3), с помощью которой отрезают и извлекают трубу, а оставшуюся коронку фрезеруют.

Как крайний случай: при невозможности извлечения колонковой трубы ее фрезеруют специальными фрезами. Разбуривание колонковой трубы коронками запрещено.

Следует отметить, что ликвидация аварий с развинчиванием бурильной колонны, отбивкой снаряда и фрезерованием колонковой трубы требует значительных затрат времени (табл. 4.1) и поэтому ее применяют в крайнем случае.

Эффективность ликвидации аварий различными методами показана в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Методы ликвидации прихвата	Результативность использования метода, %	Затраты времени на устранение одного прихвата, ст-см.
Расхаживание	1,8	0,5
Расхаживание с интенсивной промывкой	8,6	2,8
Постановка нефтяных ванн	74,6	3,2
С применением вибраторов	50–90	2,0
Торпедирование	80	13
Развинчивание колонны по отсоединителю и обуривание	33	10,7
Развинчивание колонны по частям, отбивка и обуривание	87,6	36
Развинчивание колонны по частям и фрезерование колонковой трубы	73–88	50–80
Бурение дополнительного ствола	42–70	25–80

Самой распространенной, сложной и трудоемкой группой аварий в разведочном бурении являются прихваты бурового снаряда.

Выявление и углубленный анализ причин возникновения прихватов и предшествующих им осложнений, составление детального плана ликвидации аварий – важнейшие условия успешной ликвидации аварий.

Наиболее эффективными методами ликвидации аварий являются постановка нефтяных ванн, использование вибраторов и торпедирование. Однако постановка нефтяных ванн нецелесообразна для ликвидации прихватов, обусловленных обвалом стенок скважин, прожогом коронок, заклиниванием в желобах и посторонними предметами, а также при наличии

ниже зоны прихвата поглощающего горизонта, в отложениях, где гидро-разрыв пласта происходит при перепадах давлений, меньших давления, необходимого для восстановления циркуляции и прокачки буферных жидкостей.

Более универсальным методом ликвидации аварий является виброударный метод. Использование поверхностных вибраторов возможно только при ликвидации прихватов на глубине не более 150–200 м.

Применение же погружных вибраторов требует развинчивания колонны, на что уходит много времени. Поэтому в буровой снаряд необходимо обязательно включать переходники-отсоединители.

Результативность методов ликвидации аварий показана в табл. 4.1.

При бурении прихватоопасных зон для оперативной ликвидации аварий в состав бурового снаряда должны включаться погружные гидро-вибраторы типа ВГУ (усовершенствованный вибратор ВГ) или погружные ударные механизмы (раздвижная штанга ДНИ, выбивное устройство ДНИ).

Перспективным методом ликвидации прихватов является и торпедирование.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

5.1. Технологические процессы. Прочность горных пород

Для того чтобы определить способ бурения, правильно выбрать породоразрушающий инструмент, истирающий материал, параметры технологических режимов, требуется тщательное изучение физико-механических свойств горной породы, в первую очередь ее минерального состава и прочности связей в кристаллической решетке минерала.

Процесс в переводе с латинского – продвижение. Под технологическим процессом мы понимаем совокупность последовательных действий, в результате которых наблюдаются качественные изменения обрабатываемого предмета.

При бурении горных пород наблюдают два основных процесса: разрушение горной породы (собственно бурение) и вынос разрушенной горной породы из скважины потоком промывочной жидкости (промывка скважины).

При разрушении горной породы всегда налицо два фактора, противоположно действующих друг на друга: резец, разрушающий горную породу (активный фактор), и горная порода, сопротивляющаяся этому разрушению (пассивный фактор). Резец, встречая сопротивление горной породы, сам претерпевает разрушение – износ.

Взаимодействие резца с породой происходит под воздействием третьего силового фактора – технологических режимов бурения.

Эффективность разрушения горной породы зависит как от параметров (свойств) горной породы (объективных, не зависящих от воли человека факторов), так и от параметров резцов и технологических режимов бурения (субъективных, зависящих от человека факторов).

К основным параметрам горной породы, влияющим на эффективность ее разрушения, относят прочность (упругость, вязкость), абразивность, трещиноватость.

Прочность горных пород, как и других твердых тел, обусловлена химическим составом и прочностью химических связей между атомами в зернах, величиной зерен и расстоянием между ними.

Энергия связи между атомами определяется типами связи и электроотрицательностью атомов. Наиболее часто в горных породах наблюдается ионно-ковалентный и ионный типы связей. Ионно-ковалентный тип связи характерен для магматических пород.

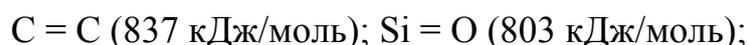
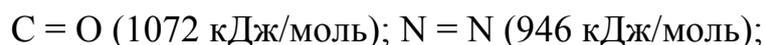
Прочность ковалентной связи с уменьшением межъядерного расстояния (суммы радиусов взаимодействующих атомов) возрастает. Ее можно определить по формуле Полинга:

$$E = \frac{E_1 + E_2}{2r} + 100\Delta^2, \text{ кДж/моль}, \quad (5.1)$$

где E_1, E_2 – энергия связи атомов в простых молекулах; Δ – разность их электроотрицательностей; r – межъядерное расстояние.

Поливалентные элементы образуют кратные (двойные, тройные) связи.

Наиболее прочные связи образуют элементы второго и третьего периодов таблицы Д. И. Менделеева с малым атомным радиусом, кратными связями и высокой электроотрицательностью:



Вследствие высокой электроотрицательности кислорода, высокой прочности связей атомов кремния и алюминия около 90 % земной коры представлено силикатами и алюмосиликатами.

Помимо химических связей на прочность минеральных зерен оказывают влияние их структура (координационная, каркасная, листовая) и плотность упаковки атомов. Координационная и кольцевая структуры с плотной упаковкой (алмаз, гранаты) характерна для минералов, образованных при высоком давлении и температуре. Каркасные силикаты с неплотной упаковкой (кварц) образуются при небольших давлениях и относительно невысокой температуре.

Ионный тип связи характерен для минералов, образованных в водоемах из растворов карбонатов, сульфатов, галоидов и др. Прочность связей невысокая, минералы легко растворяются в воде.

По типу связей между зёрнами горные породы делят на породы с кристаллизационными связями, сцементированные, связные, раздельнозернистые.

Кристаллизационные связи обусловлены межмолекулярным взаимодействием зерен и поэтому могут возникнуть только в процессе кристаллизации или перекристаллизации горной породы при высоких давлениях и

температуре, когда расстояния между зернами ничтожно малы и когда могут действовать ван-дер-ваальсовы силы. Чем меньше расстояние между кристаллами, тем прочнее связи.

Энергию взаимодействия между кристаллитами в соответствии с теорией ДЛФО можно определить по формуле

$$E = \frac{A}{48\pi r^2}, \text{ кДж/моль}, \quad (5.2)$$

где $A = 10^{-19} - 10^{-21}$ Дж – константа Гамакера; r – расстояние между кристаллитами.

Расчет по этой формуле показывает, что на малых расстояниях (0,25 нм) энергия межкристаллитной связи приближается к энергии химической связи.

При значительных размерах зерен величина контакта между ними невелика, невелико и межкристаллическое взаимодействие (практически равно нулю). Породы, сложенные такими отдельными зернами, называют раздельнозернистыми.

Тонкодиспергированный материал имеет суммарную площадь контакта между зернами значительно больше, чем между крупными зернами, расстояние между кристаллитами в них резко понижается, сила взаимодействия между ними, соответственно, повышается. Расстояние между зернами снижается еще больше при увеличении давления и температуры. В результате воздействия этих факторов тонкодиспергированные частицы, расположенные в порах между зернами горной породы, взаимодействуют между собой и зернами, связывая их в единый массив. Так возникают обломочно-осадочные и метаморфические горные породы.

Тонкодиспергированные глинистые частицы горной породы без воздействия давления и температуры друг с другом взаимодействуют слабо, но при наличии между ними пленок воды они оказываются связанными друг с другом. Такие породы называют связными или глинистыми. Тонкие пленки воды обладают значительной прочностью и вязкостью, поэтому связные породы весьма пластичны.

5.2. Деформационные свойства пород

Прочность горной породы определяется не только прочностью межатомных и межкристаллитных связей, но и способностью удерживать эти связи при изменении расстояния между атомами в процессе деформации (вязкость).

Вязкость горных пород может быть обусловлена и наличием в контактах минеральных зерен горных пород тонкодиспергированного материала. В глинах связь между зернами осуществляется за счет прочных пленок воды. В процессе деформации породы вследствие повышения температуры, малого расстояния между молекулами и их подвижности связи между молекулами не разрываются, а переходят от одной молекулы к другой.

Токодиспергированный материал между зернами горной породы обладает малыми размерами и большой подвижностью частиц.

Вследствие беспорядочного расположения частиц и более высокой вязкости их прочность оказывается выше прочности самих минералов. Поэтому буримость мелкозернистых горных пород всегда ниже буримости крупнозернистых. Так, например, среднезернистый гранит имеет IX категорию буримости, мелкозернистый – X, сходные по минеральному составу, но более плотные с меньшей величиной зерна роговики – XII категорию по буримости.

Наиболее вязкими горными породами являются эклогиты (особенно жадеит). Их твердость составляет 5,5–6, а буримость – XII категорию.

Большое влияние на прочность горной породы оказывает их пористость (плотность упаковки). И. П. Тимченко установил, что предел прочности на сжатие кварцевых песчаников связан пористостью соотношением

$$\sigma_i = \frac{\sigma_0}{\sqrt{П}}, \text{ МПа}, \quad (5.3)$$

где σ_0 – прочность плотной породы; П – пористость, %.

С плотностью упаковки атомов в кристалле связаны такие параметры горных пород, как твердость (жесткость), хрупкость и упругость.

Если горная порода сложена пористыми минералами с прочными межатомными связями (каркасные силикаты, кварц и т. д.), то она может при наложении нагрузки деформироваться подобно пружине, т. е. обладать высокой упругостью. Кристаллы с плотнейшей упаковкой (например, гранат) обладают слабой упругостью, высокой жесткостью, поэтому при сильных ударах хрупкие кристаллы раскалываются по плоскостям спайности. Мелкозернистые минералы с вязкими прослоями в контактах зерен обладают и большей ударной вязкостью (прочностью при ударах).

Упругость твердых тел определяют двумя параметрами: модулем упругости E и величиной критической деформации при сжатии ε . Тогда предел прочности твердых тел

$$\sigma_i = \varepsilon E, \text{ МПа}, \quad (5.4)$$

Наиболее упругими свойствами обладают каркасные силикаты и кварц, наименее упругими – корунд и гранаты. Упругость горных пород существенно сказывается при бурении ударным способом.

В зависимости от деформационных свойств и особенностей разрушения при вдавливании пуансона породы делятся на три класса:

1. Упруго-хрупкие породы (граниты, кварциты и т. д.) При вдавливании пуансона происходят только упругие деформации, завершающиеся хрупким разрушением породы под пуансоном. Лунка разрушения много больше зоны контакта (< 5 раз).

2. Упруго-пластичные (роговики, мрамор). При вдавливании наблюдается вначале упругая, затем пластическая деформации, завершающиеся мгновенным разрушением породы под пуансоном. Лунка разрушения несколько больше зоны контакта (2–2,5 раза).

3. Пластичные (глинистые, солевые, пористые, известняк). Упругая деформация отсутствует. Хрупкого разрушения не происходит. Глубина вдавливания соответствует величине деформации:

- упругая деформация (кварцит);
- упруго-пластичная (мрамор) деформация;
- пластичная (каменная соль) деформация;
- ОВ – упругая деформация;
- ВС, ОС – пластическая деформация;
- С – момент разрушения породы.

Деформации могут быть неразрушающими и разрушающими. Разрушающие деформации приводят к разделению породы на отдельные части, неразрушающие изменяют размеры, форму и объем породы без нарушения ее сплошности. Неразрушающие деформации бывают упругие и пластические. При упругой деформации наблюдается прямая пропорциональность между напряжением и соответствующей деформацией. С ростом упругой деформации в образце накапливается потенциальная энергия, которая после снятия нагрузки возвращает образец в исходное состояние.

Характерной чертой пластических деформаций является их необратимость после снятия нагрузки – форма и размеры образца полностью не восстанавливаются. При достижении определенной величины нагрузки деформация возрастает даже при постоянной или уменьшающейся нагрузке. Пластические деформации происходят длительное время.

В зависимости от усилия, воздействия резца на породу характер ее разрушения может быть различным. Это оказывает влияние на скорость углубки и расход долот и коронок. Различают три вида деформации разрушения, отличающихся по характеру и эффективности.

1. $P_k \ll P_{ш}$. Резец не может разрушить породу так, чтобы преодолеть ее структурную прочность. Разрушение породы происходит за счет работы сил трения на контакте лезвия с породой. Частицы, отделившиеся от породы, очень малы. Скорость бурения небольшая. Такой вид деформации разрушения называется поверхностным истиранием породы.

2. $P_k < P_{ш}$. Если увеличить осевую нагрузку на резец настолько, чтобы под действием ее происходили нарушения межкристаллических связей в породе, развивались бы дефекты ее структуры и особенно трещины усталости под влиянием многократного приложения нагрузки в одной и той же точке забоя, то при пересечении многочисленных трещин произойдет отделение более крупных частиц породы и бурение будет эффективнее. Этот вид деформации называется усталостным разрушением.

3. $P_k > P_{ш}$. В этом случае резец активно внедряется в породу и, перемещаясь на забое, непрерывно преодолевает структурную прочность породы, срезая породную стружку. Такой вид деформации называется объемным разрушением. При объемном разрушении на забое отделяются значительные объемы породы, разрушение ее происходит эффективно.

Объемному разрушению предшествует формирование под резцом объемного напряженного состояния, близкого к всестороннему сжатию. При разрядке объемного напряжения возникают касательные напряжения и напряжения отрыва.

При объемном разрушении хрупкой породы единичным резцом наблюдается скачкообразность разрушения породы.

Исследованиями установлено, что при бурении внешняя среда, в частности вода, активно участвует в разрушении пород, особенно если она содержит в себе вещества, получившие названия «понижители твердости». Механизм понижения твердости состоит в следующем: при разрушении породы на забое происходит как отделение частиц породы, так и образования зоны предразрушения, богатой микротрещинами и микрощелями.

Адсорбционные слои проникают в микротрещины и после снятия нагрузки не дают им сомкнуться, как бы расклинивая их.

Действие понизителей твердости наиболее эффективно при ударном, ударно-вращательном способах бурения.

В качестве понизителей твердости могут применяться различные ПАВ. Понижителями твердости кварцсодержащих пород могут быть NaCl , NH_4Cl , Na_2CO_3 , CaCO_3 , в карбонатных и сульфатных породах – NaOH , CaCO_3 .

5.3. Основные технологические характеристики горных пород

К основным технологическим характеристикам, оказывающим преобладающее влияние на эффективность бурения, являются трещиноватость, абразивность, набухаемость и буримость горных пород.

Трещиноватость и выветривание горных пород

На процесс бурения существенное влияние оказывает трещиноватость горных пород. Трещиноватость пород приводит при бурении к выкрашиванию резцов, вибрации и самозаклинке керна. Все это резко снижает производительность бурения. Трещиноватость горных пород приводит к обвалу стенок скважины, авариям, частичной или полной потере промывочной жидкости и осложнениям. И, наконец, трещиноватость пород снижает выход керна.

Трещиноватость горных пород может быть различного происхождения и характера. Выделяют тектоническую трещиноватость, трещины отдельности, напластования, выветривания и др. Тектонические деформации приводят к образованию трещин отрыва, сжатия и скола. Трещины выветривания являются дальнейшим развитием тектонической трещиноватости. Процессы выветривания приводят не только к механическому распаду горной породы, но и к химическому разложению минеральных составляющих и появлению глинистых минералов. Все это резко сказывается на показателях прочности.

По степени трещиноватости горные породы делятся на микротрещиноватые (сланцеватые), слаботрещиноватые, трещиноватые, сильнотрещиноватые и кавернозные.

По степени выветренности они подразделяются на слабовыветренные (затронутые выветриванием), выветренные и сильновыветренные.

Абразивность горных пород

Абразивность – это способность горной породы изнашивать буровой наконечник при бурении. Абразивность зависит от твердости минеральных зерен, слагающих горную породу, сцепления этих зерен кристаллизационными связями и цементом, размеров и формы зерен, плотности и степени трещиноватости горной породы. Из минеральных составляющих наибольшее влияние на абразивность оказывают кварц и каркасные силикаты. Как правило, кварцевые и кремнистые породы являются абразивными. Чем больше кварца, тем абразивнее порода. Горные породы, сложенные твердыми, угловатыми, плохо сцементированными зернами являются наиболее абразивными. Тонкозернистые горные породы с величиной зерна менее 0,1 мм относятся к малоабразивным. Чем крупнее зерна, тем выше абразивность.

По степени абразивности горные породы делятся на слабоабразивные (малоабразивные), абразивные и сильноабразивные.

Набухаемость горных пород

Явление набухания, т. е. увеличения объема породы при смачивании водой, носит осмотический характер. Причиной, вызывающей набухание,

является разность в концентрации солей в поровом растворе и воде, окружающей породу.

Если концентрация внешнего раствора меньше концентрации раствора, находящегося в порах горной породы, то происходит ее набухание. При обратном соотношении концентрации порового и внешнего растворов наблюдается сжатие породы, ее усадка, подобно тому, как это происходит при высыхании глинистой породы.

Набухаемость может быть выражена приращением объема или линейных размеров образца. В практике бурения степень набухаемости пород может быть определена по сужению диаметра скважины.

Таблица 5.1

Абразивность	Горные породы
Малоабразивные	Известняк, мрамор, аргиллиты, сланцы, сульфиды, кварциты, роговики, окремненные известняки, тонкозернистые песчаники
Абразивные	Жильный кварц, магматические мелкозернистые породы, порфир, к/з песчаники
Сильноабразивные	Крупнозернистые граниты, порфириды, сиениты, гнейсы, окварцованные сланцы, корундовые породы и др.

Буримость горных пород

Буримость горной породы – это прогнозная характеристика, определяемая механической скоростью бурения. Все горные породы по буримости (в зависимости от петрографического состава) разбиваются на 12 категорий.

к I категории – буримости относятся рыхлые и сыпучие породы;

II категории – рыхлые и сыпучие, связанные пленками воды, корнями растений, уплотненные;

III категории – породы, у которых минеральные зерна связаны слабым цементом (это промежуточное звено диагенеза);

IV категории – породы, сцементированные глинистым или реже другим слабым цементом;

V категории – породы, уплотненные на известковом цементе или листовые силикаты (представлена плотными карбонатными, слабо окварцованными породами и ультраосновными силикатами);

VI, VII категориям – породы окварцованные, слабоокремненные кальцитовые, пироксенитовые, гранатовые скарны;

VIII категория – кварцевые, окремненные породы, крупно- и среднезернистые пироксеногранатовые скарны, а также плагиоклазовые (основные и плагиоклазовые средние) силикаты;

IX категория – кремнистые, сильно окремненные породы, мелкозернистые пироксеногранатовые и крупнозернистые гранатовые скарны, а также паливошпатовые средние и крупнозернистые кислые силикаты;

X категория – появляющиеся относительно некрепкие роговики, кварциты, джеспилиты, мелкозернистые гранатовые скарны, мелкозернистые кислые кварцы;

XI, XII категории – сложные кварциты, джеспилиты, роговики и другие скрытокристаллические кварцевые породы (яшма, кремень), а также эгириновые и корундовые породы.

Для определения буримости применяется прибор ВИТР ОТ. К сожалению, представленная классификация пород по буримости учитывает преимущественно прогнозную характеристику пород и не учитывает трещиноватость, абразивность, набухаемость и другие свойства горных пород, которые сильно сказываются на их буримости.

Ориентировочно категорию горных пород можно определить исходя из твердости минералов (по шкале Мооса), прибавив к ней для кристаллических пород двойку, а для мелкокристаллических пород – тройку. Например, для известняка, сложенного преимущественно кальцитом с твердостью, равной трем, категория буримости известняка составит $3+2 = 5$. Для гранита, содержащего в своем составе кварц с твердостью по шкале Мооса равной семи, категория буримости крупнокристаллического гранита составит $7+2 = 9$, а для микрогранита $7+3 = 10$.

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

6.1. Твердые сплавы

Основной задачей технолога является повышение производительности бурения и качества опробования. Большое влияние на выполнение этих задач оказывает выбор породоразрушающего инструмента в соответствии со свойствами горных пород. Для этого требуется тщательный анализ протекающих при бурении процессов и параметров породоразрушающего инструмента.

Прочность твердого сплава зависит от прочности химических связей, составляющих элементов. Наиболее прочными связями обладают поливалентные элементы второго периода, способные создавать двойные и тройные ионно-ковалентные связи: бориды, карбиды, нитриды, оксиды.

Карбиды (соединения углерода) широко применяют для получения твердых сплавов. Сама природа создала одно из таких соединений углерода – алмаз, самый твердый минерал. Применяющиеся в настоящее время истирающие материалы представлены в основном карбидами металлов (вольфрама, титана и др.). Резцы для твердосплавных коронок обычно получают из карбида вольфрама. Для связки его зерен используют кобальт, который одновременно с этим повышает вязкость твердого сплава. Для приготовления резцов твердосплавных коронок вращательного бурения обычно используют твердые сплавы марок ВК-8 и ВК-6 (вольфрамокобальтовые сплавы с содержанием кобальта 8 и 6 %). Чем больше кобальта, тем меньше твердость сплава, но больше его вязкость.

Вольфрамокобальтовые твердые сплавы по твердости значительно уступают алмазам, они быстрее изнашиваются и выходят из строя. Для повышения ресурса коронок ряд институтов в Москве, Санкт-Петербурге, Киеве ведут поиск более твердых сплавов.

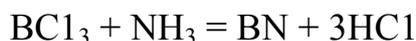
Наиболее прочные соединения – соединения поливалентных элементов с малыми атомными радиусами (В, С, N):

BC – 775 кДж/моль; BN – 830 кДж/моль; CC – 837 кДж/моль;

CN – 891 кДж/моль; NN – 946 кДж/моль.

Следовательно, энергия связи атомов зависит от их валентности (заряда). Соединения NN и CN – газы, остальные соединения BN, BC имеют менее прочные связи, чем алмаз, но близки по прочности.

Наиболее близок по прочности к алмазу сплав нитрида бора. Как и алмаз, он имеет две модификации. Разработан он в институте физики твердых тел АН СССР в 1960 г. В Санкт-Петербурге он получил название эльбор (с микротвердостью ~ 7000 кг/мм), в Киеве – кубанит (с микротвердостью 9250 кг/мм). Получают его в результате взаимодействия BCl_3 с NH_3 :



при давлении 70000 кг/см^2 и температуре $1500+1800^\circ \text{C}$.

Из оксидов и фторидов показывают высокую твердость ThO_2 (энергия связи 866 кДж/моль), TaO (энергия связи $811\pm 42 \text{ кДж/моль}$), ZrO ($753\pm 42 \text{ кДж/моль}$), TiF_2 ($811\pm 42 \text{ кДж/моль}$) и др.

Ведутся дальнейшие поиски сверхтвердых материалов.

6.2. Геометрические параметры резцов коронок

К геометрическим параметрам резцов коронок относят линейные параметры резцов: 1 – форма и высота резца; 2 – ширина и толщина резца $b_{хт}$, угловые параметры резцов: 1 – передний угол γ ; 2 – задний угол α ; 3 – угол наклона β , угол поворота δ .

Для твердосплавных коронок применяют обычно резцы пластинчатой (Г41), призматической (Г51, Г62) и восьмигранной формы (Г53) с плоской формой лезвия.

Технические и экспериментальные исследования показывают, что наиболее высокой механической скоростью и прочностью обладают резцы с клиновидным лезвием, но износ клиновидных резцов происходит быстрее, чем износ обычных резцов.

Выход резцов за торцовую поверхность короночного кольца может иметь существенное значение при бурении мягких пород, а также при бурении пород средней твердости, так как при малом его выходе перед резцом образуется спрессованная масса породы, которая снижает эффективность бурения. Но большой выход резца снижает его прочность, поэтому выход резцов у коронок ограничивается $1,5-4,0$ мм. Для предупреждения образования спрессованной массы породы следует обнажать переднюю грань резцов (как это делается у коронок типа СА).

Сечение резца (ширина v и толщина t) сказывается на его прочности. Чем больше сечение, тем выше прочность резцов. Но увеличение ширины

резцов ведет к увеличению сопротивления горной породы. При малой глубине резания и истирании горных пород, как это имеет место при бурении горных пород средней твердости, рост сил сопротивления породы прямо пропорционален ширине резца. Расчет показывает, что энергетически выгодным является сочетание узких (врубовых) и широких (отбойных) резцов. В существующих коронках для бурения более прочных пород применяют резцы с малой шириной. Резцы малого сечения при бурении имеют малую площадь контакта с породой, поэтому являются более производительными, чем резцы большого сечения. Такие резцы применяют в коронках типа СА.

Передний угол резцов также оказывает влияние на эффективность резания. С увеличением переднего угла растет механическая скорость бурения, но значительно снижает прочность резцов. Поэтому для бурения монолитных горных пород резцы устанавливают вертикально. Для бурения слоистых и трещиноватых пород выпускаются коронки с отрицательными передними резцами. Такие резцы более прочны и не заклиниваются в трещинах.

Величина заднего угла на глубину внедрения не влияет, но для снижения трения задней грани о забой она должна быть больше нуля.

Угол поворота резца относительно своей оси увеличивает прочность резцов. Такой поворот резцов рекомендуется использовать совместно с их наклоном в коронках, предназначенных для бурения трещиноватых и слоистых пород.

Выход резцов за боковую поверхность корончатого кольца повышает производительность бурения и выход керна. Малый зазор между колонковой трубой и керном, между колонковой трубой и стенками скважины ведет к увеличению сопротивления циркуляции промывочной жидкости (особенно вязкой), к ухудшению очистки забоя от шлама, снижению производительности бурения. Повышение давления в колонковой трубе приводит к увеличению самозаклинивания керна, поэтому выход резцов за боковую поверхность должен быть не менее 1 мм. При бурении набухающих пород зазор между колонковой трубой и керном, колонковой трубой и стенками скважин увеличивают за счет приваривания специальных ребер с резцами.

Анализ экспериментальных исследований показывает, что с увеличением числа резцов при одинаковых параметрах режимов бурения и объемном разрушении пород механическая скорость бурения обратно пропорциональна квадратному корню из числа резцов:

$$V_{\text{мех}} = \frac{V_{\text{исх.р}}}{\sqrt{m}}, \text{ м/с}, \quad (6.1)$$

где m – число резцов.

При истирании скорость бурения от количества резцов не зависит.

При использовании нового бурового снаряда, когда можно создавать повышенные осевые нагрузки, применяют коронки с большим количеством резцов, при изношенном снаряде – коронки с уменьшенным количеством резцов.

При конструировании новых коронок резцы по торцу необходимо распределить так, чтобы коронка давала максимальную производительность бурения, работала бы длительное время и позволяла бы получать качественный керн.

Исследования показывают, что значительного эффекта можно добиться при ступенчатом расположении резцов. Поэтому многие коронки типа СМ имеют ступенчатое двух- и трехрядное расположение резцов. Наибольшему износу подвергаются резцы наружного и внутреннего рядов. С целью уменьшения износа по наружному и внутреннему рядам дополнительно устанавливают так называемые подрезные резцы. У коронок типа СМ подрезные резцы устанавливают в промывочных окнах, поэтому периферийные ряды основных резцов быстро овализуются. Это является недостатком коронок.

На основании теоретических и экспериментальных исследований установлена следующая зависимость механической скорости бурения при резании от свойств породы и геометрических параметров коронки:

$$V_{\text{мех}} = \frac{RC_{\text{ос}} \cos(58 - \frac{\gamma}{2}) \sqrt{n}}{\Sigma(b+l) \sqrt{m}}, \text{ м/с}, \quad (6.2)$$

где $C_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, l – константа.

Как видно из формулы, механическая скорость зависит как от параметров резцов, так и от технологических параметров бурения.

6.3. Износ резцов

Интенсивный износ твердосплавных резцов коронок обусловлен в первую очередь абразивностью горных пород и недостаточно высокой прочностью самих резцов. При нормальных условиях их износ происходит равномерно и достаточно медленно. При хорошем отводе тепла износ не зависит от скорости вращения коронки. Как было уже отмечено, в твердом сплаве частицы карбида вольфрама связываются кобальтом, который при относительно небольших температурах (470–1200 °С) способен раз-

мягчаться, что ведет при нагревании его выше критической температуры к снижению прочности твердого сплава. Чем больше кобальта, тем ниже критическая температура:

Марка	ВК-8В	ВК-6В	ВК-4	ВК-3
Т°С	470	600	840	1200

На температуру и износ резцов влияют технологические режимы: осевая нагрузка, скорость вращения, качество и количество промывочной жидкости.

Исследованиями многих ученых установлено, что по достижении некоторых критических значений режимов бурения наблюдается резкое повышение износа. Для малоабразивных пород типа мрамора (по данным исследований Л. А. Алексеева) такой критической точкой является удельная нагрузка C_v , равная 150 МПа. Критическая точка для абразивных пород бывает значительно меньше 70–80 МПа.

Критической окружной скоростью для мрамора (по исследованиям В. Г. Михайлова, М. Г. Крапивина, а затем Э. А. Мотовилова и К. Б. Шляпина) является окружная скорость, равная 1,5–2,5 м/с, для песчаников – 0,6–0,8 м/с. При достижении критической точки интенсивность износа резко возрастает. Причиной столь интенсивного износа является высокая абразивность породы, вызывающая при бурении повышение температуры и размягчение твердого сплава.

Износ резцов зависит от расхода жидкости.

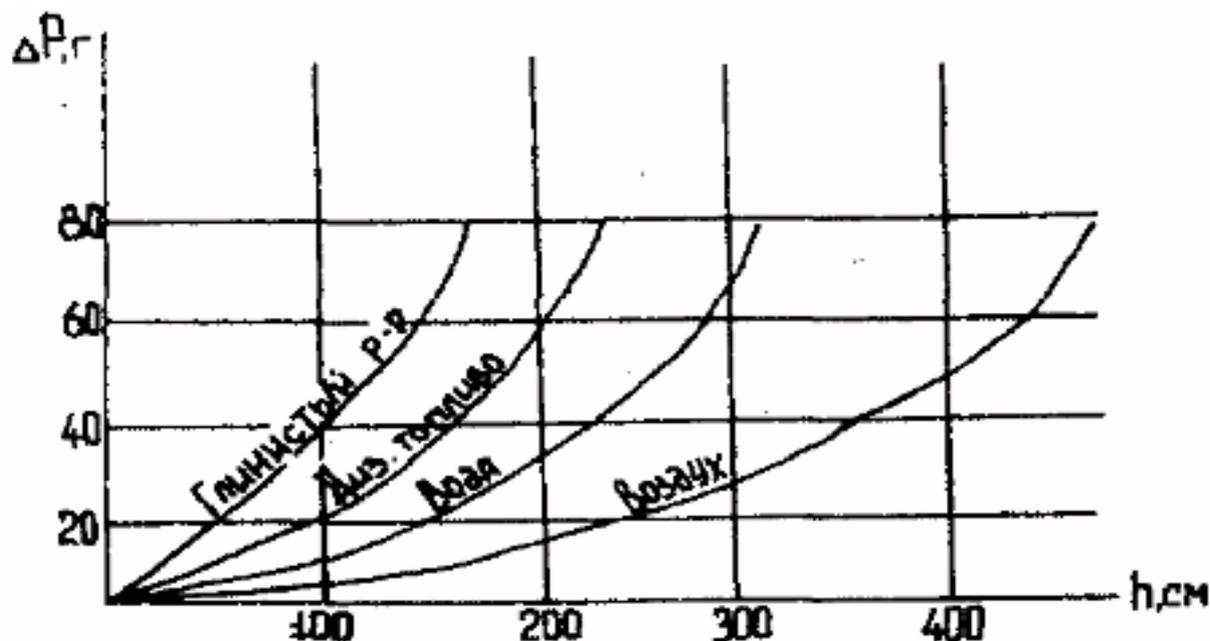
По замерам Л. А. Алексеева, при бурении песчаника с нагрузкой на резец 60–70 МПа и подаче промывочной жидкости в количестве 20 л/мин температура в контакте резца с породой составляла 550 °С. С увеличением промывочной жидкости до 75 л/мин температура снизилась до 300 °С. Без промывки температура достигала 700 °С и выше.

Большое влияние на износ коронок и бурового снаряда оказывает качество промывочной жидкости. На рис. 6.1 показана зависимость износа коронок ΔP от проходки h для различных видов промывочной жидкости.

Наиболее интенсивный износ (рис. 6.1) наблюдается при промывке вязкими растворами, в которых скапливается шлам, когда раствор становится весьма абразивным. За счет износа коронки проходка с промывкой глинистым раствором, по сравнению с промывкой водой, уменьшается в 2 раза. В практике бурения наиболее распространенной промывочной жидкостью является вода. Однако вода в контакте с твердыми телами обладает значительной вязкостью, а, следовательно, значительным коэффициентом трения: 0,26 (кварц), 0,3 (микроклин), 0,37 (мрамор).

Исследования показали, что при добавке в воду ПАВ, гидрофобизирующих стенки скважин и поверхности бурового снаряда, можно снизить

коэффициент трения в контакте резец – порода в 2–3 и более раз. Так, например, при добавлении в воду всего 0,1 % олеата натрия коэффициент трения падает до 0,2 при бурении кварца, 0,17 при бурении полевого шпата, 0,14 при бурении мрамора.



6.1. Влияние очистного агента на твердосплавные резцы

Таким образом, использование эмульсий при твердосплавном бурении приводит к повышению ресурса коронки и бурового снаряда в целом. Одновременно с этим понижается энергоемкость вращения бурильной колонны, ее вибрация, повышается выход керна.

6.4. Твердосплавные коронки

В качестве породоразрушающего инструмента при твердосплавном бурении применяют твердосплавные коронки и лопастные долота.

Коронка представляет собой стальное кольцо высотой 75 мм из стали марок 30, 35, 40 и 4 с трапецидальной резьбой для соединения с колонковой трубой, армированной резцами из вольфрамкобальтовых сплавов ВК-6 и ВК-8 (из карбида вольфрама и кобальта).

Для свободной циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения коронка имеет промывочную систему, состоящую из промывочных окон высотой 10 мм, прорезанных в торце, и шламовых каналов, выфрезерованных по наружной поверхности короночного кольца.

Пайку резцов производят латунию Л 68 (сплав 68 % меди и 32 % цинка).

В соответствии с назначением коронки делят на четыре группы: ребристые, предназначенные для бурения мягких набухающих пород: (М-5, М-6); резцовые типа СМ, предназначенные для бурения пород средней твердости, малой абразивности (СМ-4, СМ-5, СМ-6, СТ-2), самозатачивающиеся (микрорезцовые) типа СА, предназначенные для бурения средней твердости абразивных пород (СА-5, СА-6, СА-7) и комбинированные (СА-4).

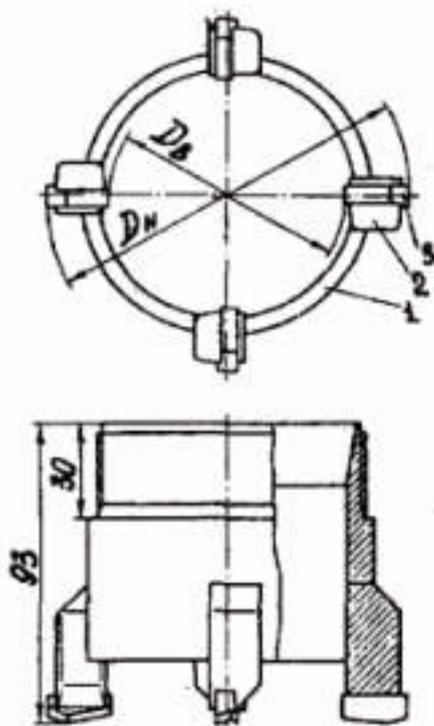


Рис. 6.2. Коронка М6:
1 – корпус; 2 – ребра;
3 – твердосплавные пластины

Ребристые коронки представляют собой короночное кольцо с приваренными вставками, предназначенными для увеличения зазора между колонковой трубой, стенками скважины и керном с целью создания свободной циркуляции промывочной жидкости и снижения трения колонковой трубы. Вставки изготавливают из стали марок 20, 30, 45, 3, выпускают коронки диаметром 93, 112, 132 и 151 мм.

Коронки М5 и М6 (рис. 6.2) применяют для бурения горных пород II-IV и частично V категории. Каждая вставка коронки М5 армирована четырьмя основными резцами марки 247/3 и одним подрезным резцом марки 1323 А.

Вставки коронки М-6 армированы специальными клиновидными пластинчатыми резцами шириной, перекрывающей всю ширину кольцевого забоя.

Вставки выпускают относительно наружной (на 10–12 мм) и внутренней (на 3,5 мм) поверхностей короночного кольца.

Резцовые коронки (рис. 6.3) предназначены для бурения горных пород средней твердости, малой абразивности и армируются призматическими резцами. Причем чем выше твердость породы, тем меньше они внедря-

ются в породе, тем меньше изгибающие усилия, тем меньше должно быть сечение резцов.

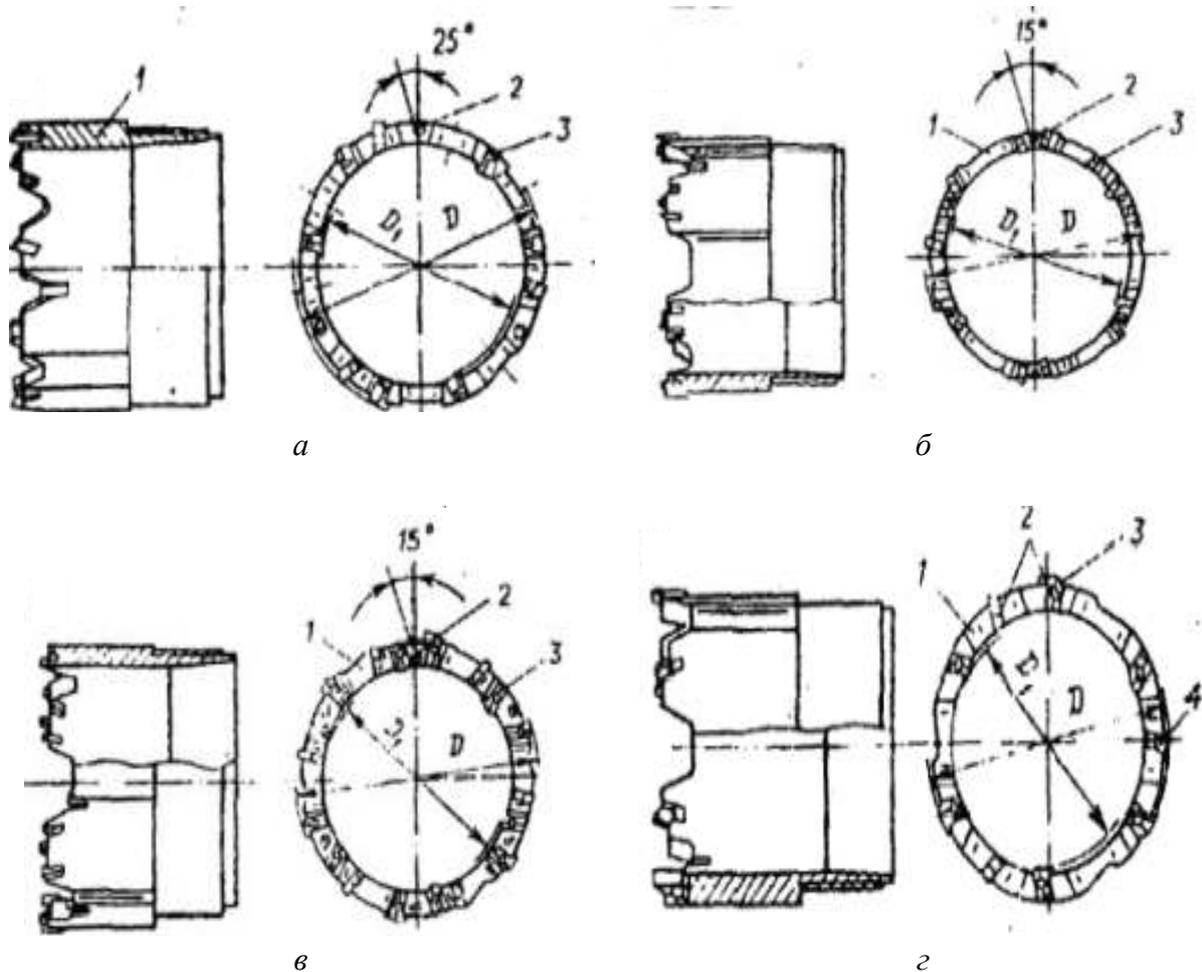


Рис. 6.3. Резцовые коронки: *а* – СМ4; *б* – СМ5; *в* – СМ6; *г* – СТ2: 1 – корпус; 2, 4 – резцы; 3 – вкладыши

Коронки СМ4 предназначены для бурения малоабразивных пород I–IV (частично VII) категории, армируются основными и подрезными резцами марки Г5107 (сечением 4x4 мм).

Основные резцы расположены ступенчато в три ряда. Выход резцов центрального ряда составляет 4 мм, внутреннего – 3,5 мм, наружного 2,5 мм.

Резцы установлены в короночном кольце наклонно под отрицательным углом $\gamma = -15^\circ$ и развернуты вокруг своей оси на угол $\delta = 15-25^\circ$. Такое положение резцов резко повышает прочность и производительность коронок.

Коронки СМ5 разработаны для бурения малоабразивных пород V–VI категории буримости, армируются резцами марки Г5108 сечением 3x3 мм. Резцы расположены в три ряда с вертикально повернутыми резцами. Вы-

ход резцов центрального ряда составляет 2,5 мм, внутреннего – 2,0 мм, наружного – 1,5 мм. На каждом выступе коронки устанавливают по три резца различного ряда.

Коронки СМ6 применяют для бурения малоабразивных монолитных и трещиноватых пород V–VII категории. Они аналогичны коронкам СМ5, отличаются лишь тем, что основные резцы в короночном кольце расположены наклонно под углом 10° , а количество подрезных резцов для этих коронок диаметром 93–151 мм удвоено.

Коронки СТ2 используют для бурения монолитных и трещиноватых горных пород IV–VII категории по буримости. В качестве основных резцов используют резцы марки Г5107, подрезных – марки Г5108. Коронки сходны с коронками СМ4. Отличие заключается в меньшем выходе резцов (на 0,5 мм) и отсутствии центрального ряда. Они служат для бурения абразивных горных пород средней твердости и представлены тремя группами: тонкопластинчатыми (СА1), микрорезцовыми и комбинированными.

Самозатачивающиеся коронки

Микрорезцовыми коронками СА5, СА6, СА7 (рис. 6.4) бурят малоабразивные и абразивные VI–VII (частично IX) категории как монолитные, так и переслаивающиеся породы. В качестве основных резцов в коронке используют резцы Г62 сечением 1,8x1,8 мм, в качестве подрезных используют резцы 5106. Основные и подрезные резцы закрепляют на опорной пластине при помощи установочной и оберточной пластин. Полученный пакет (вкладыш) припаивают к выступу короночного кольца. Выход основных резцов составляет 6 мм.

Комбинированные коронки СА4 (рис. 6.4) составляют промежуточную группу между резцовыми и самозатачивающимися коронками. Они предназначены для бурения абразивных, монолитных и трещиноватых пород. Эти коронки не имеют штабников. Резцы формы Г5109 и Г5110, развернутые вокруг своей оси на 15° , попарно устанавливают в наклонных пазах выступов, коронки – под отрицательным углом $\gamma = -10^\circ$. В промывочных окнах коронок (через одно окно) устанавливают подрезные резцы Г5108. Выход внутренних резцов относительно коронки больше наружных на 0,5 мм.

Для бурения снарядами с гидротранспортом керна в комплексах КГК-100 и КГК-300 применяют коронки типов ГК-2, КГ-84МС и КГ-93МС. Коронка ГК-2 (рис. 6.5) диаметром 84 мм представляет собой стальное короночное кольцо (1), армированное крупными пластинками твердого сплава с ассиметричной заточкой резцов: внутренних формы Г 5501 (2) и наружной формы Г 5502 (3). Торец представляет собой коронки ступенчатой формы.

Коронка КГ-84МС (рис. 6.6) диаметром 84 мм имеет штампованный корпус 1 со спиральными торцевыми выпусками 2, образующими конус-

ную поверхность, армированную твердосплавными резцами 3 формы Г 5303 и Г 5301. Для повышения износостойкости коронка армируется по наружному диаметру дополнительными резцами 4.

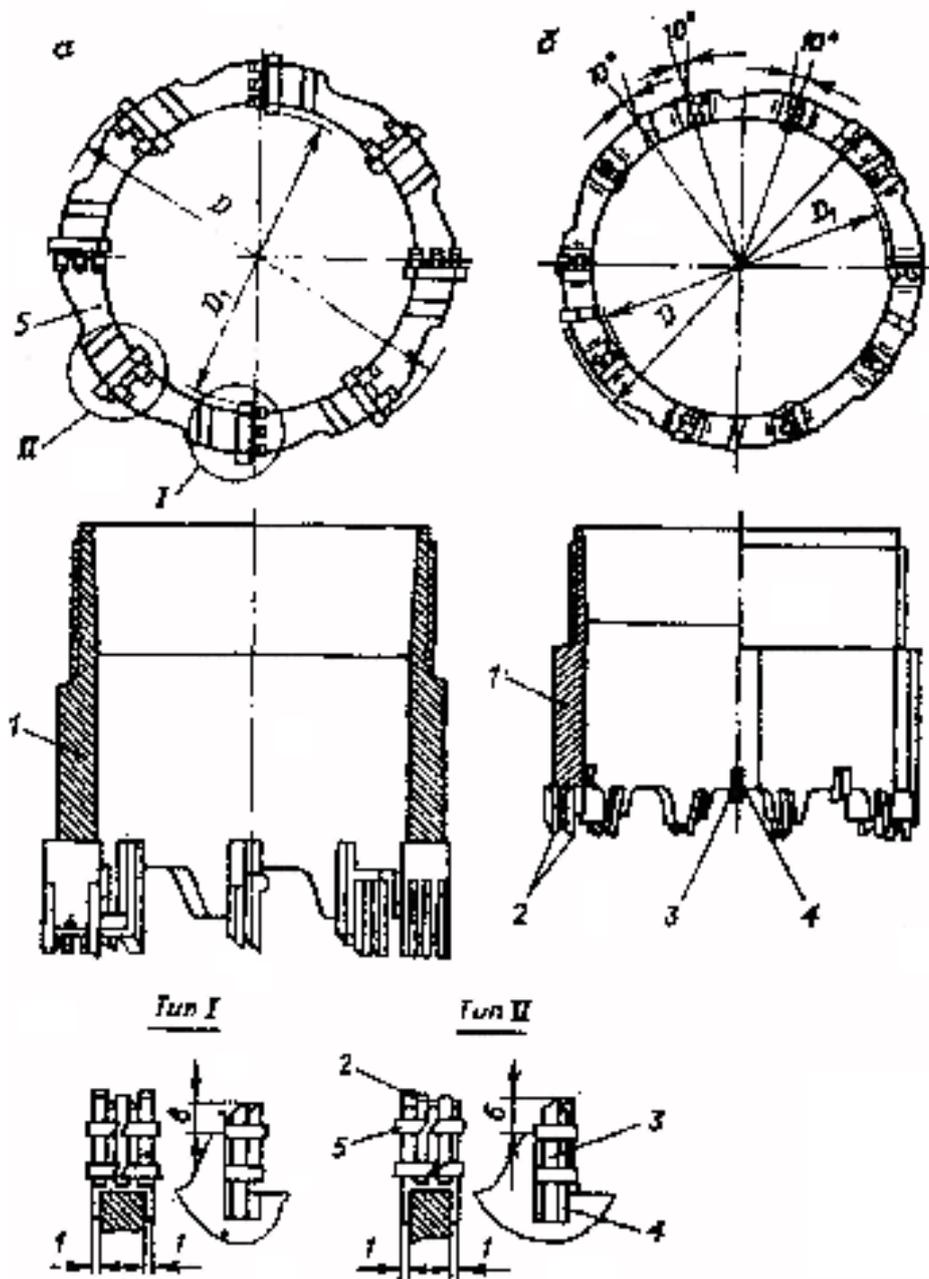


Рис. 6.4. Самозатачивающиеся коронки: а – СА4 (СА6); б – СА4:
 1 – корпус коронки; 2 – основной резец; 3 – подрезной резец;
 4 – вкладыш; 5 – пластина оберточная

Коронка КГ-93 МС диаметром 93 мм в целом аналогична коронке КГ-84МС, но отличается от нее увеличенной толщиной приливов корпуса,

а также установкой по наружному диаметру более мощных твердосплавных резцов формы Г 2514.

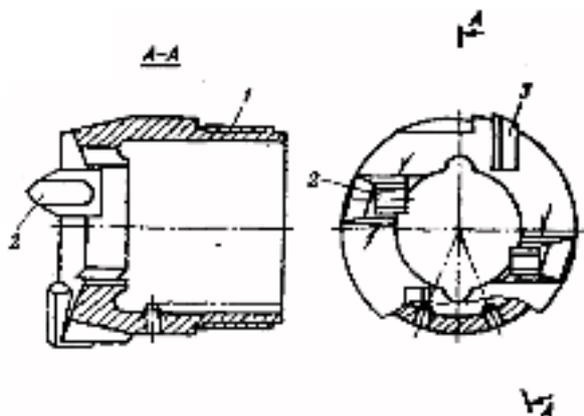


Рис. 6.5. Коронка ГК-2

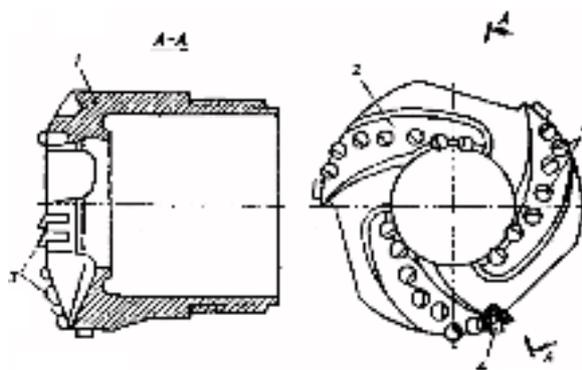


Рис. 6.6. Коронка ГК-84 МС

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

Применяемые в настоящее время твердые сплавы имеют еще недостаточно высокую прочность. Важнейшей проблемой для специалистов является поиск и использование в буровых коронках более прочных сплавов.

Существующие конструкции коронок недостаточно эффективны и требуют дальнейшего совершенствования.

С целью повышения ресурса коронок (как и бурильной колонны в целом) следует применять промывочные жидкости с высокой смазывающей способностью и малой вязкостью.

ТЕХНОЛОГИЯ ТВЕРДОСПЛАВНОГО БУРЕНИЯ

7.1. Выбор промывочных жидкостей

При бурении скважин выделяют два основных процесса: процесс разрушения горных пород и процесс очистки скважины от разрушенной горной породы – процесс промывки. Каждый из технологических процессов (и разрушения породы, и промывки скважины) характеризуется сочетанием параметров. В первом случае это осевая нагрузка и скорость вращения породоразрушающего инструмента, во втором – скорость циркуляции промывочной жидкости, ее расход и давление.

Совокупность параметров технологических процессов носит название технологических режимов бурения: режим бурения (разрушение горной породы), режим промывки.

Разработку технологии бурения начинают с анализа геолого-технических условий, описания физико-механических свойств, в первую очередь неустойчивых пород (название пород, входящих в пачки, буримость, абразивность, трещиноватость).

При описании неустойчивых участков отмечают возможные осложнения (каверны, прихваты, потери промывочной жидкости) и причины, способные вызвать осложнения: естественную под воздействием горного давления дестабилизацию стенок скважин: раздельнозернистые дробленые породы, пльвуны; искусственную дестабилизацию под воздействием промывочной жидкости: расщепление, растворение, размокание, размывание, насыщение горных пород водой.

При наличии подземных вод рассматривают их состав, агрессивность, скорость циркуляции и пластовое давление, а также возможное влияние их на качество промывочной жидкости (коагуляцию, вязкость, СНС, водоотдачу).

Исходя из геолого-технических условий, намечают пути устранения возможной дестабилизации или разгерметизации стенок скважины и выбирают очистной агент, тип промывочной жидкости (крепящие, ингибирующие, вязкие, утяжеленные или облегченные растворы, растворы с наполнителями) или тампонажного раствора (табл. 7.1). Свой выбор необходимо тщательно обосновать.

Таблица 7.1

Тип коронок Ø 93, мм	Показатели эффективности работы коронок для пород различных категорий							
	V		VI		VII		VIII	
	Механическая скорость, м/ч	Проломка за рейс, м	Механическая скорость, м/ч	Проломка за рейс, м	Механическая скорость, м/ч	Проломка за рейс, м	Механическая скорость, м/ч	Проломка за рейс, м
СМ5	2,2	5,7	–	–	–	–	–	–
СМ6	–	–	2,4	4,6	2,2	4,1	–	–
СМ4	2,0	4,8	1,6	4,0	1,4	3,4	–	–
СТ2	2,7	6,1	2,4	5,7	–	–	–	–
СА4	–	–	–	–	1,4	3,6	1,2	2,0
СА5, СА6	–	–	–	–	1,7	2,9	1,3	1,5

Выбор очистных агентов является важнейшим элементом проектирования буровых работ, от которого зависит успешное сооружение скважин, производительность, себестоимость и качество бурения.

При бурении устойчивых непроницаемых пород с большим успехом используют воздух, пену, воду, эмульсии, малоглинистые растворы.

Воздух является наиболее эффективным очистным агентом, позволяющим резко (в 2–3 раза) повысить производительность бурения. Его применяют в «сухих» скважинах, т. е. при отсутствии водопритоков при бурении как скальных, так и мерзлых пород. Преимущество воздуха как очистного агента заключается в том, что малое аэростатическое давление и мгновенный вынос шлама с забоя способствуют резкому повышению механической скорости и производительности бурения (в 2–3 раза); отсутствие промывочной жидкости позволяет сокращать трудовые, материальные и денежные затраты на ее приготовление и обработку.

Пены (газожидкостные смеси) весьма эффективны при бурении устойчивых как монолитных, так и трещиноватых горных пород. Хорошие результаты они показывают и при бурении мерзлых пород. Достоинствами пены как чистого агента являются низкое статическое давление, низкая теплопроводность, высокая закупоривающая способность; высокая несущая способность (в 7–8 раз выше способности воды).

Эмульсии обычно используют при алмазном бурении, но их с успехом можно использовать и при твердосплавном бурении глубоких скважин в устойчивых монолитных породах. Преимущества их состоит в том, что они снижают вибрацию бурового снаряда, трение, износ бурильных труб и энергозатраты на их вращение, повышают механическую скорость бурения и качество опробования.

Наиболее широкое применение при бурении устойчивых непроницаемых пород находит вода. Это самая дешевая промывочная жидкость, не требующая затрат на приготовление и обработку, поскольку она имеется в изобилии на всей территории России.

При бурении неустойчивых осложненных интервалов геологического разреза применяют более сложные промывочные жидкости (табл. 7.1). В таких условиях промывочные жидкости используют не только для выноса шлама и охлаждения коронки, но и для стабилизации и герметизации стенок скважин.

Эти промывочные жидкости обладают повышенной плотностью, вязкостью и статическим напряжением сдвига, что значительно снижает механическую скорость бурения, повышает расход энергии на бурение, затрудняет очистку раствора от шлама, повышает износ бурового снаряжения и себестоимость погонного метра бурения, ухудшает условия труда рабочих.

Все это вынуждает (в зависимости от вида осложнений) подбирать не только эффективную и дешевую промывочную жидкость, но и действенные реагенты для улучшения качества бурового раствора (понижители вязкости, понижители водоотдачи, флокулянты, наполнители и др.).

При выборе промывочных жидкостей нужно по возможности избегать применения вязких, тяжелых, сложных и дорогих растворов, способных резко снизить механическую скорость бурения, в то же время нужно выбирать очистные агенты, способствующие повышению механической скорости. По устойчивым породам это воздух, пены, эмульсии, по трещиноватым породам – пены, полимерные, малоглинистые и аэрированные растворы.

При бурении неглубоких скважин сложные и дорогие растворы не применяют.

Выбор промывочной жидкости заканчивают составлением рецептуры и описанием технологических свойств.

Очистной агент желательно подбирать для бурения всей скважины или, по возможности, использовать не более 2-3 видов.

Смену промывочной жидкости можно проводить только после закрепления неустойчивых стенок скважин обсадными трубами или тампонажными смесями.

7.2. Расчет технологических режимов бурения

После тщательного обоснования выбора промывочной жидкости для каждого пласта геологического разреза подбирают породоразрушающий

инструмент и определяют параметры технологических режимов бурения в следующем порядке:

- 1) указывают интервал пласта (от... до...);
- 2) дают его характеристику (буримость, трещиноватость, абразивность, набухаемость);
- 3) выбирают тип и размеры породоразрушающих инструментов;
- 4) рассчитывают параметры режимов бурения.

Выбор коронок и параметров режимов бурения проводят на основании описанных выше свойств горной породы. По мягким набухающим породам эффективны ребристые коронки (М5, М6), по однородным малоабразивным осадочным и основным магматическим породам средней V–VII категории (аргиллиты, алевролиты, известняки, дуниты, серпентиниты, перидотиты) – резцовые коронки (СМ4, СМ5, СМ6, СТ2). При бурении абразивных, перемежающихся (по типам, абразивности и буримости), твердых (VII–IX категории) осадочных, магматических и метаморфических пород применяют самозатачивающиеся и комбинированные коронки (СА-5, СА-6, СА-4). При бурении трещиноватых пород IV–VII категории наиболее производительны коронки СТ2 и СМ 6, СА-4.

Обобщенный опыт применения твердосплавных коронок позволяет установить их эффективность в зависимости от буримости горных пород (табл. 7.2).

По окончании выбора коронки следует рассчитать параметры режимов бурения. Осевую нагрузку на коронку определяют по формуле

$$C = mp, H, \quad (7.1)$$

где m – число резцов в коронке; p – удельная нагрузка на резец. Ниже приведены рекомендуемые СКБ ВПО «Союзгеотехника» значения удельной нагрузки на резец (для самозатачивающихся коронок на один штабик), кН.

Для коронок с вертикально установленными резцами принимают минимальные значения нагрузки на коронки, с наклонными резцами - максимальные.

Таблица 7.2

Тип коронки	Категория пород по буримости							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Ребристые	0,4–0,5	0,4–0,5	0,5	0,6–0,8	–	–	–	–
Резцовые	–	–	0,6	–	0,6–0,8	0,8–1,0	1,0–1,2	–
Самозатачивающиеся	–	–	–	–	–	1,2–1,6	1,4–1,6	1,6–1,8

Для бурения трещиноватых и абразивных пород удельные нагрузки снижают, в зависимости от степени трещиноватости и абразивности, на 25–40 %.

Частоту вращения коронки определяют по формуле

$$n = \frac{38,2V_0}{D_1 + D_2}, \text{ об/мин,} \quad (7.2)$$

где V_0 – окружная скорость коронки; D_1 и D_2 – наружный и внутренний диаметр коронки по резцам, м.

Окружную скорость коронки СКБ ВПО «Союзгеотехника» для монолитных пород рекомендуется принимать 1,0–1,2 м/с. Для абразивных и трещиноватых пород окружную скорость коронки необходимо снижать. Для мягких пород ее можно повышать до 1,5–2 м/с. ВИТР рекомендует для монолитных малоабразивных пород с промывкой эмульсиями повышать окружную скорость до 1,5–2 м/с.

Расход промывочной жидкости вычисляют по формуле

$$Q = q D_1, \text{ л/мин,} \quad (7.3)$$

где q – удельный расход жидкости на 1 см диаметра коронки. Удельные расходы жидкости, рекомендуемые СКБ, приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.3

Категории по буримости	Удельный расход жидкости, л/мин, для различных коронок		
	Ребристые	Резцовые	Самозатачивающиеся
I–IV	12–16	–	–
V	–	12–16	8–14
VI	–	8–12	8–12
VII–VIII	–	6–8	6–8

Удельный расход промывочной жидкости определяют в зависимости от плотности шлама, буримости пород и вида промывочной жидкости. С увеличением вязкости раствора, невысокой плотностью шлама, невысокой механической скоростью бурения удельный расход жидкости принимают минимальным, с увеличением плотности шлама, механической скорости бурения и снижением вязкости раствора – максимальным.

Расход промывочной жидкости можно определить по формуле

$$Q = FV_{\Pi} = \frac{\pi(D_1^2 - D_2^2)V_{\Pi}}{4}, \quad (7.4)$$

где F – сечение затрубного пространства; d – диаметр бурильных труб; V_{Π} – скорость восходящего потока промывочной жидкости, для твердосплавного бурения коронками в зависимости от плотности шлама V_{Π} принимают в пределах 0,25–0,5 м/с.

При бурении скважин с продувкой воздухом расход воздуха определяют по формуле

$$Q = kFV_{\Pi} \quad (7.5)$$

где k – коэффициент неравномерности скорости потока, $k = 1,1–1,3$; V_{Π} – скорость восходящего потока воздуха, для твердосплавного бурения коронками ее принимают в пределах 10–12 м/с.

При образовании сальников в воздушный поток вводят 0,5–4,5 % раствор пенообразователя (ОП-10; ОП-7; ОП-1, сульфонол «Некаль», «Прогресс» и др.).

При бескерновом бурении используют лопастные долота (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Категории пород	Тип долот	Шифр, размеры
I–IV	PX	PX-76, PX-93, PX-112, PX-132
I–IV	M	3ДР-132М
IV с прослойками V–VI	MC	7ДР-93МС, 14ДР-112МС, 6ДР-32МС

Осевую нагрузку на долото определяют по формуле

$$C = p_0 D, H, \quad (7.6)$$

где p_0 – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота. Для горных пород I–III категории буримости $p_0 = 500–800$ Н/см, III – IV категории – 800–2000 Н/см, V–VII категорий – 1500–2500 Н/см.

Частоту вращения долота вычисляют по формуле (7.2). В зависимости от мощности станка и прочности породы окружную скорость принимают в пределах 0,8–1,6 м/с.

Расход очистного агента при бурении долотами определяют по формулам (7.4) и (7.5).

Скорость восходящего потока промывочной жидкости при бескерновом бурении рекомендуется принимать в зависимости от буримости в пределах 0,5–1,0 м/с, а скорость восходящего потока воздуха V_{Π} в пределах 15–18 м/с.

После выбора параметров режимов бурения нужно проверить, чтобы они не выходили за рамки технических возможностей оборудования [1, с. 282–294], [2, с. 214–215].

За окончательный результат принимают ближайшее расчетному значению скорости выбранного бурового станка.

7.3. Технология бурения снарядами с гидротранспортом керна

Вначале в соответствии со свойствами перебуриваемой горной породы подбирают коронку и промывочную жидкость.

Твердосплавные коронки для бурения с гидротранспортом керна представляют собой толстостенный корпус с тремя спиральными секторами для перемещения шлама от периферии к центру. Секторы армированы твердосплавными резцами марки Г-53 из сплава ВК8.

Поток промывочной жидкости поступает во внутреннюю полость коронки на высоте 20–32 мм от торца, и охлаждение коронки производится периодически расхаживанием снаряда.

Для бурения горных пород применяют три типоразмера твердосплавных коронок: КГ-76МС, КГ-84МС, ГК-2.

При наличии большого числа значительной мощности пропластов твердых и абразивных пород используют алмазные импрегнированные коронки типа В-9П или В-9С.

Коронки выбирают в зависимости от их назначения. Наиболее универсальной коронкой (для различных разрезов) является коронка типа КГ-84МС. Исключение составляют разрезы, содержащие значительные интервалы вязких пород, склонных к образованию сальников. Для этих разрезов весьма эффективны коронки с увеличенным диаметром типа КГ-93МС. В однородных породах средней категории могут быть использованы коронки КГ-76МС. При бурении скважин глубиной свыше 150 м в разрезах с пропластками пород V–VIII категории рекомендуют выбирать коронки типа КГ-84С, армированные крупными резцами, с увеличенным сечением промывочных каналов. Для бурения разрезов с твердыми, абразивными пропластками мощностью до 20–25 м рекомендуется применять алмазные коронки типа В-9 или В-9С диаметром 82 мм.

Важным средством повышения эффективности бурения с гидротранспортом керна является правильный выбор промывочной жидкости.

При бурении устойчивых пород, как правило, используют воду. При появлении весьма неустойчивых пород на больших глубинах возникает

необходимость перехода на вязкие полимерные и полимерглинистые растворы (на основе гипана с его концентрацией для неустойчивых пород 1,5–2,5 %, а весьма неустойчивых пород – 6 %).

Для затрубного пространства с целью удержания неустойчивых стенок скважины от обрушения заливают или закачивают при прямой циркуляции глинистый раствор. При глубине более 100 м в затрубное пространство заливают вязкий раствор (вязкостью более 35 с).

Заливку раствора производят при снижении уровня жидкости в затрубном пространстве через устье скважины после проходки каждых 10–15 м. При заливке раствора рекомендуется поднимать снаряд над забоем.

Перед геофизическими исследованиями неустойчивые стенки скважин обрабатывают полимерным 5–10 %-м раствором ПАА.

После выбора промывочной жидкости производят выбор параметров технологических режимов бурения (табл. 7.5).

При бурении с гидротранспортом керна по мере углубки скважины крутящий момент вследствие образования сальников на бурильной колонне постепенно возрастает и может достигнуть критического значения, превышающего технические возможности установки. Величина возрастания момента (градиент) зависит от свойств горной породы и технологических режимов. Она растет с ростом осевой нагрузки, механической скорости бурения, с уменьшением расхода жидкости.

Для снижения крутящего момента производят расхаживание снаряда, которое, однако, оказывает отрицательное влияние на производительность бурения, так как занимает значительное время (около 50 %) в балансе рабочего времени. Поэтому для уменьшения повышения крутящего момента в мягких породах снижают подачу инструмента в 1,5–2 раза. При этом снижается, соответственно, механическая скорость бурения, но зато устраняется расхаживание снаряда. При бурении мягких пород нагрузку на коронку снижают до минимального значения 5–7 кН, при которых крутящий момент не превышает нормального значения 300–700 Нм.

Для нормальной работы коронки на забое рекомендуются параметры технологических режимов бурения, показанные в табл. 7.2. В случае сильного поглощения промывочной жидкости в затрубное пространство следует закачивать через колонну бурильных труб $0,05 \text{ м}^3$ глинистого раствора в течение 30 с.

Для отбивки контактов полезных ископаемых пользуются следующим способом. При подходе к полезному ископаемому не менее чем за 1 м прорабатывают и тщательно промывают скважину. Затем через каждые 0,5 м углубки прекращают бурение и промывают скважину, поднимают керн, при появлении первых кусочков керна расход жидкости снижают до 100–120 л/мин. Для получения керна с ненарушенной структурой коронку без вращения задавливают на глубину 0,1–0,3 м, затем включают враще-

ние, и столбик керна отрывается. С целью повышения качества опробования методика отбора проб и их привязка должны быть отработаны для каждого вида полезного ископаемого и конкретных геологических условий.

Таблица 7.5

Тип пород	Параметры режима			Параметры расходки	
	Частота вращения, об/мин	Осевая нагрузка, кН	Расход промывочной жидкости, л/мин	Интервал, м	Высота, м
Вязкие глины и суглинки	325	5–9	200–320	1–1,5	1–1,5
Вязкие и сыпучие глины, суглинки, пески	225	5–7	220–260	–	–
Сыпучие пески, супеси	325	4,5–9	125	2–2,5	0,5
Гравийно-галечные отложения	140–170	6–10	180–260	0,3–1,0	0,2–0,5
Плотные, устойчивые алевролиты, аргиллиты	225	7–12	180	0,3–0,5	0,1–0,5
Песчаники, известняки	225	8–16	180	0,1–0,5	0,1–0,5
Окремненные породы	225	15–18	180	0,05–0,1	0,05–0,1

Перед наращиванием снаряда скважину тщательно промывают в течение 0,5–1 мин при расходе 180–200 л/мин, и после расхаживания снаряда на длину хода механизма подачи производят его наращивание. По манометру проверяют герметичность соединений, негерметичность устраняют с помощью компенсатора или заменой уплотнения. При зашламовке торца коронки ее очищают путем прямой и обратной промывки скважины при вращении снаряда.

Ликвидацию подклинки керна в коронке осуществляют путем повышения осевой нагрузки и продавливания керна в керноприемную трубу или за счет гидравлического удара во вращающемся и приподнятом над забоем (на 0,5–1 м) снаряде.

Часть II

АЛМАЗНЫЙ И ДРУГИЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ

Глава 8

АЛМАЗНОЕ БУРЕНИЕ

8.1. Одинарный колонковый снаряд

Бурение твердых пород представляет собой процесс истирания. Применяемые для бурения твердые сплавы типа ВК использовать для бурения твердых пород невозможно. Нагрузки и скорости вращения, превышающие критические, приводят к интенсивному износу.

Из всех минералов алмаз обладает самой высокой прочностью на истирание, что позволяет использовать его в качестве истирающего материала в коронках для бурения твердых пород VII–XII категорий.

Длина рейса алмазными коронками по средним и твердым породам достигает сотен метров. Частоту вращения при отсутствии вибрации можно увеличивать до величин исчисляемых тысячами оборотов в минуту. Все это способствует резкому повышению производительности бурения. Алмазные зубчатые и резцовые коронки со значительной высотой резцов позволяют эффективно бурить породы не только высокой, но и средней твердости (V–VII категорий). Алмазное бурение становится универсальным.

Основными проблемами алмазного бурения являются следующие: 1) ограниченное количество алмазного сырья, трудность его добычи, высокая стоимость; 2) высокая хрупкость якутских алмазов делает их чувствительными к вибрации бурового снаряда, в результате чего происходит выкрашивание алмазов и быстрый износ коронок.

Буровой снаряд для алмазного бурения так же, как и для твердосплавного, состоит из бурильной колонны и забойного снаряда.

В процессе бурения бурильная колонна под действием осевой нагрузки и крутящего момента приобретает вид упругой спирали (пружины), подверженной различного рода колебаниям (поперечным, продольным, крутильным). При наложении собственных и вынужденных колебаний возникает вибрация снаряда. Высокая хрупкость алмаза при динамических ударах делает его кристаллы чувствительными к вибрации бурового снаряда. Вибрации приводят к выкрашиванию алмазов, самозакаливанию керна, осыпям и обвалам стенок скважин, затяжным авариям.

Алмазный породоразрушающий инструмент позволяет создавать частоту вращений, значительно превышающую частоту вращений при твердосплавном бурении и исчисляемую тысячами оборотов в минуту. Повышение частоты вращения снаряда увеличивает его износ и вибрацию. Поэтому к бурильной колонне предъявляются повышенные требования по износу, вибрации и расходу энергии, а именно:

1) зазор между бурильной колонной и стенками скважины должен быть минимальным, для каждого диаметра коронки должен быть свой оптимальный диаметр бурильных труб;

2) по всей длине бурильная колонна должна иметь постоянный диаметр, т. е. применять следует бурильную колонну с ниппельными соединениями (СБТН);

3) бурильная колонна должна быть по возможности прямолинейной (с кривизной не более 1 мм на 1 м) и сбалансированной (соосной);

4) поверхность бурильной колонны должна быть износостойкой, для этого наряду с обычными ниппельными соединениями применяют стабилизирующие ниппели и центраторы;

5) поверхность бурильной колонны должна иметь малый коэффициент трения, для чего используют специальные смазки и промывочные жидкости или бурильные трубы с малым коэффициентом трения, такие как ЛБТН.

Выполнение этих требований позволяет снижать изгиб, трение, износ, вибрацию и энергоемкость бурильной колонны.

По существу, для алмазного бурения в настоящее время применяют те же компоновки бурильных труб, что и при твердосплавном бурении, но предпочтение отдают компоновкам СБТН. Компоновки СБТМ предназначены для бурения скважин большого диаметра (76 мм и более), когда зазоры между бурильными трубами и стенками скважин велики.

Бурильная колонна СБТМ имеет соединения значительно больших размеров, чем СБТН, что при бурении скважин большого диаметра снижает деформацию, вибрацию и износ бурильных труб. При внедрении бурильных труб нового сортамента при бурении скважин диаметром 76 мм бурильная колонна СБТМ-50 будет заменяться на бурильную колонну СБТН-68 как на более эффективную.

Большое внимание при алмазном бурении (в отличие от твердосплавного) уделяют применению компоновок типа ЛБТН со стальными ниппелями тех же размеров, что и СБТН (ЛБТН-42, ЛБТН-54, ЛБТН-68).

Легкосплавные трубы имеют малую массу и малый коэффициент трения, поэтому их успешно используют при высоких частотах вращения на больших глубинах с малым расходом энергии. Их применение в этих условиях повышает производительность бурения до 25–30 %. Колонна ЛБТН имеет следующие конструктивные отличия от колонны СБТН: она имеет большую толщину стенки (7–9 мм); у ниппелей ЛБТН стабилизирующие хвостовики выполнены на концах всех наружных резьб; соединение хвостовика с трубой обеспечивается без зазора.

Все это увеличивает прочность колонны. Для снижения износа и вибрации бурового снаряда при алмазном бурении нижние (4–6) бурильные трубы центрируют при помощи центраторов ЦС-1, устанавливаемых вместо ниппельных соединений.

Центратор ЦС-1 состоит из ниппеля (штока) и муфты, соединенных между собой резьбой. Между ниппелем и муфтой устанавливают твердосплавный протектор. По мере износа протектор заменяют на новый.

Для стабилизации бурового снаряда при алмазном бурении глубоких скважин на средних частотах так же, как и при твердосплавном бурении, можно применять утяжеленные бурильные трубы УБТ-РПУ-73, УБТ-57, изготовленные из толстостенных труб. Однако при бурении твердых пород на высоких частотах использовать УБТ не рекомендуется вследствие их частых поломок из-за больших инерционных нагрузок.

При алмазном бурении так же, как и при твердосплавном, применяют четыре компоновки забойных снарядов:

- одинарный колонковый снаряд с прямой (ОКС) и обратной (ОЭС) циркуляцией промывочной жидкости;

- двойной колонковый снаряд с прямой (ТДВ, ТДН) и обратной (ДЭС, ТДН-0) циркуляцией промывочной жидкости;

- снаряд со съемным керноприемником (ССК);

- снаряд бескернового бурения.

Отличительной особенностью всех компоновок забойных снарядов для алмазного бурения является наличие в нем приспособлений для снижения вибраций и износа (виброгасителей и стабилизаторов), таких как переходники с наплавкой твердого сплава (центраторов), расширители, амортизаторы и т. д.

Существенное влияние на износ бурового снаряда оказывает абразивный шлам, содержащийся в промывочной жидкости, поэтому очень важно в этом случае в состав забойного снаряда включать шламовые трубы закрытого типа.

Одинарный колонковый снаряд предназначен для бурения устойчивых горных пород с отбором керна. Типовой снаряд для алмазного бурения

состоит из следующих элементов: трубного переходника; шламовой трубы (при бурении пород с большой плотностью); виброгасителя (забойного амортизатора); колонковой трубы или нескольких труб, соединенных ниппелями; расширителя; кернорвателя; коронки.

В отличие от трубных переходников твердосплавного бурения переходники для алмазного бурения имеют на боковой поверхности наплавки твердого сплава (переходники-центраторы) или протекторы, армированные твердосплавными резцами (центрирующие переходники). Твердосплавные резцы и наплавки предназначены для уменьшения износа переходников, следовательно, для более надежной стабилизации снаряда и уменьшения его вибраций.

Часто (для предупреждения разлива промывочной жидкости из бурового снаряда при спуске его в скважину) переходники-центраторы снабжают обратными клапанами (шариками). Такие переходники называют клапанными.

Размеры рассмотренных переходников соответствуют размерам переходников для твердосплавного бурения.

Для алмазного бурения применяют шламовые трубы в основном закрытого типа, состоящие из наружной трубы с окном и внутренней трубы для направления жидкости к забою.

Одной из особенностей бурового снаряда для алмазного бурения является наличие в нем виброгасителей (амортизаторов), (рис. 8.1), предназначенных для гашения крутильных и продольных колебаний снаряда. Наиболее широкое распространение получили амортизаторы ЗА-6 диаметром 76 мм и ЗА-7 диаметром 59 мм для гашения продольных колебаний. Виброгасители состоят из корпуса (который при помощи резьбы соединяют с одной стороны с переходником, а с другой – со шлицевой муфтой разъема) и трубкой, с нижней стороны связанной резьбой со шлицевым валом, а верхней частью свободно установленной в переходнике. Между переходником и валом на трубке устанавливают тарельчатые пружины, которые выполняют роль амортизатора. Крутящий момент на шлицевой вал передается через переходник, корпус и шлицевую муфту. Для гашения крутильных колебаний в забойный снаряд включают амортизаторы АКТ, АКГМ.

Для одинарного колонкового снаряда применяют кольцевые кернорватели К-76, К-59, К-46. Кернорватель состоит из корпуса (который одним концом при помощи резьбы соединяют с колонковой трубой, или расширителем, а другой – с коронкой) и разрезанного пружинного кольца. Конструкция кернорвателя и принцип действия в целом аналогичны рассмотренному выше кернорвателю твердосплавного бурения. Отличительной особенностью является то, что кольцо устанавливают не в корпусе, а в корпусе коронки; торец корпуса является ограничителем хода кольца.

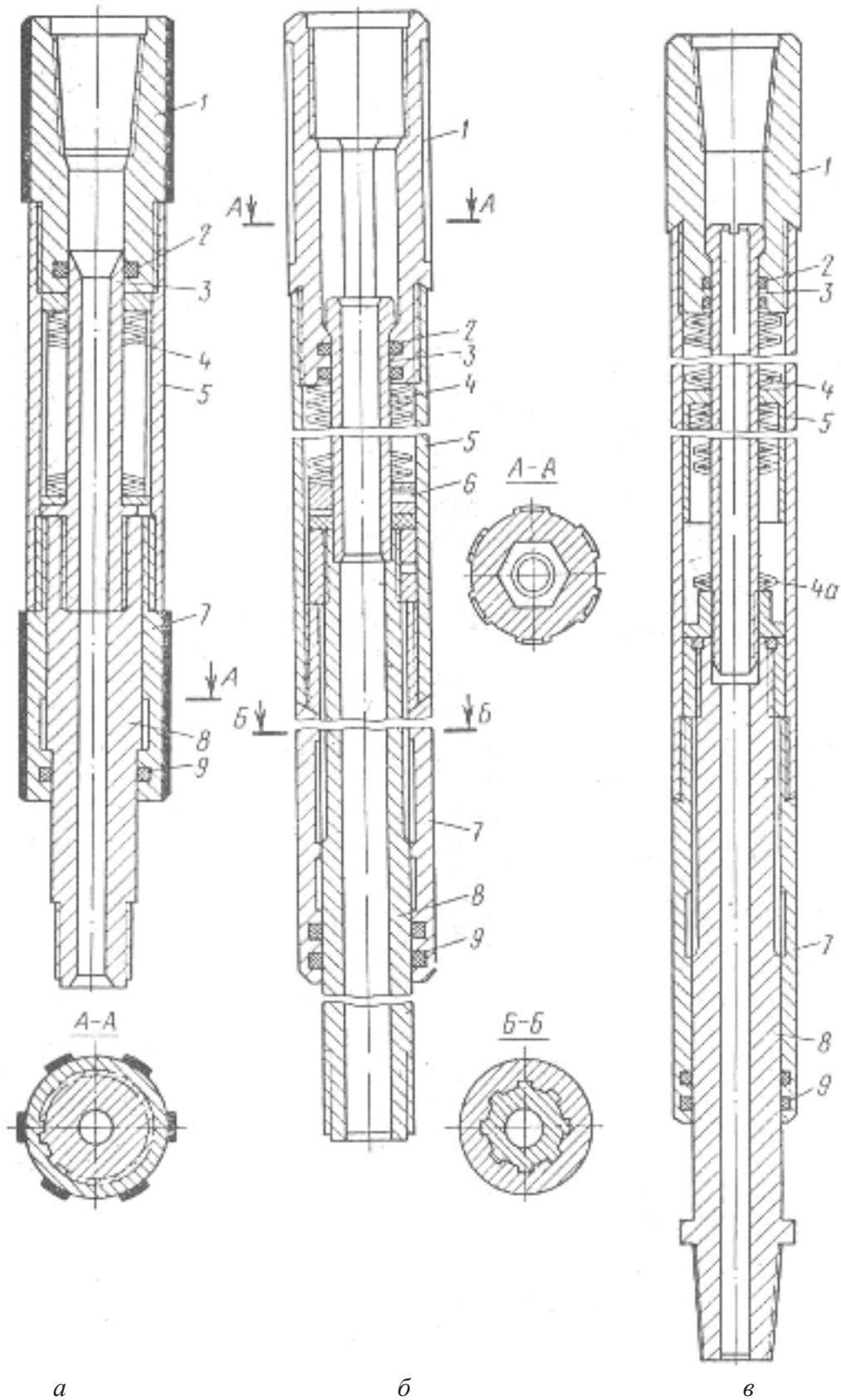


Рис. 8.1. Зайбные амортизаторы: *а* – 3А–6; *б* – 3А–8: 1 – переходник; 2, 9 – сальниковые уплотнения; 3 – трубки; 4 – тарельчатые пружины; 5 – корпус; 6 – гайки; 7 – муфта; 8 – вал

Часто корпус кернорвателя в снаряде отсутствует. Роль ограничителя в этом случае выполняет расширитель.

Расширители предназначены для калибровки скважин (доведения диаметра скважины до необходимого размера с целью предотвращения заклинивания с последующей новой коронкой), а также для стабилизации снаряда с целью снижения его вибрации и износа. В настоящее время для одностороннего колонкового снаряда выпускают расширители «секторного» типа РСА, РСА-СВ.

Расширитель РСА предназначен для калибровки скважин в малоабразивных и абразивных монолитных и трещиноватых породах и представляет собой стальной патрубок с наружной сверху и внутренней внизу резьбой с впаянными твердосплавными штабиками, армированными качественными алмазами зернистостью 20–30 зерен на карат. Количество штабиков в зависимости от диаметра может быть от 4 до 10. Твердость матрицы штабиков НРС составляет 25–30. Между штабиками выфрезерованы пазы для циркуляции промывочной жидкости. Диаметр расширителя должен быть больше диаметра коронки на 0,4 мм. Выпускают расширители диаметрами 33,4; 45,4; 59,4; 76,4 мм.

8.2. Породоразрушающий инструмент

В качестве породоразрушающего инструмента при алмазном бурении применяют алмазные коронки (рис. 8.2). Алмазная коронка представляет собой стальное кольцо с приваренной твердосплавной матрицей, армированной объемными и подрезными алмазами. Матрицу изготавливают из твердого сплава различной твердости. Нормальная матрица 3 твердостью 20–25 по шкале Роквелла предназначена для бурения в породах мало- и среднеабразивных. Твердая матрица 4 с твердостью 30–35 НРС – для бурения в породах среднеабразивных и абразивных монолитных и трещиноватых.

Для армирования коронок используют естественные якутские алмазы типа борт: крупнозернистые кристаллы самого низкого качества. Кроме борта существуют алмазы типа баллас – кристаллы радиально-лучистые с мелкозернистой оболочкой и карбонаты (мелкозернистые алмазы). Для повышения качества алмазы дробят (трещиноватые алмазы), овализируют, полируют, подвергают термической и азотной обработке, гранулируют (покрывают слоем тугоплавкого металла).

Все алмазы классифицируют в зависимости от качества в соответствии с ТУ 47-12-88 (табл. 8.1).

Объемные алмазы могут быть величиной от 3 зерен на карат (диаметром около 3,65 мм) до 120–600 зерен на карат (диаметром 0,9–0,5 мм), подрезные – от 8 до 60 зерен на карат (диаметром около 1,1 мм).

Таблица 8.1

Характеристика алмазов	Классификация по ТУ		Индекс в коронке	Место в коронке
	Группа	Подгруппа (качество)		
Целые кристаллы с небольшим искажением и наличием небольшого количества обломков	XV	а	Г	Объемные
Целые кристаллы различной формы (изометрической, игольчатой, пластинчатой), их обломки, сростки кристаллов	XV	в	Т	Объемные
Овализованные	XXXIV	б	К	Подрезные
Дробленые	XXXV		Д	Объемные
Полированные	XXXVI		П	Подрезные, объемные

Вследствие ограниченного количества алмазного сырья и недостаточно высокой динамической прочности природных алмазов в настоящее время ведется большая работа по разработке искусственных (синтетических) алмазов. Уже получен целый ряд различных сортов искусственных алмазов. Наибольший интерес из них представляют синтетические монокристаллы: АСО (алмазы синтетические обычные), АСП (повышенной прочности), АСВ (высокой прочности), АСК (кристаллические), АСС (сортированные), поликристаллы: АСПК (АРК-4) (алмазы синтетические поликристаллические), СВСП (АРС-3) и сверхтвердый материал – славутич (твердый сплав + алмазы зернистостью 160–800 зерен на карат). Синтетические алмазы в последнее время находят все большее применение.

Качество коронок определяют по их индексации, указанной на каждой коронке: например, индекс 01 А3 Д60 КЗО означает, что коронка первой модификации (01), однослойная (А) с нормальной матрицей (3), с дроблеными основными алмазами 60 зерен на карат (Д60) и овализованными подрезными алмазами зернистостью 30 зерен на карат.

Для краткости марку коронки определяют первыми четырьмя знаками (01А3). Синтетические алмазы на коронке отмечают индексом СВ (например 01А3СВ), гранулированные – добавлением буквы Г (например 02И4Г).

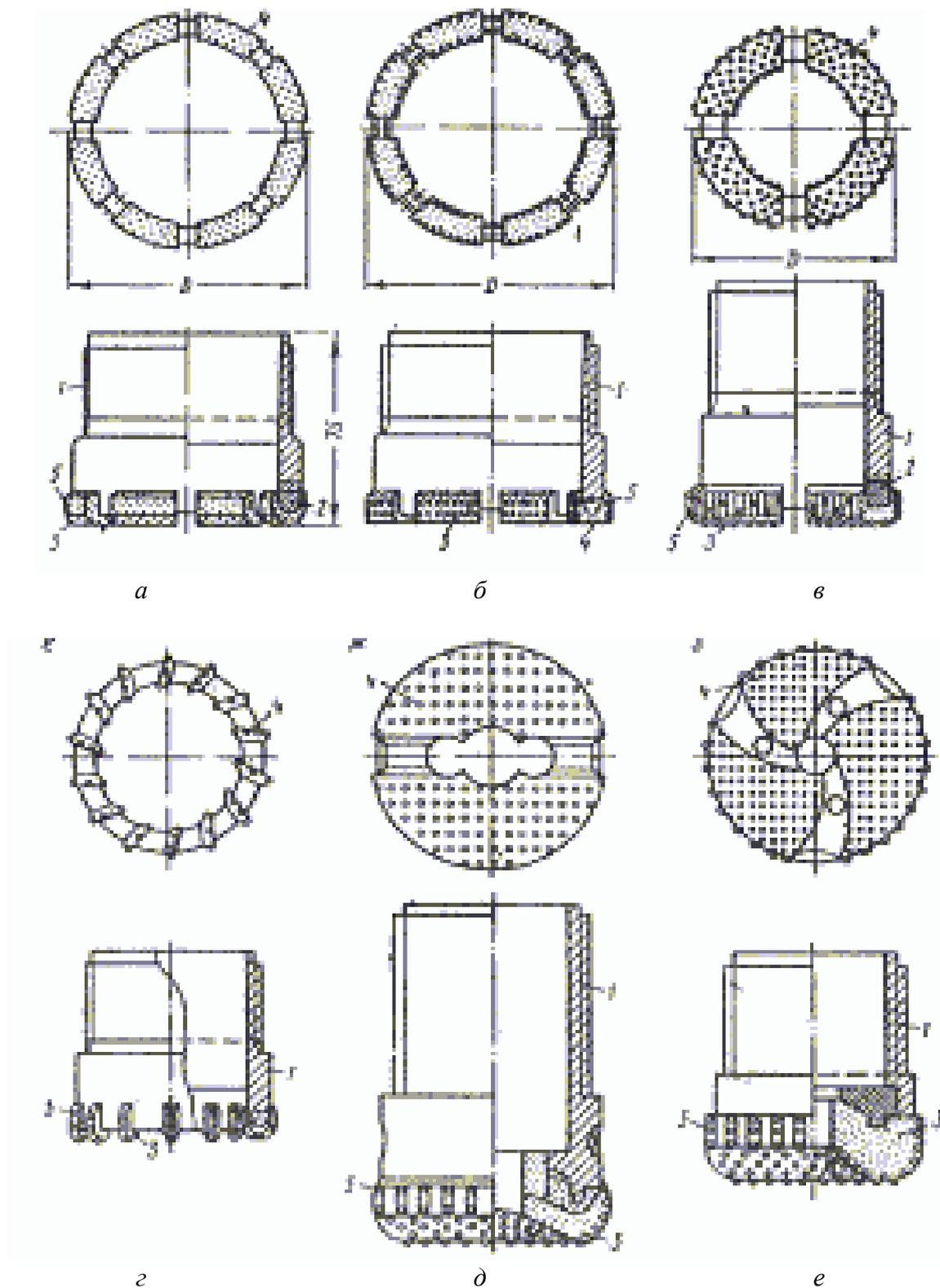


Рис. 8.2. Алмазные коронки: *a* – 01А3; *б* – 04А3; *в* – 14А3; *г* – 06А3; *д* – 08А3; *е* – 09А3; 1 – корпус; 2 – вкладыш; 3 – матрица; 4 – объемные алмазы; 5 – подрезные алмазы

Все алмазные коронки для колонкового снаряда можно разделить на пять групп (табл. 8.1): 1) зубчатые; 2) резцовые; 3) однослойные с заданным выпуском (выходом) алмазов; 4) однослойные без заданного выпуска алмазов; 5) импрегнированные.

Зубчатые коронки 16АЗСВ применяют для бурения малоабразивных пород средней твердости (V–VII категорий буримости), когда глубина внедрения резца может значительно превышать выход алмаза из матрицы. Коронка представляет собой короночное кольцо, к выступам торцевой части которой припаивают зубки. Зубки имеют форму усеченного конуса, большое основание является режущей кромкой. Передний угол резца $\gamma = -15^\circ$, задний $\alpha = 10^\circ$. Зубки изготавливают из твердого сплава, насыщенного (по объему выступающей части) синтетическими алмазами (СВСП) зернистостью 150–400 шт./кар, они армированы объемными полированными и подрезными овализованными алмазами зернистостью 8–10 и 12–20 шт./кар. Количество зубков в коронке составляет 16–34 шт.

К коронкам резцового типа относят коронки КС и КСК:01КС-93С, 02КС-93С, 02КС-112С.

В каждом секторе коронок КС устанавливают 2–3 основных резца размером 1–2 шт./кар из синтетических алмазов СВСП. По боковым поверхностям секторов размещены более мелкие подрезные алмазы размером 8–12 шт./кар. Коронки универсальны, их применяют для бурения как средних, так и твердых пород (V–IX категорий).

Коронки КСК близки по конструкции коронкам КС, их армируют резцами из синтетических алмазов марки АСПК, они имеют более твердую матрицу. Режущие элементы изготавливают из цилиндрических алмазов, диаметром 4,5 мм. Их количество составляет 20–24 шт. на коронку. Выпускают 4-, 6-, 8-секторные коронки диаметром 59–93 мм. Эти коронки также универсальны и предназначены для бурения горных пород различной твердости и абразивности с частой перемежаемостью пород.

В однослойных коронках алмазы укладывают только по поверхности матрицы. Коронки с заданным выпуском алмазов КАТ, 04АЗ, 07АЗ, А4ДП предназначены для бурения крупно-, средне- и мелкозернистых твердых пород (VIII–X категорий буримости). Коронки армируют природными и синтетическими алмазами зернистостью от 10–60 шт./кар.

Выпуск алмазов из матрицы составляет 20–30 % от размера зерна. Коронки на боковой поверхности имеют ребра, армированные подрезными алмазами, что способствует более эффективному разрушению горной породы и выносу достаточно крупного шлама из-под торца коронки.

Характеристики коронок приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Марка	Диаметр, мм	Качество объемных алмазов	Качество подрезных алмазов	Отличительные особенности
Зубчатые коронки				
16АЗСВ 15АЗСВ	59...112 -“-	Т150+ПВ Т20+П10(12)	К8 К8, 12	Зубки
Резцовые коронки				
КС КСК	76...112 59...93	СВСП АСПК	СВСП АСПК	Резцы -“-
Коронки с заданным выпуском алмазов				
04АЗ 07АЗ А4ДП	59...93 59...76 59...76	Д(Т) Г(Д, Т) 20, 30,40 П12, 20, 30,40	К10 К20, 30 П12, 20, 30, 40	Косые окна -“-
Коронки без заданного выпуска алмазов				
01АЗ(01АЗСВ) 01А4(01А4СВ) 14АЗ	36...112 36...112 59...93	Д20, 30, 40, 60 Г20, 30, 40, 60 Д(Т, Г) 10, 20, 30,40	К10, 20, 30, 40 К10, 20, 30, 40 К10, 20, 30	Нормальная матрица, -“- Утолщенная матрица
Импрегнированные коронки				
02ИЗГ (02ИЗСВ) 02И4Г (02И4СВ) И4ДП БС	36...93 36...93 59...76 46...93	Д120 Д120 П200 АСС	КЗО, 40, 60 КЗО, 40, 60 П30 Славутич	

Однослойные коронки без заданного выпуска алмазов КСАП, 01АЗ, 01АЗСВ, 01АЗГ, 01А4, 01А4СВ, 01А4Г, 14АЗ, АКС предназначены также для бурения твердых, но преимущественно мелкозернистых пород. Для армирования коронок используют природные синтетические (СВСП) объемные алмазы зернистостью от 20–30 до 40–60 шт./кар и подрезные алмазы зернистостью от 10–20 до 40–60 шт./кар.

Выпуск алмазов из матриц составляет 5–10 % от величины алмаза.

В импрегнированных коронках алмазы равномерно распределяются по всему объему матрицы. Высота алмазосодержащего слоя равна 4–5 мм.

Импрегнированные коронки 02ИЗГ, 02ИЗСВ, 02И4Г, 03И5, КИГ, И4ДП, ИКС предназначены для бурения крепких пород X–XII категории буримости любой абразивности и трещиноватости.

Для армирования коронок используют объемные алмазы зернистостью 120–140 шт./кар и подрезные алмазы зернистостью от 30–40 шт./кар до 60–90 шт./кар. Выпуск алмазов из матрицы составляет 0,04–0,07 мм. Импрегнированные коронки ИСМ АН СССР типа БС (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5;

0,6; 0,7) армируют синтетическими алмазами АСС, они имеют подрезные штабики из славутича.

Для бескернового бурения монолитных малоабразивных пород VII–IX категории буримости (однослойные) применяют долота 08 АЗ-46, 09 АЗ-59, АДН-22, для бурения абразивных сильно трещиноватых пород VII–X категории буримости – долота 08 ИЗ-46, ИДН-12.

8.3. Двойной колонковый снаряд алмазного бурения (ДКС)

Главной задачей бурового персонала является достижение высокой производительности бурения с одновременным повышением качества опробования. При бурении трещиноватых зон качество опробования выпадает на первый план.

В процессе бурения одинарными колонковыми снарядами керн испытывает воздействие различных факторов: сверху давление промывочной жидкости, со стороны колонковой трубы – вибрацию.

При алмазном бурении керн обычно имеет небольшое сечение, поэтому при воздействии на керн крепких, но слабоустойчивых пород (сланцевых, трещиноватых) вибрации и давления жидкости происходит смещение и расклинивание кусков керна. Мелкие кусочки керна попадают в зазор между керном и колонковой трубой и под давлением жидкости также расклинивают керн. Самозаклинивание керна наблюдается не только в трещиноватых раздробленных породах, но слаботрещиноватых, сланцеватых и даже монолитных породах, способных разрушаться под воздействием вибраций колонковой трубы.

Понятно, что самозаклинивание керна ведет к резкому понижению механической скорости бурения, повышению вибраций снаряда, выкрашиванию алмазов, сокращению длины рейса и дополнительным затратам времени. Все это снижает производительность бурения и выход керна.

Устранение самозаклинивания керна возможно путем создания в колонковой трубе обратной циркуляции промывочной жидкости, при которой не только снижается давление жидкости сверху на керн, но и вымываются мелкие кусочки породы из зазора между колонковой трубой и керном. Это предупреждает расклинивание керна. Для этой цели, как известно, применяют различные приспособления для создания обратной циркуляции промывочной жидкости: переходники обратной циркуляции, снаряды с эжекторными устройствами и т. д. Наиболее удачной конструкцией таких снарядов является одинарный эжекторный снаряд (см. рис. 8.3).

Переходники для создания обратной циркуляции промывочной жидкости и одинарный эжекторный снаряды применяют преимущественно при бурении «пустых» трещиноватых горных пород и полезных ископаемых, устойчивых к самоистиранию (взаимному истиранию кусочков породы при воздействии вращающейся колонковой трубы). Но длина ОЭС невелика и составляет не более 1,5 м. При большей длине рейса повышенные гидравлические сопротивления снижают эффективность струйных насосов, что ведет к снижению механической скорости бурения.

Вторым способом снижения воздействия промывочной жидкости на керн является его защита специальной трубой, устанавливаемой внутри колонковой трубы (ДКС). Вначале появились ДКС с вращающейся внутренней трубой, устанавливаемой на одном переходнике с колонковой трубой (ДТВ). Однако большинство слабоустойчивых горных пород разрушается не под воздействием потока промывочной жидкости, а под воздействием вибрации забойного снаряда, которая не устраняется в снарядах ДТВ. Возникла необходимость изолирования внутренней керноприемной трубы от колонковой трубы путем ее подвешивания с помощью специального подшипникового узла (подвески). В этих снарядах керноприемная труба в процессе бурения за счет трения о керн и забой скважины остается неподвижной, крутильные колебания, возникающие при вращении колонковой трубы, не передаются на керн, и его разрушения не происходит.

При бурении сильнотрещиноватых, дробленых горных пород защита керна от воздействия промывочной жидкости и вибрации еще не предупреждает самозаклинивания кусочков породы в колонковой трубе, поэтому были разработаны комбинации двойных снарядов с приспособлениями для обратной циркуляции жидкости с вращающейся керноприемной трубой ДЭС (рис. 8.3) и невращающейся трубой (ТДНО, рис. 8.4).

Многообразие геологических условий бурения не позволяет создать универсальные методы и технические средства для получения полноценного керна, поэтому в практике бурения применяют разнообразные двойные колонковые снаряды.

Для бурения монолитных и слаботрещиноватых пород, по которым можно осуществлять промывку скважин водой, с целью увеличения скорости бурения, длины рейса, снижения расхода алмазов и повышения качества опробования применяют снаряды ТДН-У с малой шириной торца коронки (7 мм) и малым зазором между трубами (1 мм).

Для бурения по слабо- и среднетрещиноватым клинящимся породам, когда скважины можно промывать водой, используют двойные колонковые трубы типа ТДН-УТ диаметром 46, 59 и 76 мм с нормальной шириной торца коронки (8,5 мм) и малым межтрубным зазором (1 мм).

В отличие от снарядов ТДН-У, в этом снаряде, благодаря наличию в верхней части выводного канала из полости керноприемной трубы (пусто-

телого штока подвески), предусмотрена как прямая, так и обратная промывка. Для повышения гидравлического сопротивления в затрубном зазоре и создания обратной циркуляции применяют коронки и расширители с увеличенным диаметром корпуса. При прямой промывке закрывают выводной канал специальной пробкой.

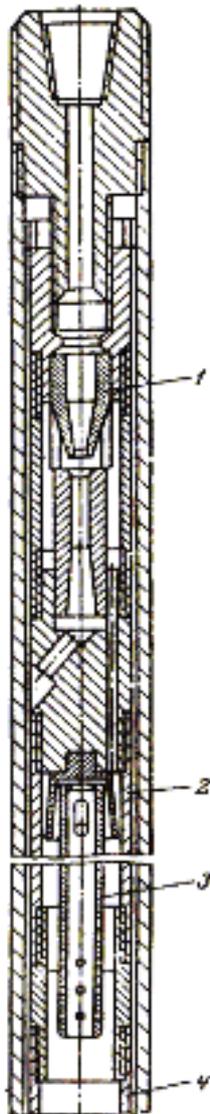


Рис. 8.3. Двойной снаряд ДЭС:
1 – эжектор; 2 – закрытый ламоприемник; 3 – фильтр;
4 – колонковая (керноприемная) труба

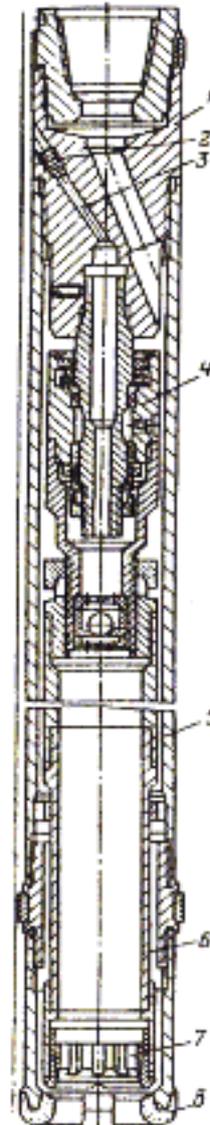


Рис. 8.4. Двойная колонковая труба для алмазного бурения ТНД-2/0: 1 – переходник; 2 – пробка; 3 – боковой канал; 4 – подшипниковый узел; 5 – межтрубный зазор; 6 – керноприемная труба; 7 – кернорватель; 8 – коронка

Для бурения среднетрещиноватых и раздробленных пород VII–XII категорий при поглощении промывочной жидкости, когда требуется

применение вязких глинистых растворов, используют снаряды ТДН-2/0 (рис. 8.4) диаметром 50, 76 и 93 мм с увеличенным межтрубным зазором (2,5–3 мм), увеличенной толщиной матрицы коронки (10,5 мм) с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости (аналогичные по конструкции ТДН-УТ).

Для бурения сильнотрещиноватых пород VI–X категорий при поглощении промывочной жидкости, когда требуется очень вязкий буровой раствор, применяют снаряды ТДН-4 с межтрубным зазором 4,25 мм, увеличенной толщиной матрицы коронки (12–15 мм) и выходом промывочной жидкости через каналы в коронке под ее торец с прямой циркуляцией жидкости.

Более эффективными для бурения этих пород являются снаряды с обратной циркуляцией промывочной жидкости: снаряды, аналогичные ТДН-УТ (с утолщенным переходником и с выводным каналом для создания обратной циркуляции промывочной жидкости) и ТДН-4-0, а также снаряды с эжектором ТДН-4-Э.

Для отбора керна со значительной глубины (1700–2000 м) применяют двойные колонковые снаряды ТДН-ССК (рис. 8.5) диаметром 46, 59 и 76 мм с прямой циркуляцией. Снаряды аналогичны забойным снарядам ССК только без фиксатора. Для бурения используют те же коронки, что и при бурении ССК с утолщенной матрицей – 11,8 мм.

Кроме снарядов с невращающейся кернаприемной трубой, могут быть использованы снаряды с вращающейся кернаприемной трубой, эжекторным устройством (ДЭС) и утолщенной матрицей коронки 13,5 мм.

Двойные колонковые снаряды имеют низкую производительность, поэтому их применяют крайне редко, только в случае острой необходимости для получения качественной пробы (например, при бурении клинящихся полезных ископаемых, дающих низкий выход керна).

Для бурения двойными колонковыми снарядами для каждого типа разработаны специальные коронки, расширители и кернарватели (табл. 8.2).

Коронки КУТ, КУТВ, КУТИ, 18АЗ и 19ИЗГ отличаются удлиненным радиусом и внутренней резьбой. Коронки КУТ, КУТВ, 18АЗ – однослой-

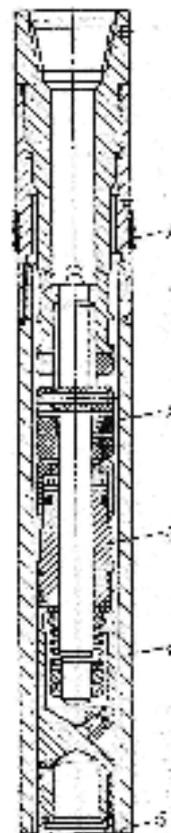


Рис. 8.5. Двойной колонковый снаряд для алмазного бурения ТДН-ССК: 1 – центратор; 2 – сигнализатор заполнения колонковой трубы; 3 – подшипниковый узел; 4 – наружная колонковая труба; 5 – внутренняя колонковая труба

ные, предназначены для бурения слаботрещиноватых пород VIII–IX категорий коронки КУТИ и 19ИЗГ – импрегнированные, их применяют для бурения слаботрещиноватых пород X–XI категорий по буримости.

Таблица 8.3

Трещиноватость горных пород	Категория по буримости	Тип ДКС	Коронка	Расширитель	Кернорвал-тель
Монолитные слаботрещиноватые	VIII–XII	ТДН59-У	КУ-59	РТД-У	Кольцевой
		ТДН46-У	КУ-46		
Слаботрещиноватые косо-слоистые хрупкие	VII–XII	ТДН-76УТ ТДН-59УТ ТДН-46УТ	КУТ КУТВ КУТИ 18 АЗ 19ИЗГ	РУТ	Кольцевой
Трещиноватые косо-слоистые хрупкие	VI–X	ТДН46-2 ТДН56-2 ТДН76-2	10 АЗ 11ИЗ	РДТ-2	Кольцевой
Трещиноватые косо-слоистые хрупкие	VII–XII	ДЭС73 ДЭС89	ДЭА ДЭИ	РДТ-2	Кольцевой
Сильнотрещиноватые хрупкие	V–IX	ТДН76-4	КДТ-4А КДТ-4И	РДТ-4	Кольцевой, паук, лепестковый
Дробленые хрупкие	V–X	ТДН46-0 ТДН59-0 ТДН76-0	КДТ-0	РДТО	То же
Дробленые хрупкие	V–X	ТДН76-Э	КДТ-0	РДТО	То же

Коронки 10 АЗ (однослойные) и 11 ИЗ (импрегнированные) служат для бурения, соответственно, трещиноватых пород VIII–IX и X–XI категорий.

Коронки КДТО (однослойные) рекомендуются для бурения пород VIII–IX категорий, КДТО-150 (импрегнированные) – для пород X–XI категорий.

Коронки ДЭА (однослойные) и ДЭИ (импрегнированные) предназначены для бурения трещиноватых пород, соответственно, VIII–IX и X–XI категорий.

8.4. Снаряды со съемными керноприемниками

При бурении алмазными коронками по монолитным породам средней твердости и твердым длина рейса может достигать десятков и сотен

метров. Повышение длины рейса позволяет снижать непроизводительные затраты времени и труда на спускоподъемные операции и резко повышать производительность бурения.

Как известно, при алмазном бурении в большинстве случаев длина рейса ограничивается не износом коронок, а в результате заполнения колонковой трубы керном или в результате его самозаклинивания в колонковой трубе, поэтому чтобы увеличить длину рейса, необходимо было в первую очередь иметь снаряд, позволяющий транспортировать в процессе бурения керноприемную трубу с керном на поверхность и обратно. С этой целью сначала в США, а затем в России были разработаны снаряды со съемными керноприемниками. Комплексы снарядов со съемными керноприемниками позволяют не только повысить длину рейса, но и успешно перебуривать трещиноватые породы, поскольку керноприемная труба выполняет роль невращающейся внутренней трубы ДКС.

В настоящее время в России применяют два типа ССК: комплекс снарядов ВИТРа (Санкт-Петербург) – ССК-46, ССК-59, ССК-76 и комплекс снарядов, СКБ (Москва) – КССК-76 и КССК-75 М. Комплекс КССК-76 предназначен для алмазного бурения горных пород V–VIII и частично IX категорий по буримости на глубину до 1200; 2000; 3000 м.

В качестве промывочной жидкости могут быть использованы как вода, так и структурированные промывочные жидкости.

Бурильная колонна. Подъем и спуск керноприемной трубы через бурильную колонну требует применения бурильных труб с большим внутренним проходным сечением (рис. 8.6).

Бурильные трубы КССК-76 выпускают диаметром 70 мм с толщиной стенок 4,5 мм, с высаженными внутрь концами, из высокопрочных сталей 36 Г 2 С.

Соединения бурильных труб – муфтозамковые. Наружный диаметр муфт и замков составляет 73 мм, внутренний 53 мм. Замки и муфты изготавливаются из стали 40 ХН.

С 1981 г. для КССК-76 М стали выпускать бурильные трубы ТБПК-70 с приваренными замками. Трубы ТБПК-70 по сравнению с серийными более прочны, значительно повышают производительность труда.

Забойный снаряд. Забойный снаряд КССК-76 (рис. 8.7), подобно ДКС, состоит из колонкового набора (включающего три переходника, колонковую трубу, расширитель и коронку) и съемного керноприемника (включающего подвеску с фиксаторным механизмом, керноприемную трубу и кернорватель). Для центрирования керноприемной трубы в нижней части колонковой трубы устанавливают центратор.

Верхний переходник (центратор) применяют для соединения колонкового набора с бурильной колонной и в качестве упора защелок фиксаторного механизма в процессе бурения. Средний и нижний переходники

служат для фиксации кольцевой опоры, предназначенный для подвешивания съемного керноприемника в колонковой трубе. Подвеска керноприемника служит для свободного подвешивания керноприемника в колонковой трубе при помощи фиксатора.

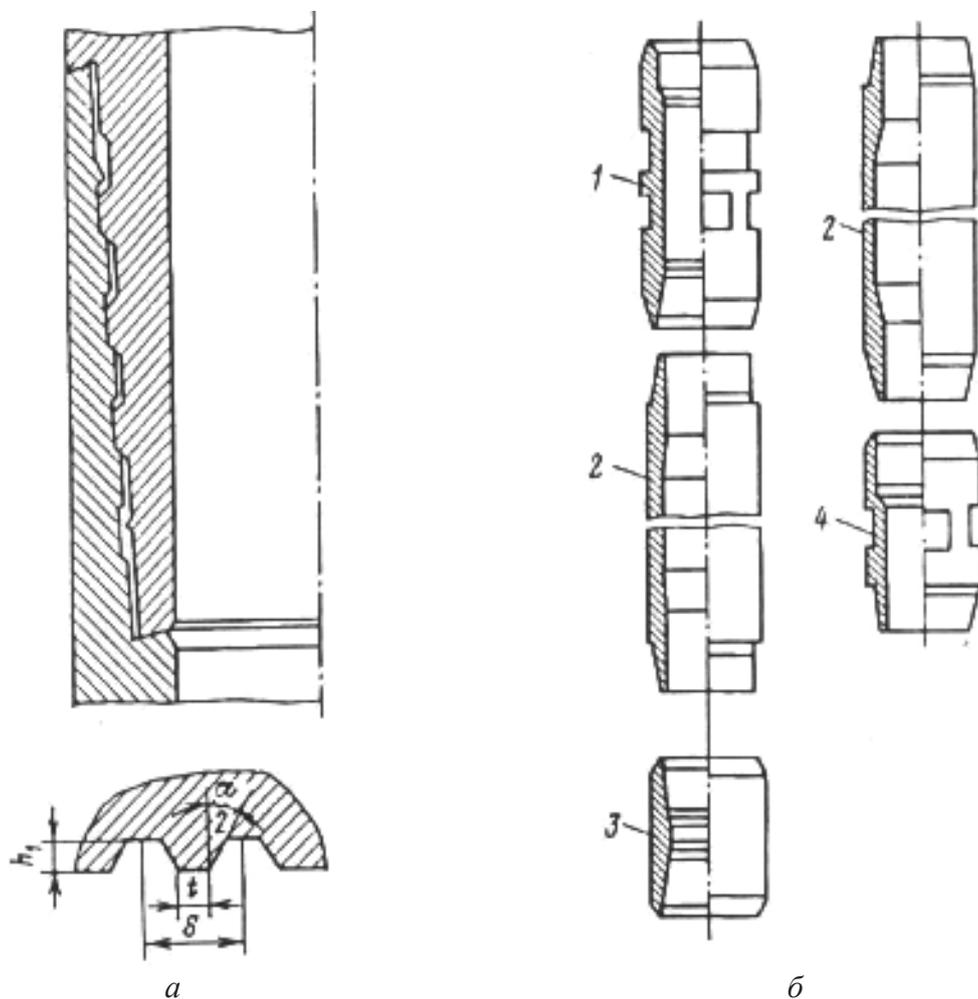


Рис. 8.6. Конструкция буровых труб для снарядов со съемным керноприемником: *а* – ТБ-ССК; *б* – ТБ-КССК; 1 – муфта замка; 2 – буровая труба; 3 – муфта; 4 – ниппель замка

В прорези корпуса фиксатора шарнирно устанавливают две подпружиненные защелки, которые под действием гильзы при подъеме керноприемника могут сводиться вместе. В нижней части корпуса фиксатора имеется бурт для установки его на кольцевую опору, а для возможности циркуляции жидкости в корпусе обходные каналы.

Подвеска представляет собой шпindel с набором подшипников, амортизатором и сигнализатором (двух резиновых манжет), соединяется при помощи переходника керноприемника с приемной трубой.

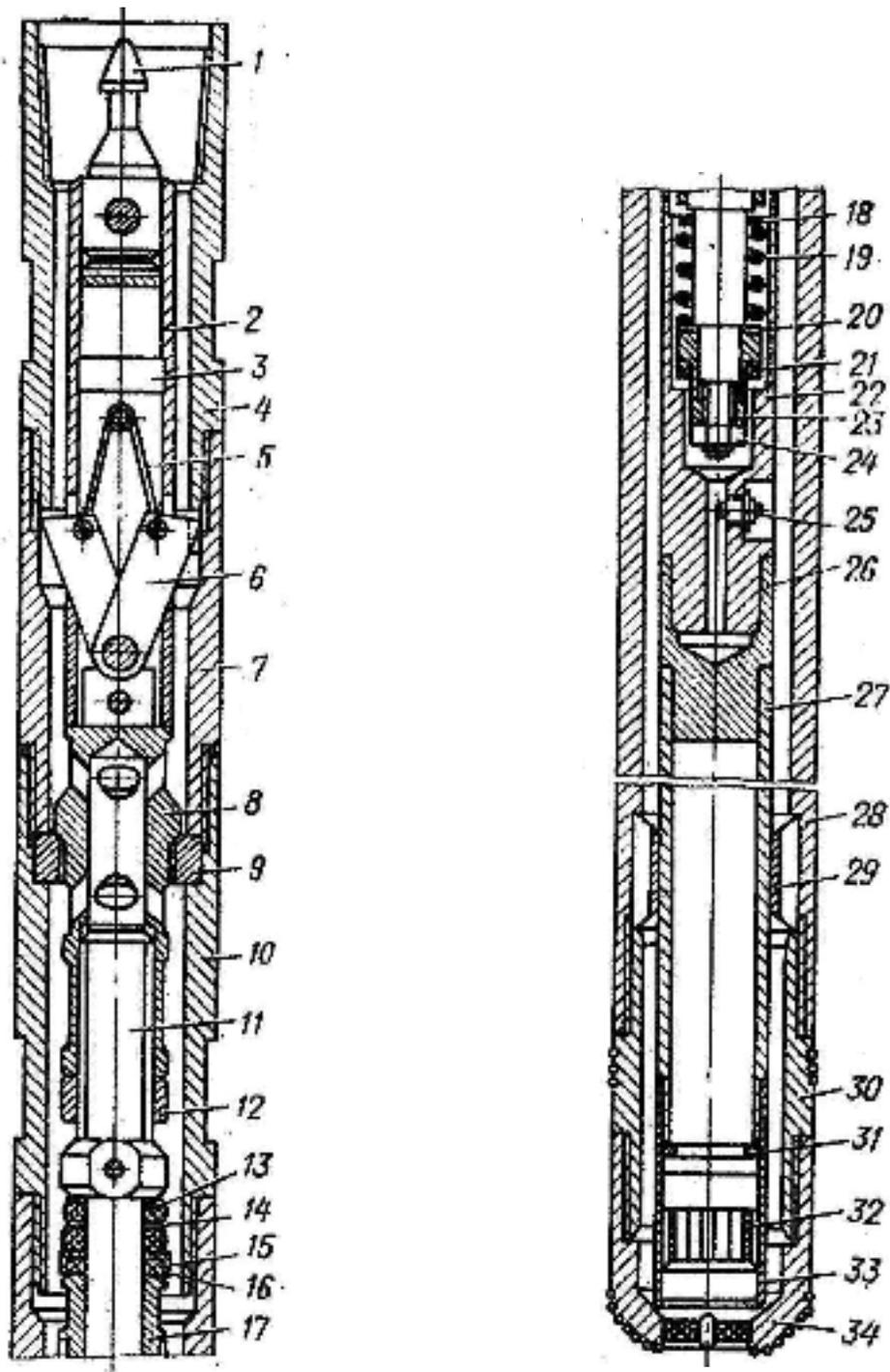


Рис. 8.7. Керноприемный снаряд конструкции СКБ НПО «Геотехника»: 1 – головка; 2 – гильза; 3 – штифт; 4 – центратор; 5 – пружина; 6 – защелка; 7 – регулировочная; 8 – муфта; 9 – бурт; 10 – переходник; 11 – шпindelь; 12 – гайка регулировочная; 13 – манжета; 14 – шайба; 15 – подшипник упорный; 16 – кожух подшипника; 17 – опора подвески; 18 – подшипник; 19 – пружина; 20 – шайба; 21 – подшипник; 22 – кольцо; 23 и 24 – гайки; 25 – масленка; 26 – переходник подвески; 27 – труба приемная; 28 – труба колонковая; 29 – центратор; 30 – расширитель; 31 – кольцо стопорное; 32 – кольцо рвательное; 33 – корпус кернорвателя; 34 – коронка

После заполнения керноприемника керном или после самозаклинивания керна керноприемная труба поднимается на поверхность. Для захвата трубы (за головку керноприемника) в скважину на канате при помощи лебедки ЛГ-2000 спускают ловитель (овершот).

Ловитель состоит из захватывающего устройства с подпружиненными лапами; ударного устройства для забивания захватывающего устройства на конус гильзы фиксатора, вертлюга-пробки.

При прихвате керноприемной трубы в колонковой трубе для отсоединения ловителя используют освобождающую трубу, спускаемую по канату.

Наряду с бурением твердых и крепких пород, снарядом КССК-76 можно бурить и мягкие породы, и полезные ископаемые. Так, для бурения углей выпущен комплекс КССК-76 «Конус».

Для комплексов КССК-76 разработан ряд модификаций: НК-76 – колонковый набор, снабженный сигнализатором готовности бурового снаряда к бурению; КГНС – съемный керногазонаборник для отбора проб угля и газа; ССГ – съемный снаряд с гидроударником; «Конус» для отбора керна в мягких породах и углях.

Алмазные коронки для комплекса КССК-76. Для бурения снарядами КССК-76 применяют следующие типы алмазных коронок (рис. 8.8):

К-30 – зубчатая (армированная объемными алмазами Г-20 и подрезными алмазами);

К-20 – зубчатая (используется для бурения пород V–VI категории по буримости);

17А4 – пятиступенчатая (применяется для бурения VI–VIII категории по буримости);

К-16 – четырехступенчатая (служит для бурения твердых абразивных пород VIII–X категории);

К-40 – гребенчатая (используется для бурения пород X–XI категории);

ГК-01 – с заданным выпуском алмазов (служит для бурения пород VIII–IX категории снарядами КССК-76 с гидроударниками);

К-17 – с внутренними сужениями (предназначена для бурения пород VIII–IX категории снарядами КССК-76 с гидроударниками).

Буровые снаряды типа ССК-46, 59, 76 применяются для бурения скважин глубиной до 1000–1200 м, в монолитах и слаботрещиноватых породах VI–X категории по буримости. Зазор между колонковой и керноприемной трубами составляет для ССК-46, ССК-59 и ССК-76 соответственно 2,5; 1,5 и 2,0 мм, поэтому в качестве промывочной жидкости могут использоваться для ССК-59 вода и эмульсионный раствор, а для ССК-46 и ССК-76 также глинистые маловязкие растворы.

Для бурения комплексами ССК применяют гладкоствольные бурильные трубы из стали марки 38ХНМ с пределом прочности 700 МПа.

Соединяются они труба в трубу, т. е. на одном конце труба имеет наружную, на другом внутреннюю трапецевидную резьбу. Трубы для ССК имеют высокую точность обработки и чистоту поверхности. Кривизна труб допускается не более 0,1 мм на 1 м длины, овальность и разностенность – не более 0,1 мм.

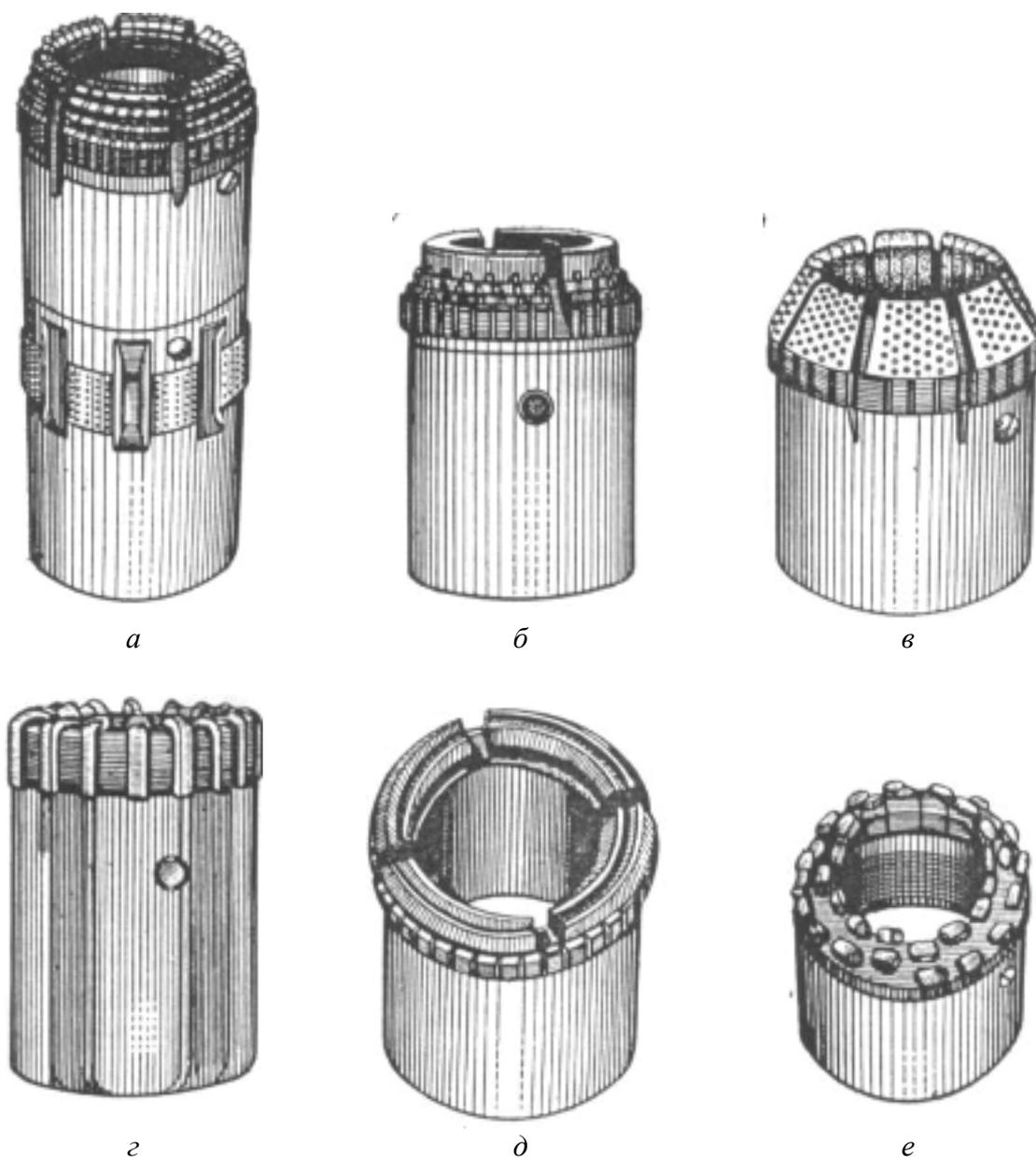


Рис. 8.8. Алмазные коронки для бурения ССК: *а* – ступенчатая в сборе с калибровочным расширителем; *б* – комбинированная (ступенчатая с импрегнированным пилотом); *в* – конусная; *г* – зубчатая; *д* – гребешковая; *е* – штыревая

Так как бурильные трубы не имеют соединительных элементов, то для спускоподъемных операций используют специальные трубодержатели.

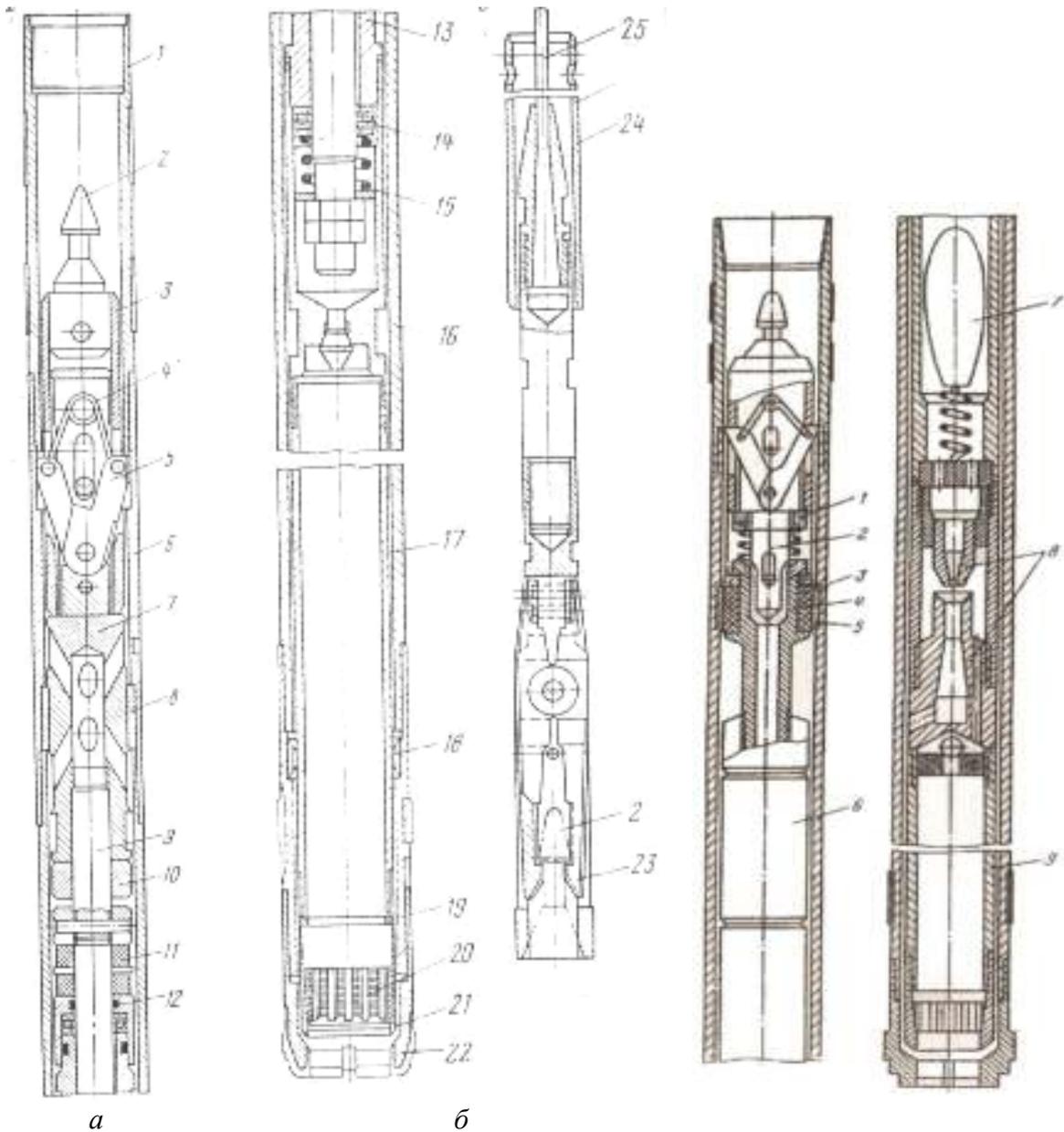


Рис. 8.9. Забойный снаряд со съемной керноприемной трубой ССК: *а* – общий вид ССК конструкции ВИТР; *б* – ловитель керноприемника; 1 – релитовый переходник; 2 – головка подшипникового узла; 3 – возвратная втулка; 4 – пружина; 5 – стопоры; 6 – переходник наружной колонковой трубы; 7 – подшипниковый узел; 8 – опорное кольцо; 9 – вал; 10 – контргайка; 11 – резиновые манжеты; 12 – резиновое кольцо; 13 – направляющая втулка; 14 – упорный шарикоподшипник; 15 – пружина; 16 – наружная колонковая труба; 17 – керноприемник; 18 – стабилизатор; 19 – упорное кольцо; 20 – кернорвательное кольцо; 21 – корпус кернорвателя; 22 – алмазная коронка; 23 – захваты головки 2; 24 – патрубок, бросаемый с поверхности по канату для освобождения ловителя; 25 – стальной канат

Рис. 8.10. Колонковый набор ССК-59ЭВ: 1–5 – сигнализатор; 6 – подшипниковый узел; 7 – вибратор; 8 – эжектор; 9 – керноприемная труба

Забойный снаряд (рис. 8.9): по конструкции он в целом аналогичен забойному снаряду КССК-76, но отличается от него лишь некоторыми упрощениями конструктивных элементов, типами коронок и расширителей. Так, в наборе колонковой трубы используются два переходника, опорное кольцо фиксируется между вторым переходником и колонковой трубой, а верхний переходник имеет твердосплавные наплавки релита, кроме того, колонковая труба с обоих концов имеет наружную резьбу. В наборе керноприемной трубы ограничительный штифт гильзы фиксатора расположен между защелок перпендикулярно плоскости их перемещения, что позволяет уменьшить размеры фиксатора; нет нижнего подшипника амортизатора; нет переходника керноприемной трубы. Керноприемная труба присоединяется непосредственно к переходнику подвески, имеющему резьбу с обоих концов; масленка подвески устанавливается не сбоку, а снизу, керноприемная труба с обоих концов имеет наружную резьбу.

Кроме базового варианта ССК-59 разработаны снаряды ССК-59 ЭВ (рис. 8.10) с сигнализатором 1–5, подшипниковым узлом 6, вибратором 7, эжектором 8 и керноприемной трубой 9.

Выпускают комплексы ССК: для бурения направленных скважин ССК-59 Н (с двумя центраторами); для бурения наклонных скважин (до 60° к горизонту) ССК-59-3Н (с утяжелителем и центраторами троса и труб); для бурения горизонтальных скважин - ССК 46Г и ССК-59Г (с резиновыми поршнями для продавливания керноприемника и овершота и герметизатором троса) и снаряд оперативного тампонирувания – СОТ-59.

Коронки для бурения снарядами ССК. Для снарядов ССК46 разработаны коронки следующих типов: К-90 (3-ступенчатая), К-90-1 (4-ступенчатая), К-90-2 (5-ступенчатая). Все три коронки предназначены для бурения пород VIII-IX категории. Импрегнированную коронку К-96 применяют для бурения пород IX-X категории. Все перечисленные коронки используют совместно с расширителем Р-03.

Для снарядов ССК-59 разработаны коронки следующих типов: К-01 (3-ступенчатая для бурения пород VIII категории); К-01-1 (4-ступенчатая коронка для бурения монолитных пород IX категории); К-01-2 (5-ступенчатая коронка для бурения слаботрещиноватых и трещиноватых пород IX категории); КАСК-ОЦ-2 (6-ступенчатая коронка для бурения трещиноватых и абразивных пород); К-08 (комбинированная импрегнированная коронка для бурения пород IX–X категорий). Со снарядами ССК-59 используют расширители типа РСА.

Для снаряда ССК-76 применяют следующие коронки: КАСК-Р – резцовую для пород V–VI категорий по буримости; КАСК-З – зубчатую для пород VI–VII категорий; КАСК-4С 4-ступенчатую и КАСК-К – конусную для бурения пород VIII–IX категорий. Совместно с этими коронками используют расширители типа РАСК.

8.5. Выбор буровых снарядов алмазного бурения

Выбор бурового снаряда проводят по общей схеме: горная порода – выбор – обоснование. Сначала тщательно изучают геологический разрез, дают характеристику основных свойств горных пород и в соответствии с выбранным способом бурения подбирают наиболее эффективный буровой снаряд. В первую очередь изучают возможность использования прогрессивных снарядов высокооборотного алмазного бурения, снарядов со съёмными кернаприемниками. Если это невозможно, выбирают стандартные традиционные снаряды: одинарные или двойные колонковые снаряды (ОКС, ОЭС, ДКС).

Высокооборотное алмазное бурение может быть реализовано при наличии высокооборотных буровых станков, легкосплавных бурильных труб, эмульсионных промывочных жидкостей при диаметре породоразрушающего инструмента 46 и 59 мм и благоприятных геологических условиях.

К благоприятным геологическим условиям относят:

наличие однородных монолитных пород или пород со слабой или средней трещиноватостью VIII–IX категорий по буримости;

горизонтальное или пологое залегание рудных тел и вмещающих пород при отсутствии самозаклинивания керна;

наличие устойчивых стенок скважин;

интервалы, отличающиеся по буримости горных пород, для которых необходимо менять коронку, то есть длина рейса должна быть не менее 10–12 м;

незначительное поглощение промывочной жидкости, позволяющее применять эмульсионные буровые растворы.

К достоинствам снарядов высокооборотного бурения относятся высокая механическая скорость бурения, повышенная длина рейса и высокое качество опробования.

Снаряды со съёмными кернаприемниками применяют при бурении скважин диаметром 46, 59 и 76 мм, глубиной не менее 400 м в породах от V до IX категории по буримости при благоприятных геологических условиях. В этом случае использование снарядов ССК предпочтительнее снарядов высокооборотного бурения вследствие более высокой его производительности. Исследованиями ВИТР установлено, что по породам V–VII категорий по буримости более эффективным является бурение снарядами КССК-76, а VIII–IX категорий – ССК-59.

Достоинствами снарядов со съёмными кернаприемниками являются значительная длина рейса; высокая производительность бурения; высокое качество опробования; возможность оперативного регулирования режимов бурения.

При невозможности использования прогрессивных снарядов используют традиционные снаряды среднечастотного бурения.

Одинарные колонковые снаряды применяются при бурении любых (в том числе и трещиноватых) горных пород V–VII категорий по буримости. Преимущества одинарных колонковых снарядов заключаются в простоте конструкции снаряда, низкой его стоимости, в возможности бурения в неблагоприятных условиях (неоднородных, трещиноватых, неустойчивых пород, пород, склонных к искривлению скважин), бурения скважин любой глубины и диаметра, использования любых промывочных жидкостей; бурения «направленных» скважин.

Для бурения трещиноватых клинящихся пород алмазными коронками в соответствии со степенью трещиноватости выбирают снаряды типа ОЭС или ДКС. Эти снаряды имеют низкую производительность, но позволяют повысить выход керна. Используют их в крайнем случае, при невозможности получить качественный керн.

После обоснования снаряда выбирают состав выбранных модификаций, обуславливают типоразмеры элементов бурового снаряда (в соответствии с размерами скважины): отсоединительных и трубных переходников, шламовых и колонковых труб, кернорвателей, приспособлений для предупреждения вибраций и аварий и других элементов забойного снаряда (жесткий снаряд, центраторы, виброгасители, расширители, отклонители Бушуева, ПЗУ, обтиратели).

В соответствии с выбранным забойным снарядом подбирают бурильные трубы.

Для снарядов высокооборотного бурения применяют легкосплавные бурильные трубы с ниппельными соединениями (ЛБТН), достоинства которых заключаются в том, что малая плотность снаряда снижает его вес и позволяет бурить глубокие скважины и использовать высокие скорости бурового станка; малый коэффициент трения снаряда о стенки скважин резко снижает затраты энергии при высокой скорости вращения снаряда. К достоинствам можно отнести то, что у них значительно понижена вибрация бурового снаряда; диаметры бурильных труб близки к диаметру скважины, – это дает возможность использовать трубы значительных диаметров, способствует снижению их изгиба, вибрации и центробежных сил.

Для снарядов со съемными керноприемниками применяют бурильные трубы, входящие в комплект вместе с забойными. Эти трубы имеют следующие достоинства: обладают повышенной жесткостью; уменьшают искривление скважин; снижают вибрацию снаряда; снижают энергоемкость на холостое вращение бурового снаряда; повышают механическую скорость бурения; позволяют поднимать керноприемную трубу без подъема бурильной колонны.

Для бурильных снарядов ОКС, ОЭС, ДЭС среднечастотного бурения до глубины 1000 м рекомендуется использовать стальные бурильные трубы, и только при бурении скважин глубже 1000 м применяют легкосплавные трубы.

У бурильных колонн из стальных труб с ниппельными соединениями выше прочность труб, вес снаряда больше, что дает возможность создавать более высокую осевую нагрузку, снизить вибрацию бурового снаряда.

Бурильные трубы с замково-муфтовыми соединениями применяют при бурении скважин в верхней части разреза при большом диаметре скважин.

Размеры бурильных труб подбирают в соответствии с размерами скважины. На проектной глубине диаметр бурильной колонны с ниппельными соединениями должен быть близок к диаметру скважин:

Диаметр скважин, мм	36	46	59	76	93
Диаметр бурильных труб СБТН, мм	33,5	42	54	68	–
Диаметр бурильных труб СБТМ, мм	–	–	–	50	63,5

Высокопроизводительное алмазное бурение осуществимо только на больших скоростях вращения снаряда. Большие же скорости возможны только при отсутствии вибрации снаряда, поэтому основное внимание при алмазном бурении при выборе бурильной колонны, забойного снаряда и породоразрушающего инструмента уделяется использованию различных технических средств и приемов, снижающих вибрацию бурового снаряда. Следует помнить, что рационально выбранные средства не исключают, а дополняют друг друга.

Важнейшей задачей инженера-технолога является применение (с целью устранения вибраций и повышения скоростей бурения) всех имеющихся средств, выбор новых более эффективных антивибрационных средств и породоразрушающих инструментов.

8.6. Технология бурения одинарными колонковыми снарядами

Эффективность алмазного бурения зависит в первую очередь от умелой организации технологии бурения, правильного выбора коронок, промывочной жидкости, параметров технологических режимов бурения. Для этого на буровой необходима исправная аппаратура и КИП: измерители алмазных коронок, штангенциркуль, калибры, приборы для замера пара-

метров промывочных жидкостей, контрольно-измерительная аппаратура для контроля за параметрами режимов бурения МКН-1, МКН-2, МИД, ОМ-40, ЭМР-2, приборы по замеру механической скорости бурения и т. д.

На буровой должен быть вывешен тщательно продуманный, обоснованный геолого-технический наряд – основа поисков оптимальных параметров режимов бурения.

Для составления такого наряда необходимо тщательно изучить (на основании материалов перебуренных ранее скважин) свойства горных пород разреза и в соответствии с этим провести выбор коронок и параметров режимов бурения.

Ниже рассмотрим порядок составления геолого-технического наряда.

Выбор колонок. Механическую скорость бурения при истирании горных пород можно выразить формулами

$$V_{\text{мех}} = \frac{kpnm}{f\sigma m_1}, \text{ м/с}, \quad (8.1)$$

где σ – прочность горной породы на истирание, Па,

и

$$\sigma \approx \left(\frac{K-1}{7,46} \right)^4 \cdot 1000, \text{ МПа}, \quad (8.2)$$

где k – коэффициент пропорциональности; p – удельная нагрузка, Н/см; n – частота вращения коронки; m – количество алмазов в коронке; m_1 – количество алмазов в ряду по ширине коронки; K – категория горных пород.

Удельную нагрузку на коронку можно выразить уравнением

$$p = \frac{C_{\text{ос}}}{mS}, \text{ Н/м}^2, \quad (8.3)$$

где $C_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка на коронку, Н; S – сечение одного алмаза, см. Тогда формула (9.1) примет вид

$$V_{\text{мех}} = \frac{C_{\text{ос}}n}{f\sigma m_1 S}, \text{ м/с}, \quad (8.4)$$

т. е. механическая скорость бурения не зависит от общего количества алмазов в коронке, а зависит от количества алмазов в ряду по ширине коронки (от ширины коронки).

При $C_{\text{ос}} \leq f\sigma$ к S алмаз не будет царапать (истирать) горную породу. При $C_{\text{ос}} > f\sigma$ к S интенсивность истирания будет зависеть от осевой нагрузки, коэффициента влияния матрицы, количества алмазов в ряду и их сечения.

При значительном выходе алмазов из матрицы коэффициент влияния матрицы равен единице. С уменьшением выхода уменьшается зазор между забоем и торцом коронки, коэффициент растет, при отсутствии зазора он резко возрастает. В этом случае коэффициент зависит от твердости матрицы.

Наиболее эффективными являются коронки зубчатые и резцовые, когда внедрение резца не ограничивается матрицей ($f = 1$).

При бурении более твердых, а, следовательно, более жестких пород осевая нагрузка возрастает, возрастают контактные и динамические нагрузки, что ведет к выкрашиванию алмазов, поэтому количество алмазов в коронках необходимо увеличивать, а величину их сечения S уменьшать.

Чем прочнее порода, тем меньше должно быть алмазов и меньше выход из матрицы.

При бурении крепких пород X–XII категорий по буримости с целью предохранения алмазов от динамического воздействия их помещают внутри матрицы без выпуска (импрегнированные коронки). Динамические нагрузки в этих коронках воспринимаются матрицей, но при этом ухудшаются условия истирания горной породы. Большое количество энергии в этом случае затрачивается на истирание матрицы. Чем тверже матрица, тем больше энергии затрачивается на истирание матрицы, тем выше коэффициент f и ниже механическая скорость бурения.

Однако при бурении крупно- и среднезернистых горных пород с минеральными зёрнами, имеющими прочные химические связи в кристаллических решетках (кварц, калиевые шпаты, кислые плагиоклазы), зёрна породы быстро изнашивают матрицу, что ведет к обнажению и выпадению алмазов. То же самое может наблюдаться и при бурении трещиноватых высокопрочных пород (кварцитов, роговиков), которые способны образовывать крупный абразивный шлам.

При бурении абразивных горных пород требуется использовать коронки с твердой матрицей.

Таким образом, выбор коронок необходимо начинать с тщательного изучения свойств горных пород: прочности (категории буримости), зернистости (абразивности) и трещиноватости (табл. 8.4).

Тип коронки, характеризуемый величиной и качеством алмазов, выбирают в соответствии с прочностью, а твердость матрицы – в соответствии с абразивностью и трещиноватостью горных пород.

Выбор промывочной жидкости. Промывочная жидкость при алмазном бурении предназначена не только для выноса шлама с забоя на поверхность и охлаждения коронки, но и для снижения трения, износа, вибраций и энергоёмкости снаряда, в том числе коронок.

В качестве промывочной жидкости в практике бурения чаще всего применяют воду, полимерные, полимерглинистые и глинистые растворы. Но наиболее эффективной промывочной жидкостью при бурении устойчи-

вых горных пород следует считать эмульсии, резко снижающие трение и износ коронки, вибрацию и энергоемкость бурового снаряда.

Таблица 8.4

Категория по буримости	Трещиноватость	Зернистость	Абразивность	Коронки
Зубчатые коронки				
V–VI	Монолитные	м/з, с/з, к/з	м/а	16А3СВ
VI–VII	Монолитные перемежающиеся	м/з, с/з, к/з	м/а	15А3СВ
Резцовые коронки				
V–VIII (IX)	Монолитные перемежающиеся	м/з, с/з, к/з	м/а, с/а, а	КС (КСК)
Коронки с заданным выпуском алмазов				
VII–IX	Монолитные	м/з, с/з, к/з	м/а	04А3
VII–IX	Монолитные	м/з, с/з,	м/а	07 А3
VIII–X	Монолитные, слаботрещиноватые	с/з, к/з	с/а, а	А4ДП
Коронки без заданного выпуска алмазов				
VIII–IX	Монолитные	м/з, с/з	м/а	01А3 (01А3СВ)
VIII–IX	Монолитные, трещиноватые	с/з	а	01А4 (01А4СВ)
VIII–IX	Трещиноватые	с/з, м/з	м/а	14А3
IX–XI	Монолитные	м/з, с/з	м/а, а	02И3Г
IX–XII	Трещиноватые	м/з, с/з	а	02И4 (02И4Г)
IX–XII	Слаботрещиноватые, трещиноватые, пере- межающиеся	м/з, с/з, к/з	а	И4ДП

Эмульсии представляют собой гетерогенную дисперсную систему тонкораспыленных глобул масла в воде. Для стабилизации масла в воду добавляют поверхностно-активное вещество (ПАВ).

Совокупность масла, ПАВ и небольшого количества воды, предназначенной для приготовления эмульсий, носит название эмульсола или концентрата.

Для приготовления эмульсий, применяющихся при алмазном бурении, используют различные эмульсолы:

1. Кожевенную пасту, имеющую следующий состав: масло веретенное 3 или 3В – 25–30 %; натровые мыла, окисленные истролатумом – 35–40 %; неомыленный остаток окисленного петролатума – 15 %; вода – 20 % (для приготовления эмульсий берется 0,5–2,0 % пасты).

2. Омыленную смесь гудронов (ОСГ) со следующим составом: смесь жирных кислот – 52–64 %; мыла – 15–20 %; вода – 20 % (концентрация ОСГ в эмульсии – 2 %).

3. Мылонафт следующего состава: натровые мыла нафгеновых кислот; минеральное масло; вода (концентрация мылонафта в эмульсии 0,25–1,5 %).

4. Эмульсол лесохимический ЭЛ-4, состоящий из натрового масла в количестве 20 %; нигрола – 60 %; ОП-7 – 10 %; воды – 10 %.

5. Эмульсол нефтехимический ЭН-4 со следующим составом: смесь жирных и смоляных кислот; промышленное масло; ионогенное ПАВ.

6. Концентрат солейстойкий Ленол-10, состоящий из промышленного и талового масла и смеси неионогенных ПАВ.

7. Концентрат солейстойкий Ленол-32 со следующим составом: промышленное масло; смесь жирных кислот; смесь высших спиртов, неионогенные ПАВ.

8. Концентрат морозостойкий Морозол-2, состоящий из минерального масла; смеси неионогенных ПАВ; серосодержащей присадки; ингибиторов коррозии.

Хорошие технико-экономические показатели при алмазном бурении специальными коронками дает продувка сжатым воздухом.

Выбор технологических режимов. Достоинством алмазного породоразрушающего инструмента является то, что интенсивность его износа от частоты вращения коронки зависит значительно меньше, чем при твердосплавном бурении, поэтому с целью повышения механической скорости при благоприятных условиях бурение можно вести при скорости, исчисляемой тысячами оборотов в минуту.

Осевую нагрузку рассчитывают по формуле

$$C_{oc} = \rho S, \quad (8.5)$$

где ρ – удельная нагрузка (Н) на 1 см² торца коронки; S – площадь торца коронки, см².

Механическая скорость бурения (истирания) горных пород средней и выше средней твердости V–IX категории (аргиллит, алевролит, карбонаты) с увеличением осевой нагрузки до некоторого предела растет почти прямо пропорционально. При превышении критического значения осевой нагрузки происходит спрессовывание (адгезия) тонко измельченного шлама, ухудшение циркуляции промывочной жидкости и, как следствие, снижение механической скорости бурения.

При бурении крепких пород при малой осевой нагрузке происходит поверхностное скольжение алмаза по горной породе и шлифовка (полировка) коронки. При этом механическая скорость бурения незначительна. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки до некоторого предела ме-

механическая скорость бурения растет пропорционально нагрузке. При увеличении осевой нагрузки выше удельной, особенно при бурении абразивных пород и применении вязких растворов, повышаются сила трения и температура до критической, кобальт твердосплавной матрицы размягчается и интенсивно разрушается, алмазы обнажаются и механическая скорость быстро возрастает. Образуется крупный шлам, который еще больше увеличивает температуру на забое, еще больше изнашивает матрицу. Удельная нагрузка на обнаженные алмазы резко возрастает, что ведет к их разрушению и выпаданию из тела матрицы, после чего механическая скорость резко понижается.

Таким образом, для каждой породы существуют свои пределы осевых нагрузок, ниже которых разрушение породы практически не происходит и выше которых происходит интенсивный износ коронок и резкое понижение механической скорости бурения.

В табл. 9.2 приведены значения удельных нагрузок для различных пород, рекомендуемые ВИТРОм.

Частоту вращения коронки определяют по формуле

$$n = \frac{38,2V}{D_1 + D_2}, \text{ об/мин,} \quad (8.6)$$

где V – окружная скорость коронки.

Окружную скорость бурения выбирают также в зависимости от свойств горной породы и промывочной жидкости. С одной стороны, при наличии абразивных пород, пород, образующих абразивный шлам, вязкой промывочной жидкости, при значительной окружной скорости вращения коронки происходит ее интенсивный износ, кроме того, появляются достаточно сильные вибрации снаряда.

С другой стороны, повышение скорости вращения коронки при бурении горных пород до IX категории ведет к росту механической скорости бурения. Поэтому необходимо по возможности (в монолитных, малоабразивных породах, при применении ЛБТН, при промывке эмульсией, уменьшающей трение, нагревание и износ матрицы, снижающей вибрацию снаряда) использовать повышенные окружные скорости, исчисляемые тысячами оборотов в минуту.

Ниже приведены ориентировочные значения окружной скорости и удельной нагрузки, рекомендуемые ВИТРОм для бурения скважин в благоприятных условиях с применением эмульсий (табл. 8.5).

Расход промывочной жидкости рассчитывают по формулам

$$Q_a = \frac{\pi(D^2 - d^2)V_{\text{п}}}{4}, \text{ л/мин,} \quad (8.7)$$

или

$$Q = Dq, \text{ л/мин,} \quad (8.8)$$

где q – удельный расход жидкости на 1 см диаметра скважины, л/мин на 1 см; D и d – диаметры скважины и бурильных труб, м; V_{Π} – скорость восходящего потока промывочной жидкости, применяемой в зависимости от свойств горной породы и промывочной жидкости, в пределах 0,35–0,6 м/с.

Таблица 8.5

Названия параметров бурения	Значения параметров для пород различных категорий			
	VIII – IX	X	XI	XII
Окружная скорость, V, м/с	4,0 – 4,5	3,0 – 3,5	2,4 – 2,8	1,6
Удельная нагрузка, кН/см	0,8 – 1,0	0,95 – 1,0	1,0 – 1,20	1,2 – 1,25

В соответствии с этим составлена таблица расхода промывочной жидкости (8.6).

Таблица 8.6

Абразивность породы	Категории	Расход жидкости, л/мин, при диаметре коронки, мм			
		46	59	76	93
Малоабразивные	VI – VIII	15 – 25	20 – 30	25 – 45	45 – 70
Малоабразивные	IX – XII	10 – 20	15 – 25	20 – 35	35 – 40
Абразивные	VI – VIII	30 – 40	40 – 50	40 – 70	60 – 90
Абразивные	IX – XII	20 – 30	25 – 35	35 – 45	45 – 60

С увеличением плотности, количества шлама и малой вязкости промывочной жидкости при бурении абразивных пород и наличии абразивного шлама скорость восходящего потока принимают по максимуму, и наоборот, при малой плотности шлама, большой вязкости раствора при бурении малоабразивных пород принимают минимальное значение скорости восходящего потока.

Судить о правильности выбора расхода промывочной жидкости можно по извлеченной коронке. Если коронка заполирована, то промывочной жидкости имеется в избытке, если алмазы в коронке обнажены, то расход жидкости недостаточный (избыток шлама на забое).

Поиск оптимальных режимов бурения с позиций алмазосберегающих технологий проводят в следующем порядке.

Определяют ориентировочное значение осевой нагрузки:

$$C_{oc} = k\rho S, \text{ даН}, \quad (8.9)$$

где k – коэффициент, учитывающий условия отработки коронок (в период приработки коронки $k = 0,65$, в период бурения $k = 1$); ρ – удельная нагрузка на 1 см^2 торца коронки (табл. 8.5); S – площадь торца коронки, см^2 .

При этой нагрузке бурят скважину на различных скоростях станка и на каждой скорости определяют механическую скорость бурения. Если темп роста механической скорости ($V_{\text{мех}}$) опережает темп роста частоты вращения снаряда, то осевую нагрузку и окружную скорость снижают, иначе возможны осложнения. Если темп роста механической скорости бурения резко отстает от темпа увеличения частоты вращения снаряда, то происходит заполирование коронки и осевую нагрузку нужно увеличивать. При одинаковом темпе повышения $V_{\text{мех}}$ и скорости вращения снаряда принимают осевую нагрузку максимальной.

При возникновении вибрации принимают меры по ее устранению.

Интенсивное повышение температуры на забое происходит в результате слабого охлаждения коронки, когда между ее торцом и забоем оказывается малый зазор, и когда большая величина углубки резцов за один оборот:

$$\delta = \frac{V_{\text{мех}}}{n}, \text{ м}, \quad (8.10)$$

В табл. 8.7 приведены расчетные данные допустимых величин углубки коронки за один оборот, по которым можно рассчитать допустимую механическую скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = \delta n, \text{ м/с}, \quad (8.11)$$

При механической скорости бурения выше этой величины окружную скорость бурения необходимо снижать.

Разработку технологии бурения трещиноватых пород следует начинать с определения величины раскрытия трещин (степени трещиноватости), физико-механических свойств горных пород, выбора коронки и промывочной жидкости.

Коронки для трещиноватых пород должны иметь прочную матрицу (коронки 14А3, импрегнированные коронки), армироваться алмазами повышенного качества, в частности овализованными и полированными (01А3, 01А4, А4ДП, И4ДП). Выпуск алмазов из матрицы коронки должен быть минимальным (коронки без заданного выпуска алмазов).

Таблица 8.7

Категории пород	Зернистость алмазов	Допустимая максимальная углубка коронки за один оборот δ , мм	
		4-секторная коронка	6- секторная коронка
XII	200–400	0,07	0,06
XI	120–150	0,08	0,08
X	80–120	0,09	0,09
IX	40–60	0,29	0,27
	30–50	0,33	0,30
VIII	20–60	0,42	0,34
VII	12–20	0,42	0,39

Для уменьшения износа коронки число оборотов и осевую нагрузку при бурении необходимо снижать в зависимости от степени трещиноватости и до 40–50 % от значений, принятых для монолитных пород. ВИТР рекомендует рассчитывать осевую нагрузку по формуле

$$C_{oc} = k p S, \text{ даН}, \quad (8.12)$$

где k – коэффициент, учитывающий степень трещиноватости пород. Для монолитных пород $k = 1$, для слаботрещиноватых пород $k = 0,9$, для трещиноватых $k = 0,8$, для сильнотрещиноватых $k = 0,7$ и для дробленых пород $k = 0,6$; p – удельная нагрузка на 1 см^2 торца коронки при бурении монолитных пород; S – площадь торца коронок.

Частота вращения алмазной коронки диаметром 59 мм по трещиноватым породам, рекомендованная ВИТРОм, показана в табл. 8.8.

Таблица 8.8

Категории пород	Частота вращения коронки в породах				
	монолитных	слаботрещиноватых	трещиноватых	сильнотрещиноватых	дробленых
VH–VIII	2200–1400	1100–700	750–500	550–350	450–300
IX–X	900–500	450–225	300–150	200–125	175–100
XI–XII	500–300	300–150	200–125	150–100	125–75

Количество промывочной жидкости оставляют тем же, что и при бурении монолитных пород.

8.7. Технология бурения снарядами со съёмными керноприёмниками (ССК)

Как было отмечено выше, наиболее производительным является алмазное бурение снарядами со съёмными керноприёмниками.

Для бурения монолитных, слаботрещиноватых и среднетрещиноватых пород снарядами со съёмными керноприёмниками используют коронки и расширители различных типов (табл. 8.9).

В качестве промывочной жидкости при бурении снарядами ССК-46, ССК-59, ССК-76 при межтрубных зазорах, соответственно, 2,5; 1,5 и 2 мм можно использовать воздух, эмульсии, воду. При бурении снарядами ССК-46 и ССК-76 с межтрубными зазорами 2,5 и 2 мм можно, кроме того, по слабо- и среднетрещиноватым породам применять промывочные жидкости (полимерные, полимерглинистые, малоглинистые растворы), при бурении КССК-76 с межтрубным зазором 6 мм можно использовать по трещиноватым породам и вязкие растворы (до 28 с). По трещиноватым породам хорошие результаты даст применение пен.

Таблица 8.9

Категории пород	Типы снарядов			
	ССК 46	ССК 59	ССК 76	КССК-76
Коронки				
V–VI	–	К-02	КАСК-Р	К-30
VII–VIII	К-90, К-90-1	К-01	КАСК-3	17А4
VIII–IX	К-90-2	К01-1	КАСК4С	К-16
IX–X	–	К-08	КАСК-К	–
Расширители				
V–X	Р-03	РСА-1	Р-02	РЦК-76

Для различных комплексов снарядов со съёмными керноприёмниками ВИТРОм разработаны оптимальные параметры режимов бурения (табл. 8.10).

При благоприятных условиях бурения рекомендуется вести бурение снарядами со съёмными керноприёмниками на максимальной частоте вращения, ограничиваемой только мощностью станка (табл. 8.11).

Расход промывочной жидкости зависит от диаметра скважины и интенсивности шламообразования.

При бурении комплексами ССК-76 и КССК-76 расход промывочной жидкости, исходя из скорости восходящего потока $V_{\text{п}}$ равной 0,5, рекомендуется принимать в пределах 50–80 л/мин, ССК 59 – 35–50 л/мин и ССК-46 – 15–20 л/мин.

Таблица 8.10

Категории по буримости	КССК-76		ССК-76		ССК-59		ССК-46	
	C_{oc} , кН	n , об/мин						
VI–VII	7,5–9	400–800	8–10	500–1000	8–10	600–1500	3,5–4,5	600–2000
VIII	11–13	-"	10 - 12	-"	10 - 13	-"	5,5 - 7	-"
IX	14–16	-"	13 - 15	-"	13 - 15	-"	7,5 - 8,5	-"
X–XI	18–20	-"	15 - 18	-"	15 - 18	-"	10 - 12	-"

Таблица 8.11

Типоразмер ССК	Тип станка	Глубина скважины, м	Частота вращения, об/мин
ССК-76	СКБ-4	200	1615
		500	1100
		1000	710
ССК-59	СКБ-5	100	1500
		200	1130
		500	720
		800	540
ССК-59	СКБ-7	300	1500
		600	1200
		1000	1000
		1200	900
ССК-76 КССК-76	СКБ-7	100	1500
		200	1200
		400	1000
		600	800
		1200	550

При продувке скважин скорость восходящего потока воздуха принимают в пределах 14–16 м/с.

При алмазном бурении монолитных и слаботрециноватых пород используют пену со степенью аэрации $\alpha = 50–100$ (получаемой при расходе воздуха $Q_B = 0,7–1,8$ м³/мин и раствора ПАВ при $Q_p = 12–16$ л/мин). По сильнотрециноватым породам применяют пену с $\alpha = 100–200$ (при расходе

воздуха $Q_B = 0,8-1,0 \text{ м}^3/\text{мин}$ и раствора ПАВ $Q_p = 5-10 \text{ л}/\text{мин}$). При бурении инпрегнированными коронками степень аэрации снижают до 60–75 ($Q_p = 12-16 \text{ л}/\text{мин}$).

Таблица 8.12

Категории пород	Коронки	Частота вращения, об/мин	
		расчетная	рекомендованная ВИГР
V1–VII	04 АЗ	400–948	400–700
VIII–IX	05 АЗ	320–1000	500–1200
IX–XI	02ИЗ, 02И4	550–960	800–1700
XII	02ИЗ, 02И4	800–1070	600–1000

Частота вращения коронки при промывке пеной в зависимости от буримости горных пород показана в табл. 8.12.

БЕСКЕРНОВОЕ БУРЕНИЕ

9.1. Буровой снаряд бескернового бурения

Одним из перспективных способов бурения является бурение шарошечными долотами. Этот способ широко используют как при разведке жидких и газообразных, так и твердых полезных ископаемых. В разведочном бурении на твердые полезные ископаемые он занимает третье место после твердосплавного и алмазного, составляет 25 % разведочного механического бурения.

Шарошечные долота предназначены для бурения практически всех горных пород от I до XII категории по буримости.

В отличие от твердосплавного и алмазного бурения, которые применяют для бурения горных пород преимущественно с отбором керна, шарошечное бурение используют в основном для бурения горных пород без отбора керна и в хорошо изученных разрезах, на участках, где нет необходимости отбирать керн, например, при детальной разведке месторождений полезных ископаемых.

Широкому распространению шарошечного бурения способствуют специфические особенности породоразрушающего инструмента, имеющие следующие преимущества:

1. Вследствие незначительного крутящего момента в процессе бурения, обусловленного малым трением в подшипниках при перекачивании шарошек, затраты мощности на бурение шарошечными долотами малы.

2. Количество зубков (или штабиков), одновременно участвующих в разрушении (дроблении) горной породы мало, что обеспечивает высокие удельные усилия на зубок и высокую механическую скорость бурения.

3. При перекачивании шарошек по забою возникают дополнительные ударные нагрузки, повышающие эффективность разрушения горной породы.

4. Большое количество зубков на периферийных конусах шарошек снижает износ долот и способствует хорошей калибровке скважины.

5. Большое количество поочередно действующих зубков шарошки, кратковременность их действия способствуют значительному повышению ресурса долота и длины рейса, а следовательно, и производительности бурения.

Буровой снаряд состоит из бурильной колонны и забойного снаряда.

Бурильную колонну собирают из бурильных труб тех же размеров, что и для твердосплавного бурения; ее можно применять как с муфтово-замковыми соединениями (для скважин большого диаметра – более 76 мм), так и с ниппельными соединениями (для скважин малого диаметра). В бурильную колонну для шарошечного бурения глубоких скважин необходимо включать утяжеленные бурильные трубы, значительно снижающие искривление скважин.

Хорошие результаты показывает использование в качестве бурильной колонны шарошечного бурения бурильной колонны КССК-76. Опыт Норильской ГРЭ дает возможность оценить достоинства бурильной колонны КССК-76, которые заключаются в следующем:

- резко снижаются затраты энергии на трение снаряда;
- снижается вибрация снаряда;
- повышается скорость вращения снаряда;
- вследствие большой жесткости снаряда повышается осевая нагрузка на долото. Все это, в конечном счете, повышает производительность бурения.

Забойный снаряд бескернового бурения применяют при забурировании скважин по насосам, по породам, не представляющим геологического интереса, при детальной разведке.

Он состоит из переходника на бурильные трубы направляющей (шламовой) трубы, калибратора (расширителя) шарошечного, лопастного долота или пикобура (рис. 9.1). При бурении глубоких скважин в снаряд дополнительно включают отсоединительный переходник, при забурировании скважин – только переходник и долото.

Направляющая труба предназначена для направления ствола скважины и предупреждения ее искривления. Она представляет собой толстостенную трубу с внутренней упрочненной резьбой с двумя переходниками: для соединения с колонной УБТ и соединения с расширителем (или долотом при отсутствии расширителя).

Вместо направляющей трубы в компоновку снаряда можно включить шламовую трубу закрытого типа, конструктивно аналогичную направляющей трубе, отличающуюся тем, что внутри у нее дополнительно установлена водопроводящая трубка, соединенная резьбой с нижним и верхним переходниками. Кроме того, в верхней части трубы прорезаны щели для прохода шлама в трубу.

Для разведочного шарошечного бурения в настоящее время выпускают расширители кольцевого и секционного типов. Расширитель кольцевого типа (рис. 9.2) состоит из пустотелого корпуса, имеющего снизу крупную конусную резьбу для соединения с долотом и верхнюю цилиндрическую (ниппельную) резьбу для соединения с переходником. На кор-

пус при помощи эксцентриковых втулок 2 устанавливают эксцентриковые кольцевые шарошки 3, максимальные радиусы эксцентриков развернуты друг относительно друга на 120° . Кольцевые шарошки имеют вооружение из твердосплавных цилиндрических зубков со сферической рабочей поверхностью (расположенных в шахматном порядке).

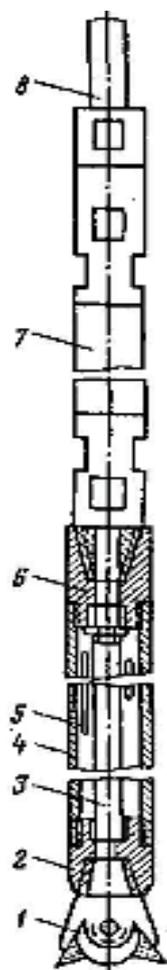


Рис. 9.1. Компонка бурового снаряда с шарошечным ПРИ для бесквернового бурения: 1 – долото; 2 – переходник; 3 – циркуляционный канал; 4 – закрытая шламулавливающая труба; 5 – окно; 6 – переходник; 7 – УБТ; 8 – бурильная труба

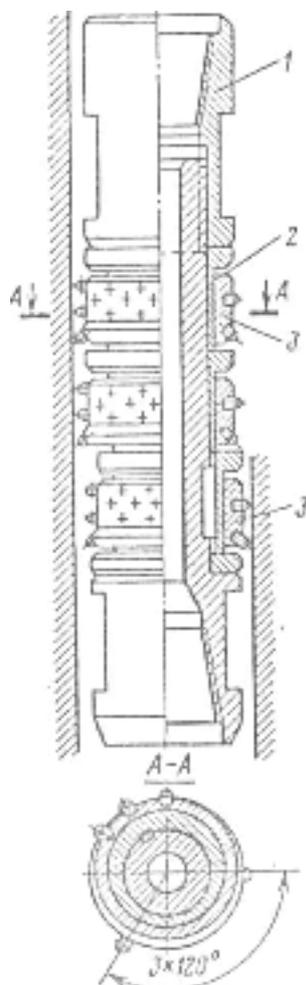


Рис. 9.2. Расширитель-калибратор кольцевого типа

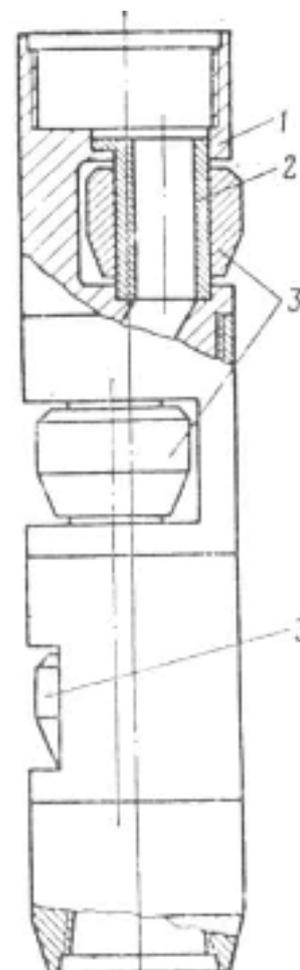


Рис. 9.3. Расширитель секционного типа

Расширитель (РЗШС) секционного типа (рис. 9.3) состоит из трех сваренных друг с другом секций. Все секции имеют эксцентрично расположенные промывочные каналы, связанные друг с другом воронкообразными каме-

рами. На каждой секции расположено по одной шарошке 3, которая цапфами вставлена в прорези вкладыша, закрепленного в пазу секции штифтами.

9.2. Шарошечные долота бескернового бурения

Шарошечные долота бескернового бурения являются породоразрушающим инструментом и представляют собой жесткую неразъемную конструкцию, состоящую из сваренных между собой секций (лап), на цапфах которых с помощью подшипников установлены шарошки. Сваренные между собой лапы образуют корпус долота. В верхней части корпуса долото имеет крупную конусную (реже цилиндрическую) резьбу для соединения с расширителем. Корпус долота изготавливают из стали 14Х2НЗМА, шарошки – из стали 17НЗМА.

Для разведочного бурения выпускают двухшарошечные и трехшарошечные долота. Двухшарошечные долота получили наибольшее распространение для бурения скважин глубиной до 1200 м. По сравнению с трехшарошечными долотами они имеют некоторые преимущества:

меньшее количество зубков (что позволяет создать на один зубок при одинаковой осевой нагрузке большие удельные нагрузки и добиться более высокой механической скорости бурения);

большой диаметр шарошки (что дает возможность увеличить шаг между зубками, в результате чего повышается интенсивность ударов зубков по забою и эффективность бурения, кроме того, увеличенные размеры шарошек позволяют использовать опоры увеличенных размеров);

более простую конструкцию долот и меньшую стоимость.

К недостаткам двухшарошечных долот можно отнести слабое калибрующее вооружение, которое приводит к более быстрому износу долот по диаметру), и недостаточную устойчивость на забое (увеличивает искривление скважин, и поэтому при бурении необходимо предусматривать специальные направляющие приспособления.

В процессе бурения наиболее уязвимым элементом в шарошечном долоте является его опора (совокупность цапфы и подшипника). Опора значительно раньше выходит из строя, чем вооружение (зубки или штырьки) шарошек. Для шарошечных долот бескернового бурения применяют следующие типы опор:

А – все подшипники скольжения;

Н – один (замковый) шариковый, остальные подшипники скольжения;

В – все подшипники качения.

Опоры долот диаметром 132 мм и более имеют трехрядные подшипники: один роликовый, два шариковых. Один из шарикоподшипников – замковый. Шарики замкового подшипника засыпают в шариковые канавки через специальное отверстие в лапе, в которую затем вставляют палец. Палец проваривают в лапе.

Опоры долот диаметром 112 мм имеют один замковый и один роликовый подшипники или подшипник скольжения.

Современные шарошечные долота могут иметь как центральную, так и боковую промывочную систему. Центральную промывочную систему выполняют в различных видах: с центральным цилиндрическим каналом, с боковыми косынками.

Боковая промывочная система представлена для долот с гидромониторными насадками. Для циркуляции промывочной жидкости в лапах делают полости, переходящие в направленный канал, в конце которого монтируют сменные гидромониторные насадки, изготавливаемые из твердого сплава. Для герметизации насадки имеют резиновые кольца. Крепят насадки при помощи пружинного кольца.

Для бурения геологоразведочных скважин применяют долота шести типов (рис. 9.4):

Тип долота	Твердость пород	Категории пород
М	Мягкие	I–IV
С	Средней твердости	IV–V
Т	Твердые	V–VI
ТК	То же	VII–IX
К	Крепкие	VIII–XI
ОК	Очень крепкие	XI–XII

Долота новых выпусков, например долото П 112М-ЦВ, имеют индексацию со следующими обозначениями: П – количество шарошек; 112 – диаметр долота; М – назначение долота; Ц – тип промывочной системы (центральная промывка); В – тип опоры.

В зависимости от назначения шарошечные долота имеют различное вооружение. Долота типа М, С и частично Т имеют фрезерованные стальные зубки с наплавленным слоем твердого сплава (релит ТЗ). На калибрующую часть наплавливают усиленный слой релита. Часть долот типа Т и долота типа К и ОК армируют цилиндрическими штырьками из твердого сплава ВК8В со сферической или клиновой рабочей поверхностью. Калибрующие поверхности шарошек этих долот также армируют твердосплавными штырьками.

Угол приострения зубков зависит от типа долот: для М он равен 37–40°, С – 40–42°, Т – 45–48°.

Угол наклона оси шарошек к оси долота составляет для М – 57°30', С – 55–50°, Т и К – 57°30'.

Долота типа М, С и Т отличаются друг от друга величиной зубков, шагом между зубками и величиной опор. Более крупные зубки, больший шаг и меньший размер опор имеются у долот типа М, более мелкие зубки и больший размер опор у долот типа Т.

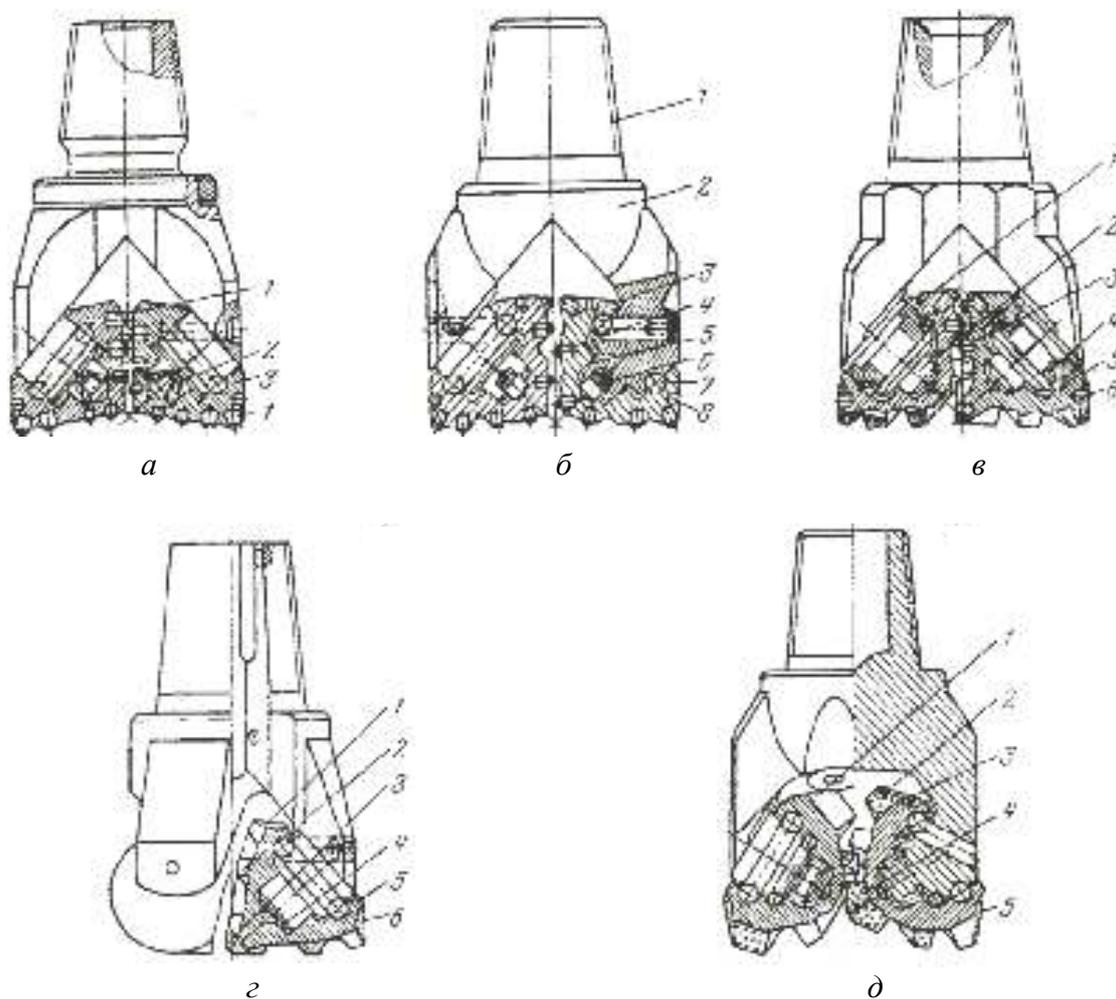


Рис. 9.4. Двухшарошечные долота типов: а – К; б – ОК; в – Т (ТК); г – С; д – М

Для создания эффекта резания долот типа М и С концы цапф шарошек смещены от центра долота на некоторый угол.

Шарошечные долота разведочного бурения в мягких породах используют довольно редко. В этих породах чаще используют лопастные долота, обеспечивающие более высокие показатели бурения.

Основную часть шарошечных долот бескернового бурения выпускает Верхнесергинский завод.

Каждое долото имеет свой индекс. Долота старых выпусков, например долото В-112 МГ-2, имеют следующие условные обозначения: В –

завод-изготовитель (Верхнесергинский завод); 112 – диаметр долота; М – назначение долота (для мягких пород); Г – тип промывочной системы (с гидромониторными насадками); 2 – количество шарошек.

Область применения и характеристика шарошечных долот, используемых в разведочном бурении, приведена в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Характеристика шарошечных долот

Категории пород	Тип долота	Конструкция коронки	Угол приотрешения зубка, град	Высота зубка, мм	Угол наклона оси шарошки к оси долота		Опора
					двух-шарошечного	трех-шарошечного	
I–IV	IB112MG	Трехконусные со стальными зубками	37...40	6..12	57°30'		ЗП
	II112 MЦВ						РП
I–IV	IB132MG	Трехконусные с односторонней наплавкой релита	37...40	6..12	57°30'		ШП
	IB151MG						ЗП+ШП+РП
IV–V	IB(93–151)C	Многоконусные со стальными зубками с односторонней наплавкой релита	40...42		53°	56°	ПС+ЗП+ПС
							ЗП+ШП+РП
VI–IX	IB(93–151)T	Конусные с твердосплавными зубками	45...48		47°	50°	РП+ЗП+СП ЗП+РП+ШР
VIII–XII	III(59–112)K, ОК	Одноконусные с твердосплавными зубками		1,5...2,0	47°30'	50°	ЗП+ШП+РП
	V(59–112)K, ОК						
VIII–X	ДДА(59–93)	Конусные с твердосплавными зубками	Сферический	1,0...1,5	65°		ПС
I–V	Дисковые	Диски с твердосплавными зубками		1,5...2,0	90°		ПС, РП, ШП

Наиболее слабым звеном шарошечного долота, как было рассмотрено выше, является его опора. В САИГИМС разработано долото типа ДДА-ТК с усиленной опорой. Долото серийно выпускается Ташкентским ремонтно-механическим заводом.

Долото состоит из корпуса, образованного двумя лапами. Ниппель на корпусе служит для соединения его с расширителем. На каждой лапе имеются цапфы, на которые устанавливают шарошки. Их на цапфах крепят V-образным замковым пальцем. Угол наклона осей шарошек к оси долота равен 65° . Подшипники отсутствуют. Основная шарошка выполнена в виде конуса и армирована твердосплавными штырьками (вставками) со сферической рабочей поверхностью. Калибрующая шарошка имеет вид диска и предназначена для калибровки скважин.

Как отмечено выше, двухшарошечные долота, особенно предназначенные для бурения твердых и крепких пород, изнашиваются по диаметру, поэтому применяют долота типа ДДА-ТК в комплекте с расширителями.

В настоящее время выпускают долота типа ДДА диаметром 59, 76 и 93 мм в комплекте с шарошечными расширителями РШ-59, РШ-76, РШ-93.

Используя опыт САИГИМС, для бурения мягких и средних пород некоторые заводы стали выпускать долота с усиленными опорами – дисковые долота фрезерного типа (рис. 9.5). Фрезерование горных пород забоя происходит благодаря применению плоских шарошек-дисков 2 и установке их ближе к центру долота, а также за счет смещения осей вращения дисков. В связи с использованием более мощных опор и малой скорости вращения дисков (а, следовательно, малым износом опор) удается значительно повысить срок службы долота.

Конструктивно дисковые долота аналогичны долотам ДДА. Только цапфы на лапах у них отсутствуют, а шарошки установлены прямо на горизонтальный палец-ось 4 (угол наклона оси шарошек к оси долота равен 90°). Для предотвращения быстрого износа долота по наружному диаметру на его корпусе и торцевой части оси устанавливают твердосплавное калибрующее вооружение. Промывочные каналы расположены в поперечных вы-

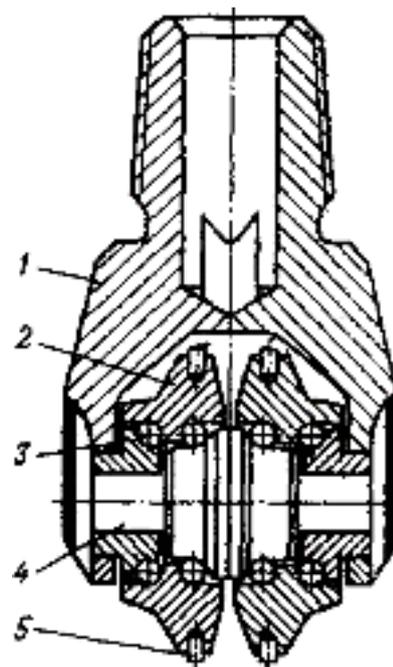


Рис. 9.5. Дисковое долото: 1 – корпус; 2 – диск; 3 – подшипник; 4 – палец; 5 – твердосплавные зубки

ступах с двух сторон. В зависимости от перебуриваемых горных пород можно использовать долота с различным вооружением:

- с однорядным штырьевым, с прямолинейными венцами;
- с многорядным штырьевым, расположенным в шахматном порядке;
- с неравномерным шагом штырьков;
- с наклонными венцами;
- с комбинированным вооружением.

Однорядное вооружение применяют в долотах, предназначенных для бурения малоабразивных пород (до VI категории). Такое вооружение имеется в долотах 27ДФ-93С.

Многорядное вооружение используют в долотах для бурения абразивных пород средней буримости.

Для бурения пород средней буримости с включением абразивных пропластков изготавливают долота с наклонными венцами.

Для бурения перемежающихся по твердости пород применяют долота с комбинированным вооружением. Например, долото 5Д-59С имеет однорядные наклонные венцы и штырьки с неравномерным шагом.

В дисковых долотах можно применять следующие типы опор: опоры скольжения с центральным упорным сектором (27ДФ-95С); опоры с двухрядными шарикоподшипниками; опоры со втулками скольжения; опоры с роликподшипниками.

9.3. Технология бурения

Для шарошечного бурения рекомендуется придерживаться следующего порядка выбора параметров технологических режимов бурения.

После тщательного изучения свойств горных пород весь разрез разбирают на пачки близких по буримости горных пород. Для бурения каждой пачки или пласта значительной мощности подбирают долото, учитывая следующие рекомендации:

Категории горных пород	I–IV	IV–V	V–VI	VII–IX	VIII–XI	XI–XII
Тип долота	М	С	Т	ТК	К	ОК

Затем подбирают промывочную жидкость. В результате высокой механической скорости шарошечного бурения, а также разрушения горной породы по всему сечению скважины в процессе бурения образуется большое количество тяжелого шлама (в 4–5 раз больше, чем при колонковом бурении). Для его выноса необходимо подавать большое количество промывочной жидкости.

Большие скорости циркуляции жидкости ведут к ряду негативных явлений: размыванию стенок скважины, увеличению гидравлического подпора и т. д. Лучшие результаты показывает использование промывочных жидкостей с высокой несущей способностью, таких как глинистые растворы. Глинистые растворы не только способствуют более чистой промывке забоя от шлама, но и закреплению стенок скважин в неустойчивых горных породах.

Однако следует помнить, что глинистый раствор можно применять только при крупном и тяжелом шламе и в трещиноватых породах. При наличии мелкого легкого шлама и там, где это возможно, желательно использовать полимерные растворы, эмульсии, аэрированную жидкость, пену или воздух, так как применение вязких глинистых растворов приводит к снижению механической скорости бурения, повышению износа долот и увеличению себестоимости 1 м скважины.

При шарошечном бурении так же, как и при других видах вращательного бурения, механическая скорость бурения прямо пропорциональна (до определенного предела) осевой нагрузке. Проведенными А. Ф. Мершаловым экспериментальными исследованиями установлено, что интенсивное увеличение механической скорости бурения (при частоте вращения долота 153 об/мин и расходе жидкости 180 л/мин) для пород V категории происходит при повышении осевой нагрузки в пределах 5–20 кН, для пород VI категории – в пределах 10–30 кН, для пород VII категории – 20–35 кН и VIII категории – 25–40 кН.

Дальнейшее повышение осевой нагрузки при сохранении остальных параметров приводит к снижению механической скорости бурения, поэтому необходимо увеличивать не только осевую нагрузку, но и расход промывочной жидкости. В практической деятельности нагрузку на долото определяют по формуле

$$C_{oc} = pD, \text{ даН},$$

где p – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, даН (табл. 9.2).

С увеличением скорости вращения долота возрастает инерционное сопротивление горных пород, поэтому зависимость механической скорости бурения носит криволинейный характер, темп повышения механической скорости бурения с увеличением частоты вращения долота снижается, а расход энергии возрастает. Поэтому для повышения производительности бурения более целесообразно энергию расходовать не на повышение частоты вращения, а на повышение осевой нагрузки.

Частоту вращения рассчитывают по формуле

$$n = \frac{19,19}{D} \vartheta, \text{ об/мин},$$

где ϑ – окружная скорость.

Таблица 9.2

Тип долота	Категории пород	Удельная нагрузка на 1 см долота, даН при категории пород	Тип долота	Категории пород	Удельная нагрузка на 1 см долота, даН при категории пород
М	I–II	150–200	Т, ТК	VI–VII	230–350
	III	200–500		VIII–IX	250–400
С	IV–V	200–300	К, ОК	VIII–IX	200–500
	VI–VII	210–300		X–XII	250–500

Окружную скорость долота при шарошечном бурении малоабразивных пород принимают в пределах 0,6–1,4 м/с. В зависимости от буримости горной породы и типа долота (табл. 9.3) частоту вращения долот с глубиной скважины рекомендуется уменьшать.

Таблица 9.3

Тип долота	Категории пород	Окружная скорость долота, м/с	Тип долота	Категории пород	Окружная скорость долота, м/с
М	I–II	0,8 – 1,2	С	IV–V	1,0–1,4
	III	1,2 – 1,4		VI–VII	0,8–1,2
	IV–V	1,0 – 1,4	Т, ТК К, ОК	VIII–IX	0,6–1,0
	VI–VII	0,8 – 1,2		VIII–IX X–XII	0,6–0,8

Минимальные осевые нагрузки и максимальные частоты вращения рекомендуется применять при бурении менее крепких пород, максимальные осевые нагрузки и минимальные частоты вращения – при бурении более крепких пород.

При бурении абразивных сильнотрещиноватых пород следует принимать минимальные частоты вращения снаряда до 60–100 об/мин и осевую нагрузку на долото. При нарастании кривизны скважины свыше 5 % на 1000 м также необходимо уменьшать осевую нагрузку на 30–50 % от нормальной.

Расход промывочной жидкости определяют в зависимости от количества шлама. При бурении мягких и средней твердости пород механическая скорость бурения пропорциональна (в пределах 100–300 л/мин) количеству жидкости, подаваемой на забой. Для шарошечного бурения скорость восходящего потока промывочной жидкости принимают равной 0,5–0,8 м/с.

На основании анализа зарубежных работ С. С. Сулакшин [8] рекомендует принимать скорость восходящего потока при бурении очень твердых пород равной 0,3 м/с, твердых – 0,5–0,6 м/с, пород средней твердости и мягких – 0,7–0,9 м/с.

Выбор оптимальной нагрузки начинают с максимально рекомендуемой при дальнейшем снижении нагрузки. Если механическая скорость при этом падает, возвращают первоначальную нагрузку.

Мягкие породы и породы средней твердости следует разбуривать с постоянной нагрузкой. В твердых породах нагрузка на долото в течение рейса, с увеличением износа долота, должна увеличиваться, а на долото со штырьевым вооружением оставаться постоянной.

Регулирование параметров режимов в процессе бурения производят в зависимости от буримости горных пород.

Порядок **отработки шарошечных долот** аналогичен порядку отработки коронок. Так же, как и при твердосплавном бурении, перед спуском снаряда в скважину проверяют состояние бурильной колонны, забойного снаряда, породоразрушающего инструмента, выбраковывают шарошечные долота. В первые 10–15 мин ведут приработку долот.

В процессе бурения необходимо найти оптимальные параметры режимов бурения и определить момент подъема снаряда (оптимальную длительность рейса). Основными признаками, указывающими на необходимость подъема, являются равенство механической и рейсовой скорости бурения $\vartheta_{\text{мех}} = \vartheta_{\text{р}}$, резкое снижение механической скорости бурения или полное прекращение углубки. Прекращение углубки, сопровождающееся рывками, свидетельствует о заклинивании опор или шарошек в скважине.

После подъема снаряда шарошечные долота замеряют и выбраковывают при следующих условиях:

- 1) когда твердосплавные зубки изношены более чем на 80 %;
- 2) зубки шарошек изношены на $\frac{2}{3}$ высоты;
- 3) люфты шарошек для долот диаметром 59 и 76 мм достигают 4 мм, диаметром 93 мм – 5 мм, диаметром 112 и 132 мм – 6 мм, диаметром 151 мм – 7 мм;
- 4) вершины шарошек полностью изношены;
- 5) долото изношено по диаметру более чем на 3 мм.

Дисковые долота выбраковывают при износе цилиндрических зубков на 50 % и наличии люфта 2,5 мм.

Шарошечное бурение бескерновым способом получило широкое распространение при бурении скважин с хорошо изученным геологическим разрезом вследствие его высокой производительности. Но основной задачей геологоразведочной службы является опробование полезных ископаемых. Даже при детальной разведке, где чаще всего используют шарошечное бурение, по полезному ископаемому требуется полноценный

керна. Поэтому одной из проблем повышения производительности бурения и качества опробования является дальнейшее совершенствование и более широкое внедрение колонкового шарошечного снаряда, который по данным ряда исследователей имеет значительно более высокие показатели, чем снаряды твердосплавного и алмазного бурения.

Вследствие большого количества шлама, образующегося при шарошечном бурении, и широкого использования в качестве промывочной жидкости глинистых растворов происходит интенсивный износ элементов бурового снаряда и породоразрушающего инструмента, поэтому важнейшей задачей при шарошечном бурении является улавливание шлама. К сожалению, не всегда еще в геологоразведочных партиях для улавливания шлама используют шламовые трубы, которые помимо основного своего назначения снижают интенсивность искривления скважин и вибрацию бурильной колонны.

БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ

10.1. Общие сведения

Продувка скважин воздухом является эффективным технологическим средством, позволяющим существенно повысить производительность и снизить стоимость буровых работ.

Воздух по сравнению с жидкостями обладает ничтожной вязкостью и малой плотностью. Благодаря этому легко обеспечивается высокая скорость восходящего потока при сильной его турбулентности, происходит мгновенная и полная очистка забоя от шлама, устраняется вторичное его измельчение, которое наблюдается при промывке скважины. На улучшение условий разрушения горной породы забоя оказывает влияние отсутствие гидростатического давления столба жидкости на забой.

Улучшение условий для работы бурового инструмента позволяет увеличивать механическую скорость бурения и проходку на коронку, снижая себестоимость бурения в несколько раз.

Воздух не загрязняет продуктивных пластов при их вскрытии, как, например, глинистый раствор, и повышает качество опробования.

При использовании продувки скважин воздухом существенно облегчается проблема водоснабжения (одна из наиболее сложных в организации буровых работ, особенно при полном поглощении промывочной жидкости, при бурении в горах и безводных районах), упрощается проходка зон поглощений промывочной жидкости в необводненных горизонтах, не возникает осложнений (как это наблюдается при промывке), связанных с отрицательными температурами в мерзлых породах.

Быстрый вынос шлама позволяет вести непрерывный контроль за перебуриваемыми породами и четко регулировать режимы бурения. Легко осуществляемый отбор шлама может заменить керновое опробование и позволит перейти на более производительный бескерновый способ бурения.

Препятствием для широкого использования бурения с продувкой является обводненность горных пород, способствующая при бурении образованию сальников. Применение продувки скважин затруднено в раздельнозернистых и связных (пластичных и липких) горных породах. Выход керна при продувке снижается, увеличивается износ бурового снаряда.

С увеличением мощности компрессоров, их производительности и развиваемого ими давления область применения продувки воздухом расширится.

Во всех случаях, когда это возможно, при бурении в сухих скважинах, в мерзлоте, пустынных и горных районах, в трещиноватых породах следует применять бурение с продувкой как наиболее производительный и дешевый вид бурения.

Бурение с продувкой сжатым воздухом целесообразно применять в горных районах, при отсутствии водопритоков, в высокогорных, пустынных безводных труднодоступных районах, где организация водоснабжения затруднена, в мерзлых, устойчивых трещиноватых, закарстованных, набухающих, размывающихся и растворяющихся породах.

10.2. Буровое оборудование и инструмент

При бурении с продувкой скважин воздухом могут быть использованы те же буровое оборудование и буровой снаряд, что и при промывке скважин (рис. 10.1). Отличие состоит в замене бурового насоса компрессором. В России применяют в основном передвижные компрессоры производительностью 3–12 м³, развивающие давление до 8 атм. При работе с компрессором в воздушную линию, идущую от компрессора к устью скважины, устанавливают специальное устройство для периодического спуска масла и конденсата – масловодоотделитель 6.

При бурении по сухим или мерзлым породам для предупреждения попадания конденсата на забой кроме поверхностных масловодоотделителей в состав бурового снаряда включают скважинные влагоотделители.

В качестве контрольно-измерительной аппаратуры используют расходомеры 9, термометры 11 и манометры 10.

Для предупреждения поступления пыли в процессе бурения в буровое здание требуется специальное оборудование устья скважины в виде выкидной линии (трубопровода от устья скважины) 17, прокладываемой под полом в сторону движения ветра на расстояние 10–15 м. Над устьем скважины при этом устанавливают превентор 25 или специальное герметизирующее устройство (рис. 10.2), имеющее вращательный и неподвижные узлы. Вращающийся узел состоит из манжеты 11, шпинделя 7 и диска 4. Неподвижный узел состоит из корпуса 9, зажима 6, оголовка 10.

Во время бурения вращающийся узел устанавливают на рабочую трубу, а неподвижный через оголовок крепят на обсадных трубах.

Для сбора шлама и пыли в конце выкидной линии часто устанавливают шламоочиститель, состоящий из циклонного шламоулавливателя и гидравлического фильтра.

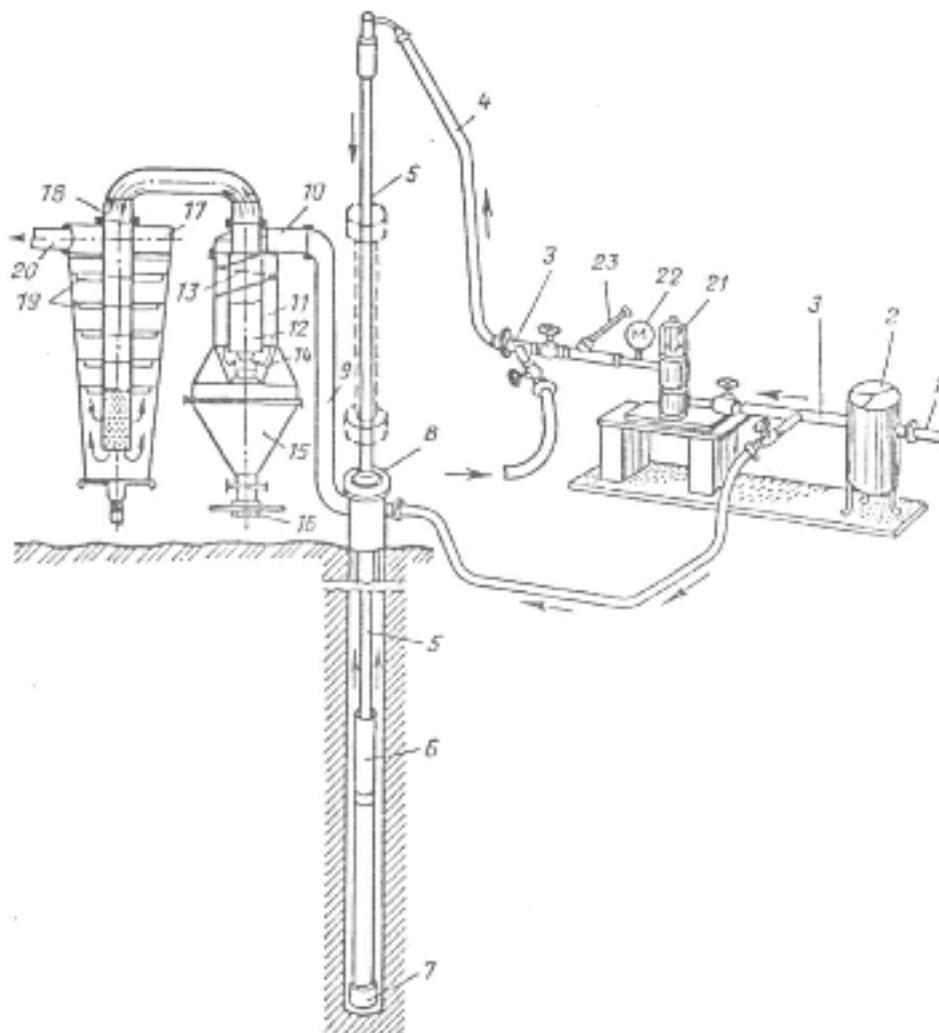


Рис. 10.1. Схема расположения оборудования при бурении с продувкой: 1 – трубопровод к компрессору; 2 – масловолагоотделитель; 3 – трубопровод к КИП; 4 – нагнетательный шланг; 5 – буровая колонна; 6 – погружной влагоотделитель; 7 – коронка; 8 – герметизатор; 9 – выкидная линия; 10, 18 – патрубок; 11 – корпус шламоотделителя; 12 – труба; 13 – шнек; 14 – устье; 15 – конус; 16 – затвор; 17 – корпус фильтра; 19 – диски; 20 – патрубок; 21 – расходомер; 22 – манометр; 23 – термометр

Для лучшего отсоса пыли от устья скважины и, следовательно, снижения попадания пыли в буровую, в выкидную линию включают всасывающий вентилятор 16, а у устья скважины устанавливают воздушный эжектор, работающий от специального отвода.

В качестве бурильной колонны при бурении с продувкой скважины воздухом следует использовать только бурильные трубы диаметром 50 и 63,5 мм муфтозамкового соединения. Такие соединения снижают потери воздуха и давления по сравнению с ниппельными вследствие наличия у них большего проходного отверстия и более высокой герметичности соединений.

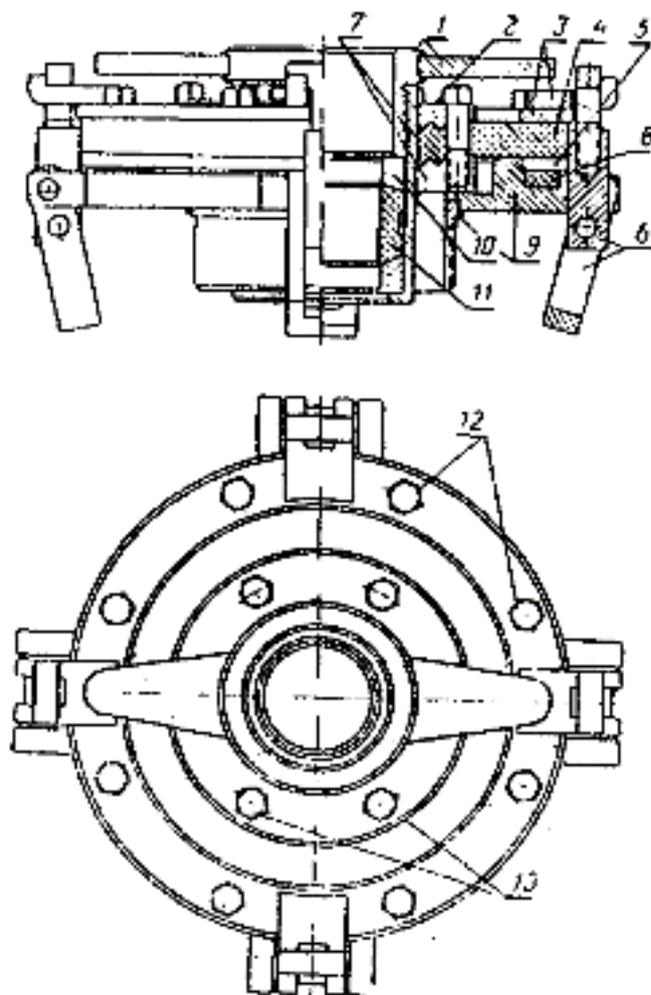


Рис. 10.2. Герметизирующее устройство:
 1 – нажимная гайка; 2, 3, 5 – шайбы; 4 – диск;
 6 – зажим; 7 – шпindel; 8 – амортизатор;
 9 – корпус; 10 – оголовок; 11 – манжета; 12,
 13 – болты

Забойный снаряд используется тот же, что и для бурения с промывкой, но обязательно со шламовыми трубами (от одной до трех открытого и закрытого типа), с влагоотделителем и регулировочным клапаном. Открытые шламовые трубы с заостренным верхним торцом могут применяться для срезания сальников в скважине (при подъеме снаряда). Для обеспечения свободного прохода воздуха в призабойной части следует использовать твердосплавные и алмазные коронки с повышенным выпуском резцов и увеличенным сечением промывочных каналов при твердосплавном бурении по породам I–IV категорий – коронки типа М-5, при алмазном бурении – зубчатые коронки и коронки с заданным выходом резцов.

Характеристика передвижных компрессорных станций приведена в табл. 10.1.

При бурении скважин применяют прямую и обратную циркуляцию воздушного потока.

Осевая нагрузка при бурении с продувкой скважин

является той же, что и при промывке: для твердосплавных коронок по породам IV категории она составляет 0,25–0,5 кН на резец, V–VII категорий 0,5–1,0 кН, VIII–IX категорий – 0,8–1,2 кН; для алмазных коронок по породам V–VII категорий – 5–8 кН, VIII–IX категорий – 8–12 кН и X–XI категорий – 12–13 кН; для шарошечных долот – 15–17 кН.

Таблица 10.1

Марка	Производительность, м ³ /мин	Давление, МПа	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт
ЗИФ ВКС-5	5	0,7	Двигатель МАК 92/С	60
ЗИФ 55 В	5	0,7	ЗИЛ 157 М	75
АКС 5.25	5,25	0,7	Двигатель АО 2-32-4	40
ВКС 6 Д	5,4	0,6	Дизель Д-54	42
ДК-9	8,5	0,7	Дизель КДМ-46	60
ПВ-10	10	0,7	Дизель ЯМЗ-23,6	80
ПД-12-25	12	25	Дизель ЯМЗ-23,6	125

Скорость вращения бурового снаряда ограничивают пределами 150–300 об/мин.

Расход воздуха определяют по формуле

$$Q = kFv, \quad (10.1)$$

где k – коэффициент неравномерности скорости потока, $k = 1,1–1,3$; F – сечение затрубного пространства (между стенками скважины и бурильной колонной), м²; v – скорость восходящего потока воздуха, м/с.

При бурении твердосплавными коронками $v = 6–10$ м/с, при бескерновом бурении $v = 15–20$ м/с.

Бурение по увлажненным породам, в осложненных условиях (по увлажненным породам, пескам, глинам, мерзлым породам) требует ряда дополнительных мероприятий.

Основной причиной осложнений при бурении с продувкой являются водопритоки. При водопритоках до 10 % от веса, образующегося в единицу времени шлама, происходит его слипание, что приводит к зашламовке скважины. Основной мерой борьбы с этим осложнением является увеличение расхода воздуха, способствующее полному выносу шлама. При водопритоках 10–35 % от веса шлама происходит налипание шлама на стенки скважины и бурильные трубы с образованием сальников, что приводит, как правило, к авариям. При водопритоках свыше 35 % от веса шлама сальников не образуется.

Для снижения сальникообразования применяют обратную циркуляцию воздушного потока.

Радикальным средством борьбы с сальникообразованием в процессе бурения является добавление в поток воздуха поверхностно-активных веществ (ПАВ) – пенообразователей – в виде 0,5–1,5 % водяных растворов, способствующих разрушению сальников. После перебуривания поглощающую зону следует изолировать. В России в качестве ПАВ используют ОП-10, ОП-7, ПО-1, сульфол, «Некаль», «Прогресс» и др. Наиболее эффективные из них ОП-10, ОП-7.

Для введения растворов ПАВ в поток воздуха можно применять специальное устройство (рис. 10.3).

Перед бурением баки 18 и 21 и коллектор 5 заполняют раствором ПАВ. С образованием сальников в скважине и трубопроводе повышается давление воздуха, в результате чего свисток 15 издает сигнал. Затем мастер закрывает кран 9 и открывает краны 4 и 8, воздух, поступающий через коллектор, захватывает в нагнетательный шланг раствор ПАВ.

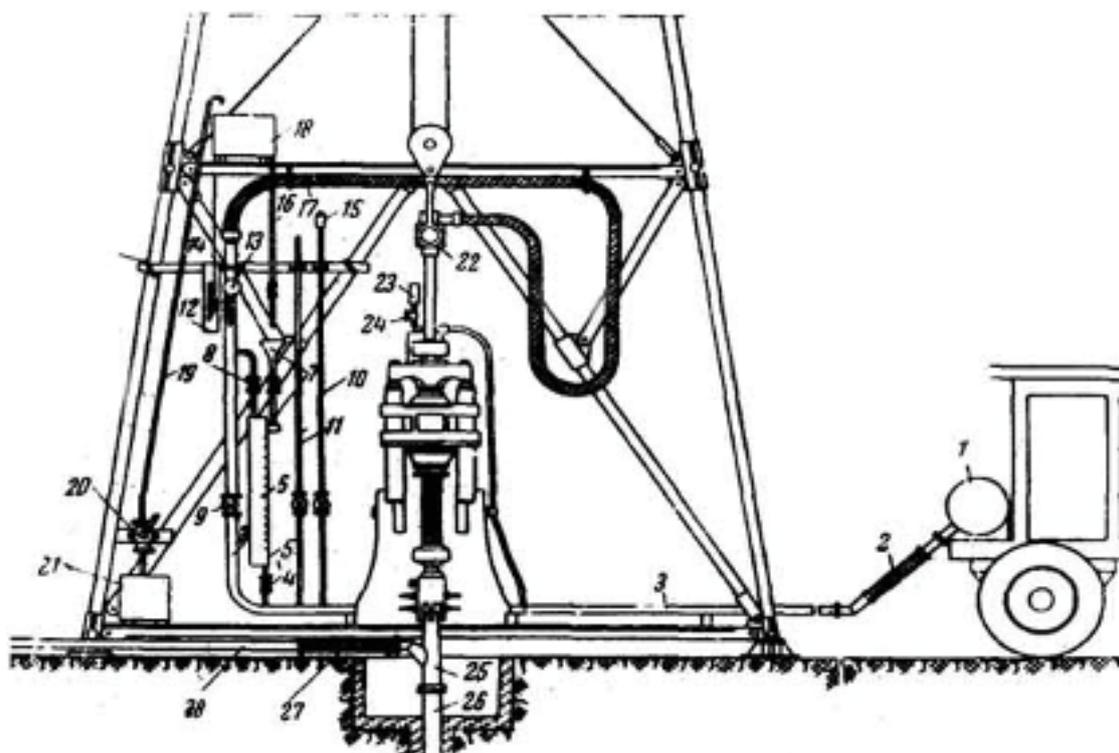


Рис. 10.3. Схема установки для бурения скважин с продувкой воздухом в условиях водопроявлений: 1 – компрессор; 2 – гибкий шланг; 3 – воздухопровод; 4 – воздушный трубопровод; 5 – коллектор; 6 – краник; 7 – наливная труба с воронкой; 8 – кран сальниковый 11–85 к; 9 – задвижка Лудло 30–20 р; 10 – сигнальный воздухопровод; 11 – спускной воздухопровод; 12 – равномерная планка; 13 – манометр до 10 атм; 14 – нить уровня; 15 – свисток; 16 – сливная труба $\frac{1}{2}$; 17 – шланг; 18 – бак водяной; 19 – наливная труба $\frac{1}{2}$; 20 – насос Альвеера № 2; 21 – бак водяной; 22 – сальник; 23 – манометр до 10 атм; 24 – вентиль $\frac{1}{2}$; 25 – превертор; 26 – кондуктор; 27 – шланг; 28 – воздухопровод; 29 – рейка

Заполнение верхней емкости 18 производят насосом 20, а коллектора – самотеком из верхней емкости через трубки 7 и 16.

Если при помощи ПАВ сальник не размывается, в нагнетательную магистраль подключается насос. В этом случае целесообразно в месте подсоединения шланга установить смеситель, предназначенный для предотвращения попадания жидкости в компрессор, а воздуха в насос, а также засыпки заклиночного материала.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ATLAS COPCO

11.1. Выбор буровых снарядов «Атлас Копко»

Наиболее широкое распространение в компании «Атлас Копко» получил вращательный колонковый способ бурения скважин как монолитных, так и трещиноватых горных пород.

К достоинствам способа относятся возможность получения керна (пробы для геологических исследований), ограничение искривления скважин, бурение в различном направлении скважин на значительную глубину с относительно невысоким расходом энергии.

Бескерновое бурение вследствие повышения длины рейса способствует повышению производительности и снижению себестоимости при бурении скважин, не представляющих геологического интереса, или на поздних стадиях разведки (например детальной).

По типу ПРИ как при колонковом, так и при бескерновом бурении применяют твердосплавные и алмазные коронки.

Твердосплавные коронки используются преимущественно по мягким породам 1–4 групп.

Весьма производительным, особенно при бурении неустойчивых пород, является ударновращательный (пневмоударный) способ методом «обратная циркуляция».

Выбор бурового снаряда производят по общей схеме. Сначала изучают геолого-технические условия разреза и возможность использования прогрессивных буровых снарядов.

При бурении неустойчивых горных пород ударно-вращательным бескерновым способом глубиной до 200–350 м наиболее производительным способом получения пробы в шламообразном состоянии высокого качества является, как отмечено выше, пневмоударный способ методом «обратная циркуляция».

Бурение этим методом производится буровыми снарядами с двойными (двустенными) буровыми трубами.

В качестве забойного двигателя используются погружные пневмоударники со штырьевыми долотами типа РС. Для очистки забоя используется сжатый воздух или воздушно-водяная смесь, иногда с добавлением пены.

Подача воздуха к долоту осуществляется по межтрубному пространству компрессором. С забоя воздух вместе со шламом поднимается во внутренней трубе буровой колонны и поступает в циклон, в котором шлам выделяется и ссыпается в специальные сборные емкости.

К достоинствам буровых снарядов с пневмотранспортом керна относятся следующие:

- резко повышается производительность бурения;
- повышается объем пробы (качество опробования);
- не требуется материалов, денежных средств для приготовления качественной обработки промывочной жидкости и ее очистки;
- снижается время на спуско–подъемные операции.

К универсальным, высокопроизводительным буровым снарядам для бурения горных пород всех типов при благоприятных геологических условиях относят колонковые буровые снаряды подъемного типа (ССК) серии О (с отбором керна).

К благоприятным геологическим условиям относят:

- однородные по буримости монолитные или слабо-, среднетрещиноватые породы;
- горизонтальное или пологое залегание рудных тел и вмещающих пород;
- отсутствие самозаклинивания керна;
- устойчивые стенки скважин;
- незначительное поглощение промывочной жидкости.

Достоинства буровых снарядов подъемного типа заключаются в высокой механической скорости бурения, высокой производительности бурения, высоком качестве опробования.

«Атлас Копко» выпускает все размеры буровых снарядов: А (АОТW), В (ВО/ВТО, ВТOW), N (НО/НТО), NO3 (НТО3), Н (НО/НТО, НО3/НТО3), Р (РО/РТО, РО3/РТО3). Здесь А = 48мм; В = 60мм; N = 75,5мм; Н = 96,3мм; Р = 122,8мм; О – серия бурового снаряда для отбора керна; Т – внутренняя труба, 3 – трехтрубный буровой снаряд.

Схема конструкции буровых снарядов подъемного типа (ССК) показана на рис. 11.1.

Основанием для выбора типа и диаметра буровых снарядов являются диаметры выбранной конструкции скважины.

Для бурения буровыми снарядами подъемного типа применяют алмазные однослойные расширители и алмазные коронки для буровых снарядов типа А – АGМ, СORAC А, типа В (ВGМ, СORAC В, ВК, ВQ, ВК3/ВQ3), типа N – NГМ, NQ2, СORAC N2, НК, NQ, НК3/NQ3, СORAC N/N3), типа Н – НК, НQ, НК3/НQ3, СORAC Н/Н3.

При бурении установками «Атлас Копко» применяют три серии буровых труб: серия ТW – безмуфтовые тонкостенные буровые трубы (АТW

диаметром 44.5/36.8 мм; диаметром ВТW 56.5/48.8 мм), серия К (АК 44.5/34.9 мм; ВК 55.6/45 мм; НК 69.9/60.3 мм; НК 88.9/77.8 мм), серия G (PG 117.5/103.2 мм; SG 139.7/125.5 мм) и термически обработанные безмуфтовые буровые трубы (А 44.5/34.9 мм; А 44.5/26.8 мм; В 55.6/46 мм; В 56.5/48.8 мм; N 69.9/60.3 мм; Н 88.9/77.8 мм; Р 114.3/101.6 мм).

Универсальными снарядами для бурения мягких горных пород 1–4 группы вращательным колонковым способом диаметром 146 мм являются буровые снаряды серии GEOBOR.

В составе предлагаемого трехтрубного бурового снаряда имеются внутренняя и внешняя трубы. Во внутреннюю трубу, кроме того, помещена третья пластиковая труба, за счет чего существенно снижается трение между керном и внутренней трубой. Это обеспечивает максимальный отбор керна. Пластиковая труба, при наличии на обоих концах ее заглушек, может служить контейнером для керна.

Колонковые снаряды серии GEOBOR изготавливают двух типов S (GEOBOR S, рис. 11.2) и P (PG, рис. 11.3; PG3, рис. 11.4). Они предназначены для ведения «телескопического бурения». Керноприемные трубы рассчитаны на бурение с промывкой водой, глинистым раствором и очистку воздухом.

Буровые снаряды серии GEOBOR легко адаптируются к любому состоянию грунта и породы за счет применения различных коронок и наборов средств модернизации.

Двухтрубный буровой снаряд типа PG может быть легко переоборудован в трехтрубный буровой снаряд PG3. Буровой снаряд PG разработан и изготовлен в соответствии со стандартами DCDMA для серии P, предназначенной для ведения буровых работ в породах средней крепости и крепких.

Расширителем для снарядов являются алмазные, однослойные коронки для пород 2–3 группы – DMУ 20/25; 4–5 группы – SC 4–5/3; 6–8 группы – КХ/3; 8–9 группы SC 8–9/3.

В остальных случаях при бурении горных пород вращательным колонковым способом по монолитным слаботрещиноватым породам применяются стандартные тонкостенные двухтрубные буровые снаряды (ДКС): серии ТТ (46ТТ; 46ТТG; 48ТТ; 56ТТ; 56ТТG; 60ТТ) или Т2 (46Т2; 56Т2; 66Т2; 76Т2; 86Т2; 101Т2).

Тонкостенные трубы применяют для бурения горных пород средней крепости, крепких и сверхкрепких с промывкой водой или полимерными растворами. G – внутренняя труба, вместо упругой муфты имеет резьбовую муфту.

Достоинства тонкостенных буровых снарядов: высокая скорость бурения; отбор керна большого диаметра.

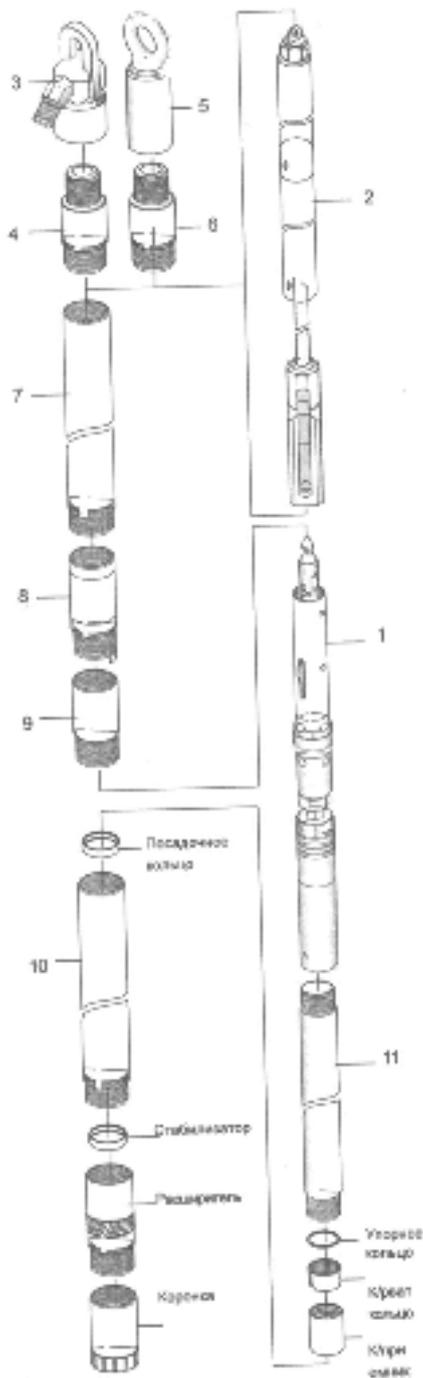


Рис. 11.1. Состав бурового снаряжения подъемного типа: 1 – головная часть керноприемника; 2 – овершот; 3 – промывочный вертлюг; 4 – переходник; 5 – подъемный вертлюг; 6 – переходник; 7 – буровые трубы (длиной 1,5 или 3 м); 8 – стопорная муфта; 9 – переходник; 10 – внешняя колонковая труба (длиной 1,5 или 3 м); 11 – внутренняя керноприемная труба (длиной 1,5 или 3 м); 12 – расширитель; 13 – коронка

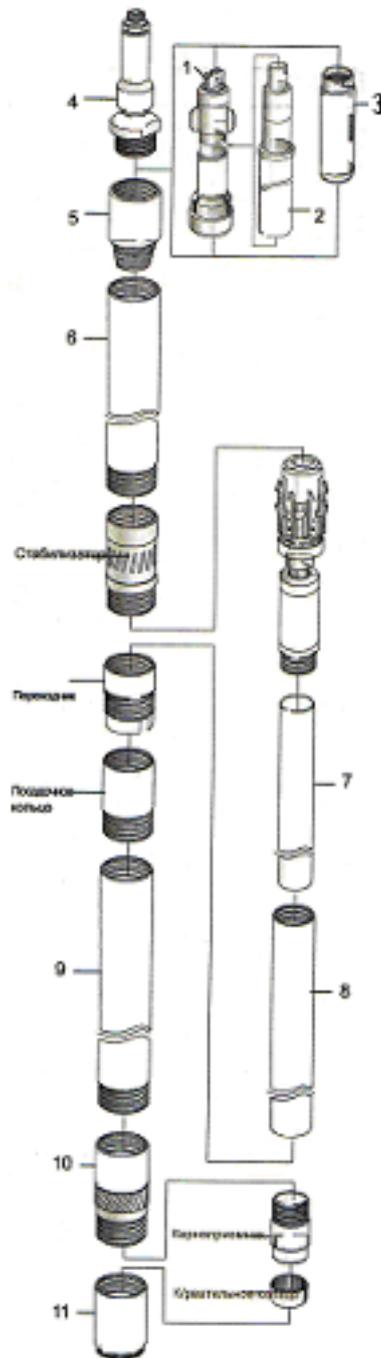


Рис. 11.2. Состав бурового снаряжения GEOBOR S: 1 – овершот; 2 – кожух овершота; 3 – вспомогательное спусковое оборудование; 4 – промывочный вертлюг; 5 – переходник; 6 – буровые трубы НК (NO,NQ); 7 – пластиковая труба (длиной 1500, 3000 мм); 8 – внутренняя труба (длиной 1500, 3000 мм); 9 – Внешняя труба (длиной 1500, 3000 мм); 10 – расширитель; 11 – коронка

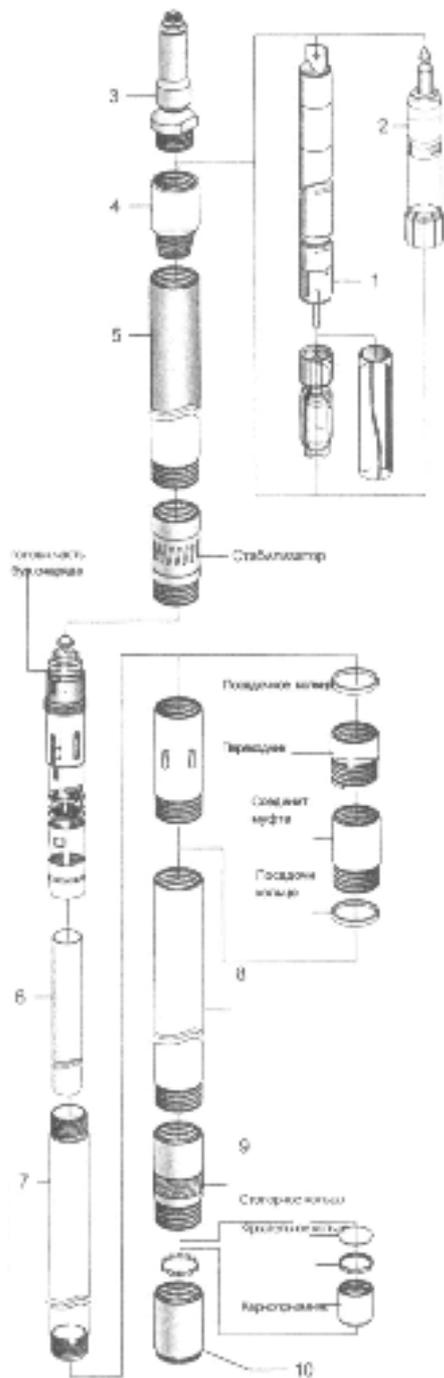


Рис. 11.3. Состав бурового снаряда PG:
 1 – овершот; 2 – вспомогательное спусковое оборудование; 3 – промывочный вертлюг; 4 – переходник; 5 – буровая труба (длиной 500, 1500 и 3000 мм); 6 – пластиковая труба (длиной 1500 или 3000 мм); 7 – внешняя труба (длиной 1500 или 3000 мм); 8 – расширитель;
 9 – коронка

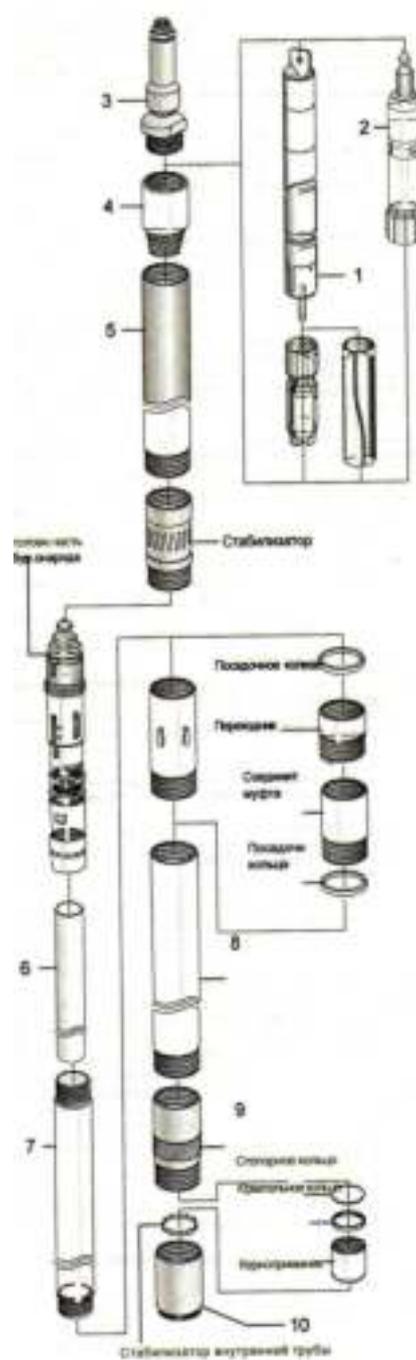


Рис. 11.4. Состав бурового снаряда PG3:
 1 – овершот; 2 – вспомогательное спуско-подъемное оборудование; 3 – промывочный вертлюг; 4 – переходник; 5 – буровая труба (длиной 500, 1500 или 3000 мм); 6 – пластиковая труба (длиной 1500 или 3000 мм); 7 – внутренняя труба (длиной 1500 или 3000 мм); 8 – внешняя труба (длиной 1500 или 3000 мм); 9 – расширитель; 10 – коронка

Для бурения мягких, средних и крепких горных пород 1–10-й групп применяют стандартные двухтрубные буровые снаряды (ДКС) типа Т6 (76Т6; 86Т6; 101Т6; 116Т6; 131Т6; 146Т6) с промывкой водой, глинистыми растворами или очисткой воздухом.

Для этих снарядов применяют однослойные алмазные расширители и алмазные коронки для пород 4–5-й групп – SC 4–5/3, 6–8-й групп – SC 6–8/3, 8–9-й групп – SC 8–9/3, 10-й группы – SC 10/3.

Для стандартных буровых снарядов типа Т6 также используют алмазные однослойные расширители (рис. 11.5), а также алмазные и твердосплавные коронки: для бурения горных пород 4–5-й группы SC 4–5/2, 6–7-й групп – HM/2, 8–9-й групп – KS/2, 10-й группы – SC 10/2.



Рис. 11.5. Одно-
слойный
расширитель

Совместно с буровым снарядом «Атлас Копко» поставляет вспомогательное, аварийное оборудование и контрольно-измерительные приборы: в качестве вспомогательного оборудования – полнообхватные ключи; в качестве аварийного инструмента – набор метчиков; в качестве контрольно-измерительных приборов – тахометр и расходомер.

Бурение стандартными снарядами (ДКС) установками «Атлас Копко» ведут с помощью тонкостенных буровых труб серии AW43; AWJ43; AW53; AWJ53; BW53; BWJ53; стандартных стальных буровых труб BWJ55; NW70; NWJ70 (здесь трубы типа J имеют коническую резьбу в отличие от цилиндрической, что повышает производительность спуско-подъемных операций).

Тонкостенные буровые трубы Compolite облегчены, их вес приближается к весу легкостенных труб, поэтому они эффективнее буровых труб.

При бурении глубоких скважин для облегчения буровой колонны и снижения вращающего момента и расхода энергии применяют высококачественные легкосплавные буровые трубы AWJ 43 и BWJ 53.

Размеры (диаметры) буровых труб выбирают в соответствии с конструкцией скважины.

11.2. Выбор технологических режимов при бурении вращательным способом установками «Атлас Копко»

Выбор очистных агентов

Описание технологии бурения начинают с анализа геологического разреза, наличия осложненных зон, выбора промывочной жидкости в соот-

ветствии с горнотехническими условиями в скважине или других очистных агентах (выбор промывочных жидкостей аналогичен описанному выбору для бурения станками Boat Longir).

Компания «Атлас Копко» разработала свою серию промывочных жидкостей:

Superdrill – смесь жиров для твердых пород.

Supermics – полимер для бурения глин, мергелей.

Cleistab – полимер для пород с потерями промывочной жидкости, ингибитор набухания.

Superplag – пена (увеличивается в 10 раз) герметизатор.

Superfoam – смесь ПАВ и полимеров, которая может образовывать пены при бурении с продувкой.

Применяют также Dрупас и РНРА с бентонитом и без. Для ликвидации поглощений в раздельнозернистых породах Plugit-750.

В западной Европе во многих геологоразведочных организациях для бурения скважин преимущественно используют полимерные растворы на основе КМЦ (вязкой КМЦ – Tylose VHR ECH, высоковязкой – Tylose, сверхвязкой – Tylose EC7, термостойкой – Stabilose LV(HTL), средней вязкости Gabrosa/Cabroye). На основе модифицированного крахмала (Stabilose, Flocuel, Bohramil BR), на основе биополимеров (BWXC, BWXCD, Kelzan XCD, ксантан – KemX, KEmPa3), на основе полимеракрилов (Poly Kemol, Pole Plus, ПАА).

Выбор породоразрушающих инструментов и технологических режимов бурения

Основанием для выбора является горная порода. Для каждой породы разреза указывают: а) интервал слоя (породы); б) ее краткую характеристику (группу породы, твердость, абразивность, трещиноватость; в) конструкцию бурового снаряда; г) тип и размеры породоразрушающего инструмента; д) параметры технологических режимов бурения (число оборотов в минуту, скорость бурения, частоту вращения, максимальное осевое усилие на ПРИ).

Выбор породоразрушающего инструмента производят в зависимости от способа бурения, бурового снаряда и геологических условий.

По мягким породам 1–4-й группы эффективны твердосплавные коронки типа ТС. «Атлас Копко» производит три типа различных коронок с карбидвольфрамовыми вставками:

- коронки ТС с восьмигранными вставками (рис. 11.6);
- коронки ТС со вставками с плоскими поверхностями (рис. 11.7);
- коронки ТС типа CORBORIT (рис. 11.8).

Коронки ТС с восьмигранными вставками. Вставки из карбида вольфрама, отфрезерованные под углом 10° для образования режущих

кромки. Тип и качество выбранного карбида вольфрама были определены специально для вращательного бурения.

Коронки ТС со вставками с плоскими поверхностями армируют вставками квадратного сечения с клиновидной рабочей поверхностью. Эти коронки используют с буровыми снарядами «Атлас Копко» типа S Geobor для колонкового бурения при бурении рыхлых (несцементированных) пород. Режущие грани установлены таким образом, что при бурении шлам направляется в стороны, что, в свою очередь, обеспечивает лучший вынос керна и препятствует его застреванию.



Рис. 11.6. Восьмигранные вставки

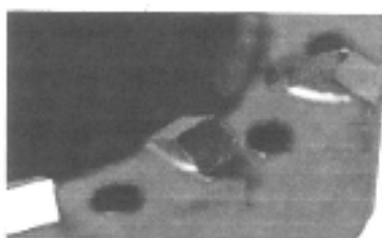


Рис. 11.7. Вставки с плоскими поверхностями



Рис. 11.8. CORBORIT

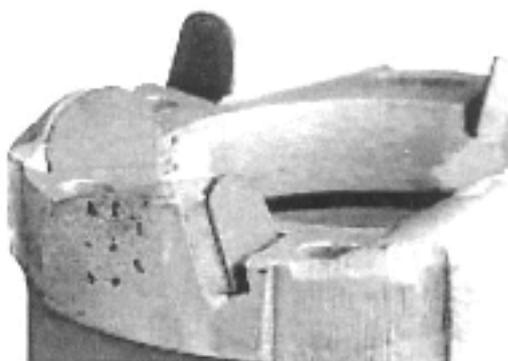


Рис. 11.9. Тип коронок DIAPAX



Рис. 11.10. Коронки типа TRIPAX

Коронки ТС типа CORBORIT имеют значительно больше режущих кромок, чем предыдущие два типа, и рекомендуются для бурения средних и среднекрепких осадочных пород. Эти коронки вызывают меньшую вибрацию и обеспечивают лучший вынос керна, чем стандартные коронки ТС.

Коронки PDC (поликристаллический алмазный композит) применяют при бурении несцементированных и среднекрепких пород. Коронки являются альтернативой коронкам ТС и однослойным алмазным коронкам.

DIAPAX – коронки со впаянными вставками с полукруглыми поликристаллическими вставками, их применяют для бурения среднекрепких и мягких пород (рис. 11.9).

TRIPAX – это коронки с пирамидальными вставками PDC. Они применяются по тем же породам, что и DIAPAX (рис. 11.10).

Импрегнированные коронки

Для твердых, крепких и абразивных горных пород применяют импрегнированные и однослойные алмазные коронки с твердосплавной матрицей, чаще всего типа SC (S – высокое качество) (рис.11.11).

Наиболее эффективны следующие типы матриц (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Тип породы	Матрица
Сверхтвердая, очень крепкая, неабразивная	SC 10
Очень твердая, крепкая, слабоабразивная	SC 8-9
Твердая, среднекрепкая, среднеабразивная	SC 6-8
Среднекрепкая, трещиноватая, абразивная	SC 5
Твердая, среднетвердая, сильнотрещиноватая	SC 2
Высота матрицы	Коронки
Низкая 2–6,5 мм	обычные
Стандартная 3–9,5 мм	коронки для ССК
Очень высокая 4–12 мм	коронки для ССК
Супер высокая 16 мм	коронки для ССК

Однослойные алмазные коронки обладают максимально высокими эксплуатационными характеристиками: высокой механической скоростью бурения, долгим сроком службы, наилучшей адаптируемостью к различным геологотехническим условиям (рис.11.12). Матрица однослойных коронок одинакова для всех коронок – твердая.

Размеры алмазов (SPC – камней на карат):

от 20 до 25 SPC – для мягких пород;

от 30 до 55 SPC – для крепких пород.

Выпускают однослойные коронки с полукруглой, многоступенчатой и торцевой промывкой (двухступенчатая промывка).

Бескерновое бурение производят однослойной коронкой (Diamu) с коническим профилем PDC (Diapax).

Диаметры коронок определяют по диаметру скважин.

Для буровых снарядов «Атлас Копко» применяют однослойные алмазные и карбидвольфрамовые расширители (рис. 11.14). При бурении не-

цементированных пород (например известняков) использование карбидвольфрамовых расширителей бывает экономичнее однослойных алмазных расширителей.



Рис. 11.11. Импрегнированная коронка SC 10

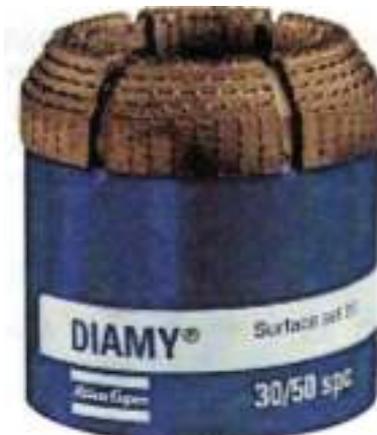


Рис. 11.12. Коронка однослойная



Рис. 11.13. Карбидвольфрамовый расширитель

Опишем обозначение коронок: буровая коронка – СВТ; бескерновая буровая коронка – NCB; расширитель – RES; импрегнированная коронка – DBT; однослойная коронка – DMY; коронка DIPAX – DPX; коронка TRIPAX – TRX; коронка с восьмигранными вставками – TCI; коронки с плоскими вставками – TCP; коронка CORBORIT – CRB; однослойная коронка – S; коронки со стандартными каналами для промывки – CF, коронка с увеличенными промывочными каналами – ECF, коронка для промывки под торец – FD. В описании коронки должны быть указаны тип, размеры, конструкция бурового снаряда матрицы, размеры алмазов, высота матрицы, сорт алмазов (размеры и сорт алмазов только для однослойных коронок).

Приведем примеры описания коронки.

1. Буровая коронка, однослойная, для бурового снаряда 146 Т6, зернистостью алмазов SPC 20/25, с качеством S и промывкой под торец нужно записать кратко: СВТ DMY 146 Т6 20/25 S FD.

2. Буровую коронку импрегнированную, для бурового снаряда 46 ТТ, с матрицей SC5, высотой матрицы 2 (6,5 мм) нужно изложить кратко: СВТ DBT 46 ТТ SC5/2 FD или SC5/2 FD.

При выборе алмазных коронок предпочтение следует отдавать импрегнированной коронке вследствие большого срока ее службы, лучших эксплуатационных характеристик при бурении крепких абразивных и трещиноватых пород. Однако при бурении более мягких (средних) пород, при слишком низкой скорости вращения коронки следует использовать однослойные коронки.

Механическая скорость бурения зависит от типа коронки, горной породы, скорости вращения, расхода промывочной жидкости.

Как известно, доминирующим параметром при алмазном бурении, влияющим на механическую скорость бурения, является скорость вращения коронки. Для импрегнированных коронок рекомендуется максимально допустимая скорость вращения в зависимости от мощности станка и горно-геологических условий в скважине (от 2 до 5 м/с), для однослойных от 1 до 3 м/с. Выбор скорости вращения коронки можно произвести по диаграмме (рис. 11.14) в зависимости от типа коронки и ее размеров.

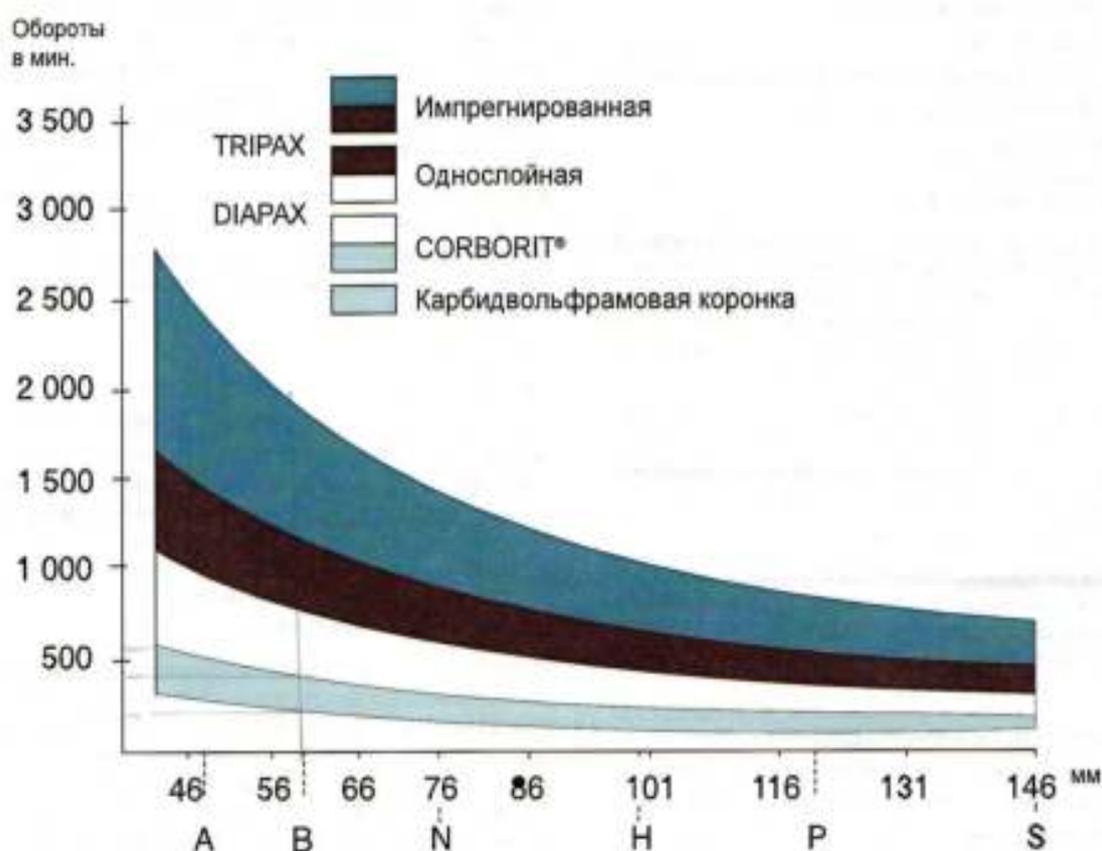


Рис. 11.14. Диаграмма выбора скорости вращения коронки в зависимости от типа коронки и ее размеров

Нагрузку на импрегнированную коронку и расход жидкости приблизительно можно принимать в зависимости от твердости, размера коронки и скорости вращения в соответствии с руководством по применению алмазного инструмента для буровых труб В/Q, NQ, HQ (издание четвертое, 1997 г., Канада) по табл. 11.2.

Более точный расчет промывочной жидкости для различных буровых снарядов можно определить по диаграмме «Промывка» (рис. 11.15).

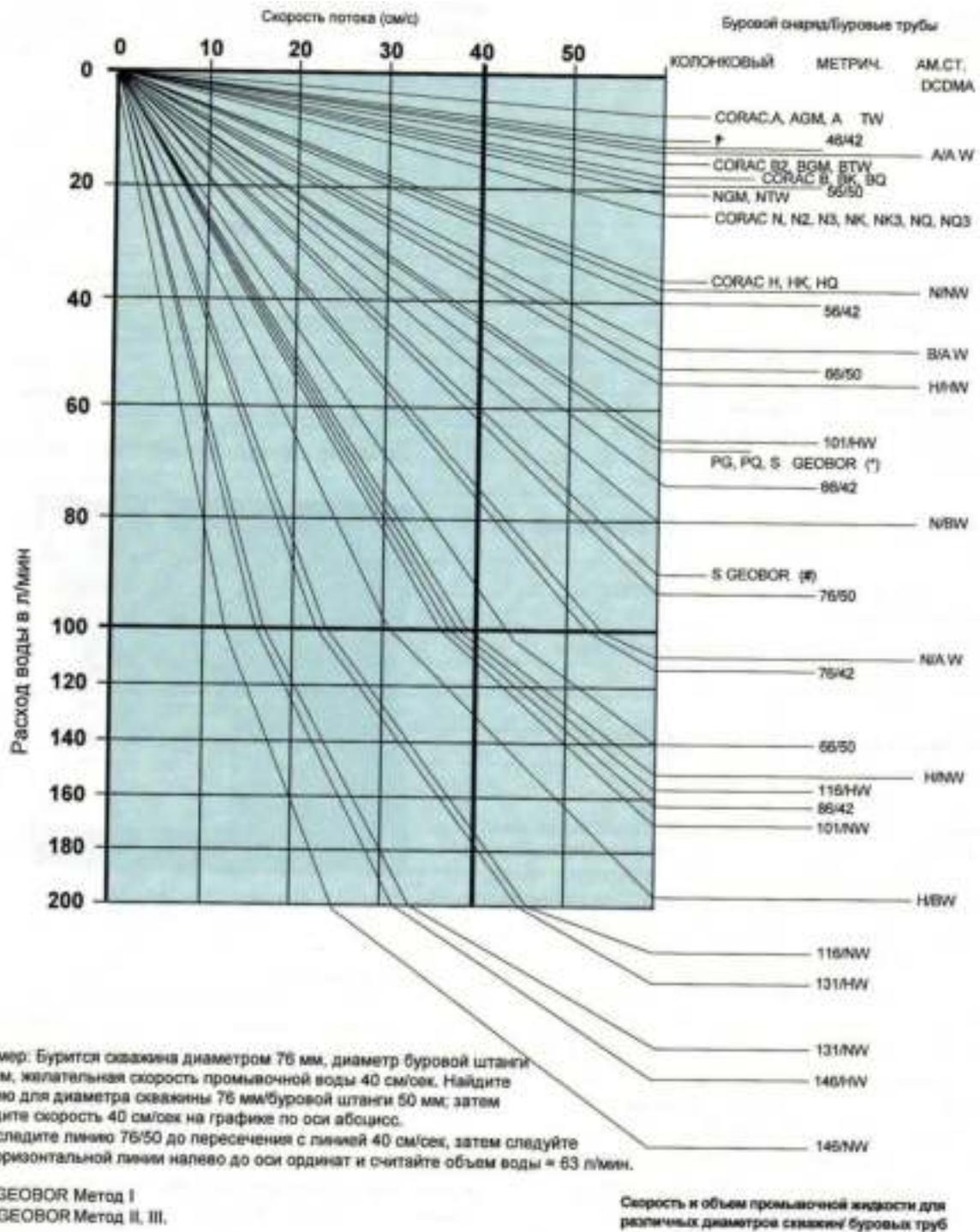


Рис. 11.15. Диаграмма «Промывка»

Точно определить параметры технологических режимов весьма трудно. Тем не менее, слишком большие параметры (например, осевой нагрузки) могут вызвать такие проблемы: избыточный износ коронки; искривление скважины; поломка или износ бурового снаряда и буровых труб.

Таблица 11.2

Твердость породы	Скорость вращения коронки, об/мин	Нагрузка на коронку	Количество промывочной жидкости	Ожидаемая механическая скорость бурения, см/мин
Для коронок ВQ(56 мм)				
Сверхтвердая	1000–1400	2300–3600	26–36	7,5–10
Очень твердая	1000–1200	1600–2700		7,5–13
Среднетвердая	800–1200	1100–1600		10–15
Для коронок NQ(66 мм)				
Сверхтвердая	1000–1200	2700–3600	36–45	7,5–10
Очень твердая	800–1200	1800–2700		7,5–13
Среднетвердая	600–1200	1100–1600		9–15
Для коронки HQ(76 мм)				
Сверхтвердая	800–1000	2700–4500	45–50	7,5–10
Очень твердая	600–1000	1800–2700		7,5–13
Среднетвердая	600–800	1300–2700		10–16

Ориентировочно можно считать, что при наличии горных пород неабразивных, малоабразивных следует применять технологические параметры по максимуму, а для слабоабразивных и сильноабразивных пород – по минимуму.

11.3. Технология пневмоударного бурения с пневмотранспортом шлама (методом «обратная циркуляция»)

Буровые снаряды

Буровые снаряды состоят из двойной бурильной колонны и забойных снарядов.

Существует 2 типа забойных снарядов с пневмотранспортом шлама: забойный снаряд на базе пневмоударника П–125 (рис. 11.16) и забойный снаряд на базе пневмоударника ПКР–90 (рис. 11.17).

Снаряд на базе пневмоударника П-125 включает в себя следующие элементы: корпус 3 с переходником 2 для подсоединения пневмоударника 4, долото 1, соединенное с помощью байонетного переходника 5 с пневмоударником.

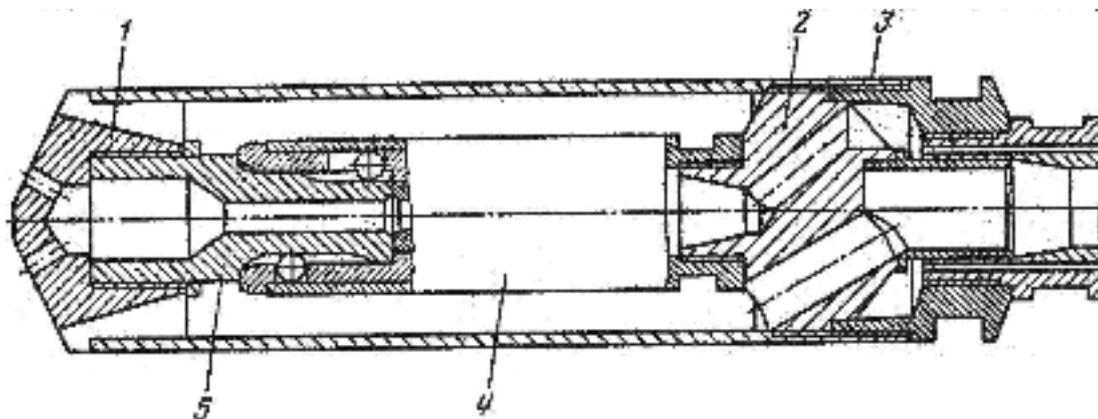


Рис. 11.16. Пневмоударник П-125

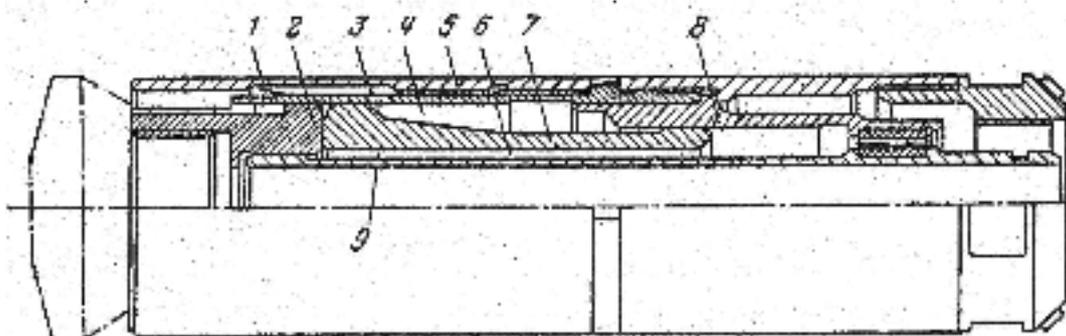


Рис. 11.17. Пневмоударник ПКР-190

Поступающий по межтрубному зазору двойной (двухтрубной) колонны воздух по каналу направляется в пневмоударник, а отработанный воздух вместе со шламом из-под долота через зазор между корпусом и пневмоударником по каналу переходника 2 поступает во внутреннюю бурильную колонну и далее на поверхность.

Забойный снаряд на базе пневмоударника П-125 имеет следующую техническую характеристику:

диаметр скважины (долота)	– 190 мм,
диаметр корпуса снаряда	– 180 мм,
диаметр пневмоударника	– 110 мм,
длина снаряда	– 955 мм,
масса снаряда	– 81 кг.

Забойный снаряд на базе пневмоударника ПКР-190 состоит из корпуса 5 с переходником для соединения с двойной бурильной колонной и двухсекционного цилиндра с впускным 8 и выпускным 3 отверстиями. В центральной части снаряда установлена труба для транспортирования шлама. Между этой трубой и нижней секцией двухсекционного цилиндра закреплена наковальня 2 и помещен кольцевой поршень боек 7. При поступлении сжатого воздуха через отверстие 8 и зазора под боек последний поднимается вверх. После того как отверстие верхней секции цилиндра 8 совместится с полостью, а полость под бойком с отверстием 3, боек под давлением воздуха перемещается вниз, ударяя по наковальне 2. Воздух из-под бойка через отверстие 3 поступает на забой, а затем вместе со шламом через внутреннюю трубу снаряда и внутреннюю трубу бурильной колонны – на поверхность.

Забойный снаряд (пневмоударник) имеет следующую характеристику:

наружный диаметр корпуса	– 186 мм,
рабочее давление	– 0,6 МПа,
расход воздуха	– 15,6 м ³ /мин,
энергия удара	– 250 Дж,
частота удара	– 1100 уд/мин,
масса поршня – бойка	– 10,5 кг,
длина	– 730 мм,
масса	– 98 кг.

Для бурения скважин на базе пневмоударника П-125 применяют долото ДЛП-190 (рис. 11.18).

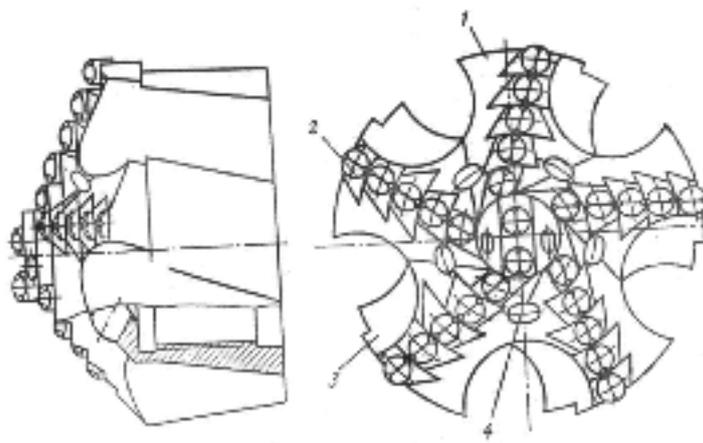


Рис. 11.18 Долото ДЛП-190

Для бурения снаряда на базе пневмоударника ПКР-190 разработаны долота типа ДЛКП – 190; ДЛКП – 2-190 (рис. 11.19), 12 ДЛКП – 190 (рис. 11.20) (табл. 11.3).

Параметры технологических режимов бурения

В однородных породах с минимальным количеством глины и валунов при отсутствии воды в скважине предусматривается снаряд на базе пневмоударника П-125 с долотом ДЛП. Для бурения используют один компрессор, другой применяют при зашламовке скважин. Расход воздуха равен 10 м³/мин.

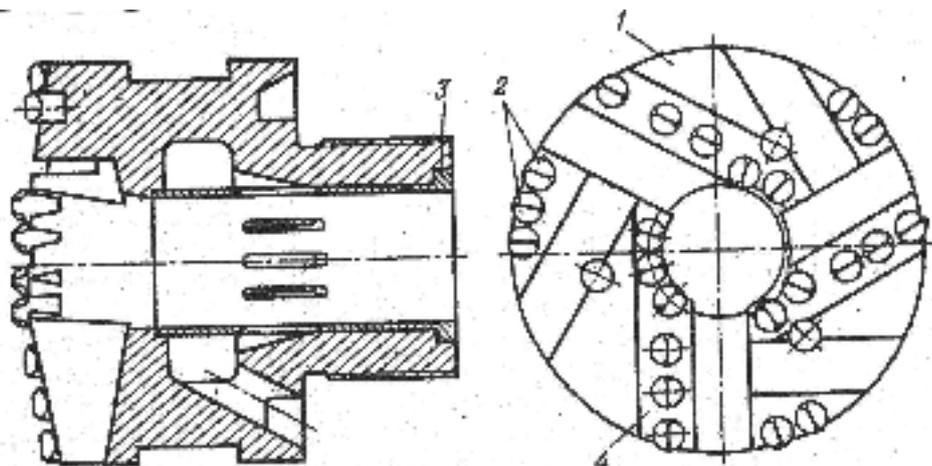


Рис. 11.19. Долото ДЛКП-2-190
для бурения кольцевым пневмоударником

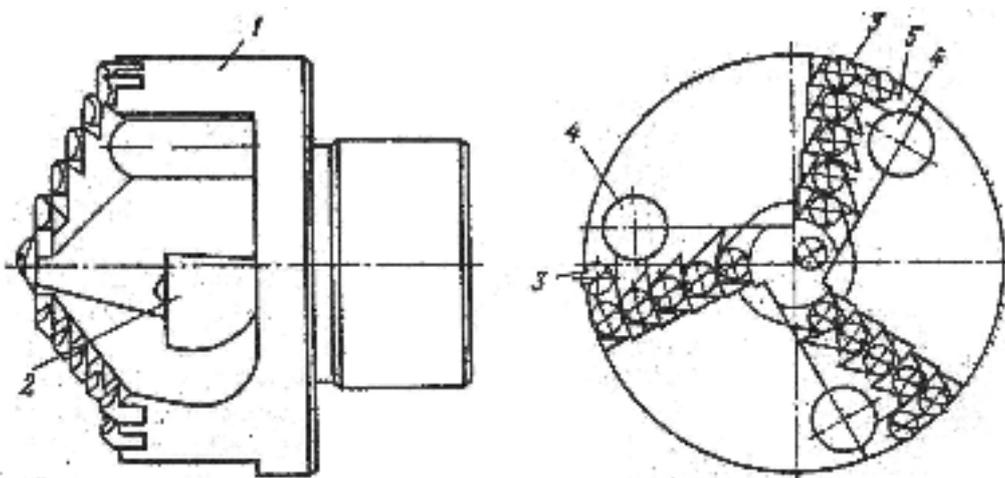


Рис. 11.20. Долото 12 ДЛКП – 190
для бурения кольцевым пневмоударником

В разрезах с неоднородным составом пород с большим содержанием вулканогенных отложений и прослоек глинистых пород целесообразно применить снаряды с кольцевыми пневмоударниками ПКР-190

Таблица 11.3

Показатель	Тип долота			
	ДЛКП – 190	ДЛКП-2 – 190	12 ДЛКП – 190	ДЛП
Наружный диаметр	190	190	190	190
Внутренний диаметр	46	48	42	–
Число вставок	–	–	–	–
Всего	24	23	19/118	27
По наружному диаметру	9	19	6	5
Высота долота	148	197	200/185	125
Масса долота, кг	14,5	21,7	14,7/14,1	15,3

В относительно благоприятных условиях применяют долота 12 ДЛКП-90, при бурении мощных толщ слабосцементированных галечников более эффективны долота ДЛКП-190. В наиболее неустойчивых породах лучшим долотом является долото ДЛКП-2-190.

Минимальная скорость восходящего потока составляет 20–25 м/с, рациональная 35–40 м/с, расход воздуха 8–16 м³/мин.

Осевая нагрузка не должна превышать 4–6 кН на долото. При бурении сильнотрещиноватых пород и слаботрещиноватых галечников осевую нагрузку снижают до 1–2 кН, слабых пород до 500–600 Н.

Частота вращения долота в слабых, пластичных малоабразивных породах может быть доведена до 150 об/мин, при бурении крепких абразивных валунов и сцементированных твердых галечников частоту вращения уменьшают до 16–20 об/мин. В трещиноватых породах частоту вращения следует увеличить до 60–70 об/мин.

Для борьбы с образованием сальников и их устранения производят:

- расхаживание снаряда на высоту не более 10–15 см с одновременной продувкой скважин;

- периодическое переключение продувки скважин с обратной циркуляции на прямую, и с обратной циркуляции на продувку в атмосферу при приподнятом снаряде на 0,5–1 м;

- периодическую промывку забоя водой, раствором ПАВ, пеной, генерируемой электронным струйным генератором (рис. 11.21) при расходе раствора 20–40 л/мин.

После промывки буровой снаряд следует осушить продувкой сжатым воздухом в течение 10–15 минут.

В сложных (мерзлых, трещиноватых) породах используют пену с коэффициентом аэрации 500–2000 ПАВ, получаемую в струйном пеногенераторе при расходе раствора 15–20 м³/мин и воздуха 15–20 м³/мин.

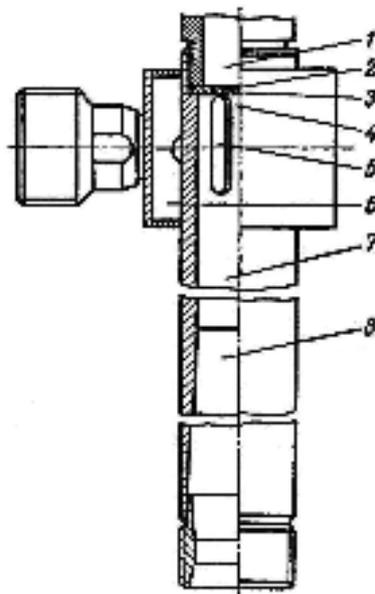


Рис. 11.21 Струйный пеногенератор

Очистка скважин пенами резко повышает механическую скорость бурения, снижает давление столба жидкости в скважинах и потери агента в трещинах, снижает растопление стенок скважин, геологические осложнения.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ УСТАНОВКОЙ VOART LONGYEAR LF 90

12.1. Буровой снаряд

Для примера определим технологию геологоразведочного бурения скважины глубиной 1200 м. Геологический разрез представлен осадочными (песчаники, доломиты, базальты, перидотаты, габбро, пористые граниты, унориты, кварц) и метаморфическими (ерпентелиты, пегматиты, кристаллические сланцы, кварциты, риолиты, гнейсы, железистые кварциты, яшма, кремнесланцы). В целом, горные породы преимущественно монолитные, частично слаботрещиноватые, сильнотрещиноватые.

Для такого полезного ископаемого, как железистый кварцит ВИТР, рекомендует принимать диаметр керноприемника 50 мм, а для ССК диаметр коронки 76 мм.

Горные породы преимущественно монолитные, слабо- и среднетрещиноватые, не клинящиеся V–XII категорий при пологом залегании пластов, поэтому рекомендуется вращательный способ бурения.

Поскольку принимается разведочное бурение и требуется получение керна по всей глубине скважины, то предусматривается колонковое бурение.

В разрезе преобладают горные породы V–XII категорий, поэтому предусматривается бурение алмазными коронками.

Буровой снаряд для установок Voart Longyear, так же как и другие буровые снаряды, состоит из бурильной колонны и забойного снаряда (колонкового набора). Забойный снаряд применяют двух типов: двойной колонковый снаряд, снаряды со съёмными керноприемниками, по конструкции близкие снарядам «Атлас Копко».

Типоразмеры колонковых наборов таковы: BQ диаметром ~60 мм, NQ (NQ 2) диаметром ~76 мм, HQ диаметром ~99 мм и PQ диаметром ~121 мм.

Типами бурильных труб серий QHP (QLW) соответственно для каждого типа колонкового набора являются: BRQHP; BRQLW; NRQHP; HRQHP; HRQHP с высадкой; HWT. Длина бурильных труб 1,525 м, 3,05 м. Соединение труб – труба в трубу.

В зависимости от размеров забойных снарядов и бурильной колонны приблизительная глубина их использования может быть различной: для бурового снаряда BRQHP/BQ она равна 1220 м; BRQLW/BQTK – 1526 м; NRQHP/NQ(NQ2) – 940 м; NRQHP с высадкой 1110 м; HRQHP/HQ – 635 м; HRQHP с высадкой 870 м; HWT/PQ – 420 м.

В комплект к буровому снаряду входят: раширители, породоразрушающий, вспомогательный и аварийный инструменты.

12.2. Выбор типа коронок и расширителей

Выпускаемые компанией Bodrt Longyear импрегнированные алмазные коронки имеют цифровой код от 1 до 10. Чем тверже порода, тем выше цифровой код используемой коронки. Однако следует учитывать, что на выбор и использование коронок влияет также множество других факторов. Выпускаемые коронки постоянно совершенствуются, тем не менее, общее правило использования коронок серии 10 для самых твердых пород и серий 1 и 2 для более мягких абразивных пород сохраняется. Коронки оснащены высококачественными монокристаллическими синтетическими алмазами.

Рекомендации по применению импрегнированных коронок различных серий в зависимости от твердости, абразивности, раздробленности и трещиноватости пород и мощности буровых станков приведены ниже, а также на рис. 12.1.

Серия 1 – для очень абразивных и раздробленных (трещиноватых) пород мягких, средней твердости и твердых. Коронка имеет очень твердую матрицу, которая будет устойчива для большинства абразивных пород. Рекомендуется использовать на высокомо мощных станках для бурения с поверхности с высоким вращающим моментом и высокой осевой нагрузкой.

Серия 2 – для пород со средней степенью абразивности и раздробленности. Прочная, широкого применения, универсальная коронка для использования на всех типах буровых станков по мягким, средней твердости и твердым породам.

Серия 3 – крепкая, многосекторная коронка для мягких абразивных пород. Режущая способность этой коронки выше, чем у коронки серии 2.

Серия 4 – для пород средней твердости, абразивных и плотных. Рекомендуется только для маломощных буровых станков, в частности для бурения из подземных горных выработок. Превышение нагрузок на коронку значительно сократит срок ее службы (проходку на коронку).

Серия 6 – для пород от средних по твердости до твердых и очень твердых, абразивных и раздробленных. Возможно также использование в плотных неабразивных породах. Она хорошо работает в породах, чередующихся по твердости и абразивности. Коронка широкого применения с хорошим сроком использования и механической скоростью бурения выше средней.

Мягкие	Средние	Твердые	Очень твердые	Сверхтвердые
Серпентиниты, песчаники, известняки, гипс, кальцит, глинистые сланцы, тальк	Диабазы, доломиты, андезиты, базальты	Пегматиты, перидотиты, габбро, кристаллические сланцы, нориты**	Кварциты, риолиты, граниты, гнейсы, диориты	Железистые кварциты, яшма, кварц, кремсланцы
Трещиноватые			Плотные	

Рис. 12.1. Рекомендуемые серии импрегнированных коронок в зависимости от твердости и трещиноватости пород

Серия 7 – для твердых и очень твердых, умеренно абразивных и трещиноватых пород. Это прочная, относительно легко режущая коронка с хорошей скоростью углубки.

Серия 8 – для очень твердых, плотных, неабразивных пород. Использование этой коронки требует высоких скоростей вращения и небольших скоростей бурения.

Серия 9 – для очень твердых и сверхтвердых, плотных и умеренно трещиноватых, неабразивных пород.

Серия 10 – для очень твердых и сверхтвердых неабразивных пород. Требуется высоких скоростей вращения и низких осевых нагрузок. С приобретением некоторого опыта этот тип коронки можно эффективно использовать при бурении в других неабразивных породах.

При выборе серии коронки необходимо учесть мощность бурового станка, глубину и состояние скважины, характеристику пород (твердость, зернистость, трещиноватость).

Твердость и трещиноватость пород выбирают применительно импрегнированным коронкам компании **Bodrt Longyear**.

При частом чередовании пород по твердости с одной стороны рекомендуется использовать коронку с самым низким цифровым кодом, необходимым для бурения в самой твердой из предполагаемых пород. При этом необходимо совершенствовать навыки осторожного бурения, чтобы ограничивать механическую скорость бурения в любых встречающихся абразивных породах – это защитит коронку от быстрого износа.

С другой стороны, при бурении пород с интенсивным искривлением скважины следует использовать коронку с более высоким серийным номером в сочетании с ограничением механической скорости бурения за счет снижения осевой нагрузки на коронку, что поможет снизить интенсивность искривления скважины.

Все выпускаемые компанией **Bodrt Longyear** разновидности алмазных расширителей (**PREMIUM**, **PREMIUM LITE**, **PREMIUM STABILIZED**) можно использовать для всех типов пород: мягких и очень твердых, плотных и раздробленных.

Хотя калибрующие расширители имеют больший срок использования по сравнению с коронками (3-6 коронок на 1 расширитель), все же рекомендуется при бурении сравнительно глубоких скважин чередовать 2 или более расширителя, чтобы поддерживать постоянный диаметр скважины и снимать изношенные по диаметру расширители. Несоблюдение этого общепринятого приема приведет либо к плохой стабилизации коронки, либо к потере диаметра скважины, которую позже придется расширять. Для проверки износа расширителя рекомендуется применять калибровочные кольца.

12.3. Параметры режимов бурения

При использовании однослойных коронок большинство буровиков обычно выбирают скорость вращения (об/мин) и нагрузку на коронку, а затем регулируют подачу колонны на забой, сохраняя выбранную нагрузку при бурении в изменяющихся по твердости породах.

Как правило, импрегнированные коронки требуют более высоких скоростей вращения для достижения скорости углубки, сопоставимой с однослойными коронками. Это объясняется тем, что выступ алмазов из матрицы импрегнированной коронки меньше и, соответственно, меньше углубка за 1 оборот коронки.

При использовании импрегнированных коронок компания «Борт Лонгир» рекомендует абсолютно другой подход, при котором механическая скорость бурения контролируется в очень узком диапазоне заданных об/мин, а нагрузка на коронку имеет второстепенное значение. Этот метод бурения известен как метод постоянства скорости вращения снаряда об/см (число оборотов коронки на 1 см углубки).

Индекс об/см очень важен для максимального продления срока службы коронки, хорошей производительности и снижения стоимости буровых работ.

Чтобы рассчитать индекс об/см, разделите скорость вращения коронки (об/мин) на скорость углубки (см/мин), например:

$$800 \text{ об/мин} : 10 \text{ см/мин} = 80 \text{ об/см.}$$

Идеальным является сохранение этого индекса при бурении в диапазоне 80–100 об/см.

Если выбор серии коронки соответствует породе, то бурение должно идти ровно и интенсивность износа коронки будет примерно одинаковой в течение всего срока ее службы.

Если показатель об/см ниже рекомендованного минимума – 80 об/см, то коронка будет быстро изнашиваться и вам придется либо увеличить скорость вращения (об/мин), либо снизить механическую скорость бурения, уменьшив нагрузку на коронку. Если свойства породы или ограничения по бурению не позволяют вам осуществить это, то нужно перейти на коронку с меньшим серийным номером, например, с серии 9 на серию 7.

Если показатель об/см гораздо выше рекомендуемого максимума – 100 об/см, то алмазы в коронке могут быть изолированы и углубка может прекратиться или значительно снизиться. Тогда нужно уменьшить частоту вращения (об/мин) или увеличить механическую скорость бурения, повысив нагрузку на коронку. Если эти показатели невозможно изменить, то нужно перейти на коронку с более высоким серийным номером, например, с серии 2 на серию 6.

Термин «заполирование» используется для описания состояния, когда алмазы на торце коронки не выступают из матрицы и не режут породу. Проходка, естественно, останавливается и возникает необходимость «заточки» коронки. Во избежание заполирования крайне важно, чтобы коронка постоянно врезалась в породу.

Хотя выше подчеркивалось, что нагрузка на коронку является второстепенным фактором при бурении импрегнированными коронками, в некоторых обстоятельствах этот фактор может стать очень важным, например, когда первоочередное значение имеет контроль за искривлением скважины и бурение в связи с этим необходимо вести при пониженных нагрузках. В таких случаях нужно использовать более высокий серийный номер коронки по сравнению с рекомендуемым и соблюдать определенную осторожность в отношении механической скорости бурения. При этом уменьшается искривление скважины за счет некоторого увеличения затрат на коронки с более высоким серийным номером.

Если для бурения требуется очень высокая нагрузка на коронку, то следует перейти на коронку с более высоким номером серии. При этом обычно снижаются требования по нагрузке на коронку с сохранением приемлемой механической скорости бурения.

Для комплекса NQ ориентировочная нагрузка на импрегнированную коронку находится в пределах 1100–2700 кгс. Если вы превышаете максимальную нагрузку, то можно ожидать искривления скважины, быстрого износа колонковых наборов и бурильных труб и даже их поломок (обрывов) в скважине.

Рекомендуемое ориентировочное количество подаваемой в скважину промывочной жидкости при бурении импрегнированными коронками комплексом NQ находится в пределах 30–45 л/мин. Если бурение ведется на максимально рекомендуемом расходе жидкости, при котором происходит износ коронки и возникает необходимость заточки коронки, требуется уменьшить производительность насоса. При этом мелкий шлам изнашивает матрицу и оголяет алмазы. Если это не помогает, нужно перейти на коронку с более высоким номером серии (например, с серии 6 на серию 7).

Диапазоны режимных параметров, рекомендуемых различными инструкциями компании *Bodrt Longyear*, несколько отличаются.

Так, руководством по применению алмазного инструмента (издание четвертое 1997 г.) для импрегнированных коронок NQ рекомендуются следующие режимные параметры (табл. 12.1).

В паспортах на буровые коронки: для импрегнированных коронок NQ рекомендуются следующие режимные параметры, представленные в табл. 12.2.

В этих рекомендациях режимные параметры увязаны с твердостью пород.

Режимы бурения импрегнированными коронками комплексов BQ, NQ и HQ приведены выше (табл. 12.2).

При осмотре поднятых из скважины импрегнированных коронок можно узнать о процессе бурения. По виду износа возможно определить причину такого износа и меры по устранению этих причин.

Таблица 12.1

Количество промывочной жидкости, л/мин	Скорость вращения коронки, об/мин	Механическая скорость бурения, см/мин при индексе об/см		Нагрузка на коронку, кгс
		80 об/см	100 об/см	
30–38	1350	17	14	1400–2700
	800	10	8	
	550	7	6	

Таблица 12.2

Количество промывочной жидкости, л/мин	Твердость породы	Скорость вращения коронки, об/мин	Нагрузка на коронку, кгс	Максимальный индекс, об/см	Ожидаемая механическая скорость бурения, см/мин
36–45	Сверхтвердая	1000–1200	2700	120	7,5–10
	Очень твердая	800–1200	1800–2700	100	7,5–12,5
	Средн. твердости	600–1000	1100–1600	70	9–15

Обычно импрегнированная коронка выбраковывается после полной ее отработки. Первый показатель того, что коронка приближается к нормальной выбраковке – это увеличение или резкий скачок давления насоса из-за уменьшения глубины торцевых каналов.

В идеале импрегнированная коронка должна бурить ровно с одинаковой скоростью износа матрицы и алмазов.

Если по каким-либо причинам произошло заполирование коронки, то необходимо обнажить поверхность матрицы, чтобы вскрыть новые алмазы. Обычно это достигается уменьшением скорости вращения (об/мин) в 2–3 раза и поддержанием постоянной скорости углубки за счет увеличения давления на коронку. Через 1–3 см бурения на таких режимах происходит обнажение алмазов. В этом случае следует сразу уменьшить давление на коронку и увеличить обороты вращателя до рекомендуемой величины об/см. Если приходится повторять эту процедуру, то рекомендуется перейти на коронку с более высоким номером серии.

Для заточки коронок вне скважины рекомендуется пескоструйный метод при помощи твердого абразива.

Примечания:

1. По возможности следует избегать заточек коронки, так как это искусственно укорачивает срок ее использования.

2. Если коронку нужно постоянно затачивать, то необходимо перейти на коронку с более высоким номером серии.

3. Для заточки импрегнированных коронок компании Bodrt Longyear, ни при каких условиях нельзя пользоваться кислотами.

4. Для заточки компания Bodrt Longyear не рекомендует выключать промывку при бурении и ждать, когда коронка начнет «врезаться» (это неминуемо приведет к **прижогу коронки**. Руководство по применению алмазного инструмента (издание четвертое, 1997 г., Канада. Правила бурения интегрированных коронок).

Параметры технологических режимов компания «Атлас Копко» рекомендует принимать следующие значения (табл. 12.3 и 12.4).

Таблица 12.3

Количество промывочной жидкости, л/мин	Скорость вращения коронки, об/мин	Механическая скорость бурения, см/мин при индексе об/см		Нагрузка на коронку, кгс
		80 об/см	100 об/см	
Коронка BQ				
23–30	1700	22	17	900–2300
	1000	13	10	
	700	9	7	
Коронка NQ				
30–38	1350	17	14	1400–2700
	800	10	8	
	550	7	6	
Коронка HQ				
38–45	1000	13	10	1800–3600
	600	8	6	
	400	5	4	

Таблица 12.4

Количество промывочной жидкости, л/мин	Твердость породы	Скорость вращения коронки, об/мин	Нагрузка на коронку, кгс	Максимальный индекс, об/см	Ожидаемая механическая скорость бурения, см/мин
Коронка BQ					
26–36	Сверхтвердая	1000–1400	2300–3600	140	7,5–10
	Очень твердая	1000–1200	1600–2700	100	7,5–13
	Средн. твердости	800–1200	1100–1600	80	10–15

Количество промывочной жидкости, л/мин	Твердость породы	Скорость вращения коронки, об/мин	Нагрузка на коронку, кгс	Максимальный индекс, об/см	Ожидаемая механическая скорость бурения, см/мин
Коронка NQ					
36–45	Сверхтвердая	1000–1200	2700–3600	120	7,5–10
	Очень твердая	800–1200	1800–2700	100	7,5–13
	Средн. твердости	600–1200	1100–1600	70	9–15
Коронка HQ					
45–50	Сверхтвердая	800–1000	2700–4500	100	7,5–10
	Очень твердая	600–1000	1800–2700	80	7,5–13
	Средн. твердости	600–800	1300–2700	60	10–16

В этих рекомендациях режимные параметры увязаны с твердостью пород.

Бурение в России буровыми установками Voart Longyear с рекомендуемыми технологическими режимами дает высокие показатели. Механическая скорость бурения оказывается в 2–3 раза выше отечественных.

12.4. Промывочные жидкости

В качестве промывочных жидкостей в зарубежных странах применяют целый спектр различных растворов: глинистых, полимерглинистых, полимерных.

Для получения глинистых и полимерглинистых растворов преимущественно используют качественный бентонит (чаще всего чистый монтмориллонит).

Глинистые растворы обычно используют для бурения полезных ископаемых, неустойчивых горных пород. Для обработки бентонита используют соду ASH (1–2 %).

Для промывания скважин при бурении раздельнозернистых пород (песок, гравий) применяют полимер Argipol P с добавкой Modipol 600.

При бурении набухающих пород (глин) используют смеси бентонита с полимерами.

Для бурения неустойчивых пород Bentonit Mud, Swelltonit применяют весьма качественные полимерглинистые растворы на основе монтмориллонита и полимеров Swel Dmel, Osmo, Swel Gelm (смесь монтмориллонита Osmo и Argipol).

В трещиноватых породах при потере промывочной жидкости хорошие результаты показывают бентониты типа Вайоминга Teitsie (набухающие в воде в четыре раза и хорошо закупоривающие трещины).

Для промывки соленосных отложений глинистый раствор готовят на соленой воде (Saltwater) с глиной (Attapulgitite). Но чаще всего при бурении скважин повсеместно при бурении устойчивых пород применяют полимерные растворы с использованием качественных полимеров: КМЦ (ФХВ – низкой вязкости), Modipol-600 – смесь полимеров с высокой вязкостью ГПАА (EZ Mud РНРА – ингибитор, смазка HV Dripac Plus) Pac LV/HV, крахмал (Modipol BR) и гуаровая смола, ModiGum Hypochlorite. Для стабилизации стенок скважин используют пены Modipol-600, смесь полимеров, биополимеров Modivis-900.

Бурение неустойчивых пород (кавернозных, набухающих) рекомендуется проводить с промывочными жидкостями на основе Argipol P (смесь полимеров с модификациями РНРА) и Alcomer 120L для безглинистых пород глинистыми растворами, а раздельнозернистых (песок, гравий) на основе Modiflow-060 (смесь высококачественных полимеров).

Для стабилизации стенок скважин применяют промывочную жидкость на основе Modista-720 (сополимер акриловой кислоты и акриламида). С полимером Modidrill-250 образует на стенках скважины прочный слой.

Для скважин с аномально высоким пластовым давлением готовят смесь нейлонных полимеров и микродогонита Modiworkower-860 для кальматации трещин или Mikrodol-325, образующий на стенках корку.

Для бурения трещиноватых пород для борьбы с поглощением промывочной жидкости используют суперабсорбент на основе Modisorb-200 (натриевый полиакриловый), способный впитывать в себя воду, Modiworkower-86 – смесь вязких полимеров, закупоривающих трещины, блокатор трещин Send Seae Cors, синтетические компауды AQUA CROUT (при насыщении увеличивается в объеме в 6–10раз), AQUA CAT (затвердевает при 10 % через 15 мин, при 2,5 % через 35–45мин.), Nutplug fine/Coarse из скорлупы миндаля-хлопьев, для борьбы с поглощением, Modlos – целлюлозу для кальматации трещин.

Для борьбы с сальниками при бурении используют ПАВ детергент Modiolet, образующий на трубах гидрофобную пленку.

В качестве смазки используют Modilule 19NA – это смазка на основе Modilule.

Для работы с пневмоударниками используют высококонцентрированную пену Modijoam-735.

В качестве пеногасителя был разработан Defoamer 798. Понижают вязкость раствора с помощью СА Lignosulfonat.

Предохраняют крахмал и полимеры бактерицидом Modizid.

При бурении горизонтальных скважин применяют высококачественные промывочные жидкости:

Swelltonit HQ – для нормальных пород;

Agripol – для глинистых пород, аргиллитов, илов;

Argipol P – для песков, гравия;

Modiflowo 60 – для песков, гравия;

Modisorb – для водоносных пород;

Modiolet – для борьбы с сальниками.

Основная масса промывочных жидкостей разработана голландской компанией 5ДС. Они распространены почти по всей Европе.

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН

13.1. Параметры искривления скважин

Искривление скважины называется отклонением ствола от проектного направления.

Искривление скважин может быть естественным под воздействием естественных геологических факторов и искусственно направленным по запланированному направлению под воздействием специальных технических средств.

Естественное самопроизвольное искривление приводит к снижению достоверности разведочных работ, искажению геолого-технических данных, интенсивному износу технических средств бурения.

Искусственное искривление скважин позволяет направлять скважину по заданной при проектировании траектории, вывести скважину в заданную точку, получать более достоверные результаты для построения геологического разреза и подсчета запасов месторождения, снижает затраты труда и времени.

Основными показателями искривления скважин являются: азимут, зенитный угол, интенсивность искривления скважин.

Траекторией скважины называют линию, по которой перемещается забой скважин при бурении. Профиль скважины – это проекция проектируемой скважины на вертикальную плоскость.

План скважин – это проекция ее траектории на горизонтальную плоскость.

Зенитный угол (θ) – это угол между осью скважин и вертикальной линией. Азимутальный угол (α) – это угол между проекцией оси на горизонтальную плоскость и ориентированным направлением.

Апсидальной называется вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины.

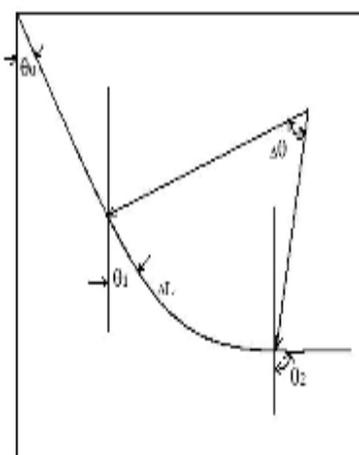


Рис. 13.1. Радиус искривления скважины

Интенсивностью искривления i называют отношение зенитного угла (θ) к длине скважины.

Радиусом искривления скважины R называют отношение длины дуги участка скважины ΔL к зенитному углу этого участка (рис. 13.1):

$$R = \frac{\Delta L}{\Delta \theta} 57,32 / i \quad (13.1)$$

$$i = \frac{57,32}{\Delta L}. \quad (13.2)$$

13.2. Причины и закономерности естественного искривления скважин

Все причин искривления скважин можно разделить на 3 группы: геологические, технически и технологически.

К геологическим причинам относят анизотронность горных пород, перемежаемость горных пород по твердости, структурно-геологические условия, включения в горных породах большой твердости, зоны дробления пород, пустоты устойчивости горных пород.

Трещиноватые изотронные породы разрушаются как анизотронные; здесь трещины при бурении ведут себя слои с нулевой твердостью.

На границе пород различной твердости в результате более интенсивного разбуривания более мягких пород при остром угле встречи оси скважины с горной породой скважины будут искривляться по перпендикуляру в сторону твердой породы. При острых углах встречи менее 15^0 ствол скважины «скользит» по плоскости контакта.

При бурении неустойчивых пород скважина в большей степени разбурируется по диаметру.

При наличии большого диаметра скважины и относительно небольшого диаметра снаряда под действием осевого давления будут искривляться бурильные трубы, а следовательно и сама скважина.

К техническим причинам искривления скважин относят: неправильную установку станка (шпинделя станка), отсутствие направляющей, трубы или неправильной ее установкой, неправильным выбором бурового снаряда (малой длины и диаметра с большой ее кривизной с неисправной коронкой).

К технологическим причинам относят: большую разработку ствола скважин, способ регулирования и режимные параметры. Наибольшая разработка ствола скважины наблюдается при бурении твердосплавными коронками и долотами, наименьшая при бурении алмазными коронками.

С увеличением осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент увеличивается изгиб бурильных труб, а следовательно и искривление скважин. При высоких частотах вращения снаряда увеличивается изгиб колонны бурильных труб.

Повышенный расход промывочной жидкости в мягких породах вызывает размыв и обрушение стенок скважин, образование каверы.

Закономерности искривления скважин на основании исследования искривленных скважин установлены следующие закономерности:

1. При бурении анизотропных или трещиноватых пород скважины искривляются в сторону направления наименьшего сопротивления пород. Искривление увеличивается с увеличением анизотропности пород.

2. При бурении толщ перемежающихся пород скважины занимают направление перпендикулярное напластованию пород.

3. Наибольшая интенсивность искривления наблюдается при углах встречи оси скважины с пластом горных пород $10-70^\circ$.

4. При остром угле встречи (менее 15°) скважины могут пойти по падению пластов породы.

5. Наклонные скважины при пересечении мягких пород и каверн выкручиваются (стремятся занять вертикальное направление).

6. Интенсивность искривления скважин с увеличением глубины и зенитного угла снижается.

13.3. Приборы для замера параметров искривления скважин

Положение скважин в пространстве определяют инклинометрами. Чувствительными элементами, регистрирующими зенитный угол θ могут служить отвес, шарик, свободно перемещающийся по кольцевому желобу и др.

Направление вектора магнитного полюса фиксируют инклинометрами с магнитной стрелкой.

В практике бурения для оперативного контроля используют одноточечные приборы (для одного измерения) типа ОК-40У. Положение стрелки фиксируется ориентиром часового механизма.

Плановые замеры геофизическая служба производит многоточечными приборами типа МТ-1 с магнитной стрелкой и отвесом. В нем использован фотографический способ регистрации и электронная схема управления, работающая в автономном режиме (рис 13.2).

Все измерительные узлы прибора МТ-1 размещены в цилиндрическом корпусе, заполненном кремнеорганической жидкостью ФПМС-5,

демпфирующей механические помехи и обладающей способностью светодиода.

Приборы для полного измерения искривлений скважины в диамагнитных средах – это электромеханический компас УМИ - 25. Для оперативного контроля инклинометр УМИ-25 можно опускать внутрь колонны бурильных труб и выполнять измерения в комплекте ССК и КССК (рис. 13.2).

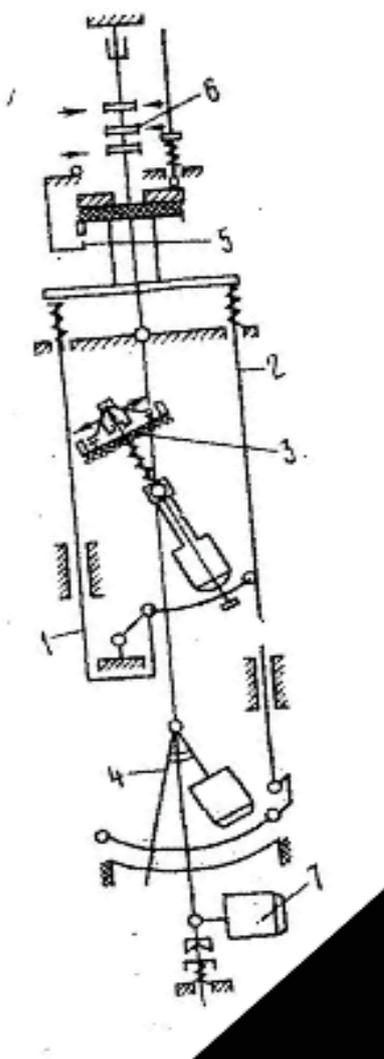


Рис. 13.2. Схема инклинометра УМИ-25: 1 и 2 – арретеры; 3 – компас; 4 – отвес; 5 – чувствительный элемент угла ориентации; 6 – коллектор; 7 – эксцентричный груз (дебаланс)

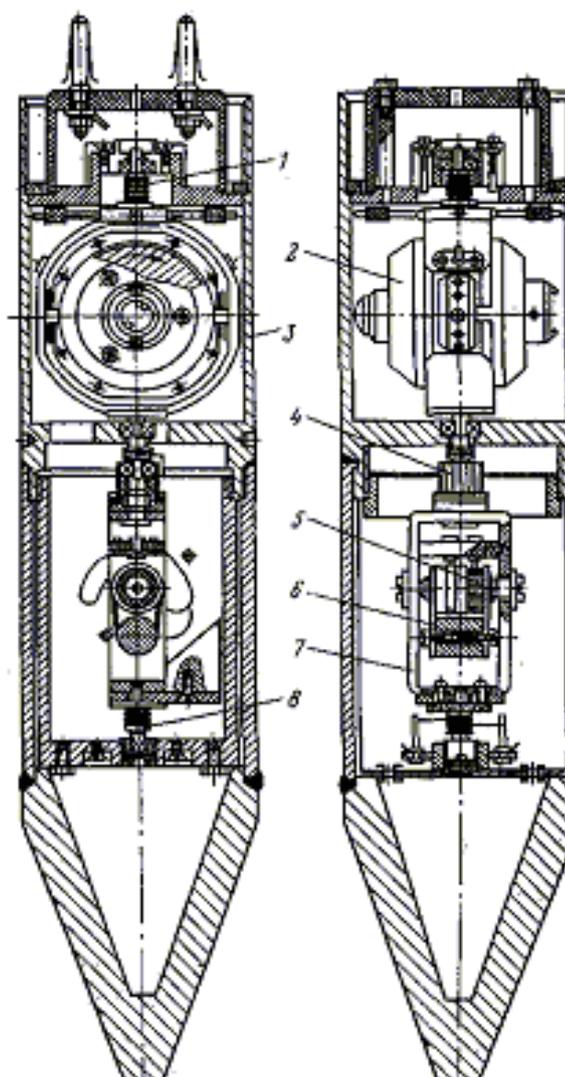


Рис. 13.3 Гироскопический инклинометр ИГ-70: 1 – коллектор; 2 – гидромотор; 3 – гильза защитная; 4 – азимутальное сопротивление; 5 – зенитное сопротивление; 6 – отвес; 7 – рамка со смещенным центром тяжести; 8 – коллектор

Датчик инклинометра размещен в свободно вращающейся рамке, ось которой совмещена с осью прибора. Центр тяжести рамки не совпадает с

ось ее вращения вследствие наличия дебаланса 7 благодаря которому, рамка и датчик всегда занимают в наклонной скважине устойчивое положение, фиксирующееся в апсидальной плоскости.

Отвес магнитной стрелки компаса располагает магнитную стрелку в горизонтальной плоскости. При подаче сигнала через коллектор 2 арретеры 1 и 4 фиксируют положение магнитной стрелки и отвеса 6. Чувствительный элемент 3 показывает значение угла, лежащего в положении, перпендикулярном оси прибора, между плоскостью искривления и плоскостью симметрии отклонителя.

В ферромагнитных средах применяют гироскопические инклинометры ИГ-70 (рис. 14.3), чувствительным элементом которых является гироскоп, принцип действия которого основан на регистрирующее направление вектора кореолисова ускорения, возникающего вследствие ориентированного в пространстве вращения Земли. Быстровращающийся маховик, помещенный в рамку с двумя степенями свободы, всегда устанавливает плоскость своего вращения в плоскости географического меридиана, т. е. работает по тому же принципу, что и известный в физике маятник Фуко. Определение параметров искривления скважин значительно облегчает работу при проектировании скважин, построении геологического разреза и подсчета запасов полезных ископаемых.

13.4. Искусственное искривление скважин

Направленное бурение в основном применяют на стадии детальной разведки, когда имеются данные о закономерностях естественного искривления скважин, расположенных под озерами, болотами, реками или крупными промышленными объектами, для обхода места аварий.

Направленное (искусственное) бурение особенно выгодно применять в следующих условиях:

- на месторождениях с сильной дислоцированностью,
- при глубине скважин более 600–700 м.,
- при малых размерах залежей,
- при сложной морфологии залежей.

Основные параметры трассы вычисляют по следующим формулам: зенитный угол:

$$\Theta = \theta_0 + \alpha L + bL^2/2, \text{ град}$$

где Θ – зенитный угол, θ_0 – начальный зенитный угол, L – глубина скважины, α и b – опытные коэффициенты;

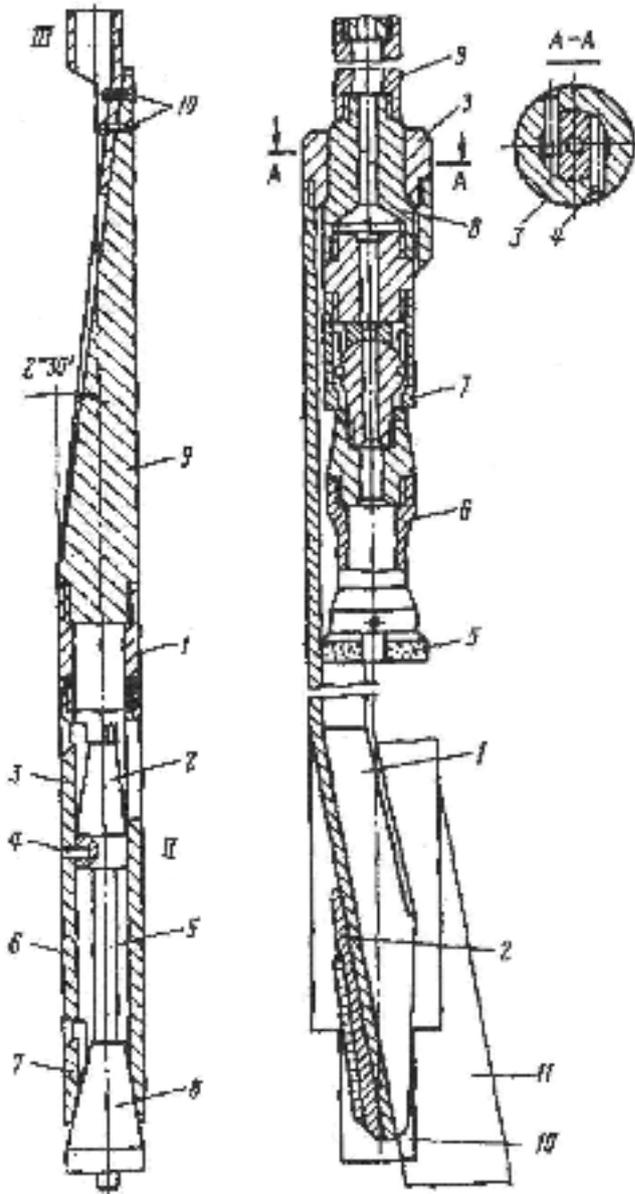


Рис. 13.4. Извлекаемый (стационарный) клин: I – желоб; II – крепежное устройство; III – установочный патрубок; I – удлинитель; 2, 8 – верхний и нижний распорные конусы; 3, 7 – патрубki; 4 – винт; 5 – шток; 6 – соединительная труба; 9 – желоб; 10 – заклепка

Рис. 13.5. Извлекаемый (съемный) клин: I – корпус; 2 – желоб; 3 – втулка; 4 – шпилька; 5 – коронка; 6 – колонковая труба; 7 – шарнир; 8 – переходник

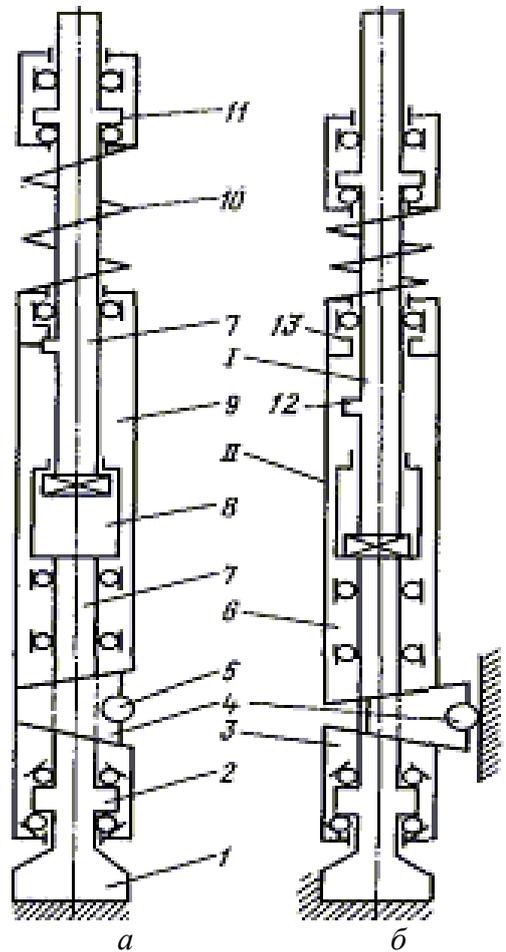


Рис. 13.6. Схема устройства бесклинового постоянно действующего отклонителя ТЗ-3: I – ротор; II – статор; I – долото; 2, II – подшипниковые узлы; 3, 6 – полуклинья; 4 – клин (ползун); 5 – ролик; 7 – валы шпинделя; 8 – муфта шлицевая; 9 – корпус; 10 – пружина; 12 – блокировочный зуб; 13 – муфта; а – при транспортировке, б – при искривлении скважины

радиус искривления

$$R = 57,3/i, \text{ м,}$$

где i – интенсивность искривления, град/м.

В качестве технических средств для направленного бурения применяют клинья стационарные (не извлекаемые), извлекаемые открытого и закрытого типа, однократного и многократного действия, шарнирные, компоновки и скользящие отклонители.

Неизвлекаемые стационарные клинья состоят из клина и распорного устройства КОС (рис. 13.4).

Извлекаемые съемные клинья (СНБ-КО) (рис. 13.5) состоят из корпуса 1 с вырезанной стенкой, с желобом 2 и втулкой 3. Внутри втулки устанавливается переходник, шарнир 7, колонковая труба 6 с коронкой 5.

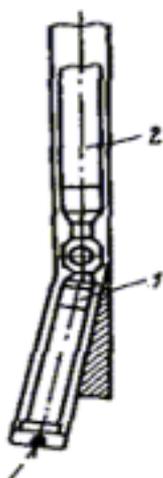


Рис. 13.7. Технологическая схема отхода от клина с помощью шарнирного отклонителя: 1 – шарнирный отклонитель; 2 – центратор

Наиболее перспективными являются бесклиновые отклонители непрерывного действия типа ТЗ-3 (рис. 13.6). ТЗ-3 состоит из ротора I, соединенного с долотом 1, и статора II. Статор опирается на нижний 2 и верхний 11 опорные узлы, связанные валом 7 и муфтой 8. Статор оснащен нижним 3 и верхним 6 полуклиньями и клином 4. Под действием пружин 10 снаряд расклинивается в скважине и долото разбивает противоположную клину стенку скважин. Величина отклонения направления забуриваемой скважины зависит от осевого усилия, величины сжатия пружины 10 и перемещения (в муфте 8) верхнего вала 7 относительно нижнего.

Повышение интенсивности искривления скважины производят с помощью шарнирных отклонителей (рис. 13.7).

Ориентирование направления забуривания отклоняющей скважины производят с помощью ориентаторов «Курс», «Луч», ОБ-13, ОЭ-15 и др.

13.5. Многозабойное бурение. Кернометрия

Многоствольное бурение позволяет ускорить сроки разведки и снизить стоимость разведки благодаря сокращению объемов бурения. При

этом несколько снижается сменная производительность, возникают дополнительные затраты на технические средства искривления скважин.

Дополнительные стволы можно забуривать как снизу вверх после достижения проектной глубины основного ствола, так и сверху вниз, что требует проведения всех исследований в нижерасположенных интервалах.

Отбурку дополнительных скважин производят также с помощью стационарных клиньев и бесклиновыми отклонителями.

В практике бурения часто для бурения многоствольных скважин используют типовые профили.

Кернометрия. Задачей кернометрических исследований является определение параметров залегания (азимута, угла падения) структурных элементов геологического объекта (слоистости, трещиноватости, сланцеватости) по ориентировочному керну.

При обмере ориентировочного керна измеряют следующие углы:

– аксидальный угол слоистости φ_S – угол, отсчитываемый в плоскости поперечного сечения керна по ходу часовой стрелки от верхнего следа аксидальной плоскости до нижней точки структурного эллипса;

– видимый угол падения η_S – угол между большой осью структурного эллипса и ее проекцией на плоскость поперечного сечения керна. Он может быть выражен через расстояние между нижней и верхней точками структурного эллипса оси керна Δh_m и диаметр керна d .

Целью кернометрических измерений является определение двух углов величин: азимута падения структурной плоскости α_S угла, отсчитываемого в горизонтальной плоскости от северного направления по часовой стрелки до горизонтального положения линии наибольшего ската структурной плоскости и истинного угла падения структурной плоскости η_S – угла наклона линии падения к горизонтальной плоскости.

Для выполнения расчетов необходимо знать азимуты скважины в точке отбора α_A и зенитный угол скважины θ_A .

Определение истинных параметров залегания структурной плоскости производят по формуле

$$\alpha_S = \alpha_A + \Delta\alpha_{AS}; \quad (13.5)$$

$$\Delta\alpha_S = \arctg \frac{\sin\varphi_S}{\cos\varphi_S \cos\theta_S - \frac{\alpha}{\Delta hm}}; \quad (13.6)$$

$$\eta_S = \arccos \frac{d}{\sqrt{d^2 + \Delta hm}} \left(\frac{\Delta hm}{d} \cos\varphi_S \sin\theta_S \cos\theta_S \right). \quad (13.7)$$

Для получения ориентированного керна в процессе бурения применяют различные керноскопы. Высокими эксплуатационными характери-

стиками обладают керноскопы Уральского теркома КО. Данный керноскоп представляет собой патрубок со специальным корпусом 4, имеющим долото-терку 2 для выравнивания забоя. Переходник керноскопа соединяется с зубчатой муфтой, закрепляемой в переходнике штифтом 6. К зубчатой муфте шарнирно подсоединяется отбурочный снаряд с коронкой 8 для отбурки метки в будущем керне. В корпусе установлен электролизный ориентатор – апсидоскоп 3. Керноскоп КО-73/59 М – модернизированный аналог КО (рис. 13.8).

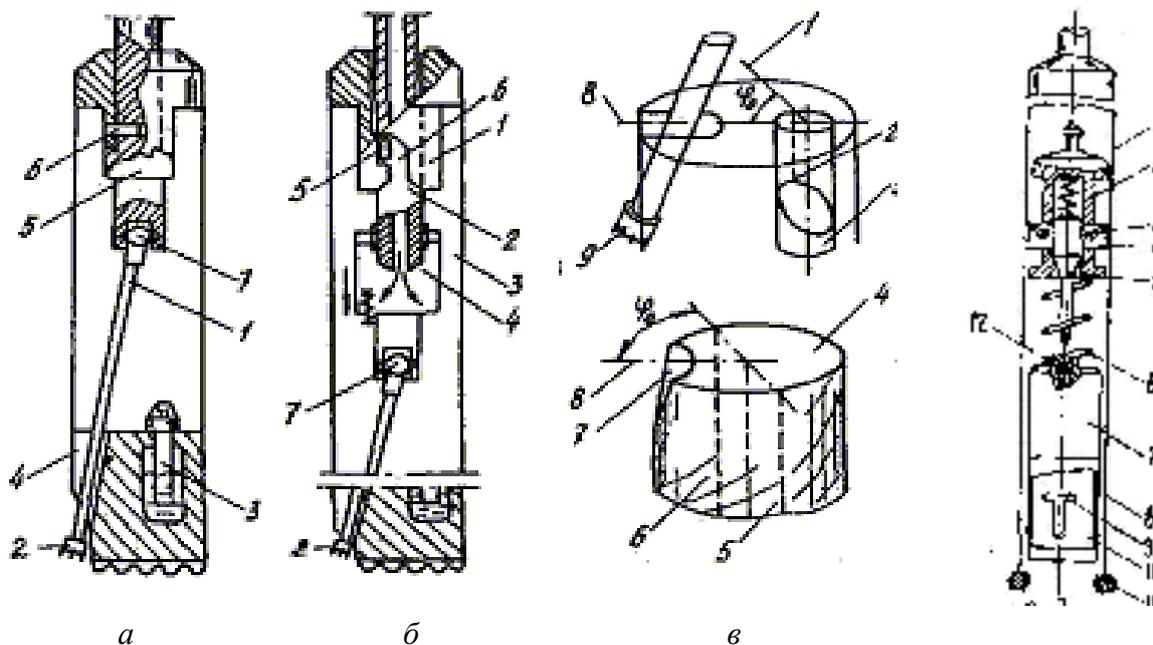


Рис. 13.8. Принципиальная схема отбурочного керноскопа КО: *а* – в транспортном положении, *б* – при отбурке ориентированного керна, 1 – привод; 2 – долото; 3 – апсидоскоп; 4 – корпус; 5 – зубчатая муфта; 6 – штифт; 7 – шарнир; *в* – схема снятия отсчета φ , 1 – след апсидальной плоскости в поперечном сечении апсидоскопа; 2 – верхняя точка мениска осадка меди в апсидоскопе, 3 – стержень апсидоскопа; 4 – керн; 5 – висячий бок; 6 – лежащий бок; 7 – метка; 8 – плоскость отбурочного снаряда, 9 – отбурочный снаряд

Рис. 13.9. Схема конструкции бурового снаряда для отбора ориентированного керна КПК: 1 – керноориентатор; 2 – корпус пружины; 3 – скобы; 4 – кулачки; 6 – затвор; 7 – ориентатор; 8 – керноприемный стакан; 9 – лепестки (фиксаторы керна); 10 – резец; 11 – коронка; 12 – блокировка ориентатора

На рис. 13.9 показана схема керноскопа КПК свердловского горного института. Снаряд состоит из одинарного колонкового набора и совме-

щенного с ним керноориентатора, расположенного внутри трубы 1, над коронкой 11. Керноориентатор состоит из керноприемного стакана 8 длиной 0,2 м с зачеканенным резцом 10 и Т-образным вырезом с вогнутыми внутрь стакана лепестками 9. Непосредственно над стаканом установлен ориентатор одноактного действия 7 и рабочая пружина 6. Верхний конец пружины упирается в замок, состоящий из корпуса 2, подпружинного затвора 5 и кулачков 4 с заклинивающими скобами 3.

После спуска снаряда на забой отбуривают 10–15 см. Керн поступает в стакан и закрывается за счет его упругой конструкции.

По мере поступления керна маркирующий элемент, установленный в нижней части стакана, оставляет на нем продольную черту.

Замок препятствует перемещению керноориентатора вверх под действием керна, так как заклинивающие скобы, входя в клиновое пространство кулачков, местно заклинивают замок внутри колонковой трубы, обеспечивая сжатие пружины и необходимое усилие для фиксации керна в стакане.

После окончания рейса делается выдержка 20–25 мин для срабатывания ориентатора. После этого бурят еще 5–10 см, пружина сжимается, затвор блокирует ориентатор 12 и включает его.

Ориентатор устанавливают в корпусе замка. По окончании бурения 10 см пород кулачки освобождают скобы и происходит заклинивание замка. Далее бурение ведут до конца рейса, и керноориентатор вместе с керном перемещается вверх.

Применение керноскопов значительно облегчает работы геолога при описании и составлении геологического разреза и геологической карты.

БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН

14.1. Медленно-вращательное бурение

При проведении геолого-поисковых работ, поиске цветных и редких металлов, разведке строительных материалов, россыпей, инженерно-геологических изысканиях и так далее бурение производят на небольшую глубину (до 50 м).

Бурение таких скважин осуществляется преимущественно в мягких неустойчивых горных породах с разнообразной геологической структурой в связи с чем применяют разнообразные способы бурения.

Таблица 14.1

Способ бурения	% от механического бурения неглубоких скважин	Производительность бурения
Вращательный бескерновый с промывкой	1,00	8,0
Колонковый:		
с промывкой	7,00	4,9
«всухую»	24,00	14,2
Медленно-вращательный:		
машинный	15,50	21,3
вручную	11,50	12,8
Шнековый	10,00	28,0
Вибрационный	6,10	35,0
Ударно-канатный:		
бескерновый	4,11	3,5
колонковый	31,30	16,5

Колонковый и ударно-канатный бескерновый способы бурения рассмотрены в первом разделе. Здесь рассмотрим медленно-вращательный, шнековый и вибрационный способы бурения.

Сущность этого способа состоит в том, что скважину бурят инструментом режущего типа: ложкой или змеевиком при малой скорости вращения снаряда. Малая скорость вращения позволяет создавать большой крутящий момент, что способствует повышению производительности бурения. Медленно-вращательный способ бурения весьма прост, не требует промывки, а следовательно, оборудования для приготовления и очистки ее от шлама.

Простота бурового оборудования, возможность опробования горных пород без дополнительных затрат на его приобретение и обслуживание, достаточно высокая производительность бурения (по производительности этот способ занимает третье место) позволяют использовать этот метод до настоящего времени.

Медленно-вращательный способ подразделяется на ручной и машинный.

К бурению скважин вручную прибегают при выполнении небольших объемов работ, при бурении одиночных скважин, изыскательских и строительных работах, поисках и разведке россыпей, инженерно-геологических исследованиях, при выявлении коренных выходов.

Несмотря на высокую трудоемкость ручного труда, способ еще находит применение в практике разведочного бурения вследствие его простоты, малых затрат труда на транспортирование оборудования и низкой себестоимости погонного метра, особенно в труднодоступных районах при небольшой глубине скважин (до 10–15 м). Обычно глубина ручного бурения не превышает 20–30 м, а диаметр скважин может быть в пределах от 38 до 203 мм.

Машинный медленно-вращательный способ применяют для бурения более глубоких скважин до 50 м и более. Для медленно-вращательного машинного бурения используют установки типа РБУ-1, УРБ-3М и др.

Буровой снаряд для медленно-вращательного бурения состоит из бурильной колонны и ложки или змеевика. Для крепления устья скважин глубиной более 15 м устанавливают обсадные трубы диаметром 60, 89, 127, 219 мм.

Вращение снаряда при бурении вручную (рис. 14.1) осуществляют при помощи рычагов, устанавливаемых на рукоятке жимков, которые закрепляют на бурильных трубах. В спускоподъемных операциях при бурении более глубоких скважин используют копер и лебедку.

Ложки (ложковые буры) (рис. 14.2) представляют собой патрубок длиной 0,5–1,0 м с переходником в верхней и разрезанный в нижней части. Одна половина завернута внутрь патрубка в виде лезвия, пересекающего патрубок по диагонали. Лезвие имеет некоторый наклон к забою и армируется наплавленным твердым сплавом. Верхняя часть ложки снабжена вилкой с резьбовой головкой для присоединения с бурильной трубой. Существует большое многообразие различных конструкций ложек: обычные ложки с одним лезвием, эксцентричные со смещенной от центра ложки резьбовой частью, ложки с направляющим змеевиком, ложки с двумя лезвиями, ложки с клапанами и др. Ложки имеют продольные вырезы различной ширины. Диаметры ложек составляют 47, 74, 108, 145, 190 и 245 мм.

Ложки применяют обычно для бурения мягких рыхлых горных пород: песков, супесей, суглинков.

Змеевики (спиральные буры) (рис. 14.2, *а*) предназначены для бурения плотных и вязких горных пород: глин, тяжелых суглинков. Они представляют собой закрученные стальные ленты длиной 0,5–0,8 м.

Нижнюю часть ленты (лезвия) затачивают, закаливают или армируют твердым сплавом. Верхняя часть представлена шейкой с пазом для ключа и конусной резьбой. Для бурения скважин применяют змеевики диаметром от 47 до 190 мм различных конструкций: обычные с равномерной навивкой, с переменным шагом навивки, ступенчатые и др.

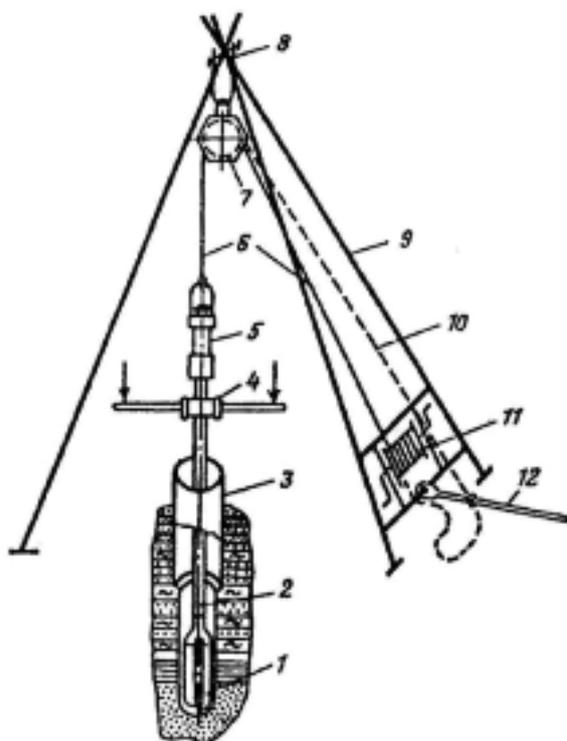


Рис. 14.1. Схема установки для бурения скважин вручную: 1 – буровая ложка; 2 – бурильная труба; 3 – обсадная труба; 4 – трубный хомут; 5 – вертлюг; 6 – канат; 7 – кронблок; 8 – серьга; 9 – тренога; 10 – положение каната при ударном бурении; 11 – лебедка; 12 – балансир

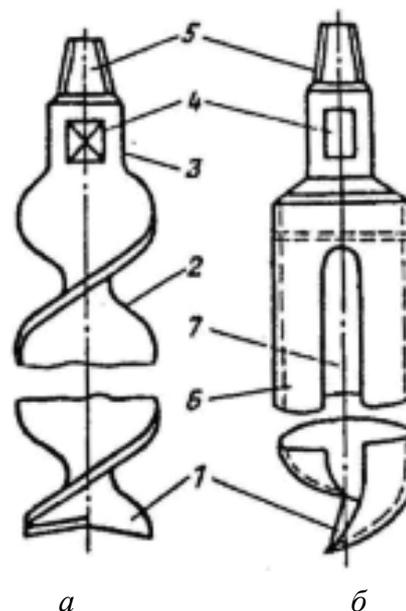


Рис. 14.2. Породоразрушающий инструмент, применяемый при вращательном бурении вручную: *а* – змеевиковый бур; *б* – ложкавый бур; 1 – лезвие; 2 – спиральная лопасть; 3 – шейка; 4 – вырезы под ключ; 5 – резьбовая головка; 6 – корпус ложкавого бура; 7 – щелевой вырез

При бурении более слабых грунтов следует использовать змеевики с малым шагом навивки, более вязких – с большим шагом навивки.

Вместо змеевика находят применение шнеки с долотом на конце. Для взятия ненарушенного монолита при медленно-вращательном бурении

можно использовать обуривающий грунтонос ГО-2 (рис. 14.3). Это стакан со спиральной лентой на боковой поверхности и съемной невращающейся при бурении гильзой.

Ложку (змеевик) при вращении снаряда под воздействием осевой нагрузки ввинчивают в горную породу, как штопор. После заполнения керном ее извлекают из скважины без вращения.

Основными параметрами технологического режима являются осевая нагрузка и частота вращения снаряда.

Осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент определяют по формуле

$$C = \frac{D}{2} a \sigma t, \quad (14.1)$$

где D – диаметр долота, см; a – ширина лезвия, см (по рыхлым породам $a = 2$, по плотным породам $a = 1$); σ – прочность горной породы на сжатие, кг/см²; t – число лезвий.

Частота вращения снаряда при бурении вручную составляет 12–18 об/мин; при машинном бурении – 7–80 об/мин (первая скорость станка), углубка за рейс – 20–60 см.

При отсутствии воды в скважине ее рекомендуется подливать в небольших количествах.

Длина рейса ложками равна 0,2–0,4 м, змеевиками 0,3–1,0 м.

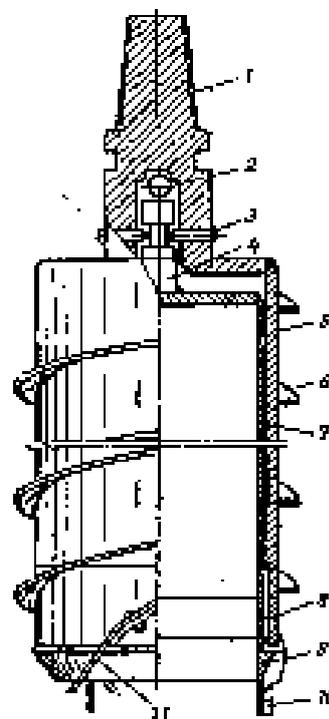


Рис. 14.3. Грунтонос обуривающего типа: 1 – переходник; 2 – шарик; 3 – винт; 4 – палец; 5 – наружная труба; 6 – спираль; 7 – гильза; 8 – коронка; 9 – башмак; 10 – тормозные пластины; 11 – съемные резцы

14.2. Медленно-вращательное бурение скважин большого диаметра. Винтобурение

Для более тщательного опробования верхних горизонтов земной коры ведутся различные горно-разведочные работы, в том числе проходка шурфов. Для ускорения проходки и снижения ее стоимости сооружение

шурфов в мягких породах производят путем бурения скважин большого диаметра (от 1 до 800 мм и более).

Бурение скважин большого диаметра может производиться при помощи буровых установок типа УГБ-1 ВС, ЛБУ-50, УБСР-25 и др.

В качестве породоразрушающего инструмента применяют однозаточные шнековые буры с одним и двумя режущими ножами, конусные ложковые буры с расширителем, самораскрывающиеся ложковые буры, цилиндрические буры и т. д.

Осевая нагрузка при бурении может достигать 10 кН, частота вращения бура – 20–60 об/мин. Начальные интервалы шурфа снаряд проходит при минимально возможной частоте вращения инструмента и осевой нагрузке, не превышающей 2,0–2,5 кН.

При бурении шурфов в крупнообломочных, валунно-галечниковых и глинистых грунтах твердой консистенции целесообразно вначале бурить лидер – скважину диаметром 250–270 мм с последующим поэтапным ее расширением (0,4–0,6–0,8–1,0 м).

Винтобурение можно отнести к медленно-вращательному способу. Выделяется два вида винтобурения: бурение при помощи винтобура и бурение с помощью шнеков.

Принцип действия винтобура заключается в следующем. При вращении вправо на винтовой лопасти винтобура возникает осевое усилие, которое заставляет конус бура сминать и уплотнять горную породу. В этом случае отпадает необходимость создавать осевую нагрузку. Подъем инструмента осуществляют левым вращением. Масса установки составляет 5 т, глубина бурения доходит до 40 м, скорость бурения по рыхлым породам – до 400 м/см.

Медленно-вращательный способ бурения достаточно производителен и позволяет получать 100 % выхода керна. Установки, технические средства и технология бурения весьма просты. Все это позволяет рекомендовать данный способ для бурения неглубоких скважин по мягким горным породам, особенно при бурении скважин в труднодоступных районах и скважин большого диаметра.

14.3. Шнековое бурение

Шнек – это вал с винтообразной лентой. Шнековый способ бурения является разновидностью вращательного бурения. Вынос горной породы с забоя осуществляется механическим способом при помощи шнекового транспортера. Поэтому шнеки позволяют:

– устранить промывку скважин, а значит, размывание стенок скважины, необходимость использования оборудования для промывки скважин, снизить затраты труда, времени, материалов и денежных средств для приготовления промывочных жидкостей;

– увеличить длину рейса, так как не требуется извлекать керн, и снизить, таким образом, время на вспомогательные операции;

– анализировать состав перебуриваемой горной породы на забое в процессе бурения.

Это один из высокопроизводительных и широко распространенных способов бурения. Средняя производительность бурения составляет 28 м/сут, максимальная доходит до 70 м/сут. При бурении песков и глины I–III категории механическая скорость бурения достигает 700 м/ч, в галечниках – до 30 м/ч. Его широко применяют при съемке, поисках и разведке нерудных и строительных материалов, инженерно-геологических исследованиях и при бурении скважин в мягких горных породах I–V категории по буримости.

В процессе бурения на вращение шнековой колонны вследствие ее большого трения о стенки скважины и трения транспортируемой горной породы затрачивается значительное количество энергии. С увеличением глубины скважины возрастает и расход энергии, поэтому возможность эффективного использования этого способа при бурении скважин диаметром от 65 до 475 мм ограничивается глубиной 60–80 м.

Недостатками этого способа являются получение некачественной (перемешанной) пробы и нечеткая отбивка контактов горных пород.

Оборудование. Буровой снаряд

Для шнекового бурения в зависимости от глубины скважины применяют различные буровые установки: от легких переносных мотобуров до тяжелых самоходных установок с подвижными вращателями, в большинстве случаев комбинированные установки, предназначенные не только для шнекового, но и для ударно-канатного бурения (МП-1, Д-10М, КМ-10, ПБУЛО, УКБ-12/25, УПБ 400Р, УРБ-1В2, УШБ-ТМ, УГБ-1ВС, ШАК-4, ЛБУ-50, УШ-2Т, УРБ-2А2 и др.).

Для шнекового бурения можно выделить три компоновки бурового снаряда: снаряд бескернового бурения; снаряд колонкового (кернового бурения); снаряд со съемным керноприемником.

До настоящего времени надежной конструкции шнековых колонковых снарядов и снарядов со съемным керноприемником нет и в практике разведочного бурения они применяются весьма редко.

Снаряд бескернового бурения. Он состоит из шнековой колонны и долота, шнековая колонна – из шнеков, соединяемых между собой при помощи резьбовых соединений, быстросъемных замков и шпоночно-шлицевых соединений.

Шнек (рис. 14.4, *a*) представляет собой трубу 2 с приваренной на ней спиральной стальной лентой 3, замками по ее концам. Быстросъемные замки состоят из двух частей: шестигранного стержня-хвостовика 4, приваренного в верхней части шнека, и шестигранной муфты, приваренной к нижней части шнека. При соединении шнеков стержень вставляют в муфту и крепят фиксаторными пальцами 6, пропущенными через поперечные отверстия муфты и стержня 5, палец 6 фиксируется подпружиненным шариком-стопором 7, установленным в шестигранном стержне.

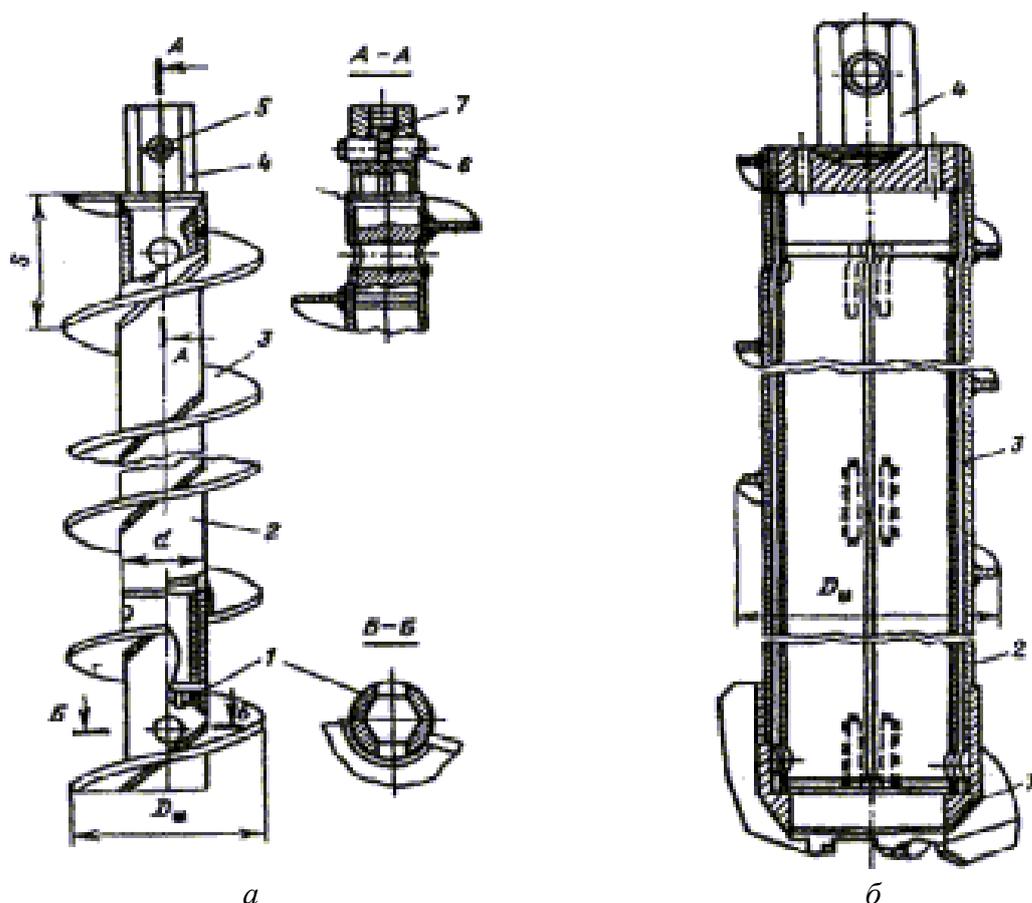


Рис. 14.4. Технологический инструмент: *a* – шнек: 1 – соединительный элемент; 2 – труба; 3 – спираль; 4 – хвостовик; 5 – отверстие; 6 – стопорный палец; 7 – шарик; *б* – полый шнек: 1 – коронка; 2 – наружная труба; 3 – гильза; 4 – хвостовик

Если шнековое бурение производят с промывкой, то к концам шнека приваривают резьбовые замки (типа ниппельных замков). Однако резьбовые соединения не позволяют при расходе снаряда и его реверсе, в случае прихвата снаряда, создавать левое вращение снаряда. Поэтому в последнее время для бурения скважин с промывкой водой было разработано шпоночно-шлицевое соединение шнеков.

Чтобы уменьшить затяжки резьбы шнеков, используют упоры, вертикальные шпонки и т. д.

Для разведочного бурения применяют шнеки со спиральной лентой толщиной 5–7 или 8–10 мм (утяжеленные шнеки) с шагом, равным 0,4–0,7 и 0,8–1,0 от наружного диаметра шнека (табл. 14.1).

Таблица 14.1

Диаметр, мм		Шаг спира- ли, мм	Угол подъема спирали, град	Длина шнека, мм	Масса шнека, кг
трубы	шнека				
50	80	75	14,0	1 500	11,1
	100		11,0		14,7
60	135	100	12,0	1250	13,7
	150			3 000	44,6
73	180	125	13,0	1 500	31,6
89	200	167			41,9
127	260	182	12,0	2 200	67,0
168	300	200	9,5		115,0
	475		7,5		155,0

Снаряд колонкового бурения (рис. 14.4, б). Он состоит из обычной шнековой колонны, в нижней части которой устанавливают полый шнек (шнековую колонковую трубу 2) с гильзой 3 внутри и коронкой 1. После забуривания скважины на длину полого шнека снаряд поднимают и керн извлекают.

Снаряд со съемным кернаприемником (рис. 14.5) (подобный снарядам ССК). Он представлен колонной полых шнеков 5 с большим проходным каналом для возможности спуска кернаприемника, коронки 2 и съемного кернаприемника.

Полая шнековая колонна может быть использована не только для отбора керна съемными кернаприемниками, но и для откачки воды, пенетрации, в качестве обсадной колонны при встрече твердых горных пород, когда осуществляется переход на бурение твердосплавными или алмазными коронками и др.

При бескерновом шнековом бурении применяют различные долота: с овальным лезвием для перемежающихся и мерзлых галечников (рис. 14.6), трехлопастные для твердых пород (рис. 14.7), ступенчатые для хрупких пород (рис. 14.8), спиральные для мягких пород (рис. 14.9). Режущую часть долот армируют твердым сплавом. Наиболее широкое распространение получили однолопастные долота режущего типа 1ДРШ-М, 1 ДРШ-МС с калибрующим сектором (рис. 14.10).

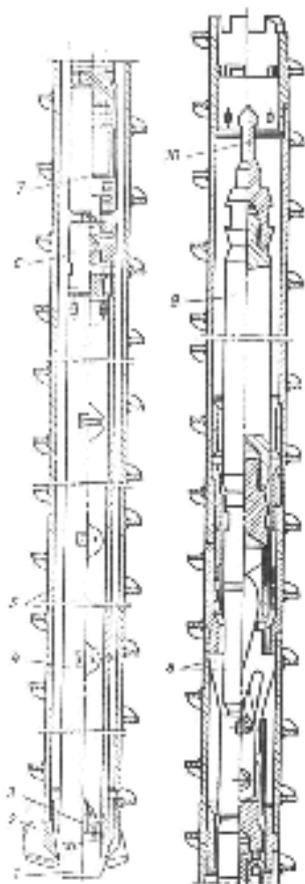


Рис. 14.5. Шнековый колонковый снаряд со съемным керноприемником

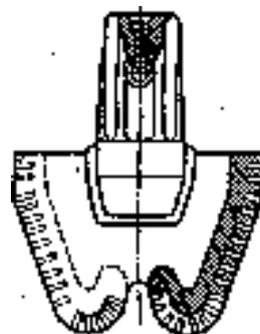
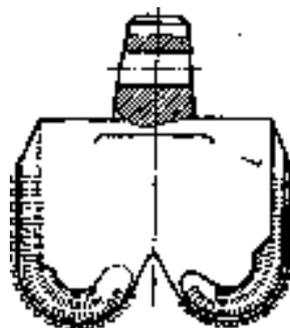


Рис. 14.6. Долота для бурения в породах перемежающейся твердости и в галечниковых отложениях

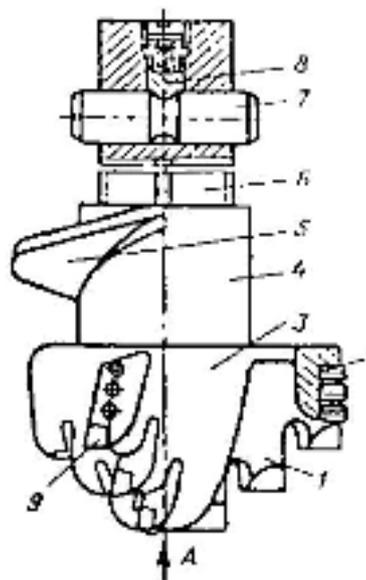
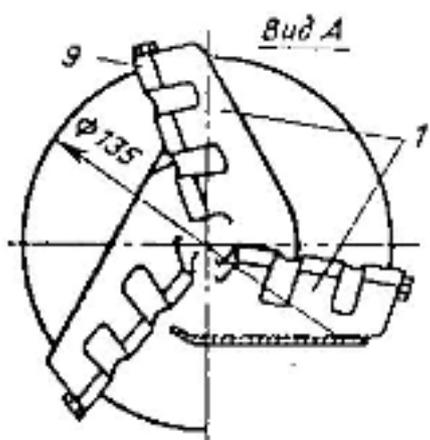


Рис. 14.7. Трехлопастное долото: 1 – лопасть; 2 – твердосплавные резцы; 3 – корпус; 4 – шейка; 5 – винтовая лопасть; 6 – хвостовик; 7 – палец стопорный; 8 – фиксатор

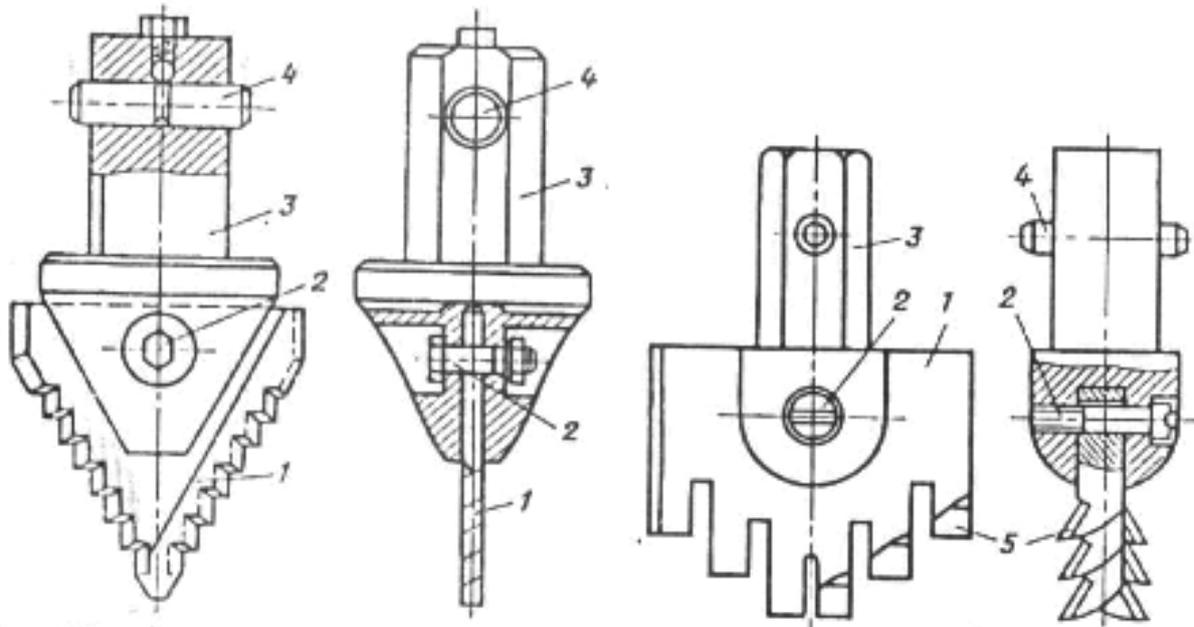


Рис. 14.8. Долота для бурения скважин в хрупких плотных породах:
 1 – лопасть; 2 – винт; 3 – хвостовик; 4 – палец; 5 – твердосплавные резцы

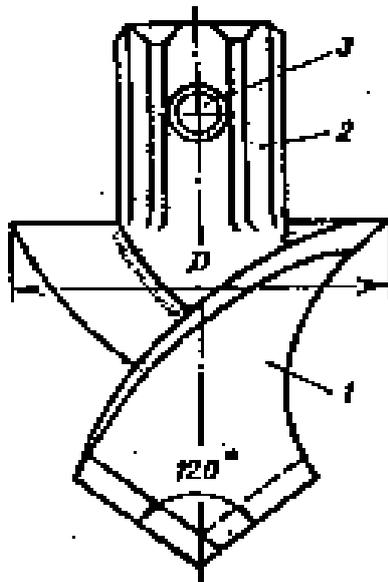


Рис. 14.9. Долото режуще-
 скалывающего действия
 для бурения со шнековым
 транспортером продук-
 тов разрушения пород:
 1 – лопасть; 2 – хвостовик;
 3 – палец

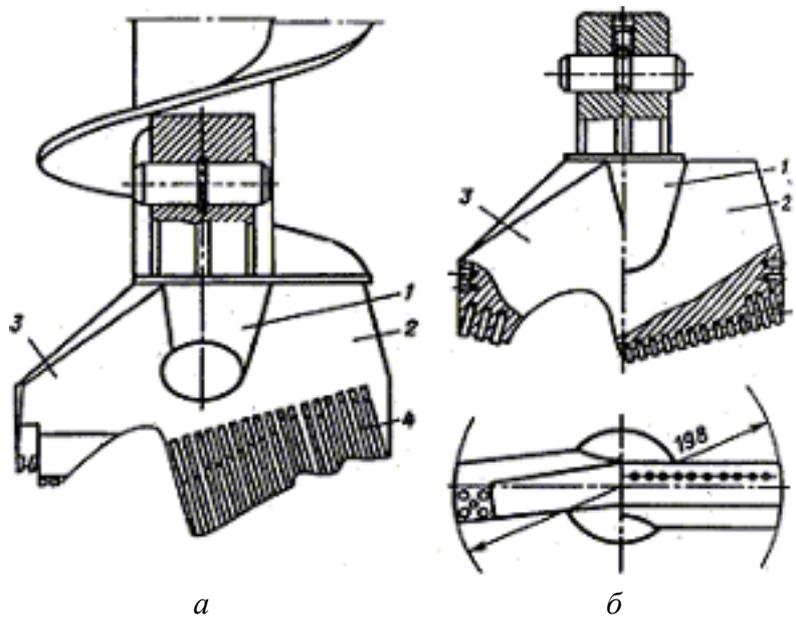


Рис. 14.10. Долота конструкции СКБ НПО «Геотех-
 ника» для бурения в мягких породах и перемежаю-
 щейся твердости: а – 1ДРШ-М; б – 1ДРШ-МС;
 1 – корпус; 2, 3 – лопасти; 4 – твердосплавные резцы

Технология бурения

К технологическим факторам, влияющим на производительность бурения, относят: качество породоразрушающего инструмента, состояние шнековой колонны и технологический режим.

Выбор породоразрушающего инструмента начинают с анализа горной породы и выбора способа бурения и способа опробования горных пород.

Как было отмечено выше, при разведочных работах бурение ведут преимущественно бескерновым способом. При бескерновом бурении выделяют поточный и рейсовый способы. Поточный способ применяют по пескам и песчано-глинистым породам, рейсовый – по вязким глинопесчаным и глинистым породам, а также при необходимости более тщательного изучения геологического разреза.

Прежде чем начинать бурение скважин, необходимо проверить **состояние шнековой колонны**. Нужно следить, чтобы поверхность шнеков была гладкая, не ржавая, желателен смазать их мазутом или другими масляными отходами. Несмазанная шероховатая поверхность создает большое сопротивление движущемуся по ленте потоку горной породы, резко увеличивает затраты энергии на вращение колонны.

Выбор долота производят в соответствии с перебуриваемой горной породой. Наиболее производительными долотами являются однолопатные режущие долота и спиральные долота. Однако эти долота при наличии в горной породе гальки быстро изнашиваются. Поэтому при бурении галечниковых пород рекомендуется использовать трехлопастные ступенчатые долота.

Основными параметрами технологического режима бурения являются осевая нагрузка и частота вращения бурового снаряда. С увеличением нагрузки производительность бурения растет, но с увеличением потока горной породы на транспортере начинают появляться пробки, поэтому при бурении песчано-глинистых пород осевую нагрузку повышают до 4–5 кН, а для глинисто-песчаных и глинистых фунтов ее снижают. По мягким породам осевую нагрузку принимают от 0 до 1 кН. По твердым породам она может достигать 15–20 кН.

Частоту вращения снаряда определяют в соответствии с диаметром скважины и свойствами горной породы. Средние окружные скорости вращения снаряда принимают в пределах от 0,8–1,0 до 1,5–2,0 м/с.

Для наиболее распространенных на практике диаметров шнеков (135–185 мм) частоту вращения рекомендуется принимать в пределах 100–200 об/мин, а шнеков диаметром 90–120 мм – 180–250 об/мин. Причем с увеличением вязкости горной породы вращение снаряда нужно снижать в указанных пределах.

Уменьшение частоты вращения снаряда ниже 100 об/мин приводит к ухудшению транспортирования породы, а повышение частоты выше 200 об/мин – к вибрации снаряда, увеличению диаметра скважины, резкому повышению расхода энергии.

14.4. Вибрационное бурение

С целью дальнейшего увеличения производительности бурения и качества опробования мягких горных пород был предложен вибрационный способ бурения. В настоящее время это наиболее производительный способ бурения. Он в 2,5 раза производительнее вращательного колонкового способа («всухую») и более чем в 2 раза производительнее ударно-канатного колонкового способа.

Средняя производительность составляет около 35 м/см, максимальная – 50–70 м/см. Скорость погружения бурового снаряда в мягкую горную породу в среднем составляет 1,5–2,5 м/мин, а в песчаные грунты – 5–6 м/мин. При этом достигается наиболее качественное опробование. Керн получается с ненарушенной структурой естественной влажности, что очень важно при инженерно-геологических исследованиях. В скважине диаметром 150 мм можно получить керн длиной 2 м. При бурении буровой снаряд не вращается, следовательно, исключаются затраты энергии на его вращение и снижается износ снаряда.

Поскольку производительность бурения с глубиной скважины снижается, область эффективного использования этого способа при бурении поверхностными вибраторами ограничивается глубиной 15–25 м. Для бурения более глубоких скважин (до 80 м) применяют погружные вибраторы.

Сущность процесса вибрационного бурения заключается в следующем. Мягкие горные породы (увлажненные илы, глины, супеси, суглинки, рыхлые пески) представляют собой скопление мельчайших частиц, связанных пленками воды. Как известно, такие пленки воды обладают высокой прочностью и вязкостью. Чем тоньше пленка воды, тем она прочнее. В отличие от обычной воды, ее молекулы упорядочены и сориентированы под воздействием электрического поля частиц горной породы, скорость осцилляции молекул воды резко понижена, что обуславливает высокую прочность ее пленок.

Под воздействием вибратора, установленного на бурильную колонну (рис. 14.11), через последнюю на забойный снаряд передаются колебательные движения, которые вызывают вибрацию горной породы, в результате чего скорость осцилляции молекул пленки воды резко возрастает, что вле-

чет за собой их дезориентировку и резкое снижение вязкости и прочности пленок, а, следовательно, прочности горной породы в целом (эффект тиксотропии). Одновременно со снижением прочности горной породы в контакте с вибрирующим инструментом происходит расталкивание в стороны (уплотнение) пористой массы горной породы. В результате снижения прочности породы и ее уплотнения тяжелый буровой снаряд опускается вниз под собственным весом.

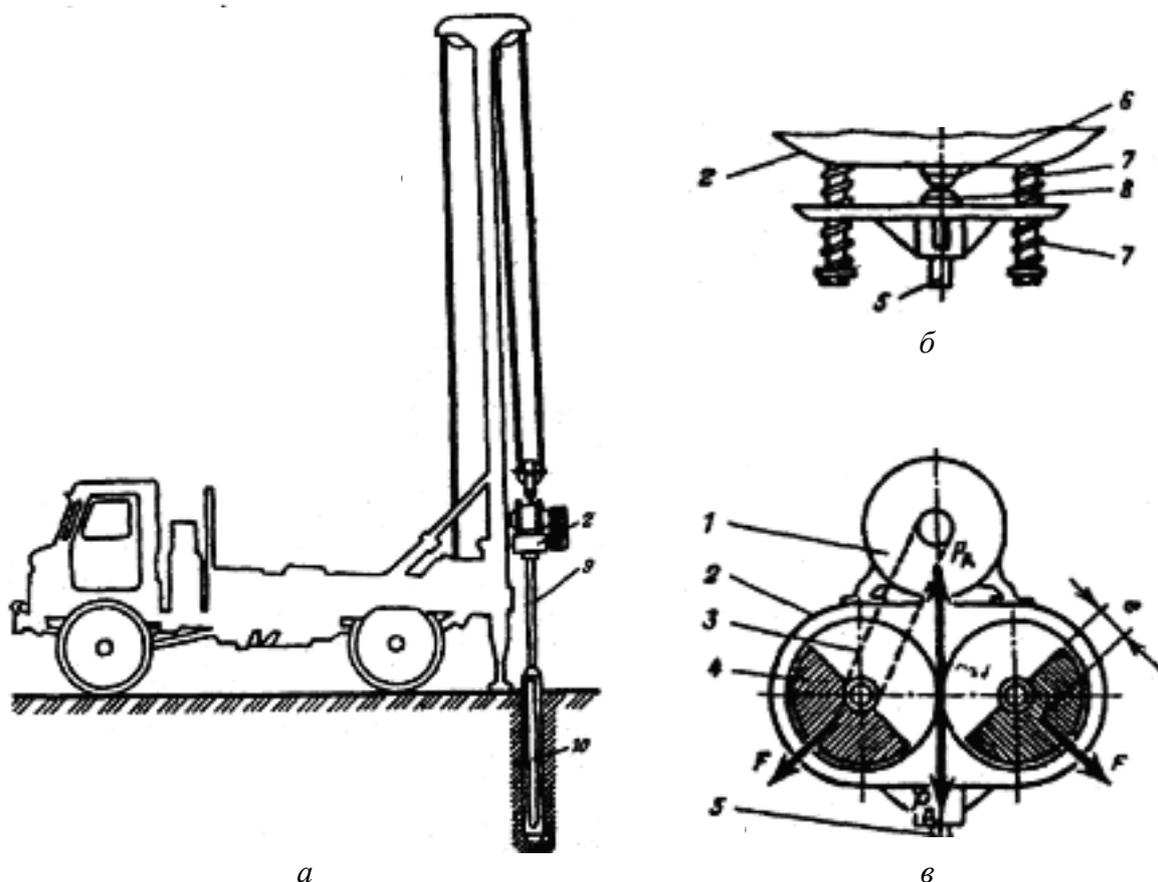


Рис. 14.11. Схема буровой установки для вибрационного бурения скважин: *а* – общий вид; *б* – ударный узел; *в* – вибратор; 1 – электромотор; 2 – корпус вибратора; 3 – привод; 4 – дебаланс; 5 – соединительный элемент; 6 – боек; 7 – пружина; 8 – наковальня; 9 – бурильная труба; 10 – буровой снаряд

Для большей эффективности бурения скважин вибрацию снаряда часто совмещают с ударными импульсами (виброударный способ) или с его вращением (вибрационно-вращательный способ).

Вибрационный и виброударный способы предназначены для бурения мягких пород, вибрационно-вращательный – для бурения мягких и средней твердости горных пород.

Оборудование. Буровой снаряд

Вибрацию снаряда создают с помощью вибраторов, а вибрацию одновременно с ударными импульсами – под воздействием вибромолотов.

Вибраторы и вибромолоты

По типу привода вибраторы и вибромолоты подразделяют на механические, зубчатые, гидравлические, пневматические, электромагнитные, магнитострикционные и др.

Наиболее распространенными для комплектования вибрационных буровых установок являются **механические вибраторы** и вибромолоты (рис. 14.12). Они основаны на принципе возбуждения центробежных сил при вращении эксцентрично смещенных масс.

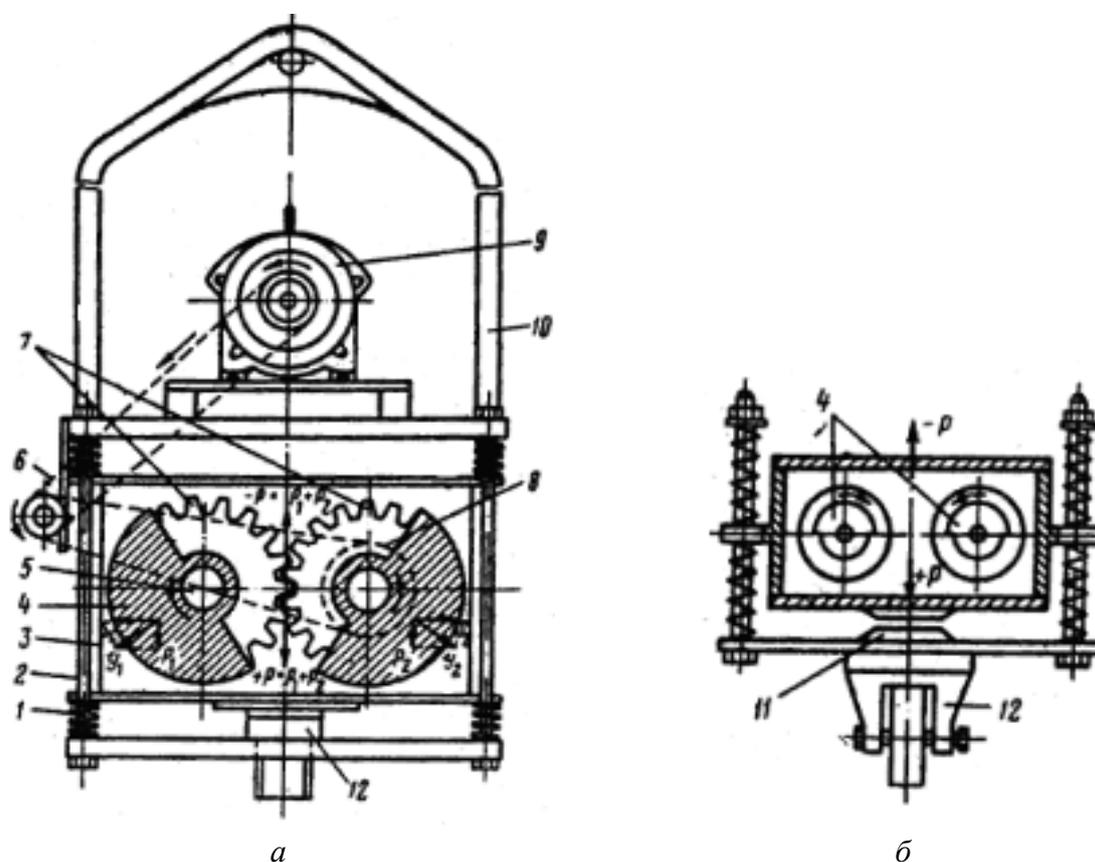


Рис. 14.12. Вибрационные машины: *а* – двухблочный вибратор; *б* – вибромолот; 1 – пружина; 2 – болт; 3 – корпус вибратора; 4 – эксцентрики; 5 – валики; 6 – клиноременная передача; 7 – шестерни; 8 – шкив; 9 – электродвигатель; 10 – серьга; 11 – наковальня; 12 – переходник

Для вибрационного бурения в основном используют установку типа ВБ-2М, смонтированную на автомашине ГАЗ-66 с генератором мощности

25 кВт и вибромолотом ВБ-7 с возмущающей силой 35 кН. Для вибровращательного способа применяют установку АВБ-3, смонтированную на базе автомобиля ЗИЛ-131. Рабочие органы – ротор и вибромолот ВБ-7М.

Буровой снаряд для вибрационного бурения состоит из вибронзда, грунтоноса, виброжелонки (рис. 14.13) и колонны бурильных труб диаметром 42, 50, 63,5 или 73 мм.

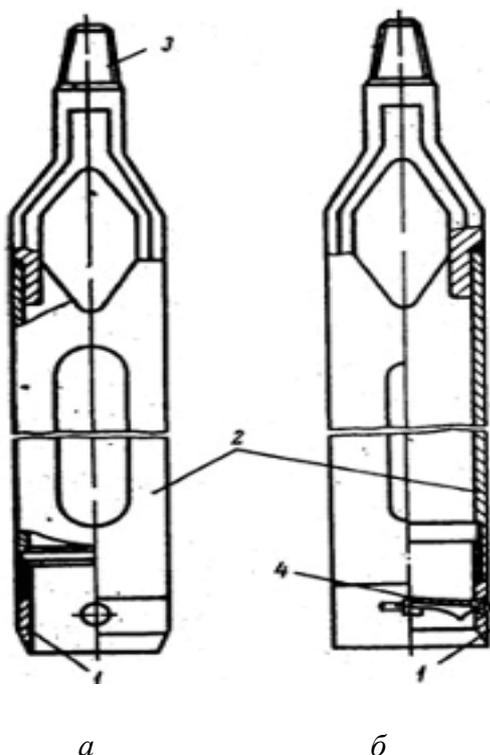


Рис. 14.13. Породоразрушающие инструменты для вибрационного бурения: *а* – вибронзд; *б* – виброжелонка; 1 – башмак; 2 – корпус; 3 – резбовой конус; 4 – клапан

Вибронзд (рис. 14.13, *а*) аналогичен стакану при ударно-канатном бурении и представляет собой трубу 2 диаметром 60–219 мм и длиной 0,5–3,0 м с переходником в верхней и башмаком 1 (рабочим кольцом) в нижней части. Обычно применяют зонды диаметром 100–150 мм. В связи с трением поступающей в зонд горной породы о стенки зонда и нарушением вследствие этого структуры керна минимальный диаметр зонда должен быть не менее 60 мм. Для уменьшения трения породы о зонд толщина стенки башмака должна быть на 2–4 мм больше толщины стенки зонда. Режущую кромку башмака либо подвергают закалке, либо армируют наплавочным твердым сплавом. Скол лезвия башмака для более плотных пород делают наружным, для рыхлых – внутренним. Угол скола составляет от 15 до 60°. При бурении в валунно-галечниковых отложениях применяют башмаки с зубьями.

Для бурения устойчивых связных пород служат зонды с одной продольной прорезью и углом выреза 140–160°, в менее устойчивых с углом выреза 90–140° или с двумя прорезями. При длине труб 3 м делают несколько прорезей.

Для бурения слабосвязных грунтов применяют зонды без прорезей с клапанами 4 в башмаке (виброжелонки) или в верхней части (грунтоносы). Для облегчения извлечения породы применяют разъемные зонды. Грунтоносы и желонки (рис. 14.13, *б*) для вибробурения такие же, как и для бурения ударно-канатным колонковым способом.

Технология бурения

Производительность вибрационного бурения зависит от типа вибратора, диаметра вибронда, длины рейса и продолжительности бурения.

При бурении вязких глинистых грунтов рекомендуется применять вибропогружатели с большим моментом эксцентриков (до 1500 Нем) и пониженной частотой их вращения (менее 1200 об/мин), такие как ВQ-6, ВО-10, при бурении песков – высокочастотные вибропогружатели с большой частотой вращения эксцентриков (от 1200 до 2500 об/мин), например ВПМ-1.

При бурении промежуточных по вязкости пород выбирают вибраторы от ВБ-7 до В-109. Нужно помнить при выборе вибропогружателей, что вибромолоты всегда эффективней вибраторов.

Регулирование частоты вращения эксцентриков можно производить изменением частоты вращения двигателя, в пружинных вибромолотах частоту ударов можно регулировать путем изменения зазора между бойком и наковальней.

Механическая скорость вибробурения на интервале до 4–5 м с увеличением диаметра зонда растет, а с глубины 5 м несколько понижается. Поэтому рекомендуется для вибробурения применять набор зондов различного диаметра. В необсаженных скважинах смена диаметров зондов снижает также трение и прихват снаряда в скважине.

Бурение неустойчивых горных пород следует проводить параллельно с креплением скважин. Погружение обсадных труб производят также с помощью вибраторов, имеющих центральное отверстие для труб.

При бурении плывунов крепление скважин производят с опережением забоя на 0,3–0,5 м и более в зависимости от устойчивости пород. Минимальный диаметр зонда должен быть не менее 108 мм.

Длина рейса зависит от перебуриваемой горной породы и глубины скважины (табл. 14.2).

В слабых и средних грунтах рекомендуется вести бурение с увеличенной длиной рейса (до 10–15 м). В этом случае исключается необходимость крепления скважин.

Таблица 14.2

Условия бурения	Глубина скважины	Характеристика пород	Длина рейса, м
Легкие	Небольшая	Малая прочность	2,5-5,0*
Средние	Средняя	Средняя вязкость	1,5-3,5
Тяжелые	Большая	Вязкие	0,3-1,5

* Первый рейс при этом должен быть уменьшен до 0,5–2,0 м.

Средняя продолжительность рейса колеблется в пределах от 1 до 15 мин.

Для более тщательной отбивки контактов время рейса в песках не должно быть более 2 мин, в глинах – 3–4 мин. Бурение следует прекращать при резком снижении механической скорости бурения до 10 см за 20 с.

При глубине скважин свыше 15–25 м и при бурении более твердых пород до V–VI категорий, валунов и галечников наблюдается наиболее эффективное вибрационное бурение с вращением бурового инструмента. Скорость бурения в этом случае возрастает в 1,5 раза, длина рейса – в 2,5–3,0 раза (до 4–5 м), глубина бурения – в 2–3 раза (до 45 м).

Для вибрационно-вращательного бурения используют либо специальные вибраторы типа ЛГИ-1, либо установку АВБ-3. В качестве породоразрушающего инструмента применяют коронки. Частоту вращения снаряда принимают в пределах от 40 до 80 об/мин.

Вибрационное бурение мягких горных пород является наиболее производительным и наиболее эффективным способом. Однако до настоящего времени широкого распространения он не нашел. По объему бурения он занимает всего 5–10 % от всего механического бурения неглубоких скважин.

В связи с высокой эффектностью его следует смелее внедрять в практику разведочного бурения. Особый интерес представляет вибрационно-вращательный способ. Этот способ позволит бурить скважины значительной глубины по породам средней твердости.

14.5. Пенетрационное бурение

При бурении мягких рыхлых горных пород без гальки и валунов взятие пробы можно производить при помощи различного рода стаканов, грунтоносов, желонки. Внедрение этих инструментов в горную породу производят забиванием забойного снаряда в результате сбрасывания его на канате с некоторой высоты («ключущий» способ), забиванием снаряда с помощью специального забойного ударника (ударно-забивной способ) или путем задавливания снаряда под действием большой осевой нагрузки (способ задавливания).

Ударно-колонковое бурение позволяет получать керн с ненарушенной структурой, оно не требует сложного оборудования и может быть использовано не только при поисках и разведке россыпных месторождений, но и при инженерно-геологических исследованиях. Около 35 % всего объема буровых работ при инженерно-геологических изысканиях производят ударно-канатным колонковым способом. Это наиболее распро-

страненный способ для бурения мягких горных пород, т. к. обладает рядом преимуществ по сравнению с вращательным колонковым бурением:

- 1) не требуются сложные буровые станки;
- 2) не требуется оборудование для промывки или продувки скважин;
- 3) не требуются затраты времени на спускоподъемные операции из-за отсутствия бурильной колонны;
- 4) не размываются стенки скважин и керн, вследствие чего устраняются различного рода осложнения, связанные с неустойчивостью стенок скважин, повышается выход керна;
- 5) снижаются затраты энергии и опасность возникновения аварий в результате прихвата снаряда или нарушения его целостности (по сравнению с вращательным – способом «всухую»);
- б) наблюдается более высокая производительность.

Для бурения методом задавливания созданы самоходные буровые установки: СУШ-10 (самоходная установка глубинного поиска), СПК-1 и СПК-Т (станции пенетрационно-каротажные).

Установка СУГП-10 смонтирована на шасси самоходной артиллерийской установки СУ-76 с двигателем ГАЗ-51 мощностью 40 кВт. Для задавливания бурового снаряда служит гидроцилиндр двойного действия с полым штоком и двумя захватывающими патронами. В горную породу с помощью гидравлических домкратов залавливают гильзу со специальной геофизической аппаратурой. К концу гильзы подсоединен пробоотборник (стакан) для взятия образцов породы. С помощью такого комплекса осуществляют каротаж скважин и отбор проб при скоростном методе поисков. На кузове установки монтируют мачту, имеющую кассету с комплексом буровых труб (три свечи по две четырехметровых трубы). Внутри труб пропускают каротажный кабель. Усилие подачи гидроцилиндров достигает 100 кН, ход подачи составляет 500 мм, масса установки – 10 т, максимальная глубина бурения – 24 м, производительность установки при глубине 24 м доходит до 20 скважин в смену.

Для получения комплексной информации о физико-механических параметрах и литологии разреза рыхлых грунтов на глубину 25 м применяют установки СПК-1 и СПК-Т (табл. 14.3). Станция СПК-1 состоит из буровой установки СПКУ, базируемой на шасси автомобиля ЗИЛ-157 и лаборатории СПКЛ на шасси автомобиля ГАЗ-66.

Производительность установки СПКУ доходит до 150 м/см.

При задавливании бурового снаряда машину закрепляют винтовыми якорями.

Наращивание и укладку бурильных труб производят специальными манипуляторами. Привод буровой установки гидромеханический.

Предназначена установка для проведения инженерно-геологических и гидрогеологических исследований.

Показатель	Тип установки	
	СПК-1	СПК-Т
Глубина скважины, м	25	30
Максимальное усилие подачи, даН	11800	19 000
Максимальное подъемное усилие, даН	15 700	25 000
Диаметр бурильных труб, мм	50	63,5
Диаметр бурового зонда, мм	62	80
Максимальная скорость подачи, м/мин	10	6
Ход подачи, мм	1 000	1 000
Диапазон изменения сопротивления, даН	0–200	0–1000
То же бокового трения, даН	0–500	0–1 000
Масса установки, кг	10 700	10 700

В качестве забойного снаряда так же, как и в установке СУГП-10, используют зонд с пробоотборником (стаканом). В зонде установлены датчики геофизической аппаратуры. Методом тензометрии и радиометрии станция позволяет непрерывно в процессе задавливания буров-зондов расчленять литологический разрез, проводить гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж, а также определять объемную массу грунтов, уровень грунтовых вод, влагосодержание, прочностные характеристики пород.

Ударно-канатный колонковый способ бурения имеет более высокие технико-экономические показатели бурения по сравнению с вращательным способом с более высокими их качественными характеристиками. Данный способ не требует сложного оборудования и инструмента. Технология бурения чрезвычайно проста, что позволяет широко использовать ударно-канатный колонковый способ при съемке, картировании, поисках и разведке нерудных полезных ископаемых, россыпных месторождений, инженерно-геологических исследованиях, то есть там, где требуется высокое качество опробования и керн с ненарушенной структурой.

УДАРНО-КАНАТНОЕ БЕСКЕРНОВОЕ БУРЕНИЕ

15.1. Оборудование. Буровой снаряд

Ударно-канатное бескерновое бурение твердых полезных ископаемых ведется в основном при разведке россыпных месторождений золота. Подавляющая часть россыпей приурочена к долинам рек. Поэтому геологические разрезы сложены перемежающимися раздельно-зернистыми и глинистыми породами: глинами, илами, песками, гравием, дресвой, галечником, валунами. Причем основная часть горных пород (около 75–80 %) представлена мерзлыми породами, а остальные – талыми породами, как правило, сильно обводненными.

В таких условиях бурение вращательным способом сопряжено с огромными трудностями, обусловленными неустойчивостью стенок скважин, обвалами горной породы, быстрым разрушением коронок и т. д.

Промышленное содержание золота в россыпях составляет от нескольких десятков до нескольких граммов на тонну на 1 м³ при весьма неравномерном его распределении по объему. Попадание излишней золотинки массой 1 мг (например, со стенок скважины) при бурении скважин диаметром 168–219 мм приводит к погрешности, сопоставимой с промышленным содержанием металла. Вероятность попадания особенно крупных золотин определяется объемом пробы. Все это предъявляет очень строгие требования к тщательности и точности отбора проб. При бурении вращательным способом с промывкой скважины выполнить эти требования невозможно. Поэтому в настоящее время наибольшее распространение при разведке россыпных месторождений получил ударно-канатный способ.

Рассматриваемый способ имеет целый ряд недостатков, основными из которых являются низкая производительность, большая металлоемкость вследствие большого числа обсадных колонн, сложность ликвидации аварий.

Как известно из курса «Буровые машины», установка ударно-канатного бурения при помощи ударного механизма преобразует вращательное движение горизонтального вала в возвратно-поступательное движение бурового снаряда. В качестве буровой установки для ударно-канатного бурения чаще других используют установки БУУ-2, реже УКС-22 и УКС-30.

Разрушение горных пород при ударно-канатном бескерновом способе бурения осуществляют буровым снарядом (рис. 15.1), состоящим из долота 1, ударной 2 и раздвижной 3 штанг, канатного замка 4 и каната 5, который соединяется через головной ролик мачты 7, оттяжной 10 и направляющий 12 ролики ударного механизма с барабаном инструментальной лебедки 13.

В результате колебательного движения балансирующей рамы 11 ударного механизма производятся подъем и сбрасывание бурового снаряда на забой. Под действием ударов лезвия долота по забою происходит смятие, скалывание и дробление горной породы.

При очередном подъеме бурового снаряда над забоем под действием его веса происходит раскручивание каната, снаряд поворачивается на некоторый угол относительно первоначального положения, вследствие чего при дальнейшем сбрасывании снаряда лезвие долота разрушает новый участок горной породы забоя. После сбрасывания снаряда и снятия нагрузки с каната он вновь закручивается. Такому закручиванию способствует наличие специальной поворотной втулки (гильзы) в канатном замке с малым коэффициентом трения. В процессе долбления горной породы в скважину подливают воду, и разрушенная порода при расхаживании снаряда переходит во взвешенное состояние в виде пульпы, что позволяет вести углубку скважины на значительную величину (до одного метра и более). После очередной углубки на некоторую величину в скважину спускают желонку с клапаном, и забой очищают от пульпы. Затем вновь спускают долото и производят долбление породы. При бурении рыхлой породы долбление породы долотом может не производиться. Для закрепления стенок скважин в последнем случае одновременно с бурением опускают в скважину обсадные трубы.

Буровой снаряд для ударно-канатного бескернового бурения, как отмечено выше, состоит из долота (рис. 15.2), ударной и раздвижной штанг, канатного замка и каната.

При ударно-канатном бурении при разведке россыпных месторождений применяют плоские, двутавровые округляющие и пирамидальные долота. Плоские долота (рис. 15.2, а) могут быть двух исполнений: для бурения в крепких породах (ДП) и для бурения в мягких породах – облегченное долото (ДПО).

Это наиболее производительные долота. Однако в случае использования их при бурении твердых вязких пород стенки скважин оказываются неровными с продольными каналами, что препятствует установке обсадных труб. Поэтому их следует применять либо по мягким породам, либо по твердым хрупким породам или скважинами без крепления обсадными трубами.

Для предупреждения образования на стенках скважины в твердых вязких породах продольных канавок, придания скважине округлой формы и бурения трещиноватых пород более эффективны двутавровые и округляющие долота.

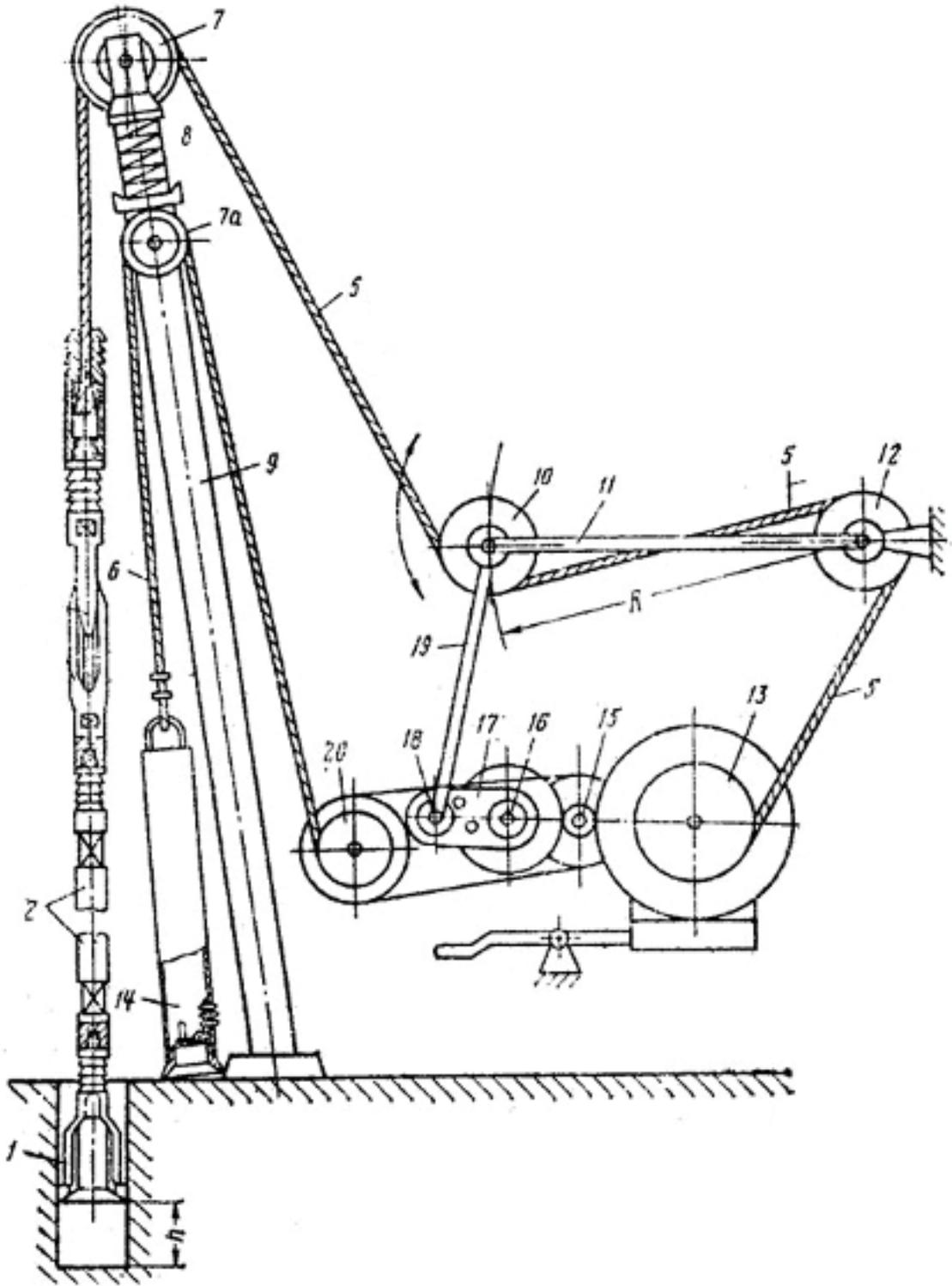


Рис. 15.1. Принципиальная схема ударно-канатного бурения: 1 – долото; 2 – ударная штанга; 3 – раздвижная штанга; 4 – канатный замок; 5 – инструментальный замок; 6 – желоночный канат; 7 – головной ролик мачты; 7а – ролик желоночного барабана; 8 – амортизатор; 9 – мачта; 10 – оттяжной ролик; 11 – рама балансирующая; 12 – направляющий ролик; 13 – барабан инструментальной лебедки; 14 – желонка; 15 – трансмиссионный вал; 16 – ударный вал; 17 – кривошип; 18 – гнезда для установки пальца шатуна; 19 – шатун; 20 – желоночный барабан

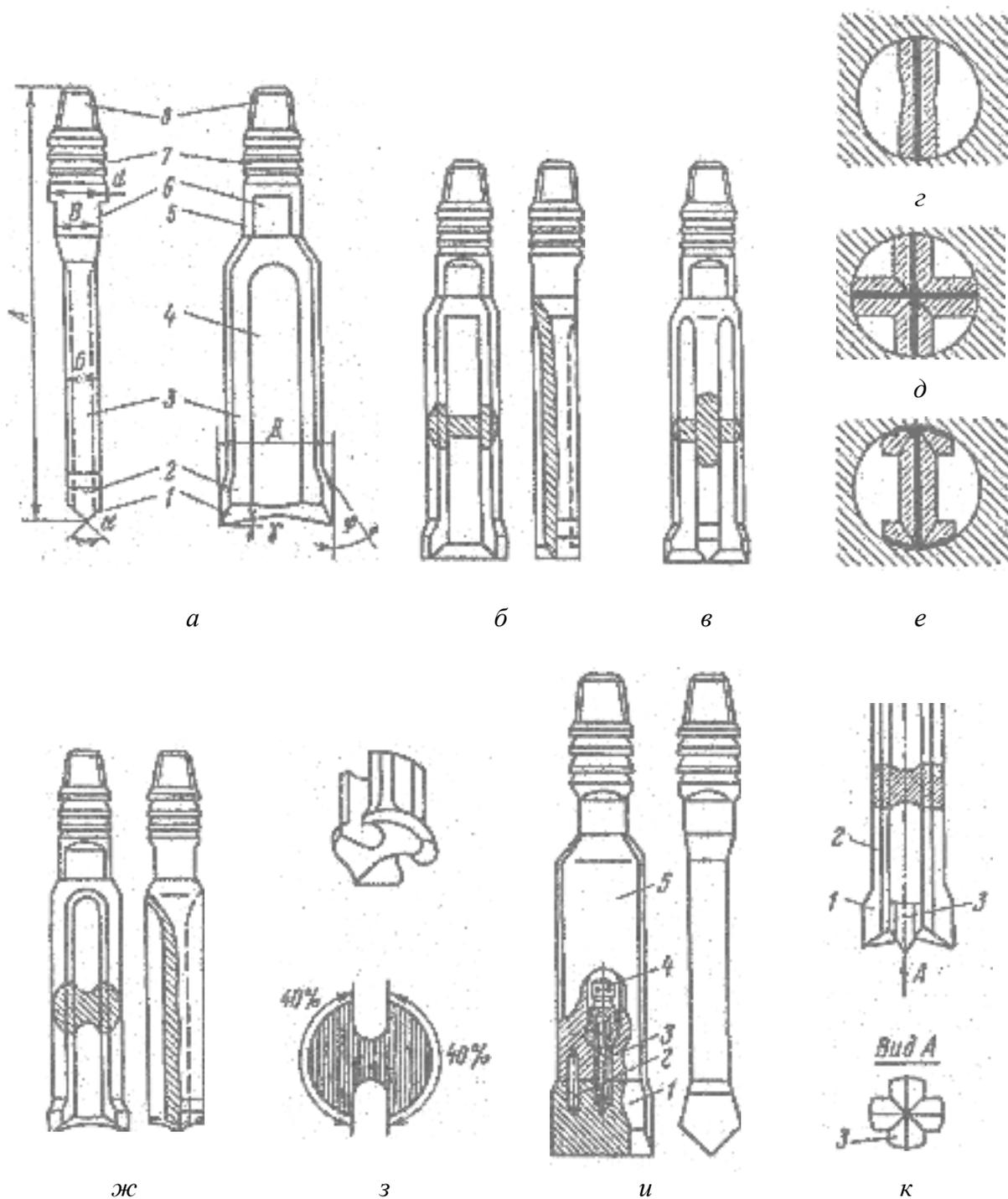


Рис. 15.2. Долота для ударно-канатного бурения: *а, г* – лопастное долото: *1* – лезвие; *2* – головка; *3* – корпус; *4* – желоб; *5* – шейка; *б* – прорезь; *7* – кольцевые проточки; *8* – резьба; *б, е* – двутавровое долото; *в, д* – крестовое долото; *ж, з* – округляющее долото; *и* – долото со сменными лезвиями: *1* – съемное лезвие; *2* – шпилька; *3* – винт; *4* – головка винта; *5* – корпус; *к* – комбинированное долото: *1* – головка; *2* – корпус; *3* – лезвия

Двутавровое долото (ДД) (рис. 15.2, б) применяют редко, только для бурения вязких пород средней твердости, не сильнотрещиноватых. Лезвия этих долот более тонкие в средней части, а по концам имеют выступающие в обе стороны от лезвия борта (тавры), что позволяет бурить округлую скважину без продольных канавок.

Округляющее долото (ДО) (рис. 15.2, ж, з) более массивно и предназначено для бурения твердых горных пород, может быть использовано для бурения валунно-галечниковых отложений. Лезвие долота копытообразной формы с выступами, способно дробить даже крепкие, трещиноватые породы.

Так же, как и двутавровое долото, оно позволяет бурить округлые скважины с нормальной обработкой стенок скважин. Боковые лезвия долота резко снижают его износ.

Массивные крестовые долота (ДК) (рис. 15.2, в) используют для бурения валунно-галечниковых отложений и сильнотрещиноватых горных пород и валунов. Вследствие большой контактной поверхности лезвий это самые низкопроизводительные долота, и поэтому используются весьма редко, в крайнем случае при невозможности использования других типов долот.

Пирамидальные долота хороши при бурении в валунно-галечниковых отложениях для раскалывания и сдвига валунов в сторону от ствола скважины.

Размеры и масса долот приведены в табл. 15.1.

Таблица 15.1

Тип долота	Размеры долота, мм			Угол приострения долота, град	Масса долота, кг	
	Диаметр	Толщина	Длина			
ДП-190	190	70	1200	90	115	
ДП-140	140	40	1 100	100	70	
ДПО-190	190	70	1 000	90	85	
ДПО-140	140	40	1 100	70	40	
ДД-190	190	120	750	90	120	
ДД-140	140	90	650		75	
ДО-190	190	120	1 200		120	
ДО-140	140	90			75	
ДК-190	190	50			130	145
ДК-140	140	40			90	84

С целью замены быстро изнашиваемых лезвий долот в Северо-Восточном геологическом управлении созданы долота со сменными лезвиями.

Ударные штанги (рис. 15.3, *a*) предназначены для увеличения массы бурового снаряда, а также предупреждения искривления скважин. Они представляют собой массивные цельнометаллические стержни с конической резьбой на концах. Для возможности комплектования массы бурового снаряда их выпускают с различными размерами: с высаженными концами и гладкоствольные (табл. 15.2).

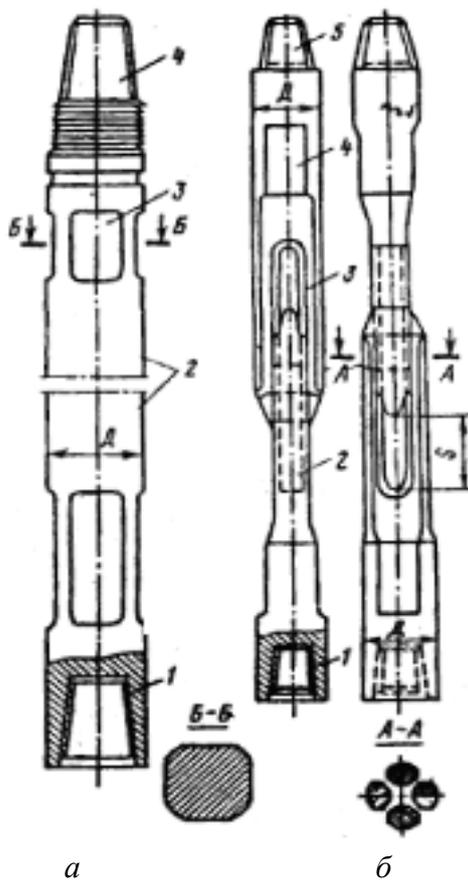


Рис. 15.3. Элементы бурового снаряда: *a* – ударная штанга: 1, 4 – резьбы; 2 – корпус; 3 – лыски; *б* – раздвижная штанга (ножницы): 1, 5 – резьбы; 2, 3 – звенья; 4 – лыски

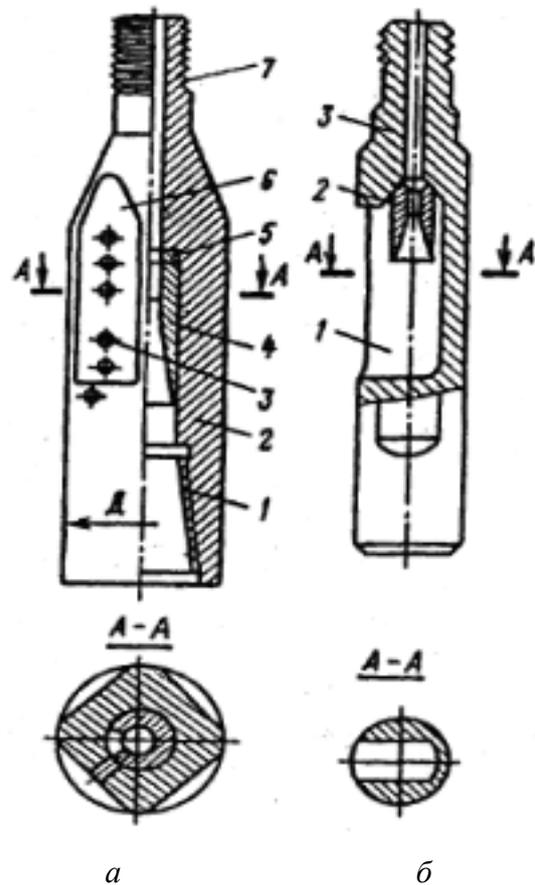


Рис. 15.4. Канатные замки: *a* – с вращающейся втулкой: 1 – резьба; 2 – корпус; 3 – отверстия; 4 – втулка; 5 – шайба; 6 – скос; 7 – кольцевые проточки; *б* – замок с боковым окном: 1 – окно; 2 – втулка; 3 – корпус

Канатный замок (рис. 15.4, табл. 15.4) служит для соединения бурового снаряда с инструментальным канатом и возможностями проворачивания скручивающего каната относительно сброшенного на забой долота. Он представляет собой пустотелый цилиндрический корпус 2 с внутренней конусной резьбой 1 на нижнем конце. Внутри корпуса устанавливают поворотную втулку (гильзу) 4, выполненную из материала с малым коэффи-

циентом трения. Внутренняя полость втулки конусная для надежного затягивания «груши» при закреплении в ней каната.

Раздвижные штанги (рис. 15.3).

Они представляют собой два замкнутых звена с длиной хода 250 мм. Нижнее звено имеет внутреннюю, а верхнее наружную конусную резьбу для соединения с элементами снаряда.

Таблица 15.2

Размеры ударной штанги, мм		Масса, кг	
Диаметр	Длина	без высадки	с высадкой
112	4 000; 6 000	303; 460	183; 270
140	2 000; 4 000; 6 000	232; 464; 990	136; 272; 400
150	2 700	350	–

Таблица 15.3

Размеры штанги, мм			Масса, кг
Диаметр	Ширина	Длина	
112	120	1 620	112
140	160	1 795	166

Размеры и масса замков даны в табл. 15.4.

Таблица 15.4

Размеры замка, мм		Масса, кг
Диаметр	Длина	
112	1 100	65
140	1 100	95

Желонки при ударно-канатном бурении применяют как для очистки забоя от разрушенной долотами горной породы (пульпы), так и для бурения скважин в рыхлых породах: песках, супесях, галечниках. При канатно-ударном бурении применяют желонки с плоским и полусферическим клапаном (рис. 15.5). Желонки с плоским клапаном предназначены для удаления крупных кусков породы и гальки, с полусферическим клапаном – для очистки забоя от мелкозернистой породы. При разведке россыпей используют поршневые желонки с плоским и шаровыми клапанами (рис. 15.6).

Диаметры желонки для бурения разведочных скважин на россыпи 114, 168 и 219 мм; длины – 3–4 м. Диаметры башмака должны быть больше желонки на 6–12 мм.

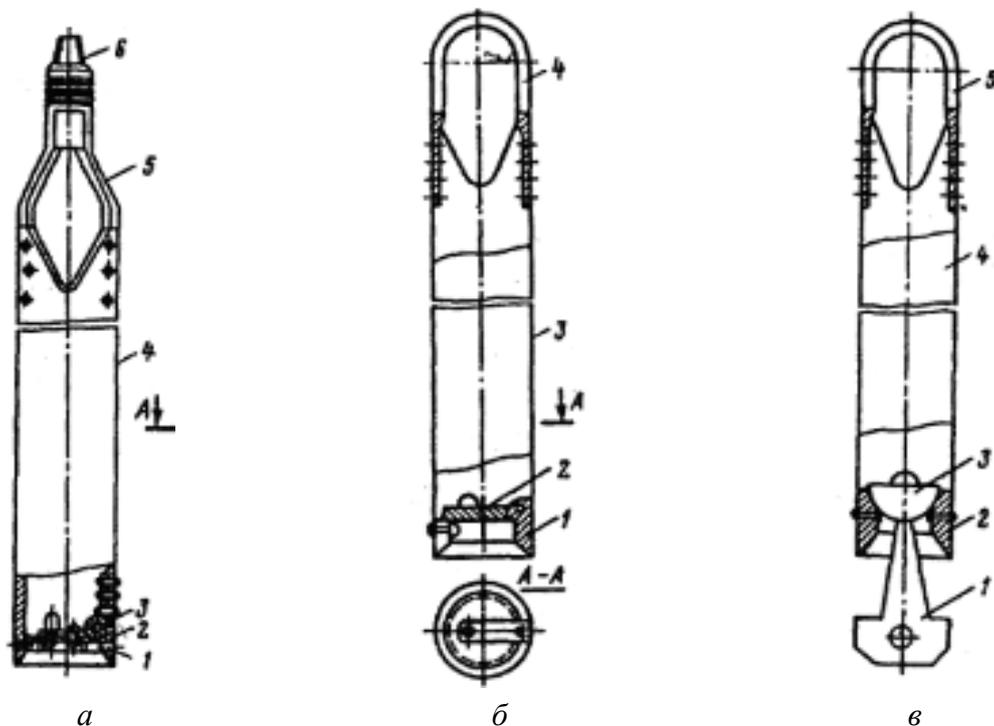


Рис. 15.5. Конструкции желонки: *а* – с плоским клапаном и резьбовой головкой для присоединения к ударному снаряду; *б* – с плоским клапаном и дужкой для присоединения каната; *в* – с полусферическим клапаном и языком-рыхлителем

Канаты при ударно-канатном бурении применяют как для подвешивания и расхаживания бурового снаряжения, так и для спуска в скважину желонки, пробоотборников, обсадных труб и т. д.

В соответствии с назначением канаты делят на инструментальные (для долбежных операций), желоночные (для спуска желонки и пробоотборников) и талевые (для спуска и подъема обсадных труб). Наиболее ответственными канатами являются инструментальные.

В зависимости от назначения канатов применяют различные их конструкции. Канаты прямой свивки более эластичны и обладают повышенной способностью к скручиванию и раскручиванию вследствие того, что направления свивок проволок в пряди и прядей в канате совпадают. Поэтому для инструментального канала выбирают канат прямой свивки. С целью предотвращения самопроизвольного развертывания бурового снаряжения под действием раскручивающегося каната канат выполняют с прямой левой свивкой.

Желоночные и талевые канаты имеют крестовую (левую или правую) свивку.

Запас прочности инструментального каната должен быть не менее 10 при коэффициенте прихвата снаряда, равном 1,5. Запас прочности остальных канатов в соответствии с правилами безопасности должен быть не менее 3.

Для срыва и затяжки резьбовых соединений применяют инструментальные ключи.

Крепление скважин при разведке россыпных месторождений во многих случаях производят параллельно с бурением и в процессе бурения, поэтому его относят к технологическим операциям, а обсадные трубы (табл. 15.5), как и буровой снаряд, к технологическому инструменту.

Обсадные трубы применяют двух исполнений: с муфтовыми и безмуфтовыми соединениями (труба в трубу). Обсадные трубы с муфтовыми соединениями применяют в основном для крепления верхней приустьевой части скважины, бурящихся в устойчивых мерзлых породах на глубину 8–12 м.

Для крепления стенок скважины в процессе бурения используют обсадные трубы безмуфтовых соединений (табл. 15.5). Такие соединения имеют меньшее сопротивление при забивании и извлечении обсадных труб.

Забивные башмаки желонок (табл. 15.6) предназначены для предохранения нижнего конца обсадных труб от смятия. Башмаки имеют вид толстостенного кольца, нижняя часть которого заканчивается закаленным лезвием.

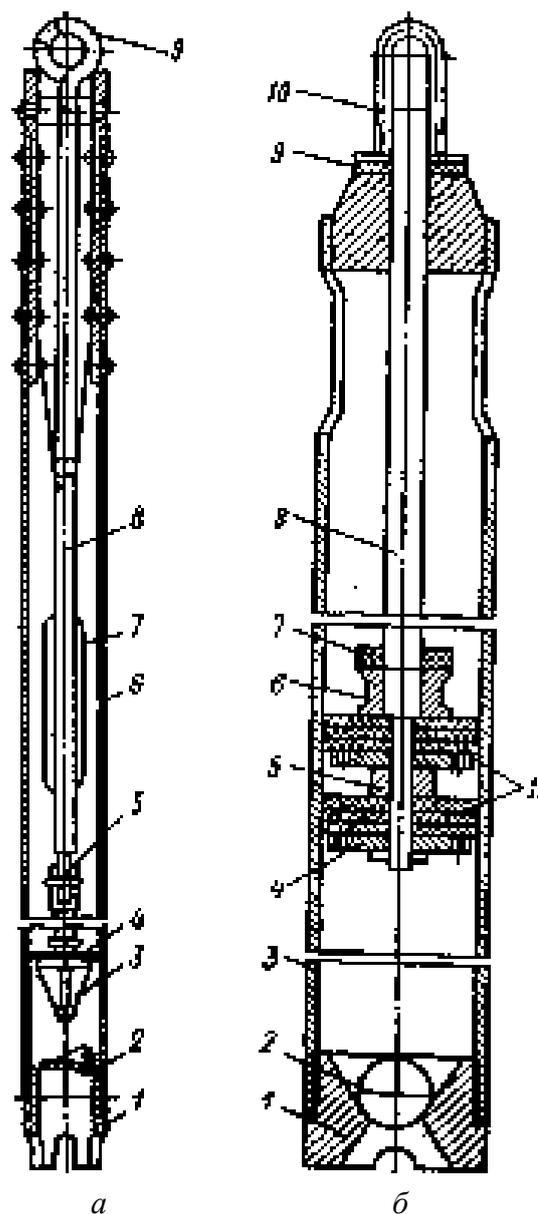


Рис. 15.6. Желонки поршневые: *а* – с плоским клапаном и поршнем: 1 – башмак; 2 – клапан; 3 – поршень; 4 – резиновый клапан; 5 – шарнир; 6 – корпус; 7 – окно; 8 – шток; 9 – кольцо для присоединения каната; *б* – с шаровым клапаном и поршнем: 1 – башмак; 2 – шаровой клапан; 3 – корпус; 4 – поршень; 5 – втулка; 6 – гайка; 7, 9 – резиновые амортизаторы; 8 – шток; 10 – дужка для присоединения каната

Таблица 15.5

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки, мм	Масса 1м, кг
внешний	внутренний		
168	144	12,0	46,2
219	194	12,5	63,7

Таблица 15.6

Диаметр трубы, мм	Диаметр башмака, мм		Длина, мм	Масса, кг
	наружный	внутренний		
168	192	146	175	11
219	243	195	225	19

Забивные и выбивные головки (рис. 15.7) служат для предупреждения смятия обсадных труб при их забивании и извлечении. Они представляют собой массивные втулки с резьбой для соединения с обсадными трубами. Для забивания и извлечения обсадных труб используют ударную штангу с ударным элементом или бабкой.

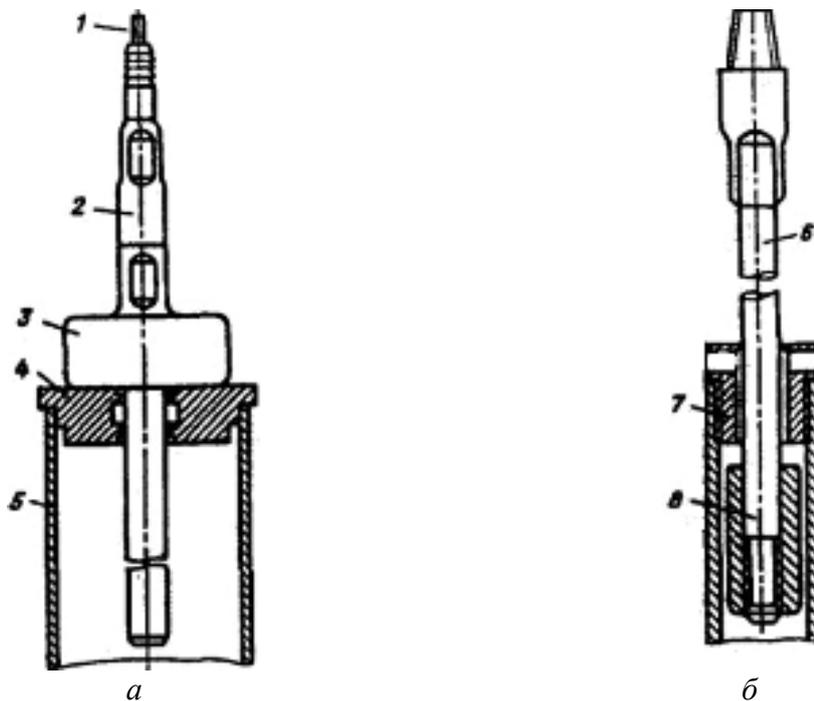


Рис. 15.7. Схемы забивного (а) и выбивного (б) приборов: 1 – канат; 2 – канатный замок; 3 – забивной элемент; 4 – забивная многоступенчатая головка; 5 – обсадная труба; 6 – штанга; 7 – выбивная головка; 8 – ударный элемент

Бабки (забивные плашки) предназначены для передачи удара от ударной штанги на обсадные трубы. Они представляют собой две плашки

с граненым окном между ними для установки на высадку ударной штанги. Плашки соединяют двумя болтами.

Хомуты для обсадных труб служат для удержания обсадных труб на весу при их спуске.

15.2. Технология ударно-канатного бескернового бурения

Высокая ценность полезного ископаемого и сложные геологические условия бурения скважин требуют повышенного внимания к опробованию полезного ископаемого, тщательному отбору проб. Поэтому качество опробования при ударно-канатном бескерновом бурении выдвигают на первый план. Естественно, производительность бурения также имеет существенное значение, но она носит подчиненный характер. Все это требует при разработке технологии ударно-канатного бурения считаться с качеством и количеством пробы, которая может получиться при тех или иных параметрах режима бурения.

Чтобы обеспечить успешную и качественную проходку скважин, необходимо не только правильно контролировать ее в процессе бурения, но и использовать контрольно-измерительную аппаратуру, отвечающую современным требованиям (индикатор Псарева, регулятор подачи, расходомеры промывочной жидкости и т. д.). Только правильная организация труда на буровой может обеспечить успех всех геологоразведочных работ.

Выбор технологических параметров необходимо начинать с анализа перебуриваемых горных пород. Все горные породы при ударно-канатном бурении по буримости делят на шесть категорий. При разведке россыпных месторождений бурение ведется только по раздельнозернистым породам (от глин до валунов) как талым, так и связанным льдом. Эти горные породы принято подразделять на четыре группы (табл. 15.7).

Таблица 15.7

Группа раздельно-зернистых пород	Состав пород	Содержание крупной гальки и валунов, %	Категория пород по буримости
I	Песчано-глинистые	10	I, II
II	Гравийно-галечниковые	20	III, IV
III	Галечниково-щебнистые	40	IV, V
IV	Крупно-галечниково-щебнистые	Более 40	–

При бурении мерзлых горных пород вследствие значительной устойчивости стенок крепление скважин трубами производят только в верхней части интервала деятельного слоя на глубину 8–12 м. Остальную часть скважины бурят без крепления обсадными трубами. Такую технологическую схему бурения В. П. Кренделев [18] назвал «бурение без труб».

Стенки скважин в талых породах неустойчивы, легко обваливаются, поэтому бурение производят только с креплением стенок обсадными трубами.

В рыхлых обводненных горных породах (пльвунах) для предотвращения подъема горной массы в обсадных трубах крепление скважин проводят с опережением забоя на величину, равную высоте столбика опробования плюс предохранительного столбика. Высота столбика опробования составляет 0,2–1,0 м, а предохранительного столбика в зависимости от напора пльвуна от 0,10 до 0,50 м. Такую технологическую схему В. П. Кренделев назвал «бурением в трубах».

При бурении горных пород с большим количеством гальки и валунов крепление скважин с опережением забоя невозможно. Поэтому вначале проводят долбление (рыхление породы) на глубину 0,2–1,0 м, взятие пробы, затем забивают обсадную колонну на интервал опробования. Такую схему В. П. Кренделев назвал «бурением ниже труб».

Наиболее рациональным диаметром обсадных труб по качеству опробования и производительности бурения является диаметр 168 мм. Трубы диаметром 219 мм служат для крепления устья скважины.

После анализа свойств горной породы и выбора технологической схемы бурения подбирают породоразрушающий инструмент – долото. Правильный выбор типа долота во многом определяет качество опробования и производительность бурения. Как качество опробования, так и производительность бурения зависят от контактной поверхности лезвий долота. При уменьшении длины лезвий и угла их заточки уменьшается затрамбовывание золотин в стенки скважин, увеличивается механическая скорость бурения. Наименьшей длиной лезвия и наименьшим углом заточки обладают плоские долота, поэтому они являются наиболее производительными. Оказывается, что даже при бурении горных пород IV группы это долото наиболее эффективно, хотя требует повышенного внимания к процессу со стороны бурильщика.

Только при невозможности использования плоских долот, вследствие образования продольных канавок и неровностей на стенках скважины, в горных породах высоких категорий при бурении трещиноватых пород и валунно-галечниковых отложений ниже труб рекомендуется использовать округляющие долота.

Крестовые и пикообразные долота используют только для раскалывания и смешения валунов значительной крепости, когда требуются долота значительной прочности с большим углом заточки.

После выбора долота производят выбор параметров технологических режимов бурения. К параметрам режимов ударно-канатного бескернового бурения относят энергию удара (которую определяют по массе снаряда, высоте его сбрасывания и величине навески), частоту сбрасывания, количество подливаемой в скважину жидкости и длину рейса.

Массу снаряда, кг, выбирают в зависимости от крепости горной породы:

$$Q = pL, \quad (15.1)$$

где p – удельная масса снаряда, приходящаяся на 1 см лезвия, кг; L – длина лезвия, см.

Удельная масса снаряда для бурения мягких пород I и II группы составляет 25–40 кг/см, средних пород III группы – 40–50 кг/см, крепких пород IV группы – 50–70 кг/см.

Масса снаряда в сборе регулируется подбором соответствующего комплекта бурового снаряда:

$$Q_0 = Q_{\text{ш}} + \frac{1}{2} Q_{\text{р}} + Q_{\text{д}}, \quad (15.2)$$

где $Q_{\text{ш}}$, $Q_{\text{р}}$ – вес ударной и раздвижной штанг; $Q_{\text{д}}$ – вес долота.

При этом следует помнить, что общая длина бурового снаряда должна быть короче длины мачты не менее чем на 1 м (для расходки снаряда). Для буровой установки БУУ-2, предназначенной для бурения при разведке россыпных месторождений, она не должна превышать 11 м.

Высота сбрасывания снаряда для этой установки составляет 0,5; 0,7 и 1,0 м, ее регулируют (с помощью пальца кривошипа ударного механизма) в зависимости от крепости и вязкости пород: по мягким породам 0,5 м; по средним породам 0,7 м; по крепким и трещиноватым породам 1,0 м.

Существенное влияние на энергию удара оказывает высота навески долота над забоем в крайнем верхнем положении рамы балансира (при самом нижнем положении опущенного в скважину долота). Если высота навески будет меньше оптимального значения, то канат при ударе долота ослабеет и при перемещении балансирной рамы вниз снаряд поднимется на меньшую высоту, что снизит его потенциальную энергию. Кроме того, ослабление каната после удара долота по забою приводит к отклонению верхнего конца снаряда и при очередной натяжке каната появятся резкие рывки, вредно сказывающиеся на работе станка. Если величина навески будет больше оптимальной, на забой будет передаваться не вся потенциальная энергия и часть ее будет поглощаться натянутым во время удара канатом.

Оптимальная высота навески долота зависит от удлинения каната при его растяжении, величины сжатия амортизатора мачты, от глубины внедрения долота в горную породу забоя, которая в свою очередь зависит от крепости горной породы:

$$\Delta = \Delta l_k + 2\Delta l_a + \Delta h, \quad (15.3)$$

где Δl_k – величина растяжения каната; $2\Delta l_a$ – величина сжатия амортизатора; Δh – углубления долота при ударе.

Значения Δl_k и Δl_a для данного станка постоянны и их легко корректировать при помощи силы прижатия тормоза инструментального барабана лебедки (величины подачи инструмента).

Главным фактором изменения высоты навески долота остается прочность породы. Исследования М. К. Псарева [18] показывают, что ориентировочно высоту навески долота можно принять равной

$$\delta = \sqrt{f}, \text{ см}, \quad (15.4)$$

где f – коэффициент крепости горной породы по шкале М. М. Протодьяконова. При бурении в мягких породах высота навески должна быть равной 0–0,5 см, в породах средней твердости – 1–3 см, в твердых породах – 4–7 см, в трещиноватых породах – 1–2 см. На практике высоту навески бурильщик определяет по натяжке каната перед бурением в верхнем положении балансира, а при бурении – по степени колебания каната, в соответствии с чем регулирует величину подачи долота тормозом лебедки. Степень точности регулирования высоты навески долота при таком регулировании зависит от субъективных особенностей бурильщика. Для более точной регулировки высоты навески М. К. Псарев предложил индикатор (рис. 15.9), который выглядит так.

Верхний конец стальной проволоки 1 закреплен на каретке головного блока, внизу проволока оттянута стальной пружиной. На проволоке 1 укреплен при помощи втулки 2 подпружиненный контакт 3. На расстоянии 16–21 мм ниже его установлен изолированный от основания контакт 4, соединенный с источником 5. Между контактом 4 и источником тока 5 расположена контрольная лампа.

При бурении с оптимальной навеской долота подпружиненный контакт опускается на 15–20 мм и не достигает до неподвижного контакта на 1 мм, контрольная лампа не загорается. При увеличении высоты навески осадка амортизатора увеличивается, и в процессе ударов подпружиненный контакт касается неподвижного контакта, лампа загорается, что является сигналом для снижения высоты навески.

Частота ударов долота зависит от глубины скважины и высоты сбрасывания. Чем больше высота сбрасывания снаряда, тем меньше должна быть частота ударов долота. Станок БУУ-2 имеет две частоты сбрасывания – 62 и 41 уд/мин.

Для перемещения разрушенной горной породы в процессе бурения с забоя во взвешенное состояние с целью возможности дальнейшего эффективного долбления горной породы в скважине необходимо иметь столб воды. При отсутствии воды в скважине ее следует подливать по мере необходимости. Заливка воды в скважину может производиться рейсовым, периодическим и непрерывным способами. При рейсовом способе перед каждым рейсом в скважину подливают воду: при диаметре скважины 168 мм – 20–30 л, диаметре 219 мм – 30–50 л. При периодическом способе это осуществляют порциями по 10–12 л для мягких и по 3–5 л по крепким породам 2–3 раза за рейс. Непрерывный подлив осуществляется самотеком из бака с расходом 0,4 л/с при бурении мягких и 0,1 л/с при бурении крепких пород.

Длина рейса оказывает существенное влияние на качество опробования и производительность бурения. Чем меньше длина рейса, тем выше качество опробования, поэтому продуктивную толщу необходимо бурить с величиной рейса не выше 0,2 м, а при бурении пустых пород с целью повышения производительности бурения длин рейса рекомендуется увеличивать до 0,5–1,0 м.

При креплении скважин в продуктивных отложениях глубину забивки обсадных труб в продуктивной толще рекомендуется не превышать 0,2–0,5 м, в противном случае вследствие образования в трубах пробки происходит вдавливание горной породы в стенки скважины, что резко снижает достоверность опробования.

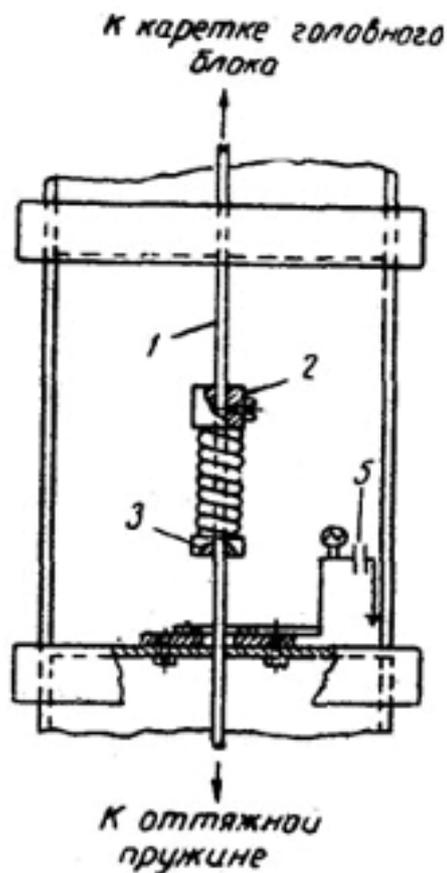


Рис. 15.8. Датчик индикатора: 1 – проволока; 2 – втулка; 3, 4 – контакты; 5 – источник тока; 6 – лампа

15.3. Технология опробования продуктивных пластов

Опробование продуктивных пластов при ударно-канатном бурении является сложным процессом, поэтому требует тщательности в подготовке и проведении.

Отбор проб продуктивного пласта можно проводить как желонками, так и специальными пробоотборниками МП-3, МП-3М.

На полноту извлечения горной породы и точность опробования металла оказывают существенное влияние технологическая схема, тип пробоотборника, объемная масса и вязкость пульпы, число рейсов и расходок инструмента.

На основании проведенных исследований по продуктивному пласту В. П. Кренделев [18] рекомендует следующую технологию бурения.

Продуктивный пласт, представленный рыхлыми относительно устойчивыми породами со значительным количеством гальки, следует бурить по схеме «ниже труб». В случае встречи горизонтов без гальки или с напорными водами (плывунов) необходимо применять схему «бурение в трубах».

Интервал углубки за рейс при бурении продуктивного (металлоносного) пласта должен не превышать 0,2 м. Только в этом случае обеспечивается более полное извлечение породы и металла при меньшей растяжке пласта.

При бурении продуктивного пласта в трубах интервал забивки обсадных труб должен соответствовать интервалу опробования, то есть 0,2 м.

Бурение продуктивного пласта рекомендуется производить плоским долотом. Только при встрече валунов, когда наблюдаются прихваты долота, следует переходить на бурение округляющим или крестовым долотом. Угол приострения выбирают в зависимости от прочности перебуриваемой горной породы, по возможности он должен быть минимальным.

Исследование различных средств пробоотбора показывает следующее:

1. Желонки с языковым и тарельчатым клапанами по качеству отбора проб являются равноценными. Более полно позволяют извлекать пробу поршневые желонки с шаровым клапаном и двойным поршнем конструкции ВНИИ-1; поршневые желонки наиболее полно извлекают пробу при определенной консистенции пульпы, а именно: ее объемная масса должна быть около $1,7 \text{ г/см}^3$, вязкость по СПВ-5 – около 25с.

2. Регулировать плотность и вязкость пульпы при отборе желонками можно путем подлива воды (для снижения величины параметров) или заброской глины (для повышения величины показателей).

Наибольшее количество пульпы поршневыми желонками извлекают за 3–4 рейса при 2–3 расходках в рейсе.

Поршневые желонки позволяют извлекать до 84 % пробы и от 37 до 57 % металла в зависимости от его конструкции. Применение пробоотборников типа МП-3М по сравнению с желонками обеспечивает значительное повышение качества отбора проб. Пробоотборником извлекают около 90–97 % пробы и 93–98 % металла, причем при их использовании отпадает необходимость регулирования вязкости и объемной массы пульпы в определенных пределах.

Вследствие того что поршневые желонки более дешевы в исполнении и более просты в эксплуатации, их рекомендуется использовать при бурении пустых пород и продуктивных песков в контактовой зоне.

После первой же металлоносной пробы следует обязательно переходить на применение пробоотборников типа МП-3 или МП-3М.

При отборе проб пробоотборниками рациональный режим извлечения пульпы несколько отличается от режима желонирования. Отбор проб пробоотборниками производится в течение трех рейсов. За первый рейс извлекают до 62 % пульпы за 4–5 расходок. Второй и третий рейсы предназначены для зачистки забоя и выполняют 3–4 расходками.

15.4. Предупреждение и ликвидация аварий при ударно-канатном бескерновом бурении

Ликвидация аварий и их последствий – дело сложное и продолжительное. Поэтому необходимо строго проводить мероприятия по их предупреждению. Основными из этих мероприятий являются следующие:

- тщательный контроль за буровым станком, канатом и снарядами;
- выполнение работ только квалифицированными буровыми бригадами;
- тщательное соблюдение технологии бурения, своевременное устранение часто встречающихся неисправностей при работе ударно-канатных станков;
- использование существующей контрольно-измерительной аппаратуры (индикатор Псарева, регулятор подачи, расходомеры и т. д.).

Только правильная организация труда на буровой может обеспечить успех геологоразведочных работ.

При бурении ударно-канатными станками возможны следующие аварии:

- прихват желонки выпавшими из стенок скважины кусками породы или осевшим и загустевшим шламом, а также при заклинивании долота в трещинах и на искривленных участках, в результате чего происходит чрезмерный износ долот по диаметру. В результате неправильного выбора

головки долота, недостаточной навески долота над забоем происходит обвал стенок скважин;

- развинчивание или поломка резьбовых соединений бурового снаряда;
- обрыв каната у душики желонки или у канатного замка;
- попадание в скважину металлических предметов.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное изготовление бурового снаряда;
- небрежность при сборке оборудования, бурового снаряда, невнимательный осмотр его и оборудования перед работой и в процессе работы, плохой уход за инструментом;
- неправильная технология бурения.

Аварии с буровым инструментом в скважине ликвидируют при помощи ловильного инструмента, в комплект которого должны входить инструменты, производящие захват и извлечение частей бурового снаряда – отбойной штанги, раздвижной штанги – ловильный колокол, шлипс штопор, ерш, вилка для ловли желонки, метчик; вспомогательные инструменты – канаторезка, отводной крюк, шпод.

Как только произошла авария, работы должны быть немедленно прекращены, а скважина закрыта крышкой (пробкой) до прибытия бурового мастера. После выяснения положения инструмента в скважине (лампой, печатью) мастер составляет план ликвидации аварии, согласует его с руководителем, подбирает и доставляет на место ловильный инструмент.

«Прихват» ликвидируют выбиванием снаряда раздвижной штангой, раскачиванием снаряда в скважине вручную при натянутом канате или станком, включая ударный механизм. Если извлечь снаряд таким образом невозможно, то применяют ударник, спускаемый на желоночном канате и установленный с помощью паза на буровом канате. Несколько раз сбрасывают ударник с высоты 1–1,5 м на прихваченный снаряд. При неудаче используют домкраты или обрезают канат канаторезом, спускаемым по рабочему канату на желоночном канате, а затем спускают ловильный инструмент (шлипс, ловильные ножницы, полуштанга и канатный замок). Ловильный инструмент опускают в скважину на инструментальном (прочном) канате, забивают шлипс на кольцевые пазы канатного замка и включают ударный механизм станка, и выбивают прихваченный в скважине инструмент. Если при этом выбить снаряд невозможно, то рядом со скважиной перебуривают новую скважину и разрушают простенок между скважинами, и освобождают прихваченный снаряд.

Если металлический предмет расположен в скважине так, что ловильным инструментом его извлечь невозможно, используют электромагнит. Оборвавшийся и упавший в скважину вместе с буровым снарядом канат можно извлечь одиночным штопором, ершом и вилкой с собачкой. Желонку, упавшую в скважину без каната и душики, можно достать метчиком.

Свернутый в спираль инструментальный канат извлекают однорогим ершом, а изогнутый в вертикальном положении канат – двурогим ершом. В отдельных случаях для подъема каната используют штопор.

Если буровой инструмент в скважине не расклинен, то используют ловильный клапан или ловильный колокол (гладкий или с резьбой). Для извлечения обломившейся части бурового снаряда используют ловильные клещи. Для отведения конца снаряда к центру используют отводной крюк или боковое долото.

Любую аварию легче предупредить, чем ликвидировать. На ликвидацию аварий иногда затрачивают значительные средства – труд и время.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях высоких темпов научно-технического и социально-экономического прогресса дальнейшее развитие горно-разведочного бурения, его эффективность во многом зависят от освоения прогрессивной техники и технологии бурения.

Известно, что большинство месторождений уже отработаны, а запасы истощаются. С каждым годом глубины разведочного бурения возрастают, требуются новые производительные буровые станки, рассчитанные для бурения глубоких скважин, требуется новое, более мощное буровое оборудование, КИП, новые способные, более грамотные кадры, новые учебные пособия, в частности «Буровые станки и бурение скважин».

Это важнейшая дисциплина, в первую очередь для геологов. Полученные качественные пробы современными установками позволят активнее открывать новые месторождения.

Разработка новых способов технологии бурения будет способствовать повышению производительности труда. В настоящее время Россия большое внимание уделяет использованию мировой практики бурения, закупает за границей новое современное буровое оборудование, осваивает передовую технологию бурения.

Наши специалисты должны хорошо знать современную технику и технологию, новые способы бурения, новые составы промывочных жидкостей, совершенствовать отечественное оборудование, отечественную технологию.

Выпускники должны не только хорошо изучить геологию, но и уметь грамотно в соответствии с геологическим разрезом составлять производственные проекты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алмазосберегающая технология бурения / Б. А. Блинов, В. И. Васильев, М. Г. Глазов [и др.]. – Л. : Недра, 1989. – 184 с.
2. С. М. Башлык. Бурение скважин / С. М. Башлык, Г. Т. Загибайло. – М. : Недра, 1990. – 478 с.
3. 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.
4. Зварыгин, В. И. Промысловые жидкости для бурения в осложненных условиях : учеб. пособие / ГАЦМиЗ. – Красноярск. 1996. – 142 с.
5. Инструктивные указания по алмазному бурению геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые / В. И. Васильев, П. П. Пономарев [и др.] – Л. : ВИТР, 1987. – 248 с.
6. Кодзаев, Ю. В. Бурение разведочных горизонтальных скважин / Ю. В. Кодзаев. – М. : Недра, 1983. – 204 с.
7. Коломоец, А. В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении / А. В. Коломоец. – М. : Недра, 1985. – 220 с.
8. Кудряшов, Б. Б. Бурение скважин в осложненных условиях / Б. Б. Кудряшов. – М. : Недра, 1987. – 270 с.
9. Кудряшов, Б. Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б. Б. Кудряшов. – М. : Недра, 1990. – 264 с.
10. Пономарев, П. П. Алмазное бурение трещиноватых пород / П. П. Пономарев. – Л. : Недра, 1985. – 146 с.
11. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения. – Л. : Недра. 1983. – 400 с.
12. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин : в 2 т / под ред. Е. А. Козловского. – М. : Недра, 1984. – Т. 1. – 512 с. – Т. 2. – 438 с.
13. Справочник инженера по бурению на уголь / Г. П. Новиков, О. К. Белкин, Л. К. Ключев и др. – М. : Недра, 1988. – 256 с.
14. Сулакшин, С. С. Бурение геологоразведочных скважин / С. С. Сулакшин. – М. : Недра, 1994. – 492 с.
15. Яковлев, А. М. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые / А. М. Яковлев, В. И. Коваленко. – Л. : Недра, 1987. – 128 с.
16. Панюков, П. Н. Инженерная геология / П. Н. Панюков. – М. : Недра, 1962. – 344 с.
17. Геологический словарь : в 2 т / Л. И. Боровиков и др. – М. : Недра, 1978. – 942 с.

18. Панюков, П. Н. Инженерная геология / П. Н. Панюков. – М. : Недра, 1962. – 344 с.
19. Аветисян, Н. Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах / Н. Г. Аветисян // ВНИИОЭНГ. – М., 1983. – 80 с. (Обзор информ. сер. бурение).
20. Кудряшов, Б. Б. Бурение скважин в осложненных условиях / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев. – М. : Недра, 1987. – 270 с.
21. Пономарев, П. П. Алмазное бурение трещиноватых пород / П. П. Пономарев. – Л. : Недра, 1985. – 146 с.
22. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин : в 2 т / под ред. Е. А. Козловского. – Л. : Недра, 1984. – 950 с.
23. Зварыгин, В. И. Регулирование технологических свойств буровых растворов : учеб. пособие / В. И. Зварыгин. ГАЦМиЗ. – Красноярск, 1994. – 184 с.
24. Сулакшин, С. С. Бурение геологоразведочных скважин / С. С. Сулакшин. – М. : Недра, 1994. – 432 с.
25. Ребрик, Б. М. Бурение инженерно-геологических скважин : справочник / Б. М. Ребрик. – М. : Недра, 1990. – 336 с.
26. Ивачев, Л. М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин / Л. М. Ивачев. – М. : Недра, 1982. – 293 с.
27. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г. А. Блинов, В. И. Васильев, Ю. В. Бакланов и др. – Л. : Недра, 1983. – 400 с.
28. Яковлев А. М. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые / А. М. Яковлев, В. И. Коваленко. – Л. : Недра, 1987. – 128 с.
29. Булатов, А. И. Справочник по промывке скважин / А. И. Булатов, А. И. Пеньков, Ю. С. Проселков. – М. : Недра, 198. – 318 с.
30. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – М. : Недра, 1984. – 230 с.
31. Кудряшов, Б. Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев. – М. : Недра, 1983. – 286 с.
32. Предупреждение и ликвидация осложнений в трещиноватых породах / О. А. Сурикова, Б. М. Курочкин, М. В. Алексеев и др.; ВНИИОЭНГ. – М., 1985. – 46 с.
33. Зорин, И. П. Ударно-канатное бурение / И. П. Зорин, А. М. Сидоренко. – М. : Госгортехиздат, 1960. – 244 с.
34. Технология и техника ударно-канатного бурения при разведке россыпей / В. П. Кренделев, В. В. Махотин, В. М. Минаов, В. А. Орьев. – М. : Недра, 1979. – 224 с.
35. Шкурко, А. К. Бурение скважин забойными ударными машинами / А. К. Шкурко. – Л. : Недра, 1982. – 169 с.

36. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Полгорнов, В. Э. Аваков. – М. : Недра, 1988. – 136 с.
37. Бочко, Э. А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин / Э. А. Бочко, В. Х. Никитин. – М. : Недра, 1979. – 168 с.
38. Граф, Л. Э. Техника и технология гидроударного бурения / Л. Э. Граф, А. Т. Киселев, Д. И. Коган. – М. : Недра, 1975. – 144 с.
39. Зварыгин, В. И. Бурение геологоразведочных скважин. Вращательное бурение : учеб. пособие / В. И. Зварыгин. ГАЦМиЗ. – Красноярск, 2000. – 200 с.
40. Atlas Sorco. Буровое оборудование для производства геологоразведочных и инженерно-изыскательных работ. Каталог. Инструкции бурового оборудования. 2006. – 200 с.
41. Voart Longyear. Гидравлическая установка для алмазного колонкового бурения. LF 90. Инструкции. Московское представительство фирмы Voart Longyear. 2006. – 250 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Часть I. ТВЕРДОСПЛАВНОЕ БУРЕНИЕ.....	4
Глава 1. ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ И ЕЕ КОНСТРУКЦИИ.....	4
1.1. Понятие о скважине.....	4
1.2. Понятие о конструкции скважины	5
1.3. Выбор конструкции скважины.....	7
1.4. Способы бурения	9
1.5. Выбор способа бурения	12
Глава 2. БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	15
2.1. Отечественные буровые установки и буровые станки	15
2.2. Буровые насосы и компрессоры	24
2.3. Спуско-подъемное оборудование	27
2.4. Современные отечественные и зарубежные буровые установки	32
Глава 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ ТВЕРДОСПЛАВНОГО БУРЕНИЯ.....	53
3.1. Бурильная колонна твердосплавного бурения.....	53
3.2. Забойный снаряд	61
3.2.1. Одинарные колонковые снаряды	61
3.2.2. Двойные колонковые снаряды	65
3.2.3. Буровой снаряд для бурения с гидротранспортом керна	69
3.2.4. Выбор буровых снарядов твердосплавного бурения	72
Глава 4. АВАРИИ С БУРОВЫМ СНАРЯДОМ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ	75
4.1. Способы предупреждения аварий, связанных с отказом технологического инструмента	75
4.2. Способы предупреждения прихватов	77
4.3. Ликвидация аварий	79
4.4. Методы ликвидации прихватов	80

Глава 5. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД.....	87
5.1. Технологические процессы. Прочность горных пород	87
5.2. Деформационные свойства пород	89
5.3. Основные технологические характеристики горных пород.....	92
Глава 6. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ.....	96
6.1. Твердые сплавы	96
6.2. Геометрические параметры резцов коронок	97
6.3. Износ резцов	99
6.4. Твердосплавные коронки	101
Глава 7. ТЕХНОЛОГИЯ ТВЕРДОСПЛАВНОГО БУРЕНИЯ	107
7.1. Выбор промывочных жидкостей	107
7.2. Расчет технологических режимов бурения	109
7.3. Технология бурения снарядами с гидротранспортом керна	113
Ч а с т ь П. АЛМАЗНЫЙ И ДРУГИЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ.....	116
Глава 8. АЛМАЗНОЕ БУРЕНИЕ.....	116
8.1. Одинарный колонковый снаряд	116
8.2. Породоразрушающий инструмент	121
8.3. Двойной колонковый снаряд алмазного бурения (ДКС)	126
8.4. Снаряды со съемными кернаприемниками	130
8.5. Выбор буровых снарядов алмазного бурения	138
8.6. Технология бурения одинарными колонковыми снарядами	140
8.7. Технология бурения снарядами со съемными кернаприемниками (ССК)	149
Глава 9. БЕСКЕРНОВОЕ БУРЕНИЕ	152
9.1. Буровой снаряд бескернового бурения.....	152
9.2. Шарошечные долота бескернового бурения	155
9.3. Технология бурения	160
Глава 10. БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ	165
10.1. Общие сведения	165
10.2. Буровое оборудование и инструмент	166

Глава 11. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ УСТАНОВКОЙ ATLAS COPSO	171
11.1. Выбор буровых снарядов «Атлас Копко».....	171
11.2. Выбор технологических режимов при бурении вращательным способом установками «Атлас Копко»	176
11.3. Технология пневмоударного бурения с пневмотранспортом шлама (методом «обратная циркуляция») «Атлас Копко»...	183
Глава 12. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ УСТАНОВКОЙ BOART LONGYEAR LF 90.....	189
12.1. Буровой снаряд	189
12.2. Выбор типа коронок и расширителей	190
12.3. Параметры режимов бурения	192
12.4. Промывочные жидкости.....	197
Глава 13. ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН	200
13.1. Параметры искривления скважин.....	200
13.2. Причины и закономерности естественного искривления скважин.....	201
13.3. Приборы для замера параметров искривления скважин	202
13.4. Искусственное искривление скважин	204
13.5. Многозабойное бурение. Кернометрия	206
Глава 14. БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН	210
14.1. Медленно-вращательное бурение	210
14.2. Медленно-вращательное бурение скважин большого диаметра. Винтобурение	213
14.3. Шнековое бурение	214
14.4. Вибрационное бурение	221
14.5. Пенетрационное бурение	226
Глава 15. УДАРНО-КАНАТНОЕ БЕСКЕРНОВОЕ БУРЕНИЕ	229
15.1. Оборудование. Буровой снаряд	229
15.2. Технология ударно-канатного бескернового бурения	239
15.3. Технология опробования продуктивных пластов ...	244
15.4. Предупреждение и ликвидация аварий при ударно-канатном бескерновом бурении.....	245
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	248
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	249

Учебное издание

Зварыгин Виталий Ильич

**БУРОВЫЕ СТАНКИ
И БУРЕНИЕ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Редактор Л. Х. Бочкарева
Корректор О. А. Лубкина
Компьютерная верстка Н. Г. Дербеновой

Подписано в печать 30.08.2011. Печать плоская. Формат 60x84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 14,87. Тираж 100 экз. Заказ № 3558

Редакционно-издательский отдел
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./ факс (391) 244-82-31, e-mail: rio@lan.kras.ru

Отпечатано полиграфическим центром
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а