СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

В. В. Нескоромных

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Учебное пособие

УМО

ИНСТИТУТ ГОРНОГО ДЕЛА, ГЕОЛОГИИ И ГЕОТЕХНОЛОГИЙ

ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В. В. Нескоромных

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Рекомендовано Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"» в качестве учебного пособия для студентов специальности 130102.65 «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (рег. № 2729 от 13.03.2014 г.)

Красноярск
СФУ
2014

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.131я73
Н55

Р е ц е н з е н т :
Н. В. Пашкевич, первый проректор, профессор Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (Санкт-Петербург)

Нескоромных, В. В.
Н552 Бурение скважин: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 400 с.
ISBN 978-5-7638-3043-9

Представлены сведения о механике разрушения горных пород при различных способах бурения, современной буровой технике, технологиях бурения, инструменте, реагентах для приготовления буровых растворов, механизации и автоматизации бурового процесса.

Рассмотрены вопросы проектирования скважин, выбора бурового оборудования и инструмента, рациональных параметров бурового процесса.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 130102.65 «Технология геологической разведки».

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

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.131я73

ISBN 978-5-7638-3043-9

© Сибирский федеральный университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

Учебный курс «Бурение скважин» является базовым при подготовке студентов по специальности «Технологии геологической разведки».

Основная цель данного курса – получение студентами:

знаний о назначении и способах бурения скважин, устройстве буровых станков, установок, бурового оборудования и инструмента, средствах и технологиях опробования, основ технологии, правил и приемов безопасного ведения буровых работ;

умений спроектировать скважину и её конструкцию исходя из назначения и горно-геологических условий бурения, выбрать буровое оборудование, инструмент, вид бурового агента, рассчитать параметры режима бурения, задать параметры бурового агента;

навыков безопасной работы с инструментами, выполнения спускоподъемных операций, управления агрегатами буровой установки, организации производства работ по бурению скважин.

Исходя из поставленных задач в учебном пособии приведены сведения о способах бурения скважин, буровом оборудовании как отечественных, так и зарубежных производителей, способах бурения скважин, различных типах бурового инструмента, технологиях бурения и ликвидации осложнений и аварий при бурении, даны сведения о требованиях безопасности буровых работ.

Буровые работы выполняют специальными техническими средствами (буровыми установками и инструментами) без доступа человека внутрь этих выработок. Бурение скважин (возможен вариант – строительство скважины), как и любая техническая отрасль знания, подразделяется на технику и технологию бурения.

Бурением называется совокупность технологических операций по проведению в горных породах выработок круглого поперечного сечения, называемых *скважинами*, инструментом и агрегатами специального назначения.

Буровой скважиной называется цилиндрическая горная выработка, имеющая диаметр во много раз меньше ее глубины.

Диаметр буровых скважин может изменяться в широких пределах, но чаще всего к скважинам относят выработки диаметром от 16 до 1 500 мм. Диаметр и глубина скважины определяются её назначением. Современные геологоразведочные скважины имеют диаметр в основном в пределах 46–112 мм, скважины для добычи углеводородного сырья – 151–508 мм.

Глубина геологоразведочных скважин, буримых с целью поисков и разведки твердых полезных ископаемых, в основном задается в пределах 800–

1 000 м, но известны подобные скважины глубиной более 2 000 и даже 3 000 м. Глубина скважин, предназначенных для разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, составляет в основном 2 000–3 500 м. При этом подобные скважины, проникая на указанную глубину, могут иметь протяженность одного или нескольких стволов, в несколько раз превышающих это расстояние за счет наличия протяженных наклонных и горизонтальных участков, пронизывающих углеводородную залежь.

Самая глубокая скважина в мире – Кольская сверхглубокая СГ-3, которая, являясь частью международного научного проекта, начата на Кольском полуострове в 1971 г. и завершена, к сожалению, в 1992 г. по политическим и экономическим причинам. Её назначение – исследование строения земной коры. Скважина имела четыре ствола, самый глубокий из них достиг глубины 12 262 м. Проектная глубина скважины СГ-3 составляла 15 000 м, а для её бурения было создано уникальное по возможностям оборудование. Опыт бурения СГ-3 и исследования недр с её помощью – уникальный научный результат и серьезный этап в развитии буровых техники и технологий.

В 2010 г. на шельфе Сахалина компанией *Exxon Neftegas Limited* (*ENL*) пробурена самая протяженная скважина в мире – суммарная длина стволов вертикально-горизонтальной эксплуатационной скважины на месторождении газа составила 12 345 м. Бурение самой протяженной скважины осуществлено за 60 дней. Технология большого отхода забоя от вертикали позволяет проводить бурение скважин с берега под дном моря для достижения залежей нефти и газа, не нарушая принципов безопасности и охраны окружающей среды.

Бурение скважин может производиться с земной поверхности, из подземных горных выработок, с поверхности водоемов (рек, озер, морей и океанов) и даже с поверхности других планет (например, с поверхности Луны или Марса). Глубокие скважины (более 3 500 м) пробурены во льдах Антарктиды с целью проведения научных исследований самого южного континента планеты.

По заложению скважины могут быть вертикальными, наклонными, горизонтальными и восстающими, иметь самые разнообразные траектории и отклонения от направления заложения. Скважины чаще имеют один ствол, но широко применяются различные варианты многоствольных скважин, а количество дополнительных стволов может составлять несколько десятков.

Бурение как средство проникновения в глубь земной коры с целью ее изучения и добычи полезных ископаемых использовалось человеком еще в древности. Самые первые шаги человеческой цивилизации были связаны с освоением минеральных богатств земных недр, которое невозможно без проходки разведочных и эксплуатационных скважин.

1. Появление бурения связано с древнейшим периодом развития человеческого общества – 13–7 тысячелетие до н. э. Первые опыты человека в сверлении известны по древнейшим находкам пластинчатых кремневых сверл и изделий, в которых делались отверстия: бусы, блоки породы, каменные сосуды и др.

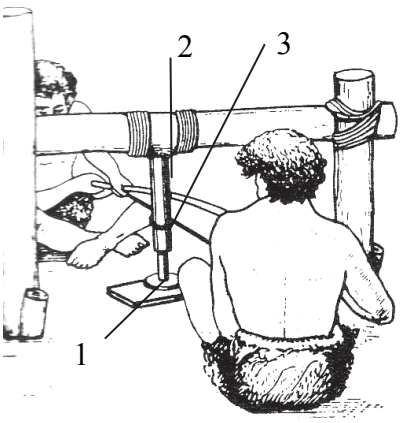


Рис. Сверление в эпоху неолита

Технология сверления (рисунок), очевидно, возникла при развитии методов и средств добывания огня трением с применением лучкового привода.

Добывая огонь трением торцами палочек о дерево, человек заметил, что со временем на месте трения появляется выемка, и стал этот опыт использовать для формирования углублений, а затем и отверстий, сначала в древесине, а потом в камне и других материалах, решая свои технические задачи. Таким образом, одним из первых изобретений человека можно считать изобретение сверлильного (бурового) станка вслед за изобретением устройства для добывания рукотворного огня.

Интересна связь бурения – первого бурового станка в виде лучкового сверлильного устройства, как уже было сказано, прототипом которого было устройство добывания огня трением (рисунок) с символами религии и веры человеческой цивилизации. Как считают исследователи древности, устройство для добывания огня в виде крестовины стало прообразом такого общечеловеческого символа веры, как крест.

Действительно, если внимательно рассмотреть рисунок, то можно отметить два характерных места работы сил трения: в точке (1) осуществляется образование отверстия, в точке (2) – нагрев, тление и возгорание. Очевидно, что при сверлении требовалось гасить возможное тление и возгорание водой.

Слово «крест» происходит от древнеславянского слова «крес» – огонь. Слово «огонь» же происходит от более древнего санкритского слова *agn*, которое обозначает понятие «естественный огонь», тогда как словом «крес» обозначался огонь добытый, т. е. искусственный. Отсюда возникло широко известное слово «кресало» – карманное устройство для добывания огня.

Священный огонь, появляющийся в месте трения двух пересекающихся вертикальной стойки и горизонтального бруса, поклонение огню привело к тому, что люди стали поклоняться и средству добывания огня-креса. Поэтому в древнерусском наречии «крес» (огонь) и «крест» (средство его добывания) оказались однокоренными. Затем обобщенная

и стилизованная схема устройства для добывания огня стала символом веры, вечности и бесконечности, божественным знаком.

Этимологический, лингвистический и исторический анализ показывает, что и технические термины «крест», а также слово «бур», имеют древнейшее происхождение и связаны с процессом добывания огня-креса древним человеком. Бур – это, вероятно, не что иное, как элемент устройства для добывания огня, а именно вертикальный деревянный стержень, который нагружался и вращался, вызывая процесс трения, нагрев и возгорание под торцом (позиция 3 на рисунке). Бур мог опираться на горизонтальное перекрестие (необходимое для устойчивости) двух брусков – крест.

Таким образом, крест как божественный знак несет в себе черты первых устройств, созданных человеком для добывания огня и сверления, т. е. прообраза бурового станка.

В данном случае символично то, что огонь дает тепловую энергию, а бурение во все времена применялось прежде всего для обеспечения человеческой цивилизации энергией – углем, нефтью, газом.

Очевидно, основное направление развития сверления – удлинение просверливаемых отверстий. Появился привод в виде лука (тетива обвивается вокруг сверла и сверло вращается слева направо, а затем справа налево перемещением лука).

Решив в основном задачу сверления отверстий использованием кремневых сверл, а также абразива, засыпаемого под торец деревянных брусков или медных трубок, человек делает попытки сверлить углубления в земной поверхности и достиг в этом стремлении значительных результатов.

2. Второй этап развития сверления-бурения связан с использованием длинных колонн-сверл (очевидно из бамбука). Проблемой являлось ограничение глубины сверления.

3. Китайский способ бурения III–IV вв. до н. э. – ударно-канатное бурение скважин глубиной до 500 м.

4. Следующий этап возможно связан с возвратом к вращательному бурению, в том числе дробью и алмазами с использованием стальных колонн. Совершенствование конструктивных схем буровых станков шло от агрегатов с кремальерой с приводом от паровых машин и двигателей внутреннего сгорания к станкам шпиндельного типа с электроприводом и гидрофицированным, а далее – к полностью гидрофицированным буровым станкам с подвижными вращателями.

❖ **Кремальера** – механизм подачи бурового станка через зубчатое зацепление рычага с корпусом вращателя.

5. На следующем этапе развития осуществлена попытка отказаться от вращения колонны бурильных труб, так как с ростом глубины снижает-

ся эффективность передачи энергии к забою. Появляются турбобуры, электробуры, винтовые забойные двигатели.

При этом внедрение электробуров сдерживается проблемой передачи электроэнергии с поверхности через составную и периодически разбираемую бурильную колонну.

6. С появлением забойных двигателей возникает стремление специалистов отказаться от жесткой составной бурильной колонны. Появляются: шлангокабель вместо составной бурильной колонны (1970-е гг.) и позднее (в 1990-е гг.) колтюбинг.

- **Шлангокабель** – бурение скважин с использованием гибкой неразъемной трубы, изготовленной с использованием резины, пластика и стальной несущей арматуры, навиваемой на катушку-барабан, взамен традиционной разъемной бурильной колонны.
- **Колтюбинг** (англ. *coiled tubing* – катушка-труба) – бурение скважин с использованием стальной длинномерной безмуфтовой гибкой трубы, навиваемой на катушку-барабан, взамен традиционной разъемной бурильной колонны.

Внедрение колтюбинга решает проблему, связанную с внедрением электробуров, так как становится возможной подача электроэнергии к забою по сплошному электронесущему кабелю.

7. С появлением неограниченных по качеству возможностей подачи к забою электрической энергии реально намечаются пути совершенствования способов разрушения горных пород. К таковым способам можно отнести:

- термомеханическое бурение,
- бурение плавлением,
- разрушение породы лазером.

Поскольку п. 7 не ограничивает современные рамки развития бурения, далее возможны следующие варианты развития буровых технологий.

8. С появлением нового способа разрушения горных пород, для которого уже не потребуется промывочная жидкость, а значит, и канал для ее подачи, могут возникнуть условия для отказа от колонны гибких труб, которая будет заменена несущим кабелем.

9. В дальнейшем возможны варианты исполнения бурового агрегата, в котором снаряд будет двигаться в скважине самостоятельно:

- имея канал связи в виде кабеля;
- вовсе без кабеля, управляемый посредством радиосвязи.

Второй вариант предполагает использование мощного автономного источника энергии для работы подземного агрегата (например ядерного).

Примером подобных систем может служить современная телеметрическая система и отклоняющие роторно-управляемые системы (РУС), которые имея автономный источник энергии, способны по заданной программе,

управляемые дистанционно прокладывать скважину в любом заданном направлении.

10. Далее возможен переход к созданию нового направления в науке и технике: глубинного подземного транспорта. Необходимость данного направления связана с освоением недр для размещения разнообразных и экологически небезопасных производств, прежде всего горно-обогатительных подземных фабрик и металлургических предприятий, энергетических станций, использующих тепло Земли, транспортных артерий, а также для получения новых источников энергии, выявления и добычи полезных ископаемых.

1. ВИДЫ И ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН, СПОСОБЫ ИХ БУРЕНИЯ

Поисково-разведочные скважины предназначены для обнаружения месторождений полезных ископаемых и их последующего всестороннего изучения с целью определения количества, физико-химических характеристик, условий залегания полезного ископаемого и оценки технико-экономических перспектив разработки месторождения.

Инженерно-геологические скважины бурят для отбора проб грунта и пород с целью оценки их механических свойств и определения прочностных параметров проектируемых зданий и сооружений.

Эксплуатационные скважины используются для извлечения жидких и газообразных полезных ископаемых, в том числе растворяемых водой (растворение солей) или кислотами (выщелачивание ураносодержащих руд) и превращенных в раствор твердых полезных ископаемых, на поверхность.

Технические скважины выполняют разнообразные функции при разведке и разработке месторождений полезных ископаемых (вентиляция, доставка грузов в подземные выработки), при строительстве зданий и сооружений, укреплении грунтов и береговых линий, прокладке коммуникаций и трубопроводов.

Скважины для проведения научных исследований и параметрические скважины необходимы для получения информации и материала в виде керна о характеристиках и параметрах строения земной коры и донных отложений водоемов с целью выполнения научного анализа и формулировки выводов о перспективах площадей на предмет поиска и разведки полезных ископаемых.

По своим техническим характеристикам скважины классифицируют по углу забуривания (заложения), характеру искривления, количеству стволов и последовательности их бурения.

По углу заложения скважины можно разделить:

- на вертикальные (направленные вниз или вверх – угол наклона скважины φ относительно горизонта равен 90°);
- наклонные относительно горизонта (направленные вниз или вверх, угол наклона φ относительно горизонта меньше 90°);
- горизонтальные.

Основные варианты заложения скважин с поверхности или из горных выработок показаны на рис. 1.1.

По характеру кривизны скважины разделяются:

- на относительно прямолинейные;

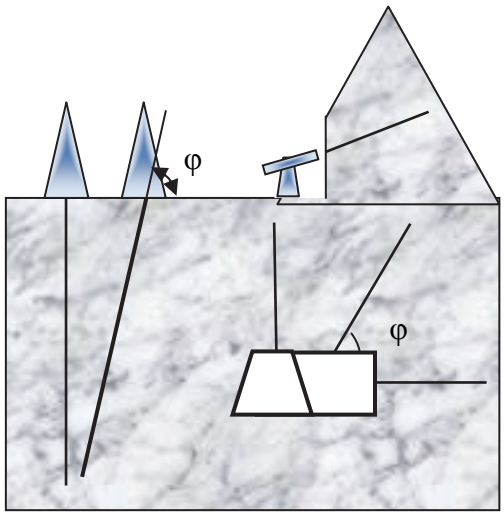


Рис. 1.1. Возможные варианты забуривания (заложения) скважин с поверхности земли и из подземных горных выработок

- плоско искривленные;
- пространственно искривленные.

Прямолинейная наклонная и плоско искривленная скважины в плане (проекция на горизонтальную плоскость) имеют вид прямых линий, вытянутых в направлении заданного при заложении скважины азимута, а пространственно искривленные при проецировании их оси на горизонтальную плоскость имеют вид криволинейной линии, отклоняющейся вправо (при увеличении азимутального угла скважины) и влево (при его уменьшении).

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

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

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

Положение устья скважины, т. е. точка её заложения, всегда может определяться координатами x_0, y_0, z_0, полученными путем топографической или маркшейдерской съемки. При известных значениях координат устья скважины положение оси (её координаты) прямолинейной скважины определяется начальными зенитным (θ) и азимутальным (α) углами.

Зенитный угол θ (зенит – фр. *zenith* – точка небесной сферы) **–** угол между вертикалью и осью скважины в заданной точке. При искривлении скважины возможно увеличение (**выполаживание**) или уменьшение (**выкручивание**) зенитного угла.

Азимутальный угол α (азимут – араб. *as-simút* – путь) – угол, определяющий направление ствола наклонной скважины относительно сторон света и замеряемый по часовой стрелке между направлением на север и осью скважины в заданной точке. При искривлении скважины азимутальный угол может уменьшаться (**искривление влево**) или увеличиваться (**искривление вправо**).

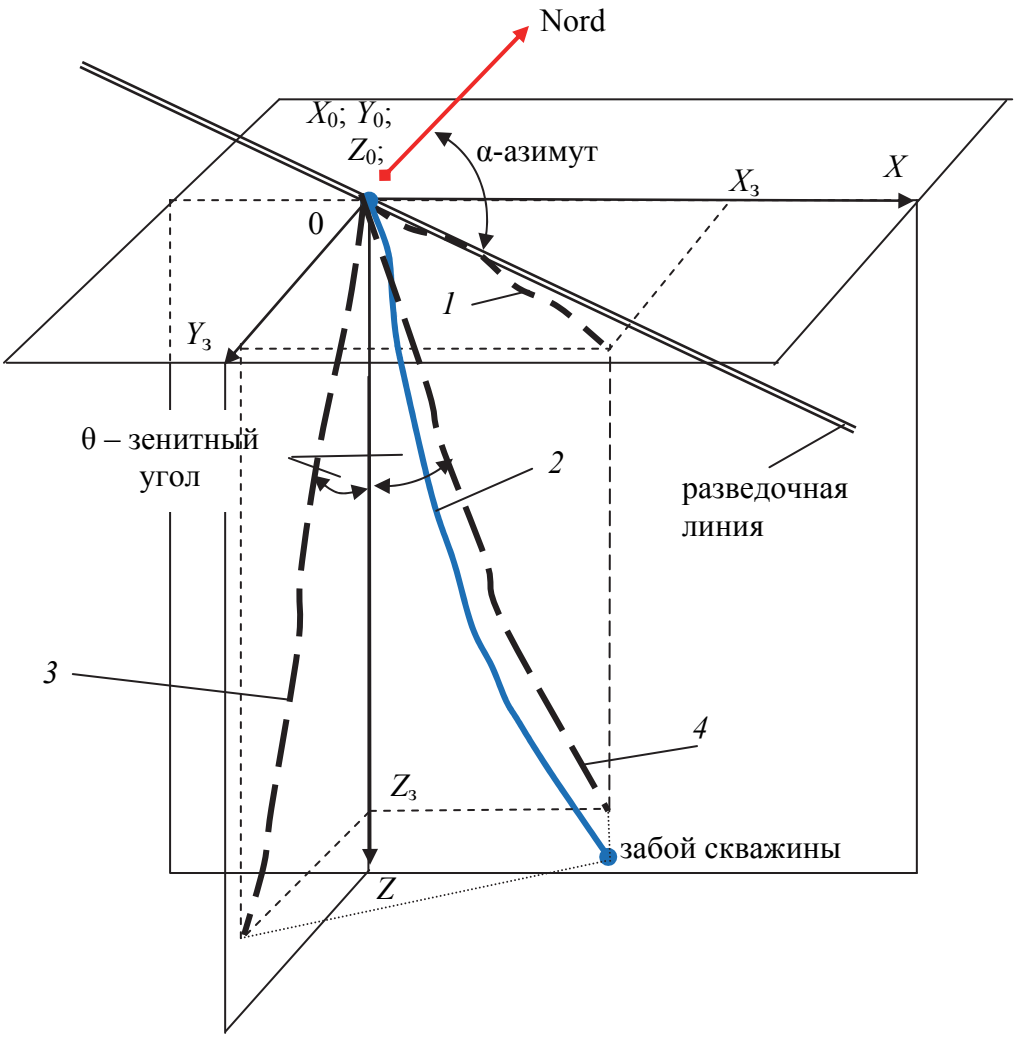


Рис. 1.2. Графическое изображение скважины в декартовой системе координат: *1* – инклинограмма (план скважины); *2* – ось скважины (пространственная траектория); *3* – профиль скважины на плоскости *YOZ*; *4* – профиль скважины на плоскости *XOZ*

В геологической документации скважины изображаются в виде проекции её оси на вертикальные (изображение на геологическом разрезе – профиль скважины) и горизонтальную (на геологической карте – **инклинограмма**, или план скважины) плоскости (рис. 1.2).

При разведке месторождений скважины обычно забуриваются в направлении разведочных линий или по профилям, а поэтому азимут заложения скважин в основном совпадает с азимутами разведочных профилей.

Положение траекторий скважин определяют по данным **инклинометрических замеров**, проводимых в стволе через интервалы определенной длины (обычно 5, 10, 20, 40 или 50 м). В каждой точке на определенной глубине измеряют зенитный – θ и азимутальный углы – α.

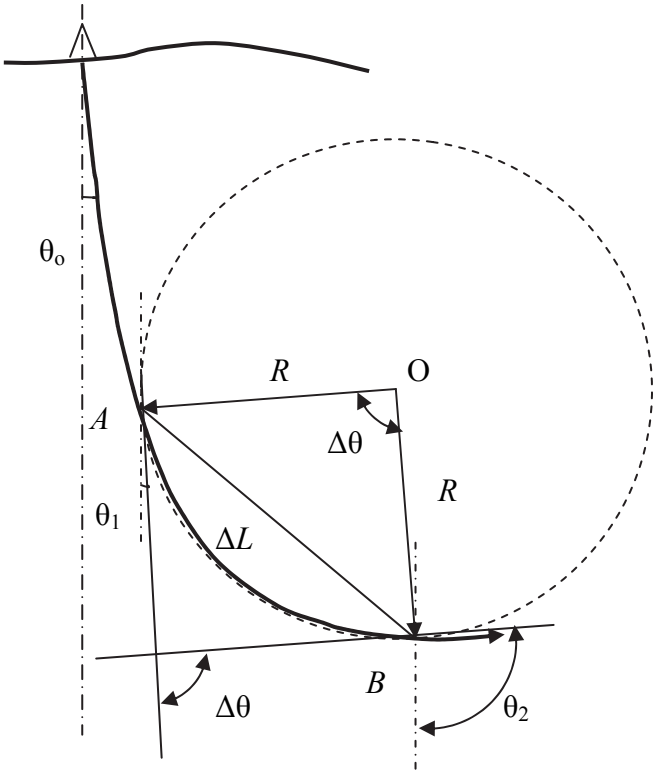


Рис. 1.3. Схема определения зенитного искривления
и кривизны скважины

Практика буровых работ показала, что все скважины в процессе бурения искривляются в той или иной мере. Если **искривление** скважины происходит самопроизвольно, то такое искривление называется **естественным**, если осуществляется преднамеренно, с целью решения какой-либо технической задачи, – то **искусственным**.

Если скважина при изменении азимута сохраняет свой зенитный угол, то её трасса получает вид спирали, а при постоянной интенсивности азимутального искривления – винтовой линии.

Изменение угла искривления (зенитного или азимутального) на определенном интервале l называется **приращением искривления** на интервале l ($\Delta\alpha$ или $\Delta\theta$).

Отношение приращения зенитного или азимутального искривления на интервале к длине этого интервала называется **интенсивностью искривления** по зенитному или азимутальному углам:

$$i_\theta = \frac{\Delta\theta}{l}; \tag{1.1}$$

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha\sin\theta}{l}. \tag{1.2}$$

Согласно схеме на рис. 1.3 интенсивность искривления на участке *AB* составит следующее значение:

$$i = \frac{\Delta\theta}{\Delta L} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L}. \qquad (1.3)$$

Общий угол искривления скважины, определяемый в соответствии со схемой на рис.1.3, будет равен сумме углов $\theta_0 + \theta_1 + \theta_2$.

Интенсивность искривления (кривизна скважины) ***i*** – однонаправленное изменение пространственного угла искривления скважины на определенном интервале ствола. В направленном бурении для определения интенсивности искривления используется кривизна дуги окружности, например радиуса *R* (рис. 1.3). Кривизна дуги окружности и радиус кривизны дуги окружности – взаимообразные величины:

$$K = \frac{1}{R}. \qquad (1.4)$$

Радиус кривизны скважины – величина, обратная кривизне или интенсивности искривления скважины и определяемая как радиус дуги окружности, кривизна которой тождественна кривизне участка ствола скважины.

При расчете интенсивности искривления возможны следующие варианты:

- изменяется только зенитный угол;
- изменяется только азимутальный угол;
- изменяются одновременно и зенитный, и азимутальный углы.

В первом случае интенсивность искривления можно определить по формуле (1.1), во втором – по формуле (1.2). В третьем случае для расчета интенсивности искривления первоначально определяют приращение пространственного угла искривления на интервале ствола скважины, используя формулу А. Лубинского:

$$\Delta\gamma = 2\arcsin\sqrt{\sin^2\frac{\theta_{i+1} - \theta_i}{2} + \sin^2\frac{\alpha_{i+1} - \alpha_i}{2}\sin\theta_{\text{н}}\sin\theta_{\text{к}}}, \qquad (1.5)$$

где θ_i, θ_{i+1}, α_i, α_{i+1} – значения зенитных и азимутальных углов в начале и конце рассматриваемого интервала скважины, градус;

$\theta_{\text{н}}$, $\theta_{\text{к}}$ – зенитные углы соответственно в начале и в конце рассматриваемого интервала скважины, градус.

Найдя приращение полного угла искривления, можно определить среднюю интенсивность искривления на интервале

$$i_{\text{ср}} = \frac{\Delta\gamma}{l}, \qquad (1.6)$$

а затем – величину среднего радиуса кривизны, используя аналитическую связь кривизны и радиуса кривизны скважины:

$$R = \frac{57,3}{i_{\text{ср}}}. \qquad (1.7)$$

Основные способы бурения скважин

Разведочное бурение осуществляется буровыми коронками с отбором керновой пробы (керна) – колонковое бурение или буровыми долотами без отбора керновой пробы (бескерновое бурение) следующими основными способами:

- вращательным,
- ударно-вращательным,
- вращательно-ударным,
- ударно-канатным,
- ударно-забивным.

Вращательное бурение производится под воздействием осевого усилия на инструмент – коронку или долото, что обеспечивает внедрение резцов бурового инструмента в породу, и крутящего момента, под действием которого, преодолевая сопротивление породы, осуществляется резание или скалывание породы и отделение, таким образом, разрушенной породы от массива.

Вращательное бурение в зависимости от горно-геологических условий может осуществляться с промывкой буровым раствором, продувкой воздухом или с применением газожидкостной смеси (ГЖС) или пены. Названные вещества имеют общее название «очистные агенты», поскольку их главной функцией является очистка забоя от разрушенной породы и удаление – подъем продуктов разрушения (шлам) на поверхность. Другая важнейшая функция очистных агентов – охлаждение бурового инструмента, который в процессе вращательного бурения нагревается до очень высокой температуры.

В ряде случаев вращательное бурение твердосплавным инструментом осуществляют всухую, т. е. без использования очистного агента в виде бурового раствора, воздуха или ГЖС.

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

При бурении по мерзлым породам чаще всего применяют продувку скважин охлаждаемым перед подачей в скважину воздухом.

Вращательный способ бурения реализуется при трех основных схемах циркуляции очистного агента:

- прямой (подача очистного агента через бурильную колонну к забою и выход агента со шламом из скважины по затрубному пространству

через промывочные каналы коронки или долота) – рис. 1.4, *а*, *б*, где показаны варианты бурения одинарным колонковым снарядом (*а*) и двойным колонковым снарядом (*б*);

- обратной (агент подается в скважину по затрубному пространству или в зазоре двойной колонны бурильных труб, а выходит из скважины по внутреннему каналу бурильной колонны) – рис. 1.4, *в*;
- комбинированной (в призабойной части ствола может быть обратная за счет работы насоса или эффекта эжекции специальными эжекторами, а по стволу скважины прямая).

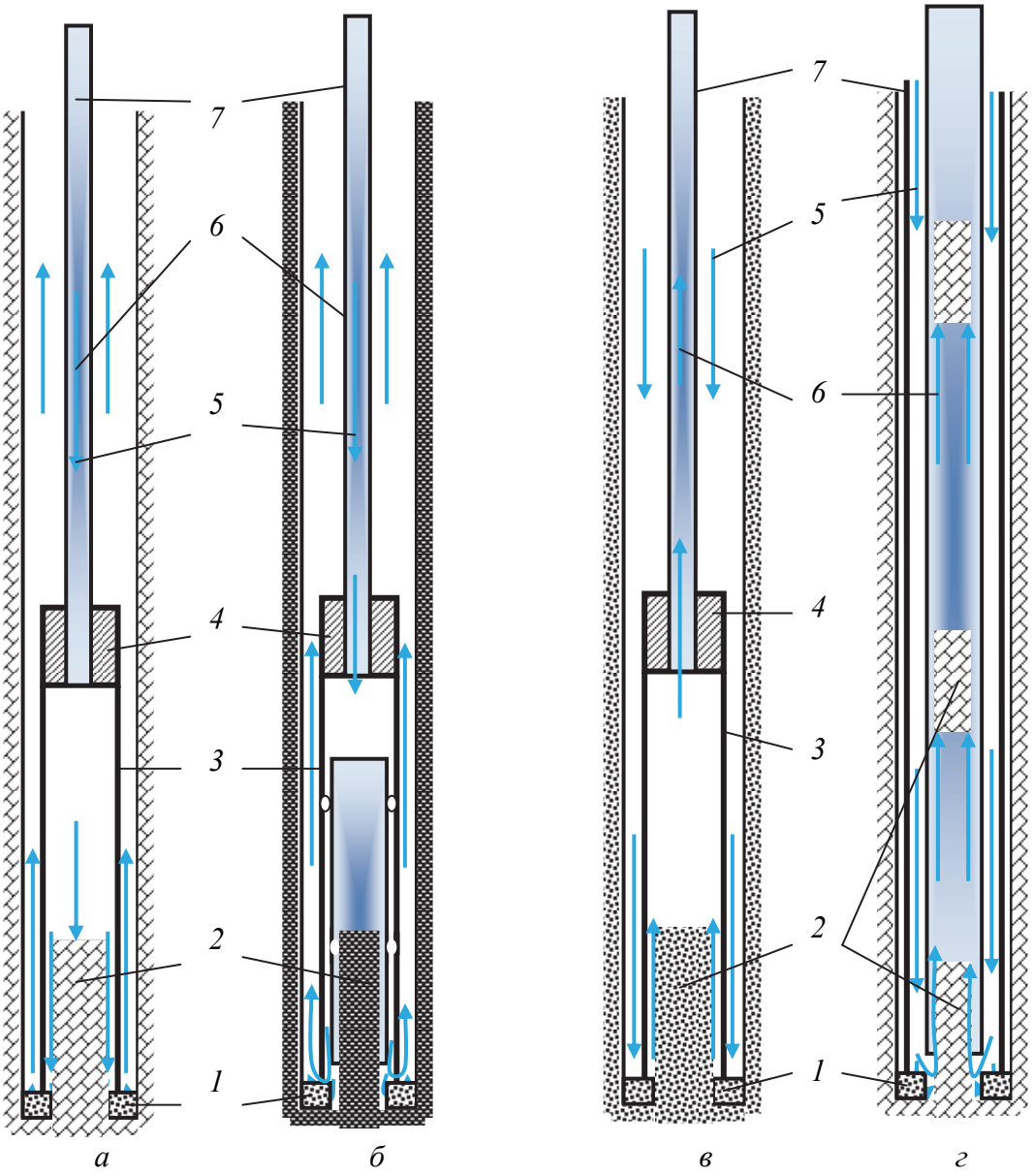


Рис. 1.4. Схемы бурения скважин с прямой (*а*, *б*) и обратной циркуляцией очистного агента (*в*, *г*): *1* – коронка; *2* – керн; *3* – колонковая труба; *4* – переходник; *5* – прямой поток очистного агента; *6* – обратный поток очистного агента; *7* – бурильные трубы

Наиболее распространены в настоящее время две первые схемы подачи очистного агента, и прямая подача считается основной. При бурении одинарным колонковым снарядом (рис. 1.4, *а*) поток очистного агента может размывать поступающий в колонковую трубу керн. Для защиты керна могут применяться двойные колонковые снаряды (рис.1.4, *б*), в которых внутренняя труба защищает керн от размывания очистным агентом.

Обратную подачу агента используют при бурении с гидротранспортом керна (рис.1.4, *г*), когда обратный поток очистного агента транспортирует на поверхность керн, образующийся в виде столбиков ограниченной длины.

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

Ударно-вращательное бурение могут осуществлять с промывкой (бурение гидроударными забойными машинами – гидроударниками), продувкой воздухом или используя разнообразные газожидкостные системы – ГЖС (бурение пневмоударными забойными машинами – пневмоударниками).

Ударно-канатное бурение осуществляют без циркуляции очистного агента путем дробления горной породы с последующим её вычерпыванием специальной желонкой, а ударно-забивной способ бурения применяют или всухую, или с продувкой, если для нанесения ударов используют пневмоударник.

При выборе способа бурения часто применяют комбинированное бурение, например, забуривают скважину вращательным способом твердосплавной коронкой всухую, затем переходят на бурение шарошечными долотами или пневмоударником, а заканчивают работу бурением алмазными коронками в режиме вращательного или вращательно-ударного бурения.

Правильно сделанный выбор способа бурения определяет в конечном счете успех проводки скважины и производительность буровых работ.

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

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

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

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

При алмазном бурении без **съемных** керноприемников **применяют** коронки **следующих размеров** (наружный/ внутренний) – 46/31; 59/42; 76/59; 93/73; 112/92.

В настоящее время в практике буровых работ широко используют зарубежное оборудование, в частности **снаряды со съемным керноприемником** – ССК. Схема бурения скважин снарядом со съемным керноприемником приведена на рис. 1.5, а на рис. 1.6 представлен снаряд ССК (показан в разрезе).

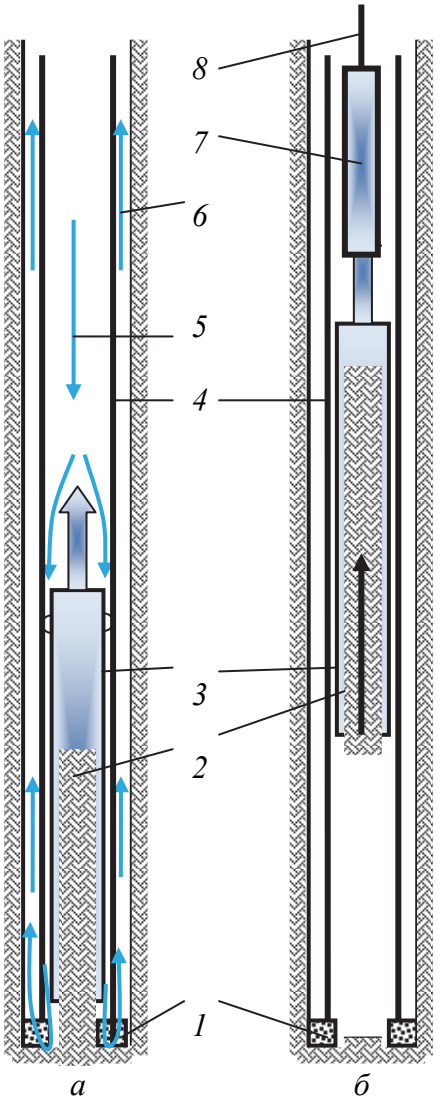


Рис. 1.5. Схема бурения скважины снарядом со съемным керноприемником: *1* – коронка; *2* – керн; *3* – внутренняя съемная керноприемная труба; *4* – бурильная труба; *5* – прямой поток очистного агента; *6* – обратный поток очистного агента; *7* – овершот (устройство для захватывания керноприемной трубы; *8* – трос для спуска и подъема овершота и керноприемной трубы

Принцип бурения ССК заключается в том, что керн поднимают на поверхность в съемной керноприемной трубе через внутреннюю полость бурильной колонны овершотом, спускаемым в скважину на тросе с помощью специальной лебедки. Таким образом, для извлечения керна поднимать на поверхность бурильную колонну нет необходимости, а подъем бурильной колонны может производиться только для замены изношенной буровой коронки. Впрочем, известны конструкции ССК, в которых производится и замена изношенной коронки через внутреннюю полость бурильной колонны.

Чаще всего применяют ССК четырех типоразмеров AQ (диаметры коронки наружный и внутренний – 47,6/27,0; колонны – 44,5/34,9; вес метра колонны – 3,8 кг; диаметр расширителя 48), BQ (59,6/36,4; колонны 55,6/49,5; вес – 6 кг; диаметр расширителя 59,9), NQ (75,3/47,6; колонны 70/60,3; вес – 7,8 кг; диаметр расширителя 75,7) , HQ (96,1/61,1; колонны 88,9/77,8; вес – 11,5 кг; диаметр расширителя 96,1), PQ (122/85; колонны 114/ 101,6; вес – 17,4 кг; диаметр расширителя 122,6).

Рис. 1.6. Колонковый набор с керноприемником

Зарубежные компании, такие как Atlas Copco (Швеция), Boart Longyear, TUFF, Versa-Drill (Канада), производят также специальные ССК, в которых используются коронки с утонченными матрицами, что повлекло за собой изготовление и колонковых наборов с иными размерами в сравнении со стандартными колонковыми наборами типоразмеров AQ, BQ, NQ. В настоящее время выпускается подобный ССК и типоразмера HQ.

Как показал опыт применения ССК с утонченными матрицами, при высоких частотах вращения колонны (1 100–1 400 мин$^{-1}$) обеспечиваются повышение механической скорости бурения и снижение интенсивности искривления скважин за счет более низкой осевой нагрузки, что положительно сказывается на устойчивости колонкового набора.

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

Зарубежные компании производят ССК для бурения не только вертикальных и наклонных скважин, в которых доставка керноприемника к забою происходит под действием силы тяжести, а подъем из скважины – лебедкой, но и для горизонтальных и восстающих скважин. В этих двух последних случаях доставка к забою и транспортирование керноприемника к устью скважины осуществляется за счет гидравлического давления в скважине. При этом керноприемник играет роль снаряда, который досылается к забою и возвращается обратно при помощи потока промывочной жидкости.

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

Практика гидроударно-алмазного бурения подтверждает чрезвычайно редкие случаи заполирования алмазов (физико-химическое притупление алмазных резцов), что позволяет рекомендовать вращательно-ударное бурение алмазным инструментом горных пород, склонных вызывать заполирование алмазов.

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

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

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

Бурение скважин с непрерывным выносом керна (см. рис. 1.4, *г*) потоком промывочной жидкости (с гидротранспортом керна) осуществляется комплексами технических средств КГК-100 (стальная колонна бурильных труб) и КГК-300 (колонна из сплава Д16Т) и рекомендуется для бурения скважин 100 и 300 м соответственно в породах II–IV категорий по буримости с пропластками пород до VI–VII категорий. Применение данного способа бурения считается перспективным при проходке горизонтально ориентированных скважин.

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

Ударно-вращательное бурение погружными пневмоударниками в настоящее время чаще применяется для разведочных работ с отбором шламовых проб в сочетании с алмазным бурением и отбором керна (в соответствии с терминологией зарубежных компаний – технология RC). Схема, поясняющая принцип бурения по технологии RC, приведена на рис. 1.7.

Обоснованное сочетание этих способов бурения позволяет существенно снизить затраты на разведочные работы без ущерба достоверности данных о месторождении и его рудах.

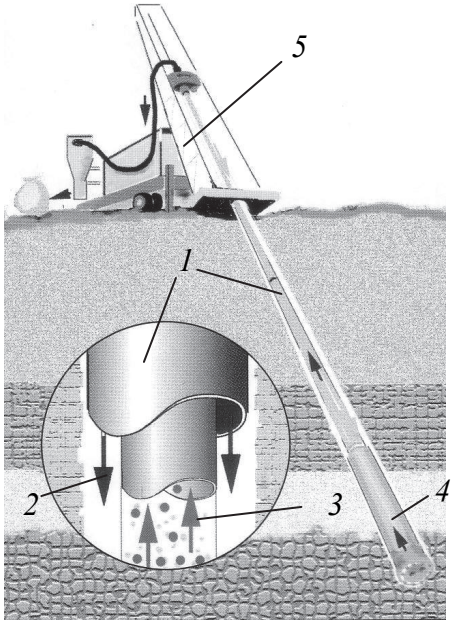


Рис. 1.7. Принцип ударно-вращательного бурения с обратной циркуляцией сжатого воздуха и отбора пробы в виде шлама (технология RC): *1* – двойная бурильная колонна; *2* – прямой поток воздуха; *3* – обратный поток воздуха со шламом; *4* – пневмоударник; *5* – буровой станок с емкостью для сбора и разделения шлама

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

Компания Atlas Copco выпускает очень эффективные бесклапанные пневмоударники высокого давления типа COP 32, COP 42, COP 52, COP 62 для бурения скважин диаметром 85–165 мм.

Компания Sandvik предлагает пневмоударники Mission и Silverdril для бурения скважин диаметром от 90 до 508 мм.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение понятиям скважина и бурение.
2. Каковы исторические аспекты развития буровых технологий?
3. Назовите наиболее выдающиеся результаты (достигнутые глубины, протяженность и др.) буровых технологий.
4. Назовите основные виды скважин, подразделяющиеся по назначению, углу заложения, характеру кривизны и др.
5. Назовите основные параметры, определяющие пространственную ориентацию скважин и положение забоя, кривизну ствола.
6. Назовите основные способы бурения скважин.
7. Дайте общую характеристику вращательному способу бурения скважин. Назначение, область применения, разновидности способа бурения.

8. Дайте общую характеристику ударно-вращательному способу бурения скважин. Назначение, область применения, разновидности способа бурения.

9. Дайте общую характеристику вращательно-ударному способу бурения скважин. Назначение, область применения, разновидности способа бурения.

10. Дайте общую характеристику ударно-канатному способу бурения скважин. Назначение, область применения, разновидности способа бурения.

11. Дайте общую характеристику ударно-забивному способу бурения скважин. Назначение, область применения, разновидности способа бурения.

12. Назовите применяемые в бурении варианты схем циркуляции очистных агентов.

13. В чём особенность бурения скважин снарядом со съемным керноприемником?

14. В чём особенность бурения скважин с непрерывным выносом керна?

15. В чём сущность колонкового бурения, его основное назначение?

2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕХАНИЧЕСКИХ СПОСОБОВ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

2.1. Основные физико-механические свойства горных пород

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

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

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

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

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

При вращательном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые все горные породы подразделены на 12 категорий по буримости (по величине объединенного показателя $\rho_м$, который учитывает динамическую прочность породы и ее абразивность).

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

Абразивность – способность горной породы как в агрегатном, так и в разрушенном состоянии, вызванном ее разрушением, изнашивать буровые инструменты в процессе трения.

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

Метод определения категории по буримости распространяется на горные породы только V–XII категорий по буримости для вращательного бурения, так как осадочные и другие нетвердые горные породы не позволяют определить динамическую прочность из-за несвязного состояния.

Показатель динамической прочности породы $F_д$ можно определить как

$$F_д = \frac{20n}{h_о}. \qquad (2.1)$$

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

Коэффициент абразивности $К_{аб}$ горной породы определяют по формуле

$$К_{аб} = \frac{Q}{100}, \qquad (2.2)$$

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

Категорию горных пород по буримости при вращательном бурении определяют на основании расчета объединенного показателя $\rho_м$:

$$\rho_м = 3F_д^{0,8}К_{аб}. \qquad (2.3)$$

Объединенный показатель $\rho_м$ и категорию по буримости определяют по специальным таблицам или номограмме. Значение $\rho_м$ соответствует определенной категории горных пород по буримости (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Значения $\rho_м$ и категории горных пород по буримости при вращательном бурении

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

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

$$\rho_{муд} = 2F_д K_{аб}^{0,41}. \quad (2.4)$$

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

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

Для ударно-вращательного бурения на основании показателя $\rho_{муд}$ горные породы разделены по буримости на семь категорий (табл. 2.2).

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

Таблица 2.2

Значения $\rho_м$ и категории пород по буримости при ударно-вращательном бурении

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

При отсутствии оборудования для определения объединенного показателя и невозможности проведения хронометражных работ для предварительного суждения о свойствах горных пород и буримости можно воспользоваться справочными данными.

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

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

Твердость – сопротивляемость горной породы разрушению (образование лунки разрушения) или пластической деформации при внедрении в нее другого, более твердого, чем горная порода, тела, которое характеризуется определенной формой торца и его размерами.

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

Твердость горной породы $p_{ш}$ [кг / мм^2 = 9,8 МПа] определяется как соотношение предельного усилия, вызвавшего внедрение индентора в породу $P_{р}$, к площади торца индентора $S_{ш}$:

$$p_{ш} = \frac{P_{р}}{S_{ш}} = \frac{4P_{р}}{\pi d^2}, \qquad (2.5)$$

где d – диаметр торца индентора, мм.

За предельное усилие, определяющее твердость горной породы, для твердых упруго-хрупких пород принимается усилие, при котором произошел выкол лунки, для пород пластичных и пористых – усилие, при котором начинается выдавливание породы из-под торца индентора. По твердости горные породы подразделяются на пять групп (табл. 2.3).

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

Таблица 2.3

Классификация горных пород по твердости

Номер группы	Название группы пород	Категория горных пород по буримости	Твердость, МПа
I	Мягкие (М)	I, II, III	0–480
II	Средние (С)	IV, V	480–1 470
III	Твердые (Т)	VI, VII	1 470–2 900
IV	Очень твердые (К)	VIII, IX	2 900–4 900
V	Весьма твердые (ОК)	X, XI, XII	4 900–6 800

Крепость породы в данном случае может характеризоваться как совокупный параметр свойств, определяющий сопротивляемость породы разрушению, которые учитывают такие физико-механические характеристики породы, как твердость, упругость, пластичность, т. е. основные параметры, определяющие буримость. Очевидно, что крепость горной породы в данном случае каким-либо объективным лабораторным методом не определяется.

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

Больший размер зерен и трещиноватость делают породу более абразивной, в то время как мелкозернистая порода менее абразивная, но более крепкая.

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

К *первой* группе относятся крупнозернистые, сильнотрещиноватые и сверхабразивные породы типа сланца, аргиллита и известняка. Для бурения этих горных пород рекомендуются импрегнированные алмазные коронки типа Crealius и Hobic с максимально твердыми матрицами.

Вторая группа пород характеризуется как трещиноватые и абразивные породы типа песчаника, доломита, туфа, кремнистого сланца. Для бурения этих пород рекомендуются коронки с менее твердыми матрицами.

Третья группа пород среднеабразивна: андезит, базальт, пегматит, диабаз, габбро, диорит. Коронки, рекомендуемые компанией, должны иметь еще менее твердые матрицы.

Четвертая группа пород – крепкие слабоабразивные породы (гнейс, диорит, гранит, кварцит, порфир).

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

Другим важным физическим свойством горной породы, оказывающим влияние на ее механическую прочность, устойчивость и буримость, является **трещиноватость.** Трещиноватость даже очень твердых горных пород значительно влияет на выход керна – основное назначение разведочного бурения.

Классификация горных пород по трещиноватости произведена на основании оценки трех параметров:

- удельной кусковатости керна $K_у$, шт/м;
- выхода керна $B_к$, %;
- показателя трещиноватости *W*, определяющей среднее количество трещин, встречаемых коронкой за один оборот на забое, ед/образец.

На основании этих параметров показатель W рассчитывается по формуле

$$W = \frac{D_к K_у \lambda}{\mathrm{tg}\beta}, \qquad (2.6)$$

где $D_к$ – диаметр керна, м;

$K_у$ – удельная кусковатость керна, шт/м;

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

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

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

Все входящие в расчет по формуле (2.6) параметры определяются по поднятому из скважины керну.

Таблица 2.4

Классификация пород по трещиноватости для вращательного колонкового бурения

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

На основании разработанных критериев составлена классификация горных пород по трещиноватости применительно к вращательному колонковому бурению (табл. 2.4), с помощью которой можно прогнозировать разработку и эффективность использования буровых коронок и соответствующих режимов бурения, сопоставлять результаты бурения в различных горно-геологических условиях, осуществлять типизацию этих условий для различных задач бурения, решать другие задачи.

2.2. Основные принципы и закономерности разрушения горных пород при бурении

Процесс разрушения горных пород при бурении – разрушение горных пород на забое скважины или шпура вследствие механического или физико-химического воздействия на породу, производимого с целью

формирования поля механических напряжений, достаточных для нарушения сплошности определенного объема (слоя) горного массива, преобразования породы в расплав, пар, раствор, удаления образовавшихся продуктов разрушения, растворения или плавления с забоя скважины на поверхность или в скважинное пространство.

Рациональное соотношение операций породоразрушающего воздействия на породу и удаления продуктов разрушения из забоя из-под торца бурового инструмента является важным аспектом, определяющим минимальную **энергоемкость** и, соответственно, эффективность бурового процесса.

Энергоемкость процесса разрушения горных пород на забое скважины – показатель эффективности процесса разрушения горных пород, определяемый как отношение затраченной на разрушение породы энергии к интервалу углубления (объему разрушенной породы) за определенный отрезок времени.

В данном случае важно подчеркнуть, что процесс разрушения породы при бурении – два взаимосвязанных явления: собственно нарушение целостности породы породоразрушающим действием и удаление, по возможности мгновенное, полученных продуктов разрушения из зоны работы породоразрушающих элементов инструмента. Эти два взаимосвязанных явления объединены в понятии **буримость горных пород**.

Количественно буримость можно оценить **механической скоростью бурения**.

С начала XXI в. способы механического разрушения горных пород по- прежнему обеспечивают основной объем буровых и горнопроходческих работ, именно поэтому в учебном пособии основное внимание уделено механическому разрушению горных пород под воздействием поля механических напряжений.

Следует отметить, что резервы механических способов бурения в настоящее время далеко не исчерпаны. В связи с появлением новых сверхтвердых материалов, технологий их обработки, упрочнения металлов и сплавов, новых конструкций бурового инструмента, мощных и надежных забойных приводов, забойных машин ударного и ударно-вращательного действия, новых конструкций буровых станков непрерывно растет производительность бурения. В то же время получают развитие и новые перспективные способы бурения, основывающиеся на физико-химических воздействиях на горную породу, например бурение плавлением пород и лазером.

Эффективность бурения определяется объемом разрушенной буровым инструментом породы в единицу времени. Объем разрушенной породы в единицу времени непосредственно связан с величиной мощности N,

подводимой к забою. Объем породы, разрушаемой в единицу времени, можно определить из зависимости [5]

$$V = \frac{N}{A_V}, \tag{2.7}$$

где N – мощность, подведенная к забою для разрушения горной породы в единицу времени, кВт·ч;

A_V – энергоемкость разрушения породы определенного объема, кВт/м^3.

Объем разрушенной в единицу времени породы можно определить, используя значение скорости бурения:

$$V = v_{\text{м}} F, \tag{2.8}$$

где $v_{\text{м}}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

F – площадь забоя скважины, м^2.

Из равенства формул для определения объема разрушенной горной породы (2.7) и (2.8) получим

$$v_{\text{м}} = \frac{N}{A_V F}. \tag{2.9}$$

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

Таким образом, интенсификация процесса разрушения горной породы при бурении может осуществляться вследствие:

- увеличения передаваемой горной породе энергии, что предполагает также необходимость снижения ее потерь при передаче от источника энергии до забоя скважины;
- уменьшения энергоемкости процесса разрушения горной породы;
- уменьшения площади забоя скважины.

В свою очередь увеличение передаваемой горной породе энергии может быть получено в результате:

- увеличения частоты вращения породоразрушающего инструмента;
- увеличения осевой статической или ударной нагрузки на породоразрушающие резцы бурового инструмента;
- передачи горной породе дополнительной тепловой энергии (термомеханическое бурение);
- передачи горной породе дополнительной гидродинамической энергии (гидромониторное бурение).

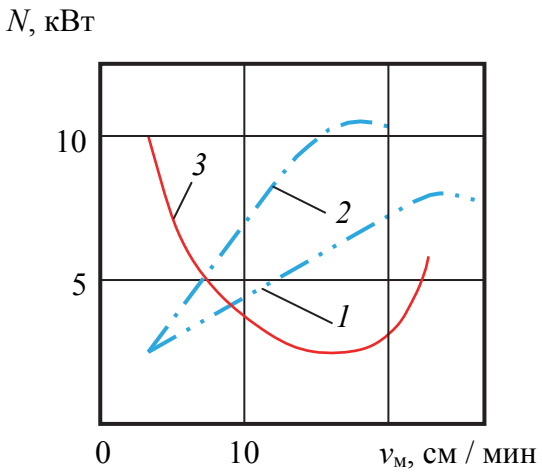


Рис. 2.1. Зависимость мощности разрушения породы от механической скорости бурения: *1* – при бурении шарошечными долотами диаметром 59 мм; *2* – диаметром 76 мм; *3* – удельные затраты мощности, равные $N / v_м$

Уменьшения энергоемкости разрушения породы можно достичь за счет:

- создания породоразрушающего инструмента, максимально соответствующего по своим характеристикам прочностным свойствам горных пород;
- применения понизителей твердости горных пород (жидкости с поверхностно-активными веществами) наложением ультразвуковых колебаний и др.;
- разработки оптимальных режимов бурения.

Реальное уменьшение потерь энергии при передаче от источника до породоразрушающего инструмента возможно вследствие перемещения привода вращения инструмента к забою скважины (применение забойных гидро- или электродвигателей, редукторов-мультипликаторов, повышающих частоту вращения инструмента при умеренной частоте вращения бурильной колонны).

Уменьшение площади забоя скважины происходит за счет непрерывного уменьшения диаметра породоразрушающих инструментов и площади их торца (применение, например, коронок с утонченной рабочей поверхностью короночного кольца).

Отношение $\frac{N}{F} = N_0$ в формуле (2.9) определяет значение удельной забойной мощности, подводимой к инструменту для разрушения породы, которая ограничена возможной прочностью породоразрушающего инструмента.

Поэтому наиболее перспективным для достижения высокой скорости бурения является поиск условий, обеспечивающих минимальную энергоемкость разрушения горной породы.

На рис. 2.1 показаны экспериментальные зависимости, полученные на основании результатов исследований, отражающие связь механической скорости бурения с мощностью, подводимой к забою. При определенном

уровне подводимой мощности механическая скорость бурения начинает снижаться и возрастают удельные энергозатраты, т. е. режим разрушения породы становится неэффективным.

Известны зависимости влияния площади забоя на скорость бурения при ударном разрушении горных пород. Результаты исследований свидетельствуют о значительном увеличении показателей бурения с уменьшением диаметра скважины (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Показатели гидроударного бурения при различных диаметрах инструмента

Диаметр скважины, мм	Начальная скорость бурения, см / мин	Проходка на инструмент, см
135	4,6	27,2
115	6,5	30,7
96	7,6	37,3
76	9,5	88,1
59	11,2	123,4

Обобщенный параметр режима работы породоразрушающего инструмента при вращательном бурении – реализуемая на забое мощность [5]:

$$N = \frac{\mu_к P_{ос} R \omega}{97,5}, \tag{2.10}$$

где $\mu_к$ – коэффициент сопротивления породы вращению породоразрушающего инструмента на забое;

$P_{ос}$ – осевая нагрузка на инструмент, Н;

R – радиус торца бурового инструмента, м;

ω – частота вращения, $с^{-1}$.

С учетом преобразований формула для расчета механической скорости бурения (2.9) получит следующий вид:

$$v_м = \frac{\mu_к P_{ос} R \omega}{97,5 A_v F}. \tag{2.11}$$

Если частоту вращения выразить через линейную скорость перемещения резцов $v_л$:

$$\omega = \frac{v_л}{\pi D}, \tag{2.12}$$

то формулу для расчета скорости бурения можно представить в виде

$$v_м = \frac{\mu_к P_{ос} v_л}{2\pi 97,5 A_v F}. \tag{2.13}$$

Соотношение $\frac{P_{\text{ос}}}{F} = q_{\text{з}}$ определяет значение удельного контактного давления на забой скважины. При этом, следуя начальным условиям, при расчете $q_{\text{з}}$ использовано значение всей площади забоя скважины без учета площади породоразрушающих элементов, которыми вооружен торец коронки или долота.

Рациональное и эффективное вооружение породоразрушающего инструмента значительно влияет на энергоемкость разрушения горной породы, определяет стойкость инструмента. Принимая соотношение $\frac{P_{\text{ос}}}{F_n} = q$ за удельное контактное давление на породу со стороны бурового инструмента, при условии равномерного распространения напряжений в породе по всей площади забоя выражение (2.13) представим в виде

$$v_{\text{м}} = \frac{\mu_{\text{к}} v_{\text{л}}}{2\pi 97{,}5 A_v} q \,. \qquad (2.14)$$

Таким образом, условиями производительного бурения будут являться высокие значения удельного контактного давления на забой, линейные скорости перемещения резца при повышенном значении коэффициента сопротивления горной породы и минимальная энергоемкость разрушения. Линейные скорости перемещения резцов при современном бурении не превышают в основном 3–5 м/с, а их повышение затруднительно по техническим причинам.

Одна из проблем бурения, особенно сплошным забоем, связана с реализацией равной и достаточной скорости перемещения резца инструмента.

Из формулы (2.12) следует, что линейная скорость перемещения резца пропорциональна радиусу бурового инструмента, а значит, в центре торца она будет рана нулю (рис. 2.2).

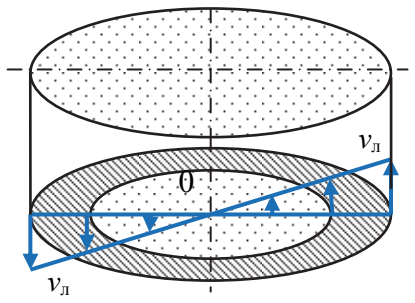


Рис. 2.2. Схема, отражающая значения линейной скорости для резцов коронки при бурении

При бурении кольцевым забоем эта проблема проявляется в меньшей степени, а для долот режуще-скалывающего действия проблема нулевой точки достаточно значительна и требует специальных конструктивных решений при создании буровых долот, позволяющих устранить влияние нулевой точки на процесс бурения.

Вторая проблема оптимальной реализации зависимости (2.14) состоит в том, что по мере повышения линейной скорости

перемещения резца возрастает сопротивление горной породы резанию-скалыванию, а коэффициент сопротивления снижается вследствие уменьшения глубины внедрения резца в породу, что может приводить к снижению скорости бурения.

Одним из важнейших параметров, определяющих режим разрушения породы, является величина удельного контактного давления на породу q.

В зависимости от величины удельного контактного давления выделяют три режима разрушения породы:

- поверхностное разрушение (истирание, шлифование);
- усталостное разрушение;
- объемное разрушение.

На рис. 2.3 приведена зависимость механической скорости бурения от осевого усилия и выделены основные режимы разрушения породы.

Режим поверхностного разрушения наблюдается при малом значении осевого усилия, при котором удельное контактное давление значительно меньше твердости горной породы $q << p_{ш}$. В этом случае происходит поверхностное истирание и шлифование породы, повышенный нагрев и износ бурового инструмента. Процесс бурения при таком режиме разрушения не может быть эффективным, что подтверждается высокими энергозатратами (кривая g на рис. 2.3).

Режим усталостного разрушения горных пород возникает в том случае, если $q < p_{ш}$. При таком соотношении твердости и контактного напряжения разрушение горной породы происходит вследствие циклического нагружения, при котором достигается предел усталости горной породы $[\sigma_{-1}]$. Предел усталости любого материала ниже предела прочности в 20–30 раз и достигается при повторяющихся циклах нагружения породы, которые возникают при перемещении по забою резцов бурового инструмента.

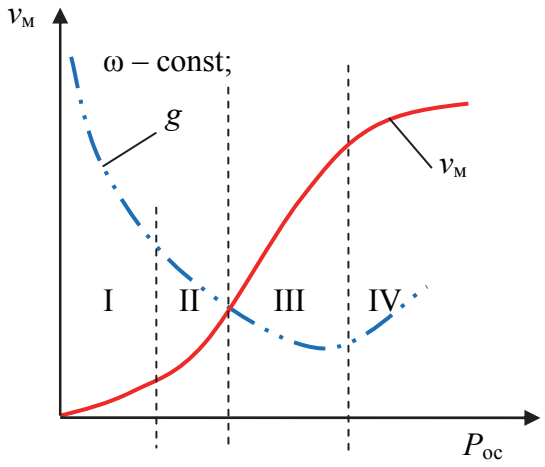


Рис. 2.3. Зависимость скорости бурения ($v_м$) и удельных энергозатрат на разрушение (g) от осевого усилия (удельного контактного давления на породу q): I – поверхностное разрушение; II – усталостное разрушение; III – объемное разрушение; IV – чрезмерно высокая $P_{ос}$, приводящая к разрушению вооружения бурового инструмента

Аналитически усталостную кривую можно выразить зависимостью, отражающей снижение предела прочности породы до напряжения, уровень которого достаточен для разрушения породы под влиянием внешних сил:

$$\sigma_{у} = \sqrt[m]{\frac{\sigma_{в}}{N}}, \qquad (2.15)$$

где N – число циклов нагружения;

m – степень усталостной кривой;

$\sigma_{в}$ – предел прочности горной породы, Па.

Из зависимости (2.15) следует, что прочность породы снижается при повышении числа циклов нагружения породы. В данном случае под циклом нагружения понимают повторяющееся деформирование породы в режиме «сжатие нагрузкой – восстановление прежнего размера при снятии нагрузки». Цикличность «нагрузка–разгрузка» реализуется при бурении из-за повторяющегося воздействия резцов бурового инструмента на определенный участок породы на забое (рис. 2.4). Повторяющиеся циклы «нагрузка – разгрузка» приводят к растрескиванию породы и ее ослаблению. В результате прочность породы снижается, приближаясь к значению предела усталости. Соответственно снижается и твердость породы в поверхностном, ослабленном трещинами слое до значения $p_{ш}^{у} < q$. В этом случае наступает разрушение породы в поверхностном слое после нескольких проходов резцов бурового инструмента.

Наиболее оптимален для разрушения горной породы режим объемного разрушения, при котором $q \geq p_{ш}$. В этом случае резцы инструмента внедряются в породу и производят ее разрушение за один цикл воздействия с образованием борозды или лунки разрушения, объем которых при бурении твердых пород может значительно превышать объем внедрения.

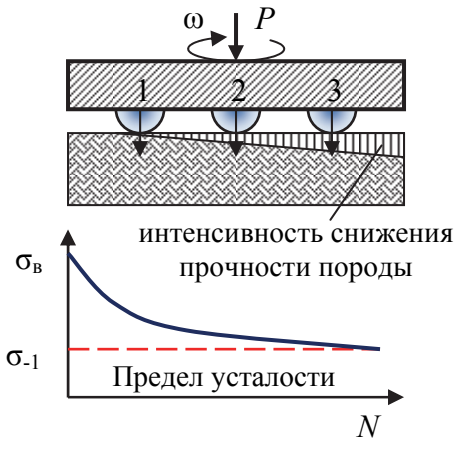


Рис. 2.4. Усталостная кривая снижения прочности породы при циклическом нагружении породы при прохождении резцов по забою: *N* – число циклов нагружения породы при прохождении резцов инструмента

Дальнейшее повышение осевого усилия (зона IV на рис. 2.3) уже не приводит к значительному росту скорости бурения, поскольку наступает режим активного разрушения самого бурового инструмента.

Одним из основных положений механики разрушения горных пород при вращательном бурении является правило, в соответствии с которым ***определенной нагрузке на инструмент соответствует оптимальная скорость движения резца***. В этом случае реализуются наибольшая глубина разрушения породы и минимальный износ самого инструмента, т. е. процесс разрушения горной породы осуществляется в самых оптимальных условиях.

В работе [5] проанализировано влияние частоты вращения инструмента на глубину борозды разрушения. В результате установлено, что при увеличении скорости перемещения резцов, даже при условии, что осевая нагрузка достаточна для эффективного разрушения породы, глубина борозды разрушения, образуемая алмазом, снижается (рис. 2.5).

Снижение глубины борозды разрушения при повышении частоты вращения инструмента приводит к снижению темпа роста механической скорости бурения. Многие авторы приводят данные о том, что рост частоты вращения инструмента в 6–7 раз приводит к повышению механической скорости бурения только в 3,1–3,3 раза при различных значениях нагрузки на коронку.

Для некоторых условий получено эмпирическое уравнение, отражающее связь механической скорости бурения $v_м$ и частоты вращения ω:

$$v_м = a\omega^m, \qquad (2.16)$$

где a, m – коэффициенты.

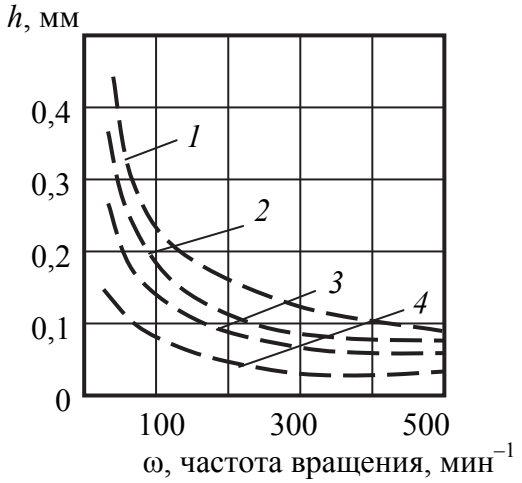


Рис. 2.5. Зависимость глубины борозды разрушения алмазным резцом h от частоты вращения при нагрузках на алмаз, H: *1* – 140; *2* –100; *3* – 56; *4* – 35

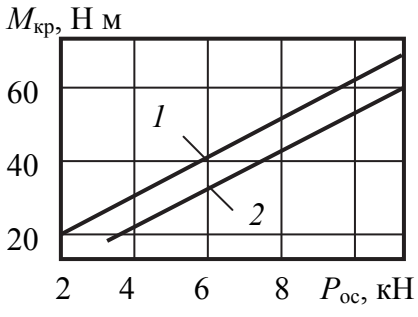


Рис. 2.6. Зависимость крутящего момента от осевой нагрузки при бурении алмазной коронкой диаметром 59 мм с частотой вращения: *1* – 625 мин$^{-1}$; *2* – 1 500 мин$^{-1}$

С учетом определенных конструктивных параметров буровых коронок зависимость механической скорости бурения от частоты вращения представлена уравнением

$$v_{\text{м}} = \frac{\omega^{0,44} K^{0,23}}{A^{0,42}}, \tag{2.17}$$

где K – концентрация алмазов в коронке, %;

A – размер алмазов, мкм.

Типичный характер изменения механической скорости от осевой нагрузки показан на рис. 2.6. В соответствии с известными экспериментальными данными такая зависимость может соответствовать следующей эмпирической формуле:

$$v_{\text{м}} = ae^{bP}, \tag{2.18}$$

где a, b – постоянные коэффициенты;

e – основание натурального логарифма;

P – нагрузка на инструмент, Н.

Крутящий момент $M_{\text{кр}}$ (Н·м) в общем виде можно определить так:

$$M_{\text{кр}} = \frac{N}{\omega} = P_{\text{ос}} \mu_{\text{к}} R, \tag{2.19}$$

где N – мощность, затрачиваемая на разрушение породы, кВт;

ω – частота вращения инструмента, $с^{-1}$;

$P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, Н;

$\mu_{\text{к}}$ – коэффициент сопротивления породы вращению инструмента;

R – средний радиус торца бурового инструмента, м.

Крутящий момент линейно возрастает при увеличении осевой нагрузки на инструмент (рис. 2.7). При увеличении частоты вращения крутящий момент несколько снижается, что связано с уменьшением углубления резцов в породу (рис. 2.8).

Зависимость коэффициента $\mu_{\text{к}}$ от частоты вращения и осевого усилия дана на рис. 2.8. Зависимость крутящего момента от углубления за один оборот инструмента на забое показывает линейный рост $M_{\text{кр}}$ вследствие роста сил сопротивления (рис. 2.9).

В формулах (2.16)–(2.18) показана связь затрат мощности на разрушение породы на забое и механической скорости бурения с коэффициентом сопротивления породы вращению бурового инструмента $\mu_{\text{к}}$, который учитывает механическую и молекулярную составляющие сил трения, а также индивидуальные особенности и свойства горных пород, вызывающих упругие и пластические реакции на продвижение резцов по разрушаемой породе.

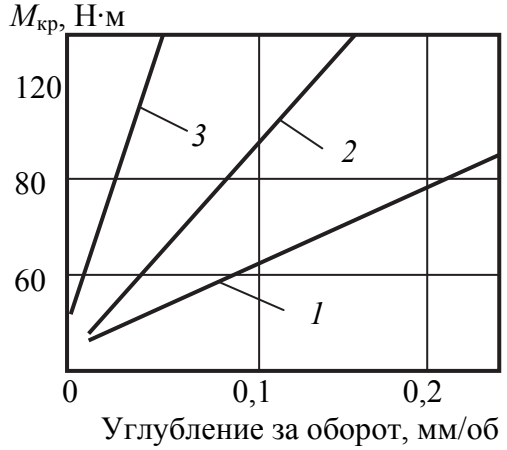


Рис. 2.7. Зависимость крутящего момента от углубки инструмента за один оборот в различных горных породах: *1* – известняк; *2* – кварцит; *3* – гранит

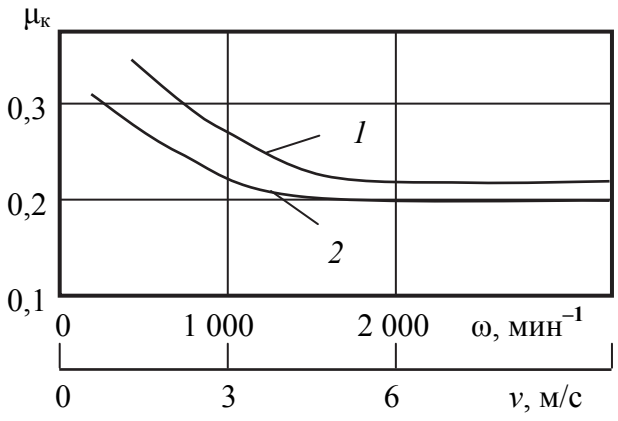


Рис. 2.8. Зависимость коэффициента сопротивления $\mu_к$ от частоты вращения ω и линейной скорости перемещения резца v: *1* – $P_{ос}$ = 12 кН; *2* – $P_{ос}$ = 6 кН

Учитывая полученные выражения, а также зависимости крутящего момента от частоты вращения, осевого усилия и углубления инструмента за один оборот вращения (рис. 2.9 и 2.10), можно установить между всеми этими параметрами закономерную связь в зависимости от глубины внедрения резцов в породу при бурении:

- повышение осевого усилия приводит к повышению глубины внедрения резцов в породу и в результате к возрастанию сопротивления вращению инструмента на забое и крутящего момента;
- повышение частоты вращения вызывает снижение глубины внедрения резцов в породу, что приводит к некоторому снижению сопротивления вращения инструмента на забое и крутящего момента.

В результате исследований установлено наличие четкой зависимости механической скорости, углубления за оборот инструмента на забое и забойной мощности от подачи промывочной жидкости.

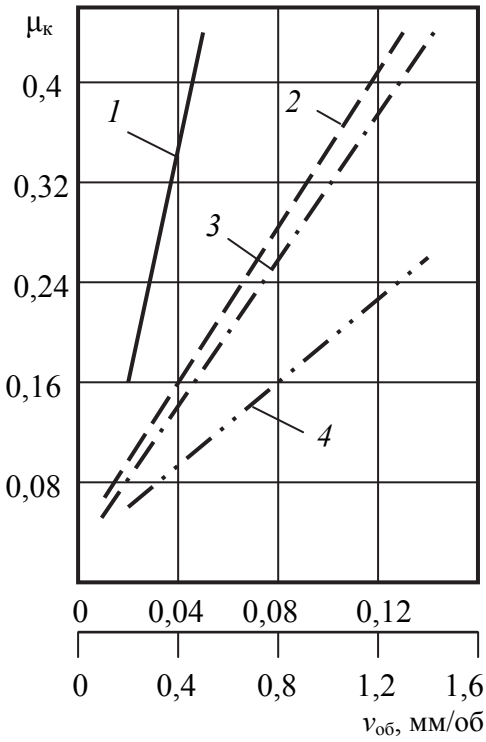


Рис. 2.9. Зависимость коэффициента сопротивления $\mu_к$ от углубления за один оборот ($v_{об}$) при бурении: *1* – импрегнированными алмазными коронками; *2* – твердосплавными коронками при ударно-вращательном бурении (по нижней шкале $v_{об}$); *3* – однослойными коронками; *4* – то же в режиме вращательно-ударного бурения (по нижней шкале $v_{об}$)

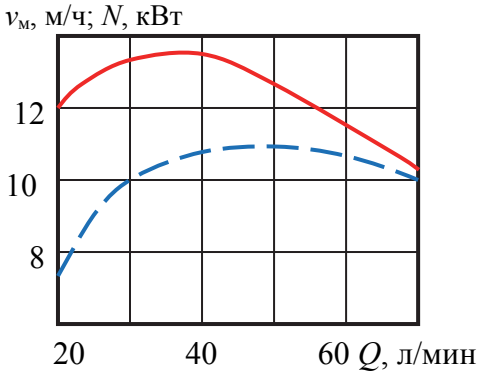


Рис. 2.10. Зависимость забойной мощности N и механической скорости бурения $v_м$ от подачи промывочной жидкости на забой при алмазном бурении

В большинстве случаев отмечается [2, 4], что оптимальное количество промывочной жидкости, подаваемой в скважину, соответствует максимальным значениям механической скорости и углубления за один оборот и минимуму удельных энергозатрат.

При этом выявленный оптимум может смещаться в большую или меньшую сторону по количеству подаваемой к забою жидкости в зависимости от значений параметров режима бурения. В данном случае справедлива зависимость, из которой следует, что при равных значениях углубления в породу за оборот наибольшая подача промывочной жидкости соответствует более высокой частоте вращения.

Таким образом, повышение механической скорости бурения и забойной мощности связано с оптимальными условиями очистки забоя.

Дальнейшее повышение подачи промывочной жидкости приводит к проявлению эффекта гидроподпора и некоторому «зависанию» бурового инструмента, что снижает внедрение резцов в породу и соответственно понижаются механическая скорость бурения и затраты мощности на разрушение горной породы (см. рис. 2.10).

2.3. Бурение инструментом с резцами из твердого сплава

Данный способ и соответствующие породоразрушающие инструменты предназначены для бурения горных пород I–VII категорий по буримости. При этом, реализуются резание и скалывание породы под действием осевого усилия $P_{ос}$ и усилия резания $F_р$ (рис. 2.11).

Параметры резца:

α – угол приострения резца, град;

$\gamma_п$ – передний угол резца, град;

$\gamma_з$ – задний угол резца, град;

$\beta_р$ – угол резания, град.

Основные формы твердосплавных резцов следующие (рис. 2.11):

I – с положительным передним углом ($+\gamma_п$);

II – с отрицательным передним углом ($-\gamma_п$);

III – самозатачивающийся резец.

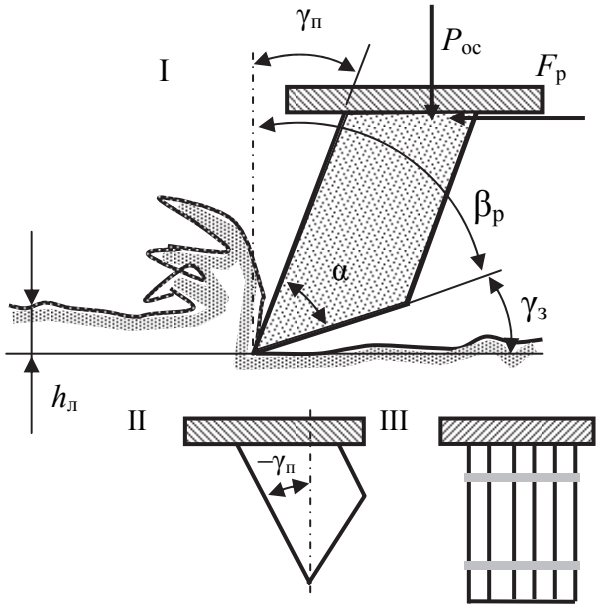


Рис. 2.11. Схема параметров вооружения твердосплавного инструмента

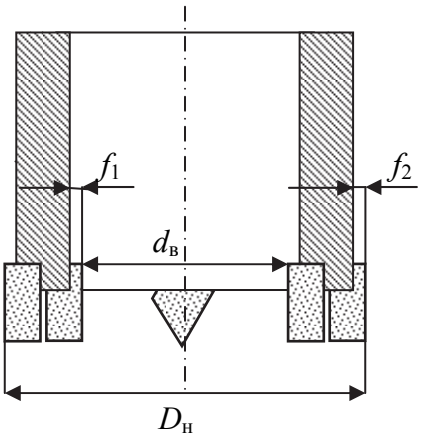


Рис. 2.12. Схема вооружения твердосплавной коронки

При вращательном бурении разрушение рыхлых, мягких и средней твердости, пластичных и упруго-пластичных горных пород успешно осуществляется резанием или резанием-скалыванием буровыми коронками или долотами, вооруженными твердосплавными резцами.

Коронки для бурения с твердосплавными резцами выполнены в виде стального кольца с размещенными твердосплавными резцами. Резцы располагаются по периметру корпуса коронки таким образом, чтобы при вращении перекрывался весь кольцевой забой скважины. При этом как по внутреннему, так и по наружному диаметрам короночного кольца резцы устанавливают с выпуском для обеспечения зазоров f_1 и f_2, что определяет наружный $D_н$ и внутренний $d_в$ диаметры коронки (рис. 2.12).

При разрушении пород реализуются:

- *резание* – непрерывное отделение пластичной породы кромкой прижатого к забою резца;
- *скалывание* – периодическое отделение осколков породы от забоя прижатым к породе с достаточным осевым усилием резцом или путем приложения ударного импульса к резцу;
- *резание-скалывание* – отделение крупных частей породы скалыванием или отрывом передней гранью резца с последующим срезанием мелких выступов до нового акта скалывания.

Твердосплавные коронки предназначены для колонкового вращательного бурения скважин в мягких и средней твердости горных породах I–VIII категорий по буримости и подразделяются на три основные типа:

- для бурения мягких пород (ребристые, крупнорезцовые) типа М (I–V категории по буримости);
- для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные резцовые) типа СМ (V–VII категории по буримости);
- для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные, микрорезцовые или самозатачивающиеся) типа СА (абразивные породы VI–VIII категории по буримости).

Эффективность работы коронки во многом зависит от угла заточки α переднего угла $\gamma_п$, угла поворота резцов, их числа и расположения резцов относительно друг друга. Угол α выбирают в зависимости от характера проходимых пород: чем тверже порода, тем этот угол больше. Для пород средней твердости рациональным является прямой угол резания α, для мягких пород – 80–75º.

Разворот резцов относительно радиуса коронки на 10–15º повышает их сопротивляемость сколу. Выход резцов за пределы наружного и внутреннего контура корпуса зависит от твердости пород: 0,75–1,0 мм – при бурении пород средней твердости и твердых и 3–6 мм для бурения мягких пород.

Размер резца (выступание резца над торцом коронки) также зависит от твердости горных пород: для горных пород средней твердости и твердых размер составляет 1,5–2,5 мм и 3–7 мм для бурения мягких пород. Для бурения твердых и абразивных пород средней твердости применяют резцы небольшой площади сечения, которые в процессе работы самозатачиваются.

Эффективно работают резцы в коронке, конструкция которой обеспечивает ступенчатую форму разрушения забоя, так как наличие дополнительных обнаженных поверхностей забоя способствует более эффективному разрушению породы. Как следует из опытных данных, механическая скорость бурения при ступенчатом забое может быть в 1,9 раза выше, чем при плоском.

а *б* *в*

Рис. 2.13. Твердосплавные коронки Atlas Copco:
а – с плоскими поверхностями; *б* – с восьмигранными вставками; *в* – Corborit

Компания Atlas Copco для бурения мягких, средней твердости и твердых горных пород применяет коронки резцового типа с плоскими поверхностями (рис. 2.13, *а*), с восьмигранными вставками (рис. 2.13, *б*) и с вооружением из дробленого карбида вольфрама Corborit (рис. 2.13, *в*).

Коронка с плоскими поверхностями (см. рис. 2.13, *а*) используется с буровыми снарядами типа GEOBOR S для бурения в рыхлых породах. При бурении такими коронками разрушенная порода гранями резцов направляется в стороны, что, в свою очередь, приводит к снижению заклинивания керна.

Коронки с восьмигранными вставками (см. рис. 2.13, *б*) имеют угол наклона режущих поверхностей 10º. Вставки выполнены из износостойкого сплава ВК. В процессе эксплуатации коронки можно многократно затачивать.

Коронка Corborit (см. рис. 2.13, *в*) имеет чрезвычайно шершавую многогранную рабочую поверхность, полученную при спекании матрицы, состоящей из зерен карбида вольфрама, и специального сплава, который, расплавляясь, связывает зерна карбида W. Матрица коронки разделена промывочными каналами. Размер зерен карбида вольфрама – от 2 до 5 мм.

В процессе бурения коронка с подобным вооружением обладает большим количеством режущих кромок, вступающих в контакт с породой, что позволяет снизить вибрирование в процессе резания-скалывания горной породы. Коронку можно применять для бурения горных пород средней твердости с пропластками твердых горных пород.

Работа твердосплавного резца сводится к следующим основным положениям, изложенных в учебном пособии С. С. Сулакшина [22]:

- под действием осевого усилия P резец внедряется в породу на глубину h;
- разрушение горной породы происходит под действием усилия $F_{\text{р}}$, реализуемого при передаче на инструмент крутящего момента.

Каждый резец коронки при углублении в породу совершает путь по траектории винтовой линии радиуса R (радиус скважины) и с шагом винтовой линии S (рис. 2.14). Шаг спирали очень мал, зависит от толщины снимаемого слоя породы за один оборот вращения резца h. Угол наклона винтовой траектории перемещения резца в пространстве определяется из зависимости

$$\Psi = \operatorname{arctg}\frac{h}{2R}.$$

В первый момент внедрения резца без вращения в упруго-пластичную породу происходит смятие и раздавливание породы задней гранью резца. При этом часть разрушенной породы выталкивается из-под резца в виде тонко раздробленной массы.

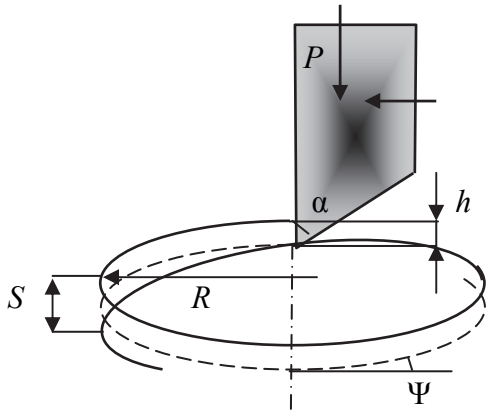


Рис. 2.14. Схема условий работы на забое скважины твердосплавного резца

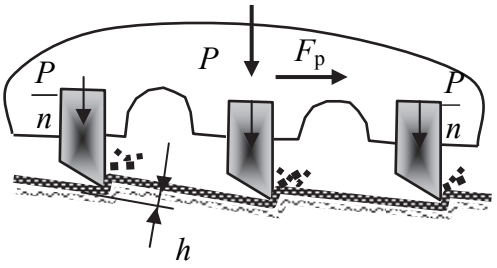


Рис. 2.15. Схема работы коронки с твердосплавными резцами на забое скважины

В дальнейшем под действием осевого усилия внедрение происходит по наклонной поверхности задней грани резца и наступает разрушение горной породы передней гранью при перемещении резца вперед. При этом порода скалывается не только впереди резца, но и с его боков. Под задней гранью резца образуется слой спрессованной и раздавленной породы.

Таким образом, объем разрушенной породы превосходит объем внедрившейся части резца, и тем более, чем более хрупка порода и выше осевое усилие.

При работе резца в щели (стесненные условия) выкол происходит только перед передней гранью резца.

Процесс разрушения при вращательном бурении связан с перемещением резцов инструмента, нагруженного осевым усилием P вдоль плоскости резания – скалывания под действием усилия F_p (рис. 2.15).

При бурении пластичных пород реализуется резание с образованием сливной стружки. Сливная стружка – сплошная лента отделенных от забоя и слегка сдвинутых элементов без нарушения сплошности с проявлением пластической деформации.

При бурении упруго-хрупких пород реализуется процесс резания-скалывания.

При бурении хрупких и достаточно прочных пород имеет место циклический характер разрушения, который реализуется как скол породы в большом объеме, затем отделение мелких частиц с последующим накоплением энергии (резец останавливается, упираясь в слой неразрушенной породы) и новым сколом большого объема породы. В этом случае при разрушении возникают рывки и остановки инструмента.

Глубину внедрения твердосплавного резца с передним углом (равным 0°) можно определять по зависимости [5]

$$h = \frac{P}{p_{ш} l \mathrm{tg}\alpha \left(2f\cos\alpha + \sin\alpha - f^2 \sin\alpha\right)\left(1 + \mathrm{tg}\varphi\right)}. \qquad (2.20)$$

Из выражения (2.20) следует, что глубина внедрения резца в породу увеличивается при повышении осевого усилия, уменьшении ширины резца и угла его приострения, а также в случае меньших значений твердости горной породы и коэффициента внешнего трения резца о породу, коэффициента внутреннего трения в деформируемом объеме горной породы.

Усилие резания-скалывания породы можно рассчитать по зависимости

$$F_{р} = \frac{\sigma_{ск} h l (1 + \mathrm{tg}\varphi)}{\sin\gamma_{ск}} + fP. \qquad (2.21)$$

Угол скалывания породы $\gamma_{ск}$ породы может изменяться в пределах 15–30º. Меньшие значения углов скалывания более соответствуют разрушению твердых пород, большие – породам средней твердости и мягким.

Механическая скорость бурения твердосплавной коронкой определяется по зависимости

$$v_{м} = 60\ h\ m\ \omega\ [\text{м/ч}], \qquad (2.22)$$

где h – глубина внедрения резца, определяемая по формуле (2.20), м;

m – число резцов в линии резания коронки;

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

Анализ влияния параметров режима на механическую скорость бурения твердосплавными коронками показывает, что основными из них являются осевая нагрузка на инструмент, частота вращения, число резцов, их расстановка и геометрия, а также прочностные свойства горных пород.

Бурение в стендовых условиях самозатачивающимися коронками позволило получить модель влияния некоторых из названных факторов на механическую скорость бурения:

$$v_{м} = 14{,}75 + 0{,}92\ \omega + 1{,}75\ P + 3{,}06n - 2{,}03p_{ш} + P\ \omega, \qquad (2.23)$$

где P – осевая нагрузка;

ω – частота вращения;

n – число резцов;

$p_{ш}$ – твердость горных пород.

Как следует из уравнения, на величину механической скорости бурения наиболее существенно влияют число резцов и твердость горной породы, далее по значимости идет осевая нагрузка, и только затем частота вращения. При этом отметим, что и число резцов у коронки, и твердость породы, и осевая нагрузка – это факторы, задающие величину контактного напряжения, а соответственно и режим разрушения породы.

Повышение частоты вращения выше оптимальных значений приводит к повышенному износу резцов коронки. В связи с этим рекомендован оптимальный режим бурения твердосплавными коронками при окружной скорости перемещения резца $v_р$ = 1,4–1,5 м/с. Для коронок диаметром 46, 59, 76 , 93, 112, 132, 151 мм, с учетом допустимой окружной скорости, могут быть ориентировочно рекомендованы частоты вращения 500, 400, 300, 250, 200, 180 и 150 мин$^{-1}$.

При бурении трещиноватых, абразивных пород частота вращения снижается в сравнении с рекомендуемой.

Осевая нагрузка рассчитывается из оптимальных значений нагрузки на один резец. В зависимости от твердости горных пород оптимальная удельная нагрузка на резец может изменяться от 0,4–0,5 кН при бурении мягких пород I, II категорий по буримости и до 1,0–1,2 кН при бурении горных пород VIII категории по буримости.

При бурении трещиноватых пород величины осевого усилия и частоты вращения несколько снижаются. В данном случае критериями уровня снижения осевого усилия и частоты вращения инструмента являются вибрация снаряда и ресурс бурового инструмента. При повышении вибрации необходимо найти такие сочетания значений осевого усилия и частоты вращения, при которых уровень вибрации будет незначительным или допустимым. Снижение ресурса бурового инструмента также требует переоценки влияния параметров режима бурения на буримость горной породы. При этом бывает достаточно незначительной корректировки того или иного параметра для получения оптимальных условий разрушения горных пород.

Расход промывочной жидкости с повышением твердости буримых горных пород следует снижать, поскольку объем и размер образующегося при бурении шлама будет снижаться.

Так, если при бурении горных пород I, II категории по буримости рекомендуется подавать к забою 12–15 л/мин, то при бурении горных пород VII–VIII категории по буримости – 7–12 л/мин.

2.4. Бурение инструментом с резцами из композиционных алмазосодержащих материалов и поликристаллических алмазов

Для создания бурового инструмента резцового типа могут использоваться композиционные материалы, содержащие отдельные алмазные зерна в металлической и металлокерамической матрицах. К таким сверхтвердым композиционным материалам относится созданный в 1967 г. в ИСМ АН Украины материал *славутич*.

Результаты испытаний показали, что с увеличением размеров алмазных зерен разрушающая нагрузка на них при бурении растет, а предел прочности резко снижается. Поэтому применение крупных алмазов, диаметр которых более 1,5 мм, может приводить к интенсивному разрушению резцов. Славутич, представляя собой крупный алмазосодержащий резец, обладает более высокой прочностью, чем крупный алмаз, так как состоит из мелких фракций алмаза, соединенных при спекании с порошковой шихтой твердосплавной основы.

Для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые вставки из славутича могут использоваться как в коронках для бурения твердых пород, так и в коронках для бурения пород средней твердости.

Коронки типа БСС и БСИ оснащены вставками славутича в подрезном слое, а коронки БС и в торцевом слое, и в подрезном. Коронки БС различных типов применяются для бурения горных пород V–X категорий по буримости.

Кроме коронок с использованием славутича изготавливают также долота и расширители.

Параметры режима бурения буровыми инструментами с резцами из славутича выбирают аналогично методикам выбора параметров режима бурения резцовым инструментом при бурении мягких горных пород и пород средней твердости и методикам определения параметров бурения твердых горных пород алмазным инструментом. При этом основными данными при выборе параметров режима бурения в данном случае будут физико-механические свойства горных пород и их состояние, а именно: трещиноватость, слоистость, абразивность и другие признаки, несколько ограничивающие значения частот вращения и осевых нагрузок на инструмент. Такой способ бурения применяется для бурения горных пород IV–XII категории. Элементом вооружения являются вставки из композиционного материала славутич и алмазно-твердосплавные пластины PDC (policristalline diamont cutters) Stratapax (General Electric, США), Sindit (De Beers, ЮАР), алмазно-твердосплавные пластины АТП (ИСМ и ВНИИалмаз, Украина и Россия соответственно). Эти материалы, как показали исследования, не уступают по эксплуатационным качествам крупным природным алмазам и получили широкое распространение. С применением сверхтвердых материалов изготавливаются долота, коронки, расширители, которые успешно заменяют шарошечные долота, твердосплавные коронки, традиционный алмазный инструмент с резцами из природных алмазов, обеспечивая высокий ресурс бурового инструмента.

Пластинами PDC и АТП оснащают резцы бурового инструмента. В этом случае передний угол $\gamma_п$ изменяется от –5 до –25° (рис. 2.16).

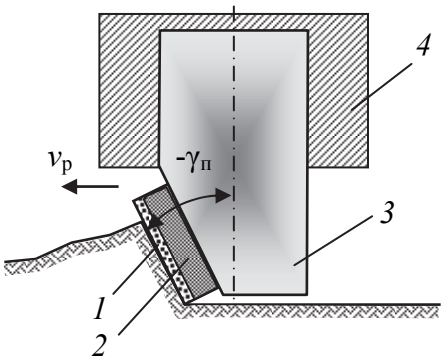


Рис. 2.16. Резец с АТП: *1* – слой поликристаллических алмазов; *2* – твердый сплав; *3* – твердосплавная опора; *4* – корпус коронки

При бурении пластично-хрупких пород разрушение осуществляется вдавливанием, резанием и сдвигом. При бурении хрупких пород наблюдаются раздавливание и скалывание породы алмазными резцами пластинки.

Резцы с пластинами Stratapax способны бурить как мягкие породы с высокой механической скоростью, так и твердые породы с удовлетворительными механической скоростью и стойкостью бурового инструмента. Именно поэтому буровые инструменты, армированные пластинами Stratapax, наиболее эффективны при бурении в разрезах, представленных породами перемежающейся твердости и при наличии высокоабразивных горных пород.

Таким образом, с появлением резцов с пластинами Stratapax удалось получить универсальный буровой инструмент, удовлетворяющий достаточно противоречивым требованиям процесса разрушения мягких пород резанием и твердых пород резанием-скалыванием и раздавливанием.

В бурении используются твердосплавные пластины Stratapax толщиной 3,5 мм с поликристаллическим покрытием алмазов в 0,5 мм. Алмазный слой состоит из спеченных между собой кристаллов размером 60–150 мкм. Твердость пластин, измеренная на приборе ПМТ-3, составляет 50–80 ГПа. Твердосплавная подложка пластины состоит из твердосплавной шихты, содержащей 95 % карбида вольфрама и 5 % кобальта. Формование пластин осуществляется либо спеканием, либо прессованием.

Пластина Stratapax получается при совместной обработке отдельных заготовок поликристаллических алмазов и твердого сплава при температуре 1 500 ºС, давлении 5 ГПа и выдержке 5–10 мин. В результате алмазный слой синтезируется в виде однородной поликристаллической массы, образующей целое с твердосплавной подложкой и обладающей очень высокой твердостью, износостойкостью и ударной прочностью.

Фирма De Beers выпускает материал Sindit в виде двухслойных пластин, состоящих из алмазного слоя толщиной 1–1,5 мм и твердосплавной подложки.

ИСМ (Украина) совместно с ВНИИалмаз (Россия) разработали несколько марок поликристаллических алмазов на подложке. Материал АТП (алмазные твердосплавные пластины) применяется преимущественно для оснащения бурового инструмента.

Сравнение эксплуатационных свойств PDC или АТП, природных алмазов и твердого сплава с содержанием 6 % кобальта свидетельствует

о том, что основные свойства поликристаллических алмазов сопоставимы с природными. Существенное колебание твердости природных алмазов объясняется анизотропией их структуры, тогда как кристаллы искусственных поликристаллических алмазов изотропны, т. е. физико-механические свойства кристаллов одинаковы во всех направлениях. Это способствует повышению прочности и износостойкости синтетических алмазов.

По сравнению с твердым сплавом прочность синтетических поликристаллических алмазов на сжатие выше на 70 %, а твердость – на 250 %.

Износостойкость пластин Stratapax выше, чем природных алмазов, и в 100–150 раз превышает износостойкость твердого сплава.

В буровом инструменте резцы с поликристаллическими пластинами устанавливают с отрицательным передним углом в пределах от –5 до –25° в зависимости от твердости горных пород. В инструментах, предназначенных для бурения более твердых горных пород, передний отрицательный угол задается несколько большим.

Показатели работы инструмента с пластинами АТП могут составлять в различных горно-геологических условиях по механической скорости от 2,3 до 30 м/ч, а по стойкости – от 200 до 1 000 м.

При использовании коронок, оснащенных пластинами АТП, при бурении песчаников получена скорость бурения 16 м/ч при стойкости 120–260 м против 3,6 м/ч и 30–60 м у твердосплавных коронок.

Таким образом, при бурении осадочных пород в сравнении с твердосплавным инструментом использование АТП позволяет повысить скорость бурения в 1,5–5 раз и стойкость в 5–15 раз.

При бурении с отбором керна механическая скорость бурения увеличивается по сравнению с однослойными алмазными коронками в 4–5 раз, твердосплавными – до 10 раз.

Коронки с резцами АТП или PDC способствуют повышению выхода керна. При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые коронки, армированные пластинами с поликристаллическими алмазами, особенно перспективны в сочетании с ССК.

Компания Atlas Copco выпускает резцовые коронки, вооруженные поликристаллическими алмазными вставками Diapax и Tripax. Элемент Diapax выполнен в виде пластины с нанесенным слоем алмазов толщиной 0,5 мм, а Tripax – в виде треугольных или квадратных блоков-резцов.

Коронки с пластинами Diapax (рис. 2.17) предназначены для бурения мягких, вязких глинистых, мерзлых грунтов, горных пород средней твердости. В подобных горных породах коронки с пластинами Diapax имеют очень высокий ресурс (до 1 000 м) и производительность. Недостатком таких коронок является низкая стойкость к ударным нагрузкам, что делает их непригодными для бурения массива с прослоями твердых горных пород.

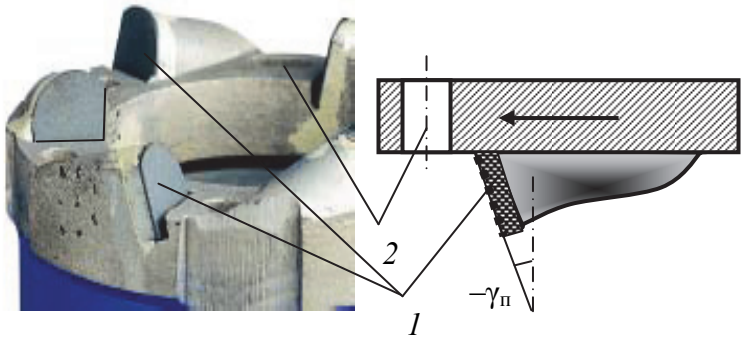


Рис. 2.17. Коронка со вставками Diapax (*а*) и схема вставки (*б* – вид сбоку): *1* – вставка; *2* – отверстия для промывочной жидкости

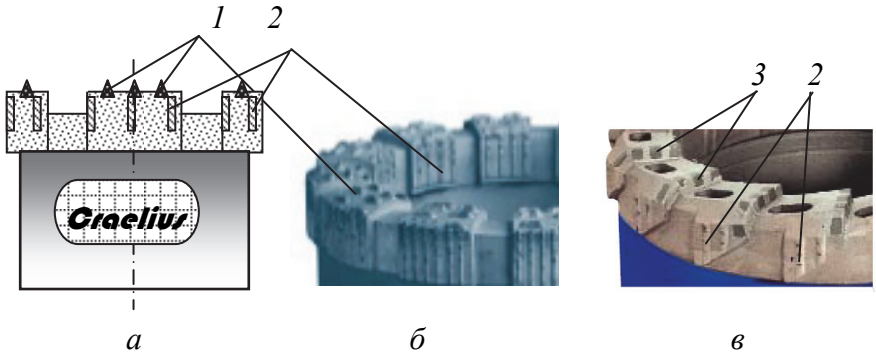


Рис. 2.18. Схема (*а*) и фото (*б, в*) коронок с элементами Tripax: *1* – пирамидальные вставки; *2* – подрезные вставки; *3* – кубические вставки

При бурении пластины Diapax изнашиваются по внешней режущей кромке, контактирующей с породой. Получившие односторонний износ пластины Diapax можно извлекать из коронки и вновь устанавливать с поворотом на некоторый угол, что позволяет восстанавливать инструмент 3–4 раза до полного изнашивания режущих кромок пластин. Суммарный объем бурения пластинами Diapax с учетом восстановления инструмента может, таким образом, составлять более 1 000 м.

Режим бурения коронками с пластинами Diapax предусматривает частоту вращения 50–80 мин$^{-1}$ и осевую нагрузку 10–20 кН.

Коронки с режущими вставками Tripax компании Atlas Copco состоят из поликристаллических алмазных компонентов, имеющих треугольную или квадратную форму (рис. 2.18). Масса вставки Tripax составляет 0,3–1,0 карат (1 карат равен 0,2 граммам). Треугольная или квадратная форма создают хорошую режущую кромку и достаточно высокую прочность резца. Коронки со вставками Tripax применяют для бурения горных пород средней твердости и твердых. Их ресурс составляет от 50 до 250 м. В породах невысокой прочности ресурс коронок может составить порядка 1 000 м.

Коронками Tripax рекомендуется бурить с частотой вращения 200–300 мин$^{-1}$ и осевым усилием 10–20 кН.

Механизм работы коронок с пластинами Diapax и вставками Tripax при бурении мягких и пластичных горных пород аналогичен механизму работы твердосплавных резцов с отрицательными передними углами.

Коронки со вставками Tripax в случае бурения твердых горных пород разрушают породу отдельными алмазами. Данный механизм разрушения близок к процессу разрушения горных пород мелкими резцами алмазного бурового инструмента.

Компания Boart Longyear производит коронки с резцами из поликристаллических алмазов (PCD) и термически стабильных алмазов (TSD) (рис. 2.19). Эти коронки особенно эффективны при бурении мягких пород, таких как уголь и глинистый сланец, в которых эффективно резание породы.

При использовании бурового инструмента с резцами PDC особое значение имеет схема размещения резцов, которая существенно влияет на эффективность разрушения породы. Для повышения эффективности разрушения породы расстановка резцов должна максимально соответствовать условиям образования свободных поверхностей забоя скважины.

В плоскости перпендикулярно забою резцы должны иметь некоторый угол поворота – 5–10º, что положительно сказывается на условиях отвода разрушенной породы из-под торца коронки, снижении динамической нагрузки на инструмент.

Изучение механизма работы коронок с PDC показывает, что при бурении упруго-хрупких и хрупких твердых горных пород они разрушаются обнаженными алмазами резцов с PDC главным образом путем раздавливания и скалывания породы.

а *б*

Рис. 2.19. Коронки с торцевой промывкой и с резцами типа PCD (*а*) и TSD (*б*) компании Boart Longyear

При бурении пластичных и пластично-хрупких пород разрушение происходит всем объемом алмазосодержащей пластины вдавливанием, пластическим резанием и скалыванием породы аналогично механизму разрушения породы крупным твердосплавным резцом.

2.5. Бурение алмазным породоразрушающим инструментом

Для бурения горных пород средней твердости, твердых и очень твердых применяются буровые коронки и долота с алмазным вооружением – алмазными резцами как природного, так и искусственного происхождения. Алмазные буровые инструменты подразделяются на импрегнированные и однослойные (рис. 2.20). Для изготовления импрегнированных применяют мелкие природные и искусственные алмазы, для изготовления однослойных коронок и долот – более крупные и крупные, как правило, природные алмазы.

Буровой инструмент оснащается алмазами различной зернистости, измеряемой в количестве алмазов в карате (шт/карат).

Основные размеры алмазов, применяемых в однослойных буровых инструментах: 2–5 шт/карат – диаметр зерна 3–4 мм; 10 шт/карат – 2,5 мм; 15 шт/карат – 2,0 мм; 20 шт/карат – 1,8 мм; 50 шт/ карат – 1,3 мм; 90 шт/карат – 1,1 мм; 150 шт/карат – 0,9 мм, а в импрегнированных 200–400 шт/карат – 0,7–0,5 мм; менее 400 шт/карат – менее 0,5 мм.

В породах средней твердости (VI–VIII категории по буримости) наилучшие результаты показывают коронки, армированные алмазами зернистостью от 20 до 2 шт/карат, в твердых породах (VIII–X категории) целесообразно использовать коронки с алмазами зернистостью от 200–20 шт/карат), в очень твердых породах (X–XII категории) – 600–150 шт/карат.

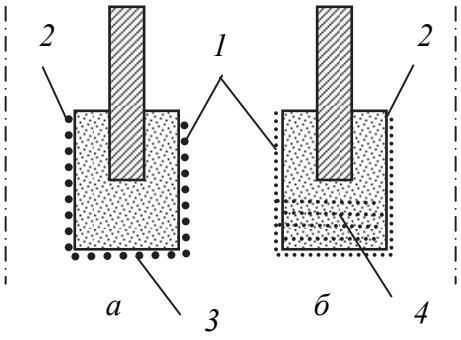


Рис. 2.20. Вооружение алмазных коронок – однослойной (*а*) и импрегнированной (*б*): *1* – наружные подрезные резцы; *2* – внутренние подрезные резцы; *3* – торцевые резцы; *4* – слои алмазов

Для изготовления алмазных долот применяют алмазы зернистостью от 1 до 20 шт/карат.

При оснащении буровых инструментов, как правило, боковые подрезные резцы изготавливают из более крупных алмазов, чем торцевые. Места перехода от торцевой к боковой части матрицы армируют также более крупными алмазами.

В связи с появлением таких сверхтвердых материалов, как Stratapax, крупные природные алмазы зернистостью 2–10 шт/карат в буровом инструменте заменяются резцами из АТП, поскольку они отличаются большей прочностью и износостойкостью.

Величина выпуска алмазов из матрицы зависит от твердости буримых пород и размера алмазов. При бурении пород средней твердости величина выпуска алмазов может быть до 30 % размера алмазов, твердых пород – до 20 %, а максимально твердых – до 10 %.

Различают коронки без заданного выпуска алмазов, в которых выпуск составляет 5–10 % размера алмаза, и инструмент с заданным выпуском алмазов, в котором выпуск резцов составляет 20–30 % их линейного размера.

Матрицы современного алмазного бурового инструмента изготавливают методом порошковой металлургии путём пропитки или горячего прессования.

В первом случае матрица состоит из частиц тугоплавких металлов, например, карбида вольфрама, кобальта и пластичного связующего металла или сплава, например меди. Связующее вещество образует при спекании жидкую фазу, объединяющую при остывании все компоненты матрицы, в том числе и алмазы. Порошковые матрицы более износостойки, чем литые, и позволяют использовать более мелкие алмазные зерна.

В каркас матриц, изготовляемых методом пропитки, могут входить в различных соотношениях вольфрам, карбид вольфрама, кобальт, железо, никель. Пропитывающий состав состоит обычно из меди, никеля, алюминия. Кроме того, в состав матрицы могут входить наполнители (до 30 %): зерна релита, гранулы твердого сплава типа ВК и др.

В состав матриц, изготавливаемых способом горячего прессования, могут входить бор, гидрид титана, медь, карбид вольфрама, кобальт, никель, олово, титан, железо, цезий, фосфор, цинк.

Матрицы отличаются твердостью – важнейшей характеристикой, определяющей во многом эффективность алмазного бурового инструмента. Твердость матрицы определяется по методу Роквелла и она может быть такой: HRc 10–20 – очень мягкая матрица; HRc 15–20 – мягкая матрица; HRc 25–30 – матрица средней твердости; HRc 30–35 – твердая матрица; HRc 50–55 – очень твердая матрица.

Более твердые матрицы предназначены для бурения абразивных и менее твердых горных пород, мягкие матрицы – для бурения более твердых

и менее абразивных горных пород. Правильный выбор твердости матрицы задает темп её изнашивания и, соответственно, обнажения алмазных резцов при бурении, что в результате определяет эффективность бурового процесса. Чрезмерный темп изнашивания матрицы приводит к потере алмазных резцов, а замедленный износ – к изнашиванию самих алмазов (заполирование алмазов).

❖ **Заполирование алмазов** – образование на поверхности алмазов площадок износа, ориентированных параллельно забою скважины и имеющих гладкую полированную поверхность.

В идеальном случае при бурении импрегнированной коронкой износ матрицы и алмазов происходит с одинаковой скоростью.

Вооружение алмазного бурового инструмента во многом определяется насыщенностью матрицы алмазами – отношением объема алмазов к объему матрицы инструмента в процентах. Из опыта бурения следует, что этот показатель должен составлять в среднем 5–10 %. В ряде случаев ведущие фирмы выпускают инструмент с насыщенностью алмазами 15–25 %.

Насыщенность алмазами, равно как и качество алмазов, определяют ресурс бурового инструмента, его стойкость.

Расход алмазов без рекуперации для организаций Министерства геологии СССР обычно составлял 0,6–0,9 карат/м в зависимости от твердости горных пород и совершенства применяемой технологии бурения.

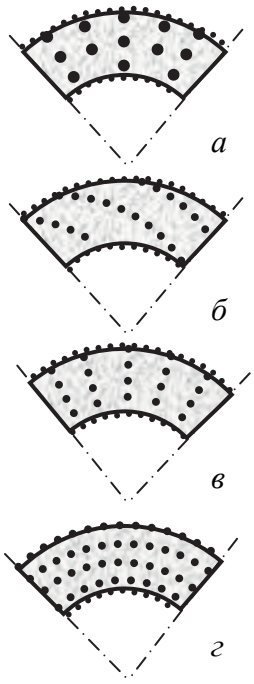


Рис. 2.21. Схема раскладки алмазов в коронках

❖ **Рекуперация** (от лат. *recupertion* – возвращение, получение обратно) – извлечение сохранившихся алмазов из отработанного алмазного инструмента с целью их повторного использования.

Для бурения применяют однослойные алмазные буровые коронки с зернистостью резцов в основном от 10 до 150 шт/карат, в которых алмазы располагаются на торце в один наружный слой, и импрегнированные алмазные коронки с более мелкими алмазами, которые располагаются в несколько слоев (5–9 слоев) – рис. 2.20. Число слоев алмазов в импрегнированных коронках определяется зернистостью алмазов – чем мельче алмазы, тем больше число алмазных слоев имеет коронка.

В однослойных коронках алмазы могут располагаться по следующим основным схемам (рис. 2. 21): *а* – в шахматном порядке; *б* – по

радиальным направлениям; *в* – по косым радиусам; *г* – по концентрическим окружностям.

Возможны, естественно, и иные схемы размещения алмазов, в том числе их ориентированная установка с учетом направлений максимальной твердости алмазного зерна. Критериями эффективного расположения алмазов в матрице являются равномерное распределение на торце и перекрытие движущимися резцами всего забоя буримой скважины тем количеством алмазов, которое необходимо разместить в коронке.

Для повышения прочности соединения алмазов с матрицей применяют грануляцию алмазных зерен, которая состоит в покрытии алмаза металлом. Наиболее интересен вариант «металлизации» алмаза пористым хромом. В этом случае достигается не просто высокая адгезия зерна с матрицей, но и соединение за счет проникновения материала матрицы в поры оболочки из хрома (рис. 2.22). Подобная технология использована при изготовлении коронок компании Boart Longyear.

Для бурения в основном применяют необработанные алмазы с острыми режущими гранями, алмазы овализованные и полированные.

Овализованные алмазы получают механической обработкой для придания алмазу округлой формы.

Полирование овализованных алмазов производят для уменьшения силы трения алмазов о породу при бурении. При овализации и последующем полировании алмазов удаляются их выступающие части. В результате образуется гладкая поверхностей камней и округлая форма. Овализация и особенно полирование позволяют убрать с поверхности алмаза трещины и дефекты, что повышает прочность алмазного зерна.

Бурят с применением ***однослойных алмазных коронок*** горные породы VIII–X категории по буримости. При этом реализуются смятие, раздавливание, резание и скалывание горной породы.

Основные формы алмазных резцов:

- дробленый (необработанный) алмаз (по мере износа приобретает овальную форму);
- округлый – овализованный алмаз;
- округлый – полированный алмаз.

Размер резцов определяется зернистостью используемых алмазов. Зернистость алмазов изменяется в основном в пределах от 10 до 150–200 шт/карат. Соответственно размер зерен – от 2,5 мм до 0,8 и менее.

Овализованные и полированные алмазы реализуют в основном раздавливание, необработанные алмазы с острыми гранями – резание-скалывание. Для повышения эффективности разрушения алмазы в коронках могут устанавливаться ориентированно наиболее твердыми гранями в направлении резания-скалывания.

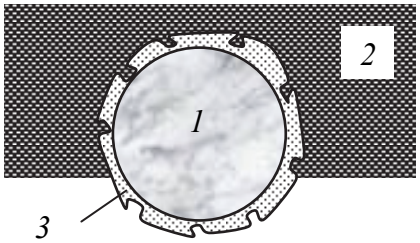


Рис. 2.22. Схема закрепления алмаза (*1*) в матрице (*2*) буровой коронки с помощью покрытия алмаза пористым хромом (*3*)

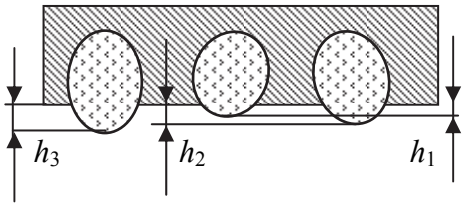


Рис. 2.23. Овализованные алмазы в матрице коронки

При повышении размера алмаза процесс разрушения видоизменяется от резания к скалыванию, далее к раздавливанию и к упругому деформированию.

Более крупные и дробленые алмазы применяют для бурения менее твердых горных пород, более мелкие, овализованные и полированные алмазы, – для бурения твердых и крепких горных пород.

Алмазный резец закреплен в твердосплавной матрице, состоящей из вольфрама и кобальта, и выступает из матрицы на высоту, в основном не превышающую 1/3 диаметра алмаза. Алмазный инструмент характеризуется разновысотностью резцов ($h_1 \neq h_2 \neq h_3$ на рис. 2.23), которая максимальна на начальном этапе прирабатывания инструмента при бурении. Для повышения эффективности разрушения горных пород коронки изготавливают с заданным выступанием алмазов из матрицы.

Бурение горных пород **алмазными импрегнированными коронками** осуществляется в породах IX–XII категорий по буримости. При бурении реализуются истирание, микрорезание. Для изготовления инструмента применяют природные и искусственные алмазы минимальных размеров. Размер зерна 0,9–0,5 мм (зернистость алмазов – 150 и более шт/карат).

Рассмотрим положения механизма разрушения горной породы алмазными резцами с учетом экспериментальных данных, которые показывают значительную роль формы и качества поверхности алмазных резцов в процессе разрушения породы.

На алмазный резец при его работе оказывают действие осевые и тангенциальное усилия, а в породе создается напряженно-деформированное состояние, которое отличается от статического.

Значительное влияние на напряженное состояние и разрушение породы оказывают линейная скорость перемещения резца и коэффициент трения на контакте «резец-порода». Это влияние сводится к формированию величины и места положения зон растяжения и сжатия породы под алмазным резцом.

Рассмотрим схемы, обобщая приведенные данные о взаимодействии алмазного резца с породой (рис. 2.24, *а*, *б*). Резец в данном случае имеет форму шара, т. е. моделирует овализованный или полированный алмазный резец.

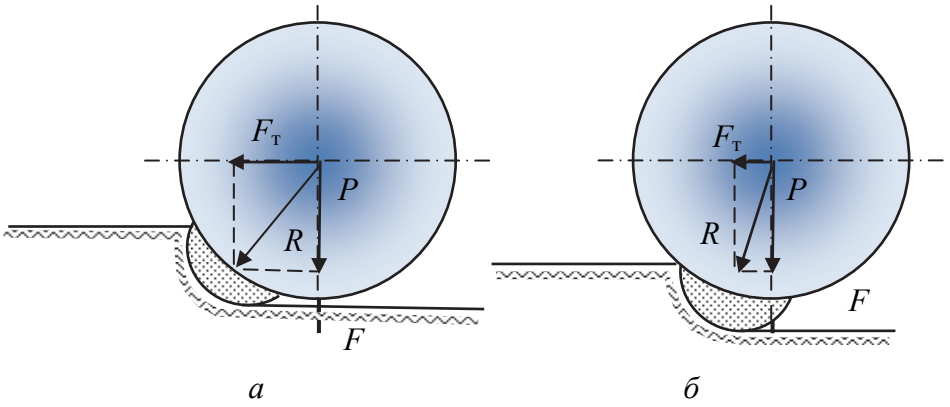


Рис. 2.24. Схемы взаимодействия с породой овализованного (*а*) и полированного (*б*) алмазных резцов

Отличием между этими видами резцов является разница в коэффициентах трения, которая очень существенна. Например, коэффициент трения, задающий уровень сил трения резцов о породу, полированного алмаза в 4–10 раз ниже, чем у необработанного и овализованного алмазов.

Снижение коэффициента трения алмазов по породе приводит к снижению крутящего момента, расходу энергии на разрушение горной породы. Так, например, при работе овализованными алмазами расход энергии на единицу проходки в 2–3 раза выше, чем полированными, что позволяет повысить осевую нагрузку на коронку, оснащенную полированными алмазами, и добиться значительного повышения эффективности работы полированных алмазов в сравнении с необработанными.

На передней грани резца, на которую действуют осевая сила P и тангенциальное усилие $F_т$ по направлению действия результирующего усилия R, формируется ядро сжатия породы. В ядре сжатия при критическом значении действующего усилия, отмечаются структурные изменения в породе, в результате которых порода переходит в мелкодисперсное состояние.

В результате проведенного анализа можно сделать вывод о том, что при работе овализованного и необработанного алмазов ядро сжатия располагается на передней грани резца (рис. 2.24, *а*), что приводит к скалыванию и резанию породы, особенно при разрушении горных пород средней твердости.

При работе полированного алмаза, особенно при разрушении твердых и крепких горных пород, ядро сжатия смещено под резец (рис. 2.24, *б*), что приводит к раздавливанию породы. Некоторое смещение ядра сжатия на переднюю грань резца (за счет увеличения угла α) при бурении средних по твердости горных пород дает возможность к скалыванию породы, хотя преимущественно порода по прежнему разрушается раздавливанием.

Опираясь на приведенные данные, рассмотрим процесс взаимодействия с породой алмазного резца, по форме близкого к шару, в соответствии со схемой, представленной на рис. 2.25.

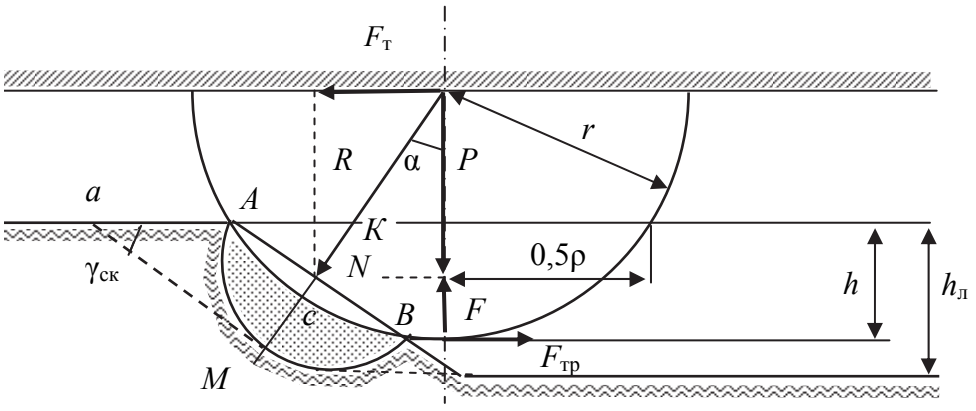


Рис. 2.25. Схема для исследования процесса разрушения горной породы алмазным резцом

Условием разрушения горной породы на заданную глубину является процесс разрушения (скалывания или раздавливания с образованием трещины отрыва) породы перед передней гранью резца. Трещина отрыва (*aM* на рис. 2.25) формируется от вершины ядра сжатия породы в направлении поверхности забоя. Если отрыва породы по линии *aM* не происходит из-за недостаточных напряжений в породе, то, очевидно, будет снижение глубины проникновения резца в породу. Для разрушения породы на заданную глубину следует синхронизировать два параметра – линейную скорость перемещения резца $v_р$ и скорость формирования трещины отрыва породы по линии *aM*.

Глубины лунки разрушения $h_л$ и внедрения резца в породу h, расстояние ρ при статическом вдавливании шарообразного резца представлены формулами

$$\rho = \sqrt{2hr - h^2}\ ;\ h_л = 0,5\sqrt{hd}\ ;\ h = r - \sqrt{r^2 - \frac{P}{\pi p_ш (1 + \mathrm{tg}\varphi)}}\ . \qquad (2.24)$$

Полученные формулы характеризуют процесс разрушения породы алмазными резцами. В то же время отметим, что параметр $n_р$ не является очевидным при всей кажущейся простоте его расчета.

Известно, что при бурении твердых пород алмазным буровым инструментом не все резцы задействованы в процессе разрушения. Например, у новых, неприработанных коронок контактирует с забоем не более 10–20 % алмазных резцов; для приработанных коронок число контактирующих с забоем алмазов увеличивается до 70–80 %. Следует отметить, что приведенные результаты получены по методу отпечатка торца коронок в пластичный металл, т. е. без вращения и работы коронки на забое, и поэтому могут использоваться для расчета числа контактирующих с породой алмазов только при ориентировочном расчете начальной осевой нагрузки.

Приведем результаты экспериментальных работ по изучению процесса разрушения алмазной коронкой оптического стекла, моделирующего горные породы VII–VIII категорий по буримости в режиме реального разрушения методом скоростной киносъемки. Анализ киноматериала позволил указать на следующие особенности работы алмазных коронок:

- одновременно разрушают породу 5–25 % алмазов, остальные находятся в упругом контакте с породой;
- за короткий интервал времени (30 оборотов коронки вокруг оси скважины) отмечено, что разрушают породу одни и те же алмазы, расположенные с одной стороны коронки вследствие её перекоса;
- число алмазов, одновременно разрушающих породу, увеличивается с ростом осевой нагрузки и не меняется при увеличении частоты вращения;
- алмазы работают в режиме микроударов;
- шлам удаляется в основном через промывочные окна коронок, часть шлама спрессовывается под сбегающей частью сектора, количество шлама под секторами увеличивается с ростом осевого усилия;
- при работе коронок образуется зона предразрушения, глубина которой достигает 2–3 мм.

Таким образом, если представить, что коронка в условиях эксперимента работала без перекоса, то число «работающих» алмазных резцов могло быть в два раза больше того количества, которое отмечено экспериментально, т. е. 10–50 %, а в среднем 30 %. Таким образом, можно говорить об участии в одновременном разрушении горной породы в среднем только одного из трех или четырех алмазных резцов, расположенных на торце коронки.

Рассмотрим механизм работы алмазной коронки для выяснения причин отмеченной особенности работы алмазного инструмента. В данном случае возможны два основных варианта механизма углубления при условии равномерного выступания алмазных резцов из матрицы:

- каждый резец обеспечивает разрушение горной породы на толщину слоя, который равен глубине внедрения резца в породу, т. е. $h = h_л$ (рис. 2.26, *а*);
- разрушение горной породы на определенную глубину обеспечивают несколько лидирующих резцов, при этом слой разрушаемой породы превышает глубину внедрения этих резцов в породу, т. е. $h_л > h$ (рис. 2.26, *б*).

Возможны вариации приведенных основных механизмов углубления, если наблюдается разновысотность алмазных резцов. Например, вариант, представленный на рис. 2.26, *в*, при котором глубина внедрения алмазных резцов равняется глубине борозды разрушения $h = h_л$, но при условии разновысотности резцов. В этом случае активно работают алмазы с наибольшим выступанием из матрицы (резцы *1*, *3*, *4* на рис. 2.26, *в*), а алмазы,

имеющие меньшую высоту выступания над матрицей, в работе не участвуют (резцы *2* и *5* на рис. 2.26, *в*). Подобная ситуация возможна при использовании неприработанной алмазной коронки. Как уже отмечено, число контактирующих с породой резцов в этом случае составляет 10–20 %.

Принимая за основные два первых варианта механизма углубления и полагая, что первый из них соответствует условиям разрушения менее твердых пород необработанными приостренными алмазными резцами, а второй – условиям разрушения твердых и крепких горных пород полированными и овализованными алмазами, определим число работающих алмазов при условии, что они имеют равную высоту выступания над матрицей.

Углубление за оборот коронкой при реализации первой схемы углубления (рис. 2.26, *а*) составляет $h_{об} = N_0 \cdot h$, где N_0 – число алмазных резцов в линии резания на торце коронки.

При второй схеме углубления за один оборот коронка углубляется в забой на расстояние $h_{об} = n_р \cdot h_л$, где $n_р$ – число активно работающих алмазов.

Из равенства $N_0\, h = n_р\, h_л$ определяем

$$n_р = \frac{N_0 h}{h_л}. \qquad (2.25)$$

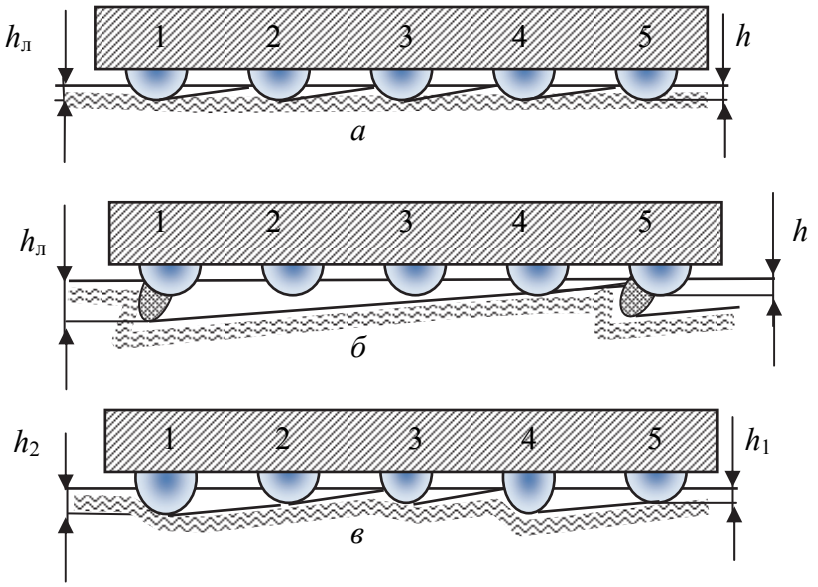


Рис. 2.26. Схемы углубки забоя скважины алмазным инструментом: *а* – при $h = h_л$ и равномерном выступании резцов из матрицы; *б* – при $h_л > h$ и равномерном выступании резцов из матрицы; *в* – при $h = h_л$ и разновысотности алмазных резцов (неприработанная коронка)

Таким образом, если для полированного и овализованного алмаза глубина борозды разрушения $h_л$ в 4–5 раз превышает глубину внедрения алмаза в породу h, то на разрушение породы работают только каждый четвертый или пятый алмазы. При $h = h_л$ в работе могут быть задействованы все алмазные резцы бурового инструмента, поскольку в этом случае $n_р = N_0$.

Вследствие того, что борозда разрушения при работе овализованного и полированного алмазов существенно превышает глубину внедрения алмаза в породу, в качестве лидеров работают только некоторые из алмазных резцов. При этом чем больше разница в глубинах борозд разрушения и глубиной внедрения алмазного резца, тем меньшее число резцов может участвовать в работе. С повышением осевого усилия на буровой инструмент на этапе объемного разрушения породы более активно возрастает глубина внедрения резца в породу h, а глубина борозды разрушения $h_л$ – менее активно. Поэтому с ростом осевого усилия соотношение $h/h_л$ снижается и увеличивается число активно работающих алмазов, а потому удельное контактное давление на породу при определенных условиях может и не возрасти.

Пример. Глубина внедрения алмаза в породу h = 0,1 мм при диаметре алмазного резца 1 мм. Расчет по формуле (2.25) показывает, что в этом случае $h_л$ = 0,13 мм. Если повышение осевой нагрузки привело в увеличению глубины внедрения резца в 2 раза – до 0,2 мм, то $h_л$ будет равно 0,212 мм. В результате число работающих алмазных резцов в линии резания в первом случае будет $0{,}77N_0$, а во втором – $0{,}94N_0$.

Тангенциальное усилие $F_т$ при разрушении горной породы алмазным резцом можно определить из выражения для определения крутящего момента

$$M_{кр} = F_т R_и = \frac{N}{\omega}, \qquad (2.26)$$

где $R_и$ – средний радиус торца бурового инструмента, м;

N – мощность, затрачиваемая на разрушение породы, кВт;

ω – частота вращения инструмента, $с^{-1}$.

Используя выражение для расчета мощности N с учетом числа работающих алмазных резцов, получим выражение для расчета тангенциального усилия:

$$F_т = \frac{\mu_к P_{ос} h_л}{N_с h}, \qquad (2.27)$$

где $P_{ос}$ – осевая нагрузка на буровой инструмент, даН;

$N_с$ – число алмазных резцов на торце бурового инструмента.

Коэффициент сопротивления перемещению резцов включает две составляющие: коэффициент сопротивления породы разрушению $\mu_в$ и коэффициент трения резцов о породу f: $\mu_к = \mu_в + f$.

Тангенциальное усилие с учетом числа работающих на разрушение алмазных резцов $n_р$ будет равно

$$F_т = \frac{\pi\left(h + 0,25\sqrt{dh}\right)^2 n_р}{2\mathrm{tg}\gamma_{ск}}\sigma_{ск} + P_{ос}f\,. \qquad (2.28)$$

Из формулы (2.28) следует, что тангенциальное усилие зависит от глубины внедрения резцов в породу, прочностных характеристик горной породы – твердости, предела прочности на скалывание, коэффициента внутреннего трения, числа работающих на разрушение резцов, силы трения резцов о породу.

С повышением осевого усилия тангенциальное усилие резко увеличивается прежде всего за счет повышения силы трения, а также глубины внедрения резцов в породу. С повышением частоты вращения бурового инструмента тангенциальное усилие может оставаться без изменения или несколько снижаться за счет уменьшения глубины внедрения резцов в породу вследствие роста сопротивления породы разрушению перед передней гранью резца.

Коэффициент сопротивления $\mu_к$ будет равен

$$\mu_к = \mu_в + f = \frac{\pi\left(h + 0,25\sqrt{dh}\right)^2 n_р}{2\mathrm{tg}\gamma_{ск}P_{ос}}\sigma_{ск} + f\,. \qquad (2.29)$$

Коэффициент сопротивления $\mu_к$ является функцией интенсивности разрушения, которая характеризуется углублением за один оборот. При углублении, равном нулю, когда разрушения практически не происходит, а режущие элементы перемещаются по поверхности забоя, не внедряясь в породу, коэффициент сопротивления снижается до минимума и становится равным коэффициенту трения *f*. Таким образом, коэффициент трения характеризует взаимодействие коронки (резца) с породой при отсутствии разрушения и по известным данным находится в пределах 0,02–0,13.

Коэффициент сопротивления $\mu_к$ (по разным данным) изменяется в пределах 0,02–0,6, а наиболее часто при бурении алмазным инструментом соответствует интервалу величин 0,22–0,31. При этом значения $\mu_к$= 0,02–0,15 соответствуют условиям заполирования алмазов, а значения $\mu_к$ = 0,4–0,6 условиям интенсивного термомеханического разрушения резцов и матрицы алмазного инструмента.

В настоящее время значительный объем геологоразведочного бурения в России и странах ближнего зарубежья выполняется на оборудовании и инструментом таких ведущих мировых производителей, как компании Atlas Copco и Boart Longyear. По рекомендациям компании Atlas Copco

выбор инструмента и технологии бурения производят на основании оценки абразивности, трещиноватости и твердости горных пород, которые сгруппированы и разбиты на пять категорий.

К первой группе относятся крупнозернистые, сильнотрещиноватые и сверхабразивные породы типа сланец, аргиллит и известняк. Для бурения этих горных пород рекомендуются импрегнированные коронки типа Craelius и Hobic с максимально твердыми матрицами. *Вторая группа* пород характеризуется как трещиноватые и абразивные породы типа песчаник, доломит, туф, кремнистый сланец. Для бурения этих пород рекомендуются коронки с менее твердыми матрицами. *Третья группа* пород характеризуется как среднеабразивная типа андезит, базальт, пегматит, диабаз, габбро, диорит. Коронки, рекомендуемые компанией, имеют еще менее твердые матрицы. *Четвертая группа пород* – это крепкие слабоабразивные породы типа гнейс, диорит, гранит, кварцит, порфир. *Пятая группа горных пород* – очень крепкие и неабразивные породы (кварц, риолит, кремнистый известняк, таконит, лимонит, яшма). Для таких горных пород предлагается инструмент с наиболее мягкой матрицей.

Для изготовления импрегнированных коронок используют искусственные алмазы.

При изготовлении однослойных коронок применяют природные алмазы зернистостью 30/50 или 20/25 шт/карат. Крупные камни используют в коронках для бурения менее твердых, а мелкие – более твердых горных пород. Алмазы в однослойных коронках применяются только группы S, в которую попадают обработанные и полированные алмазы повышенного качества.

Создаваемый буровой алмазный импрегнированный инструмент отличается не только формой торцевой части и промывочных каналов, но и высотой матриц. Например, коронки типа Craelius могут иметь матрицу высотой 6,5; 9,5; 12 и 16 мм. Коронки типа Hobic – 6,5, 8 и 10 мм. У коронок компании Boart Longyear типа Alpha высота матрицы может быть 9,5; 12 и даже более 25 мм. Последняя из коронок имеет маркировку Alpha Stage3 (рис. 2.27). Уникальность этой коронки – в наличии трех рабочих «этажей», располагаемых по вертикали, при этом каждый из них оснащен тремя промывочными каналами. На первом этапе у коронки работают все три «этажа» матрицы, пропуская жидкость. При этом нижние окна обеспечивают проход жидкости для удаления шлама с забоя скважины.

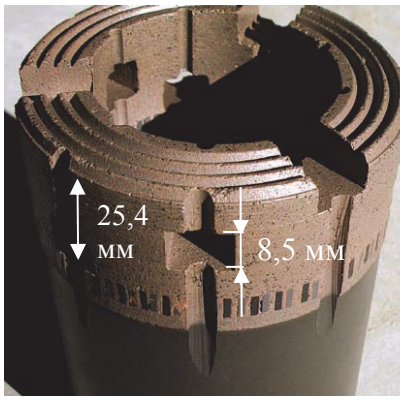


Рис. 2.27. Импрегнированная коронка компании Boart Longyear типа Alpha Stage3

По мере срабатывания матрицы площадь, а затем и число каналов, уменьшаются, а на заключительном этапе, когда в работе находится только последний «этаж» матрицы, работают только три оставшиеся промывочных канала.

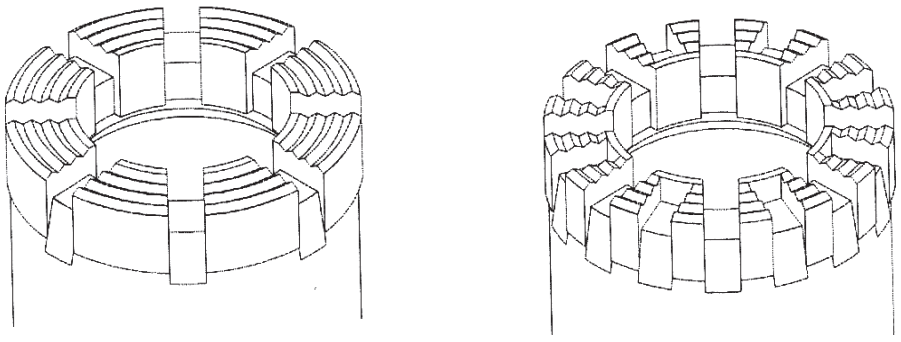
Сравнительные испытания коронок типа Alpha Stage3 и Alpha Extended Crown с высотой матрицы 12 мм показали (по данным фирмы производителя), что интервал бурения первыми коронками в очень твердых породах составил 126–130 м, вторых – 40–41 м. При бурении пород средней твердости соотношение длин проходки этими коронками составило соответственно 400–500/140–150 м.

Низкая (6,5, 8,0 мм) и стандартная (9,5 мм) высота матрицы используется для коронок, срок службы которых не влияет на количество операций спуска и подъема и в том случае, если ожидается значительный износ коронки по диаметру. Для снарядов со съемным керноприемником обычно рекомендуются коронки с «очень высокой» (12 мм) и «супер» (16 и 25 мм) матрицами.

Для импрегнированных коронок основным является W-профиль, эффективный за счет образования свободных поверхностей разрушения горной породы.

Коронки типа Alpha (рис. 2.28) выпускаются значительным числом модификаций и оснащены алмазами в оболочке из хрома (см. рис. 2.22), что повышает прочность соединения их с матрицей и эксплуатационные показатели инструмента.

При управлении процессом бурения для каждого типа коронки компаниями Atlas Copco и Boart Longyear рекомендуется рациональная частота вращения, выбор которой определяется по рекомендуемой линейной скорости в пределах 2–5 м/с, и усилие подачи, которое должно обеспечить определенную скорость проходки. Критерием оптимального управления алмазного бурения является значение показателя RPI «число оборотов на сантиметр подачи».



а *б*

Рис. 2.28. Геометрия торца импрегнированных алмазных коронок Alpha Bit компании Boart Longyear типа Express с дополнительными каналами на торце (*а*) и стандартного типа (*б*)

Таблица 2.6

Типоразмер коронки	Расход промывочной жидкости, л/мин	Частота вращения, мин$^{-1}$	Скорость бурения, см/мин, при RPI, об/см		Осевая нагрузка, даН
			80	100	
BQ – 59,6 мм	23–30	1 700 1 000 700	22 13 9	17 10 7	900–2 300
NQ – 75,3 мм	30–38	1 350 800	17 10	14 8	1 400–2 700
HQ – 96,1 мм	38–45	1 000 600	13 8	10 6	1 800–3 600
PQ – 122,6 мм	68–87	800 600	10 6	8 5	2 300–4 500

Например, при частоте вращения 1 200 мин$^{-1}$ и скорости проходки 6 дюймов (15 см) показатель RPI составит1 200/15 = 80. Управление процессом бурения осуществляют, ориентируясь на RPI = 80–100, но считаются допустимыми и более высокие скорости проходки, для которых RPI = 60–50. В данном случае критерием выбора параметров режима бурения и скорости углубления скважины является износостойкость инструмента.

В табл. 2.6 приведены рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании Boart Longyear.

2.6. Бурение сплошным забоем

При бескерновом бурении геологоразведочных скважин применют лопастные, шарошечные и алмазные долота различных типов.

Лопастные долота выпускают в соответствии с ТУ-26-02-675–75 трех типов: двухлопастные 1-2Л (для бурения скважин диаметром 76; 93; 112; 132 и 151 мм); трехлопастные 3-3Л диаметром 132 и 151 мм; истирающе-режущие долота 2-ИР-ДС диаметром 76; 93; 112; 132 и 151 мм.

Лопастные долота рекомендуют использовать при проходке мягких, рыхлых, сыпучих горных пород I–IV категорий буримости.

Шарошечные долота выпускают в соответствии с ГОСТ 20692–75. По назначению шарошечные долота разделяются на следующие виды: для бескернового вращательного бурения; для бурения с отбором керна (колонковые долота); для гидроударного бурения; для бурения с продувкой; специального назначения.

При геологоразведочном бурении используют долота для бескернового бурения.

Для бурения наряду с долотами, которые оснащены только шарошками, применяют комбинированные шарошечные долота.

1. Шарошечно-лопастные долота используют для бурения скважин в мягких породах с наличием валунно-галечных отложений и пропластков твердых пород. Они эффективны также при бурении мерзлых горных пород и поэтому нашли применение при бурении скважин в регионах Сибири и Дальнего Востока. В шарошечно-лопастных долотах сочетается двухлопастное долото режущего типа с шарошечным зубчатым долотом ударно-скалывающего действия. В процессе бурения лопастное долото эффективно проходит разрезы мягких пород, а при встрече твердых пропластков вступает в работу шарошечное долото, эффективно разрушая твердые хрупкие породы ударным воздействием зубчатого вооружения. В мерзлых горных породах, для которых при бурении свойственно таяние и размягчение в поверхностном слое, шарошки дробят мерзлый массив, а лопастное долото подрезает мягкий подтаявший слой, подготавливая забой для работы зубьев шарошек.

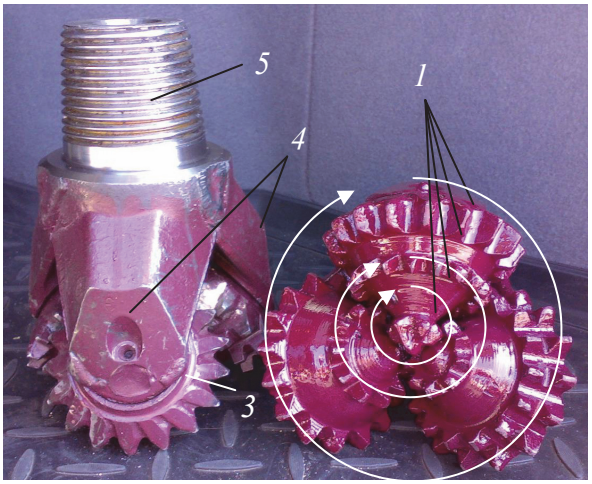
2. Шарошечно-ударные долота предназначены для бурения с использованием забойных гидро- и пневмоударных машин. В данном случае шарошечное долото сочетается с долотом ударного типа, располагаемым между шарошками в центральной части.

3. Шарошечно-шнековые долота используют для бурения сыпучих пород, мерзлых пород и мягких горных пород с пропластками твердых.

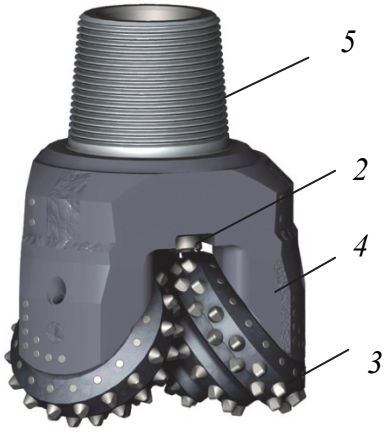
4. Шарошечно-цепные долота предназначены для бурения глубоких скважин и представляют собой целые породоразрушающие агрегаты, оснащенные значительным количеством шарошек.

Для производства геологоразведочных работ выпускают бескерновые шарошечные долота следующих типов: М (для мягких пород), МЗ (для мягких абразивных), МС (для мягких с пропластками пород средней твердости), МСЗ (для мягких абразивных с пропластками пород средней твердости), С (для горных пород средней твердости), СЗ (для абразивных пород средней твердости), СТ (для горных пород средней твердости с пропластками твердых), Т (для твердых пород), ТЗ (для твердых абразивных пород), ТК (для твердых горных пород с пропластками очень твердых), ТКЗ (для абразивных твердых пород с пропластками очень твердых), К (для очень твердых пород), ОК (для весьма твердых горных пород).

На рис. 2.29 показаны трехшарошечные долота для бурения различных по твердости горных пород. На снимках показаны некоторые из множества возможных вариантов вооружения долот. Например, на рис. 2.29, *а* приведена схема траекторий работы венцов шарошек долота, из которой следует, что каждый отдельный венец зубьев на шарошках работает по своей траектории и только крайние венцы на всех трех шарошках – одновременно, что возможно только при условии их взаимодействия по самоочищающейся схеме.



а



б

в

Рис. 2.29. Трехшарошечные долота: *а* – для бурения мягких горных пород с фрезерованными на шарошках зубьями; *б*, *в* – для бурения средних по твердости и твердых горных пород с твердосплавными породоразрушающими вставками; *1* – траектории движения венцов шарошек долота; *2* – сопло для выхода промывочной жидкости с боковым расположением; *3* – шарошки; *4* – лапы долота; *5* – резьба

Все перечисленные долота подразделяют на две группы, которые отличаются как по характеру взаимодействия и разрушения горной породы на забое, так и по конструктивному исполнению рабочих породоразрушающих органов – шарошек долота.

Первая группа шарошечных долот – долота с зубчатыми шарошками, производящие *раздавливающе-дробяще-скалывающее воздействие* (М, МЗ, МС, МЗС, СЗ). Инструмент данного способа воздействия предназначен для бурения горных пород, в основном V–XII категорий по буримости. При бурении реализуются раздавливание, дробление, скалывание, резание породы при проскальзывании шарошек.

Этапы разрушающего действия:

косой удар – скалывание породы под действием усилия (P_y);

раздавливание породы и углубление лунки под действием усилия (P_z);

при проскальзывании в направлении вращения шарошки скалывание и подрезание породы.

По мере увеличения твердости горных пород от мягких до средних угол приострения α клиновидных зубьев увеличивается от 30–40º до 80–90º.

Для бурения твердых, крепких и очень крепких пород используют овальные и шарообразные твердосплавные вставки.

Раздавливание, дробление и скалывание породы реализуется при качении шарошки по забою, а вследствие проскальзывания (поступательного движения шарошки без вращения на оси) осуществляется дополнительное резание-скалывание породы.

Таким образом, разрушение горных пород может производиться при различных соотношениях режуще-скалывающего и дробящего воздействия. Чтобы создать долота, производящие на горную породу только ударные – дробящие – нагрузки, необходимо придать шарошкам такую геометрическую форму, при которой последние осуществляли бы чистое качение. Этим условиям соответствует одноконусная шарошка с образующими, пересекающимися на оси долота (рис. 2.30). Любое отклонение от указанной геометрии приводит к проскальзыванию шарошек при вращении долота на забое.

Проскальзывание шарошек является важным показателем конструкции долота, который оценивается коэффициентом проскальзывания ($K_{пр}$) – отношением длины траектории проскальзывания зубца за один оборот долота на забое к длине концентрической окружности на забое скважины, по которой перемещается зубец при вращении долота. Проскальзывание достигается за счет формы шарошек и смещения осей вращения шарошек от оси долота (С) (рис. 2.31, *а*). Например, для долот с конусными шарошками $K_{пр} = 0$, для двух-, трехконусных шарошек (рис. 2.31, *б*) $K_{пр} = 0{,}05–0{,}1$, для бочкообразных $K_{пр} = 0{,}1–0{,}15$, для долот со смещением осей шарошек от оси долота коэффициент проскальзывания может достигать 0,3 (рис. 2.31, *а*). То есть в последнем случае почти треть пути по забою зубцы шарошек осуществляют поступательное перемещение как зубцы твердосплавных коронок и долот, а только две трети пути перекатываются, совершая дробяще-скалывающее и раздавливающее воздействие на породу.

Вооружение шарошек долот первой группы выполняется зубчатым (зубцы фрезеруются непосредственно на шарошке и армируются наплавляемым твердым сплавом), а долота, предназначенные для бурения абразивных пород, имеют вооружение в виде запрессованных в шарошки твердосплавных вставок с клиновидной формой рабочей поверхности.

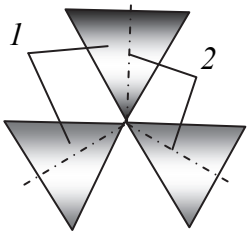


Рис. 2.30. Схема долота, реализующего качение шарошек без проскальзывания: *1* – шарошки; *2* – оси вращения шарошек

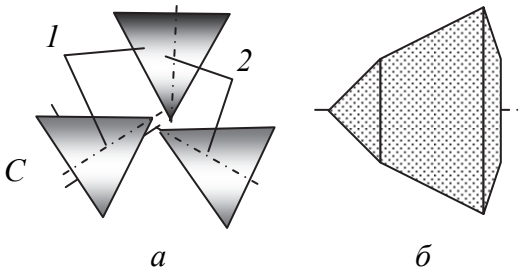


Рис. 2.31. Схемы трехшарошечного долота со смещением осей вращения шарошек: *а* – вид с торца; *б* – двухконусная шарошка; 1 – шарошки; 2 – оси вращения шарошек и двухконусной шарошки

Для второй группы долот характерны увеличенное дробящее воздействие на породу и минимальное проскальзывание шарошек (СТ, Т, ТЗ, ТКЗ, К, ОК). Именно поэтому долота данного типа оснащаются в основном одноконусными шарошками, устанавливаемыми в долоте без смещения осей вращения. При этом шарошки долот типа СТ и Т выполняют зубчатыми, шарошки долот типа ТК, К, ОК армируются твердосплавными вставками со сферическими торцами, а шарошки долот типа ТЗ и ТКЗ имеют комбинированное вооружение – зубья чередуются с твердосплавными вставками.

Шарошечные долота могут оснащаться гидромониторными насадками, повышающими скорость истечения струй промывочной жидкости из центрального канала долота для улучшения очистки забоя и шарошек от продуктов разрушения.

Обязательным условием при конструировании шарошечных долот является создание достаточно долговечной опоры шарошек. С этой целью трущиеся детали долот выполняют из высококачественных сталей и подвергают специальной термообработке. Особенно сложным представляется создание долговечных опор качения шарошек у долот диаметром 76; 59 и 46 мм в связи с резким снижением прочностных характеристик всех деталей долот и трудностью использования шариковых затворов шарошек, вызванной малыми размерами цапф, лап и низкой прочностью шариков приемлемых размеров.

В связи с этим для бурения скважин диаметром 76–46 мм в Среднеазиатском НИИ геологии и минерального сырья И. Д. Чумаковым предложена оригинальная и эффективная конструктивная схема малогабаритного долота, получившего маркировку ДДА (долото двухшарошечное асимметричное). Долота ДДА-46; 59; 76 и 93 предназначены для бурения твердых и очень твердых горных пород.

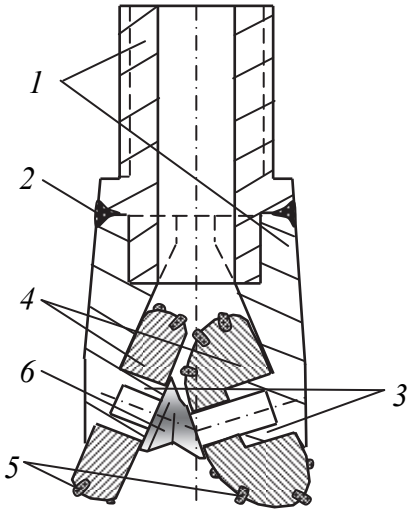


Рис. 2.32. Шарошечное долото ДДА

Долото ДДА (рис. 2.32) состоит из корпуса с резьбой *1* из двух секций, соединенных сварными швами *2*. На цапфах *3* корпуса смонтированы шарошки *4* полусферической формы, армированные цилиндрическими зубками *5* из твердого сплава ВК8. Опора долот (цапфа *3*, шарошка *4*) представлена подшипником скольжения, что позволяет выполнить ее конструктивно более прочной, так как не требуется размещение на опоре шариков и роликов подшипниковых узлов. Шарошки долота *4* закрепляются на лапах распорным V-образным пальцем *6* с упорными буртами, который своими концами вставляется в отверстия пустотелых цапф *3*, создавая таким образом дополнительную опору. В этом случае шарошки *4* размещены в долоте не консольно, как это принято по основной схеме изготовления шарошечных долот, а в пределах замкнутого контура «цапфа – V-образный палец-лапа», что существенно повышает прочность долота и практически исключает отделение шарошек от корпуса при бурении. Угол наклона цапф *6* к оси долота составляет 65º. Детали долота изготавливают из легированной стали и подвергают термообработке, цементации, закалке и отпуску.

Особенностями механики работы долот ДДА является большой путь проскальзывания шарошек по забою скважины, некоторый перекос долота при работе, что приводит к расширению ствола скважины. Исследования, выполненные при создании конструкции долота ДДА, показали, что проскальзывание является одним из основных факторов, интенсифицирующих процесс разрушения не только мягких и пластичных, но и твердых пород.

При бурении долотами этого типа достигается более высокая механическая скорость бурения при относительно равном ресурсе в сравнении с долотами других конструкций, например, трех- или двухшарошечными долотами типа К, конструкции СКБ Министерства геологии России.

По конструктивной схеме шарошечного долота изготавливают долота безударного раздавливающего и режуще-скалывающего действия (рис. 2.33).

К инструменту безударного раздавливающего действия относятся прежде всего дисковые долота, которые в процессе бурения, вращаясь, перекатываются по забою и острыми ребрами шарошек раздавливают породу под действием осевого усилия и развиваемых в породе контактных напряжений.

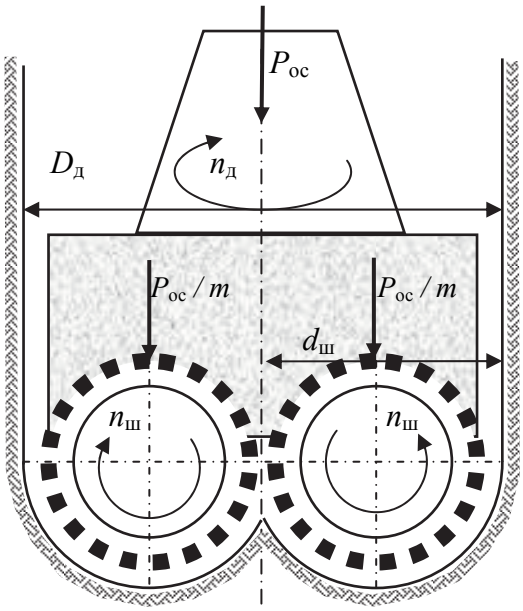


Рис. 2.33. Схема взаимодействия зубчато-дисковых шарошек режущего долота с забоем скважины: m – число шарошек; $D_д$ – диаметр долота; $d_ш$ – диаметр шарошки; $P_{ос}$ – осевая нагрузка на долото; $n_д$ – частота вращения долота; $n_ш$ – частота вращения шарошки

В данных долотах шарошки в виде дисков устанавливают, ориентируя оси вращения шарошек параллельно забою и по касательной к траектории вращения долота так, что в процессе бурения шарошка прокатывается по стенке скважины. Частота вращения шарошек у данных долот прямо пропорциональна скорости бурения, поскольку качение шарошек обеспечивается за счет взаимодействия зубьев шарошек со стенкой скважины при углублении долота. Частота вращения зубчато-дисковой шарошки

$$n_ш = \frac{v_б K_д}{\pi d_ш}, \qquad (2.30)$$

где $v_б$ – скорость бурения, м/мин;

$d_ш$ – диаметр шарошки, м;

$K_д$ – коэффициент, учитывающий дополнительное увеличение частоты вращения шарошки за счет влияния реакции забоя.

Зубчато-дисковая шарошка реализует разрушение мягких горных пород и пород средней твердости резанием-скалыванием зубьями дисковых шарошек, установленных в радиальном направлении относительно корпуса долота (рис. 2.33). Вращение и перекатывание шарошек по забою происходит за счет зацепления зубьев с образовавшейся криволинейной поверхностью у стенки скважины. В породах средней твердости зубчато-дисковая шарошка вращается в 20 раз медленнее долота, а частота её вращения пропорциональна скорости бурения.

Зубчато-дисковые шарошечные долота успешно заменяют лопастные долота режущего типа. Анализ показывает, что соотношение путей трения зубьев долот с зубчато-дисковыми шарошками $l_т$ и периферийных резцов режущих долот $L_т$ определяется выражением

$$K_{т} = \frac{L_{т}}{l_{т}} = \frac{2rv_{б}}{\pi d_{ш}^{2} n_{ш}}, \qquad (2.31)$$

где r – радиус размещения периферийного резца, м.

При одинаковых диаметрах сравниваемых долот $K_{т} = 2$. Таким образом, износостойкость вооружения долот с зубчато-дисковыми шарошками в 2 раза выше, чем лопастных долот режущего типа.

Подобная конструктивная схема исполнения долота полностью исключает ударный характер передачи нагрузок к породе (преобладает проскальзывание над качением шарошек по забою), но позволяет получить инструмент вращательного типа, у которого при бурении происходит смена контактирующих с забоем резцов за счет проворота шарошек. В результате достигается более значительный ресурс инструмента, так как число одномоментно контактирующих с породой резцов значительно меньше их общего числа. В контакте с породой зуб за один оборот проходит примерно 3/8 своего пути. На протяжении 5/8 пути зуб не контактирует с породой при любом количестве зубьев на шарошке. Таким образом, только 3/8 количества зубьев шарошки контактируют с забоем в каждый момент времени работы долота. Все зубья шарошки проходят равный путь по забою, что способствует равномерному их износу.

При одновременном участии в двух движениях (вращении вокруг своей оси и оси долота) зубчато-дисковая шарошка при разрушении породы в скважине для каждого зуба попеременно занимает две позиции, в которых реализуется или охлаждение (нерабочая), или разрушение породы (рабочая). При этом достигаются эффективные условия «отдыха» – охлаждения резцов, свойственные условиям работы обычных шарошечных долот, что отличает эти долота от долот режущего типа. Возможность «отдыха» породоразрушающих вставок зубчато-дисковых шарошек долот позволяет дополнительно повысить их износостойкость и ресурс.

Алмазные долота для бескернового бурения применяют в основном при направленном бурении. Выпускают алмазные долота следующих типов: 08А3, 08И3 диаметром 46 мм, 09А3 диаметром 59 и 76 мм. В Тульском НИГП усовершенствовали указанные долота. В результате дополнительных исследований уточнена схема армирования долот алмазами и скорректированы режимы их термической обработки.

Компания Atlas Copco выпускает однослойные алмазные долота с коническим профилем торца диаметром 46; 56; 66 и 76 мм для бурения горных пород средней твердости и твердых. Долота армированы алмазами марки *S* зернистостью 20–25 шт/карат.

Компания Boart Longyear выпускает специальные долота для направленного бурения, как импрегнированные, однослойные, так и со

вставками типа PDC и TSD. Компания также выпускает инструменты для постановки клиньев при направленном бурении. Для бескернового бурения долота компании Boart Longyear отличаются усиленной центральной частью для снижения износа в этой критической области.

При взаимодействии с горной породой элементов вооружения шарошечных долот дробяще-скалывающего действия зуб долота внедряется в породу с силой P_z, а второй зуб при перекатывании шарошки по забою наносит по нему косой удар с силой P_y. Таким образом, разрушение горной породы происходит раздавливанием породы статическим усилием P_z и скалыванием несимметричным ударом с усилием P_y (рис. 2.34, *а*). При дальнейшем перекатывании шарошка опирается на забой двумя ближайшими в венце зубьями (рис. 2.34, *б*).

Энергия удара с силой P_y может определяться из уравнения кинетической энергии, преобразованной для данной задачи:

$$Q_{\text{уд}} = \frac{P}{gn} v_{\text{ш}}^2 \sin\theta, \tag{2.32}$$

где P – осевое усилие на долото, Н;

g – ускорение силы тяжести, м/с^2;

n – число зубьев долота, взаимодействующих с породой в момент удара зуба по породе;

$v_{\text{ш}}$ – линейная скорость перемещения зуба в направлении приложения удара, м/с;

θ – угол между осями соседних по венцу шарошки зубьев, град.

Линейная скорость $v_{\text{ш}}$ определяется как произведение частоты вращения шарошки долота и расстояния от торца зуба шарошки до мгновенного центра вращения шарошки $\omega_{\text{ш}} \cdot r_{\text{м}}$. При чистом качении шарошки мгновенным центром её вращения можно считать ось вращения.

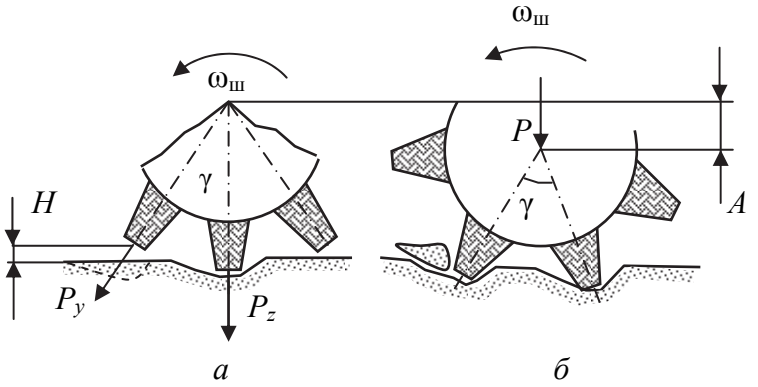


Рис. 2.34. Схема взаимодействия
с породой вооружения шарошечного долота

При проскальзывании шарошки по забою она не вращается и мгновенный центр вращения смещается в направлении торца зуба, т. е. линейная скорость снижается. Подобные колебания частоты вращения шарошки и линейной скорости перемещения зуба характерны для работы долота.

Линейную скорость перемещения зуба шарошки можно определить ориентировочно по зависимости

$$v_{\text{ш}} = \omega_{\text{д}} \frac{\pi D_d}{60Z} \cos\beta, \qquad (2.33)$$

где $\omega_{\text{д}}$ – частота вращения долота, с^{-1};

D_d – диаметр долота, м;

Z – число зубьев на периферийном венце шарошек;

β – угол конусности шарошек, град.

Формула (2.32) с учетом выражения (2.33) будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{\text{уд}} = \frac{P}{gn}\left(\frac{\omega_{\text{д}} R_{\text{с}}}{(r_{\text{ш}} - h)\sin\beta} r_{\text{м}}\right)^2 \sin\theta. \qquad (2.34)$$

Если использовать для определения энергии удара зубом шарошки о породу на забое потенциал высоты H (рис. 2.34), на которой находится зуб шарошки долота, то зависимость для определения этого параметра может выглядеть следующим образом:

$$Q_{\text{уд}} = \frac{PH}{n}\left(2r_{\text{ш}}\sin^2\frac{\theta}{2} - h\right). \qquad (2.35)$$

Рис. 2.35. Следы работы на забое шарошечного долота типа С диаметром 112 мм (керн-порода «песчаник»)

Вследствие косого удара в породе образуется несимметричная лунка, вытянутая в направлении удара. В следующий момент, завершая скалывание породы проскальзыванием, зуб вдавливается в образовавшуюся лунку, заканчивая процесс разрушения в данной точке уже под действием статического вдавливания. В результате работы шарошек долота формируется забой характерного профиля (рис. 2.35).

В данном случае можно отметить универсальность породоразрушающего действия шарошечных долот, а именно сочетание динамических и статических воздействий на

породу и реализацию породоразрушающих усилий как в направлении перпендикулярно забою (раздавливание), так и в плоскости забоя (скалывание). Можно добавить, что при проскальзывании шарошек на забое обеспечивает еще и резание-скалывание породы.

При перекатывании шарошек по забою происходит перемещение долота в вертикальном направлении на величину

$$A = \frac{d_{\text{в}}}{2}\left(1 - \cos\frac{180°}{Z_1}\right) - h\,, \tag{2.36}$$

где Z_1 – число зубьев в венце;

$d_{\text{в}}$ – диаметр венца, м.

Таким образом, разрушение горной породы носит ярко выраженный динамический характер, а каждый элемент вооружения долота периодически оказывает на горную породу сложное дробяще-скалывающее действие. Долото при перекатывании шарошки по забою совершает продольные колебания с амплитудой A (см. рис. 2.34, *б*).

При повышении глубины внедрения зуба в породу h энергетика динамической составляющей разрушения, как это следует из формул (2.34) и (2.35), снижается. То есть при бурении недостаточно прочных и мягких горных пород, при разрушении которых глубина внедрения h может быть более значительной в сравнении с бурением более твердых пород, будут преобладать раздавливание и скалывание породы при проскальзывании шарошки по забою и поступательном перемещении зуба.

При бурении твердых пород внедрение зуба в породу h незначительно в сравнении с размерами зуба; поэтому динамическая составляющая разрушения будет максимальной, а процесс разрушения породы определяется скалыванием вследствие динамического воздействия и с последующим раздавливанием под действием осевого усилия P_z.

На динамику процесса разрушения горных пород шарошечными долотами определенное влияние оказывает шаг S зубьев в венце, который определяется из зависимости

$$S = d_{\text{в}} \sin\frac{\gamma}{2}\,, \tag{2.37}$$

где γ – угол поворота шарошки при переходе с зуба на зуб, град.

Если зубья в венце шарошки поставлены редко, будет выше амплитуда A продольного колебания шарошки и, соответственно, выше степень динамичности работы долота. При наличии нескольких шарошек у долота характер динамичности может определяться по синхронизации перекатывания двух, трех или более шарошек с зуба на зуб.

Шаг расстановки зубьев в венце S шарошки может зависеть от глубины погружения h зубьев в породу, величина которого определяется твердостью породы и осевым усилием на долото. Наиболее успешно бурение будет происходить тогда, когда глубина погружения зубьев h соответствует шагу расстановки зубьев.

Механическая скорость бурения шарошечными долотами определяется интенсивностью разбуривания наиболее трудно разрушаемых участков забоя скважины: центра и периферии. Центр забоя разрушается менее интенсивно из-за слабой вооруженности вершин шарошек и малой скорости их вращения, а периферия – из-за полублокировки работающих зубьев. Слабая интенсивность разрушения центра забоя приводит к быстрому выходу из строя прежде всего опор долота, которые вынуждены работать с максимальной перегрузкой, особенно при консольном закреплении шарошек.

Интенсификация темпа разрушения центральной части забоя скважины может быть осуществлена при выпуклом забое путем создания пикообразного выступа породы. Разрушение его при многоконусных шарошках происходит с высокими динамическими нагрузками в облегченных условиях, когда каждый венец создает ступеньку и дополнительную плоскость обнажения для последующего венца. Слабо разбуриваемые окраины забоя требуют повышенной боковой защиты долот и применения шарошечных расширителей, так как вследствие жестких условий работы долота могут интенсивно изнашиваться его боковое вооружение и лапы корпуса, а скважина зауживаться.

Долота армируют твердым сплавом для защиты от бокового износа шарошки и лап. Наряду с обычной армировкой используют подвижные вращающие элементы защиты, например, вращающие зубки, диски, штыри, которые подобно самим шарошкам могут проворачиваться вокруг своей оси и, таким образом предохраняясь от чрезмерного изнашивая, эффективно защищать корпус и шарошки долота от износа.

2.7. Комбинированное механическое разрушение горных пород

Вращательно-ударный способ бурения

Данный комбинированный способ бурения эффективен в твердых горных породах V–XII категорий по буримости. При бурении реализуется разрушение породы за счет действия осевой силы и усилия резания. Ударное воздействие на породу с высокой частотой, но малой энергей дополняет породоразрушающее воздействие. Для бурения используют алмазный

однослойный буровой инструмент, шарошечные долота и высокочастотные гидроударники.

Анализ условий работы алмазных резцов показывает, что стойкость алмазов при вращении обусловлена прежде всего изгибающими напряжениями, а не напряжениями на раздавливание. Основное усилие резания-скалывания (60–80 %) расходуется на преодоление силы трения резцов о породу, и лишь меньшая его доля – собственно на разрушение породы.

Рассмотрим полученные ранее зависимости (2.21) и (2.28) определения тангенциального усилия для твердосплавного и алмазного резцов:

$$F_{\text{т}} = \frac{\sigma_{\text{ск}} hl(1+\text{tg}\varphi)n_{\text{р}}}{\sin\gamma_{\text{ск}}} + P_{\text{ос}} f\ ;$$

$$F_{\text{т}} = \frac{\pi\left(h + 0{,}25\sqrt{dh}\right)^2 n_{\text{р}}}{2\text{tg}\gamma_{\text{ск}}}\sigma_{\text{ск}} + P_{\text{ос}} f\ .$$

Как следует из приведенных формул, повышение осевого усилия приводит прежде всего к росту силы трения резцов о породу. Таким образом, имеющийся значительный резерв прочностных свойств резцов на сжатие при вращательном бурении не реализуется, поскольку повышение осевого усилия приводит к скалыванию резцов, испытывающих значительные поперечные нагрузки, сопровождающиеся ударами, характерными для процесса скалывания твердых и хрупких горных пород. Реализовать резерв прочности резцов в осевом направлении возможно за счет импульсного приложения нагрузки в направлении перпендикулярном плоскости забоя. В этом случае в результате кратковременности действия ударного импульса силы трения на границе «резец-горная порода» не успевают развиваться и тангенциальная составляющая разрушения породы, несмотря на передачу дополнительной энергии, увеличивается незначительно. При этом важными обстоятельствами являются вибрирование инструмента и ударный характер нагрузок, что приводит к снижению коэффициента трения, способствует скалыванию и отделению кусочков породы от забоя.

Таким образом, прилагая нагрузку в виде кратковременных импульсов, направленных перпендикулярно к плоскости забоя, можно передать для разрушения горной породы бóльшую энергию и интенсифицировать процесс вращательного бурения. При этом полнее будет использован потенциал прочности породоразрушающих резцов бурового инструмента.

На рис. 2.36 приведены схемы, которые даны в развитие ранее представленной на рис. 2.25 схемы работы алмазного резца при вращательном бурении. Из данной схемы следует, что приложение ударного импульса интенсифицирует разрушение породы за счет повышения осевой силовой

составляющей, что приводит к росту глубины внедрения резца и дополнительному развитию трещин предразрушения забоя. При этом тангенциальное усилие возрастает в меньшей степени в сравнении с вращательным бурением, что незначительно увеличивает износ и сохраняет работоспособность резцов.

При приложении к алмазной коронке ударных импульсов алмазы внедряются в породу, а избыточный запас энергии удара воспринимает матрица коронки. Повышение контактных напряжений и увеличение глубины внедрения алмазов в породу приводит к увеличению объема слоя породы, разрушаемого за один оборот. В результате отмечается образование более крупных частиц шлама, происходит более интенсивный абразивный износ матрицы и более активное в сравнении с вращательным бурением обнажение алмазов. Таким образом, в меньшей степени проявляются условия, приводящие к заполированию алмазов. Практика гидроударно-алмазного бурения подтверждает чрезвычайно редкие случаи заполирования алмазов, что позволяет рекомендовать вращательно-ударное бурение алмазным инструментом горных пород, склонных вызывать заполирование.

При приложении определенного количества энергии в виде ударного импульса достигается соответствующая глубина разрушения горной породы. Однако при приложении определенного количества энергии происходит скачкообразное увеличение объема и глубины лунки разрушения. Для практической реализации вращательно-ударного бурения, учитывая реальную прочность резцов, при проектировании высокочастотных гидроударных машин рациональную энергию удара выбирали по первому скачку разрушения, который для алмазных и твердосплавных резцов размером 1,5–2,0 мм при разрушении твердых пород наблюдается при энергии удара 0,3–0,5 Дж [12].

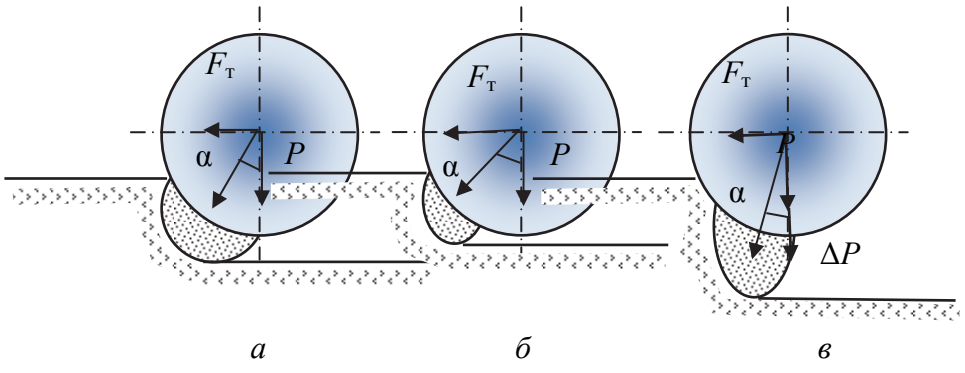


Рис. 2.36. Схемы для анализа процесса разрушения породы алмазным резцом при изменении усилия $F_т$ в процессе вращательного бурения (*а*, *б*) и при приложении ударного импульса ΔP (*в*)

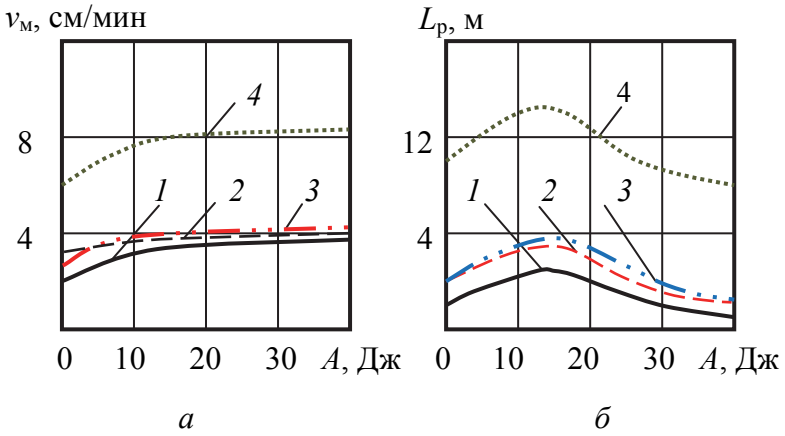


Рис. 2.37. Зависимости показателей бурения алмазной коронкой 01А3 от энергии удара *А*: *а* – механической скорости ; *б* – проходки на коронку по породам: *1* – кварцит; *2* – гранит; *3* – лабрадорит; *4* – песчаник

На рис. 2.37 представлены результаты исследований влияния ударных импульсов на показатели бурения алмазными коронками диаметром 59 мм. Как следует из графиков, зависимости изменения механической скорости бурения и проходки на коронку имеют оптимальное значение при 15–20 Дж. С увеличением твердости горных пород оптимальные значения величины энергии удара смещаются в сторону меньших значений энергии.

Осмотр алмазных коронок показал, что с увеличением твердости пород и энергии удара интенсивность износа алмазов увеличивается, что и приводит к снижению проходки на коронку.

Рациональной для алмазных коронок диаметром 59 мм оказалась энергия удара 15 Дж, для коронок диаметром 76 мм – 20 Дж. Результаты алмазного вращательно-ударного бурения в ПГО «Севзапгеология» (данные И. С. Афанасьева и др.) свидетельствуют, что лучшие результаты по механической скорости бурения получены при частотах вращения 300–780 мин$^{-1}$, при этом интенсивность роста механической скорости бурения импрегнированными коронками оказалась выше, чем при бурении однослойными. В то же время эффект применения высокочастотных гидроударников ГВ-6 и Г-59В снижается при использовании однослойных коронок с более крупными алмазами.

Осевая нагрузка при вращательно-ударном бурении играет не меньшую роль, чем частота вращения, и должна подбираться наряду с частотой вращения. Для месторождений северо-запада по результатам буровых работ определено, что при частоте вращения инструмента 430 мин$^{-1}$ оптимальными для однослойных коронок будут осевые нагрузки 1 200–1 600 даН, а для импрегнированных 1 100–1 800 даН.

При алмазном вращательно-ударном бурении на забой необходимо подавать пониженное количество промывочной жидкости, соответствующее

требованиям бурения алмазным инструментом. В то же время для работы гидроударника требуется значительное количество промывочной жидкости, существенно превышающее нужное количество по условию эффективного разрушения породы алмазным инструментом.

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

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

Разрушение горных пород шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения

Интенсификация процесса разрушения горных пород наложением ударных импульсов возможна и при бурении шарошечными долотами. Особенно оправданно применение ударных забойных машин при бурении достаточно твердых горных пород, для разрушения которых требуется значительная осевая нагрузка на долота.

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

При этом достигнут более значительный рост показателей при бурении трехшарошечными долотами в сравнении с двухшарошечными, что подтверждает вывод о влиянии на эффективность разрушения породы прежде всего контактного напряжения, которое существенно возрастает при наложении ударного импульса. У трехшарошечных долот, как известно, площадь контакта вставок с породой забоя несколько выше, чем у двухшарошечных, а значит, роль дополнительной ударной нагрузки оказалась более значительной.

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

При бурении шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения отмечено, что с повышением частоты вращения бурового инструмента эффективность разрушения породы снижается. То есть остается справедливой закономерность, отмеченная ранее для вращательно-ударного бурения алмазным инструментом.

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

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

Разрушение горных пород в режиме ударно-вращательного способа бурения

В процессе ударно-вращательного способа бурения реализуется разрушение горной породы за счет удара высокого уровня энергии, а вращение инструмента носит вспомогательный характер, определяя схему поражения забоя породоразрушающими вставками долота или коронки. Для бурения используются гидро- и пневмоударники и буровой инструмент с резцами в основном клиновидной и шарообразной формы. Данный способ бурения применяется при бурении скважин погружными пневмоударниками и при бурении шпуров в твердых горных породах перфораторатораторами.

Ударно-вращательный способ характеризуется высокими значениями энергии удара (не менее 40 Дж), малыми значениями частоты вращения бурового инструмента (10–60 мин$^{-1}$) и осевой нагрузки (300–600 даН на инструмент диаметром 59–105 мм). Вращение инструмента в сочетании с частотой ударов обеспечивают определенную схему поражения забоя (расстояние между ударами вставок о породу), которая может быть эффективной только при определенном соотношении частот удара и вращения.

Привод вращения бурового инструмента при реализации ударно-вращательного бурения может быть:

- от бурового станка, т. е. за счет вращения всей бурильной колонны;
- от поворотного механизма, обеспечивающего поворот долота во взаимодействии с циклом ударных нагрузок;
- возможно вращение колонны забойным гидродвигателем.

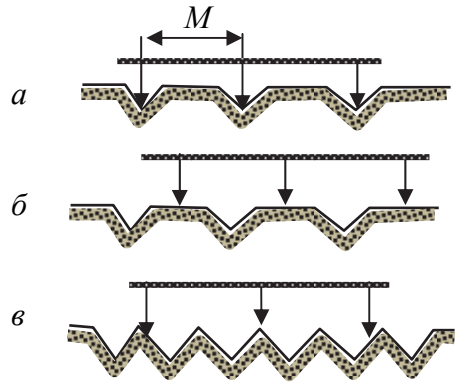


Рис. 2.38. Схемы нанесения ударов в плоскости забоя (M = 16 мм): *а* – лунки не взаимодействуют друг с другом; *б* – повторные удары наносятся между лунками; *в* – удары по нарушенному забою

Осевая нагрузка при этом способе бурения носит вспомогательный характер и должна обеспечивать не внедрение резцов инструмента в породу, как это происходит при вращательном способе бурения, а постоянный контакт долота или коронки с забоем.

Очевидно, что при ударно-вращательном бурении значительный недостаток осевого усилия приведет к отскакиваниям долота от забоя, при котором эффект передачи ударного импульса будет снижен.

Чрезмерная осевая нагрузка приводит к тому, что породоразрушающие вставки будут находиться в постоянно заглубленном в породу положении, а это не позволит реализовать задаваемую вращением инструмента эффективную схему поражения забоя между ударами. В то же время высокая осевая нагрузка и задавливание резцов в породу при наложении мощного ударного импульса приводят к разрушению породоразрушающих вставок.

При ударно-вращательном бурении крайне важна схема поражения забоя породоразрушающими вставками бурового инструмента. При рассмотрении трех схем поражения забоя (рис. 2.38) установлено, что минимальная энергоемкость разрушения достигается при реализации второй схемы поражения забоя острым индентором.

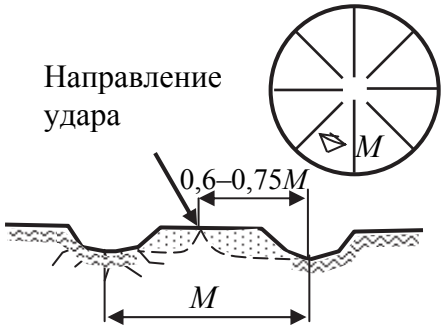


Рис. 2.39. Схема поражения забоя при ударно-вращательном бурении

Обязательным условием осуществления рациональной схемы нанесения ударов является смещение (отставание) ударов от предыдущих на определенное расстояние. Это прежде всего связано с тем, что вследствие вращения инструмента удар по забою наносится не под прямым углом, а с некоторым отклонением (косой удар). Именно поэтому для рационального использования энергии удара необходимо обеспечивать некоторое смещение центра удара, а расстояние K от следа первого удара может составлять 0,6–0,75 M (рис. 2.39).

Исходя из представленной схемы оптимальная частота вращения бурового инструмента при заданной частоте ударов по забою $n_{уд}$ определится из зависимости

$$\omega_{опт} = \frac{n_{уд} M}{\pi D_{и} - KZ}, \tag{2.38}$$

где M – расстояние между соседними лунками разрушения породы на забое, м;

$D_{и}$ – диаметр бурового инструмента, м;

Z – число радиальных лезвий на торце бурового инструмента;

K – расстояние, равное (0,6–0,75) M, м.

За один удар забой скважины углубится на расстояние $h_{ср}$, которое можно определить из зависимости

$$h_{ср} = \frac{F_{л} Z}{F_{заб}}, \tag{2.39}$$

где $F_{л}$ – объем лунки разрушения, м^3;

$F_{заб}$ – площадь забоя скважины, м^2.

Учитывая, что механическая скорость бурения определится из зависимости

$$v_{м} = n_{ср}\, \omega_{опт};$$

можно записать

$$v_{м} = \frac{F_{л} Z}{F_{заб}} \omega_{опт}. \tag{2.40}$$

Энергию удара, достаточную для разрушения породы, представим в виде следующего соотношения:

$$A \geq F_{л}\, q,$$

где q – удельная энергоемкость разрушения породы, Дж/м^3.

Определяя объем лунки разрушения из соотношения геометрических параметров породоразрушающей вставки, например в виде притупленного клина, можно получить зависимость для расчета энергии удара для образования лунки разрушения определенного объема:

$$A = a^2 \operatorname{tg} \alpha\, L\, q, \tag{2.41}$$

где a – ширина площадки притупления вставки, м;

α – угол наклона борта лунки разрушения, град;

L – длина лезвия вставки, м.

Используя полученные зависимости, можно записать

$$v_{\text{м}} = \frac{AZMn_{\text{уд}}}{qF_{\text{заб}}(\pi D_{\text{и}} - KZ)}. \qquad (2.42)$$

Таким образом, механическая скорость бурения пропорциональна энергии и частоте ударов по забою, числу породоразрушающих вставок на торце инструмента, но обратно пропорциональна энергоемкости разрушения и площади забоя скважины. Из формулы (2.42) следует, что если повышать количество породоразрушающих лезвий на торце при минимальной длине каждого из них, то это позволит снизить затраты энергии на образование лунки разрушения и повысит скорость бурения. В данном случае речь может идти о применении полусферических породоразрушающих вставок определенного радиуса сферы.

На рис. 2.40 дана зависимость механической скорости бурения (при пневмоударном бурении долотами, вооруженными лезвиями с радиальным расположением) от частоты вращения. Из графиков следует, что в диапазоне частот вращения 0–100 мин$^{-1}$ отмечается 2–3 экстремальных значения. Представленные графики подтверждают наличие рациональной схемы поражения забоя, которая определяется частотой вращения инструмента. Минимальная скорость бурения (точки *2*, 2^{I}) получена при совпадении лунок разрушения с повторным нанесением ударов. Максимальная скорость бурения (точки *1*, 1^{I}, *3*, 3^{I}) получена при нанесении ударов по выступам, расположенным между лунками разрушения.

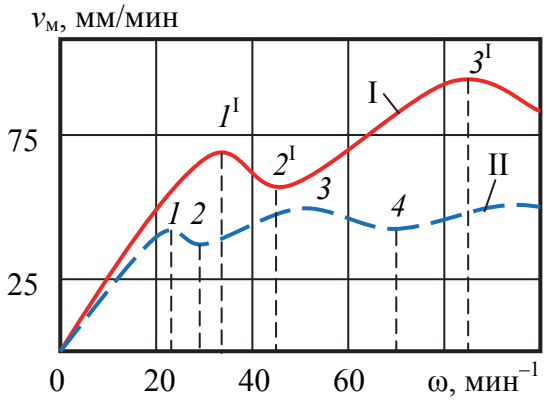


Рис. 2.40. Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения: I – известняк VII категории по буримости; II – кварцит X категории по буримости

Если породоразрушающие вставки располагаются на торце инструмента не по радиальной схеме, зависимость механической скорости бурения от частоты вращения будет иной, отличной от представленной на рис. 2.40. Поперечное расположение лезвий на торце, а также применение сферических породоразрушающих вставок привело к тому, что зависи-

мость механической скорости бурения от частоты вращения инструмента получила форму параболы с одним максимумом (рис. 2.41).

При этом характерно, что для менее твердых пород максимум частоты вращения, при которой достигнута наиболее высокая механическая скорость бурения, смещен в сторону больших значений (~ 50 мин$^{-1}$), а при бурении твердых и крепких пород максимальная скорость бурения получена при малых значениях частоты вращения (~ 30 мин$^{-1}$). На рис. 2.41 эта закономерность отмечена восходящей стрелкой через вершины максимальных значений графиков скорости бурения.

Зависимость скорости ударно-вращательного бурения от осевой нагрузки определяется тем, что с увеличением осевой нагрузки в начале рейса механическая скорость бурения возрастает, но в течение рейса снижается, и тем интенсивнее, чем выше осевая нагрузка (рис. 2.42). Эти данные показывают, что чрезмерные осевые нагрузки при ударно-вращательном бурении приводят к более интенсивному разрушению породоразрушающих вставок.

Зависимость скорости бурения от давления сжатого воздуха показывает практически прямо пропорциональный рост скорости бурения при повышении давления (рис. 2.43 и 2.44).

При этом повышение давления сжатого воздуха, например, при бурении бесклапанными пневмоударниками высокого давления фирмы Atlas Copco типа COP до значений 2–2,5 МПа, приводит к значительному росту механической скорости, предельные значения которых не установлены.

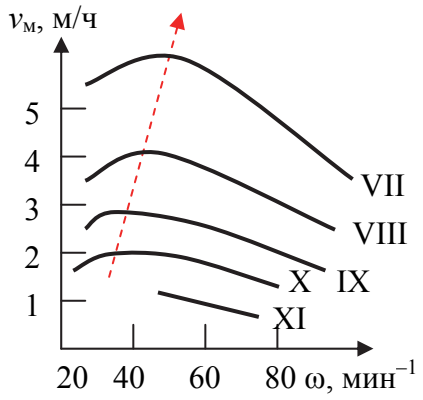


Рис. 2.41. Зависимость скорости бурения от частоты вращения снаряда в породах различной категории по буримости долотами с поперечно-радиальным расположением вставок на торце

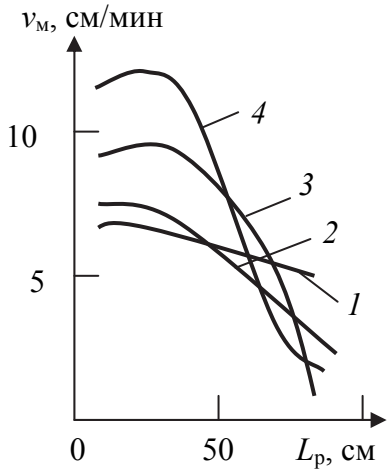


Рис. 2.42. Зависимость скорости бурения от длины рейса при частоте вращения снаряда 40 мин$^{-1}$ и различных осевых нагрузках: *1*, *2*, *3*, *4* – осевая нагрузка 5, 10, 15 и 20 кН соответственно

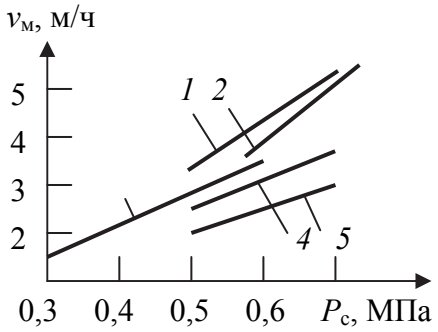


Рис. 2.43. Зависимость механической скорости бурения от давления воздуха в различных породах: *1* – VIII; *2* – IX; *3* – X; *4* – IX; *5* – X категорий по буримости

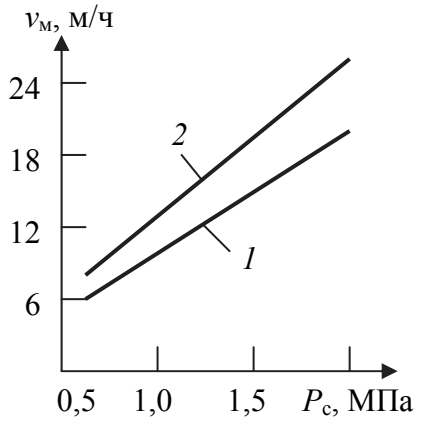


Рис. 2.44. Зависимость механической скорости бурения пневмоударниками высокого давления типа COP в известняке (*2*) и граните (*1*)

При этом более высокая скорость бурения достигается в более твердых гранитах, в сравнении с существенно менее твердым известняком (рис. 2.44).

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

Забойные ударные машины COP 32 работают при давлении воздуха 0,6–1,2 МПа с частотой 1 300–1 650 уд/мин и предназначены для бурения скважин диаметром 85–100 мм. Пневмоударники COP 42 работают при давлении 0,6–2,5 МПа с частотой 1 300–2 100 уд/мин и предназначены для бурения скважин диаметром 105–125 мм.

В настоящее время ударно-вращательное бурение пневмоударниками высокого давления является наиболее производительным из всех существующих механических способов бурения. Этот способ бурения становится все более популярным при выполнении геологоразведочных работ, что объясняется его более низкой стоимостью. В то же время шламовая проба не может по качеству быть сопоставима с керном, но сегодня техника бурения и техническое оснащение методов оценки пробы достаточно усовершенствованы и соответствуют требованиям геологической службы.

На сегодняшний день в таких станах, как США, ЮАР, Австралия в силу сложившихся тенденций значительную часть скважин бурят с опробованием, которое основывается на комбинированном варианте: до рудной зоны бурение ведется с обратной циркуляцией очистного агента с отбором шламовой пробы, а по рудной зоне производится отбор керна. Таким обра-

зом, бурение в режиме ударно-вращательного бурения получает все большее распространение при проведении геологоразведочных работ, появляются новые мощные забойные машины и инструменты, совершенствуются технология бурения и методика опробования по шламу.

С повышением глубины скважины вследствие повышения сопротивлений и снижения давления воздуха скорость бурения снижается. Например, при увеличении глубины скважины от 100 до 200 м скорость бурения снизилась на 35 %. Поэтому с глубиной снижается производительность бурения пневмоударниками, наблюдается намокание шлама и образование сальников, осложнены условия опробования вследствие влияния подземных вод.

При этом важно подчеркнуть, что эффективность пневмоударного бурения в слабообводненных породах снижается, если используется низкое давление воздуха в пределах 0,3–0,5 МПа. При бурении пневмоударниками высокого давления подобные проблемы могут возникнуть только при значительной (более 500 м) глубине скважин в связи со снижением давления подаваемого воздуха вследствие роста аэродинамических сопротивлений, что ведет к ухудшению выноса шлама, образованию сальников и осложнениям при подъеме инструмента.

Одним из средств борьбы с осложнениями в этих условиях является применение воздуха с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ).

В то же время известно, что при применении смеси воздуха и ПАВ наблюдается снижение механической скорости бурения из-за падения ударной мощности забойной машины. Например, при расходе ПАВ в пределах 5–6 л/мин с изменением концентрации в растворе от 0,5 до 4 % скорость бурения понижается незначительно (в пределах 10 %), а при повышении концентрации ПАВ до 5% и более ведет к снижению механической скорости на 25–35 %.

Других особенностей бурения с ПАВ, которые бы могли повлиять на выбор параметров режима бурения, практикой бурения не отмечено.

2.8. Разрушение горных пород при вибрационном бурении

При вибрационном бурении используются приостренные наконечники (грунтоносы), которые соединяются через бурильные трубы с вибратором.

Данный способ применяется для бурения преимущественно несвязных горных пород (пески). Углубление скважины происходит практически без разрушения горной породы за счет разуплотнения вследствие уменьшения сил трения между слабосвязанными частицами породы.

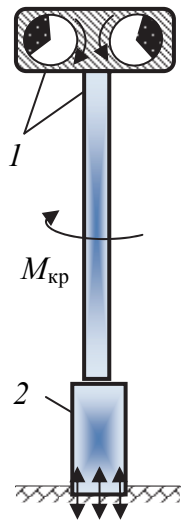


Рис. 2.45. Схема вибрационного бурения

Компания Sonic Samp Drill разработала технику бурения на основе ударного бурения и высокочастотных вибраций, позволяющую бурить самые прочные породы.

Применение вибрационной установки колонкового бурения (рис. 2.45) позволяет в 1,5–2 раза увеличить производительность по сравнению с традиционными видами бурения. В зависимости от модели буровой установки колонкового бурения вибрационная мощность импульса составляет до 350 кН. В основе системы Sonic заключены два эксцентрика *1*, которые приводятся в движение двумя высокоскоростными (12 000 мин$^{-1}$) гидромоторами. Эти гидромоторы генерируют высокочастотные (до 180 Гц) вибрации, которые непосредственно передаются на буровой башмак *2* и вызывают активное разупрочнение и разрушение горной породы.

2.9. Разрушение горных пород при ударном способе бурения

Ударный способ разрушения горных пород относится к наиболее древним. В настоящее время этот способ реализуется при проведении геологоразведочных работ как ударно-канатный и ударно-забивной способы. Ударно-канатный способ бурения чаще всего применяют при разведочных работах на россыпных месторождениях, а ударно-забивной – при бурении всухую рыхлых и мягких пород с целью получения качественной пробы.

Различают также ударно-штанговое бурение, которое вместе с ударно-канатным относится к ударно-поворотному способу бурения.

Породоразрушающие инструменты, применяемые при ударно-канатном бурении, имеют клиновидную форму рабочей торцевой поверхности (рис. 2.46). Основными элементами таких долот являются лезвие *1*, щеки *2*, корпус *3* и резьбовая головка *4* для присоединения к буровому снаряду.

Лезвие долота имеет следующие параметры:

- угол приострения α;
- длину, которая определяет диаметр скважины;
- форму, которая может быть плоской (рис. 2.46, *а*), вогнутой (рис. 2.46, *б*) или дугообразной (рис. 2.46, *в*).

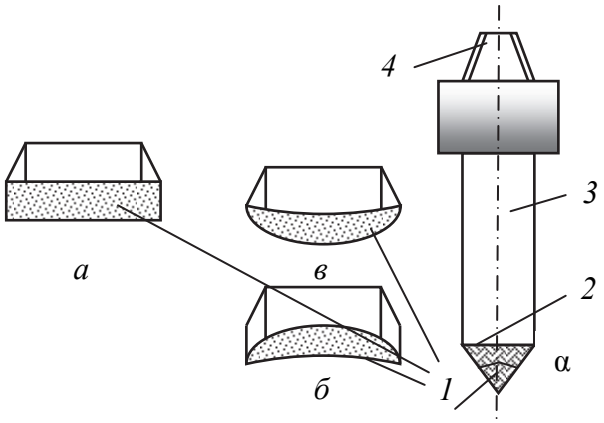


Рис. 2.46. Общий вид долота для ударного бурения

У долот может быть различным и количество лезвий: у плоских долот одно лезвие, крестовых – два пересекающихся лезвия, двутавровых – одно основное и два дополнительных по краям и др.

Усилия, разрушающие породу при ударном бурении, носят динамический характер, а разрушение происходит за счет дробления, смятия и скалывания породы.

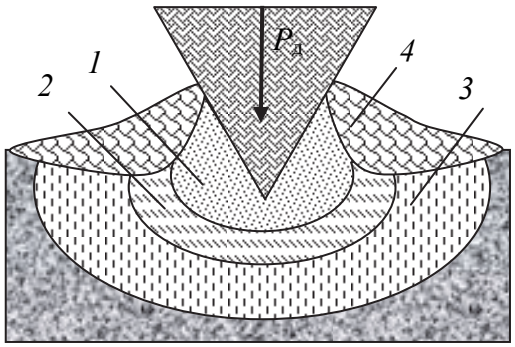


Рис. 2.47. Схема внедрения бурового инструмента в породу: *1* – зона дробления; *2* – зона разрушения; *3* – зона трещинообразования; *4* – зона скола

При внедрении лезвия долота в твердую хрупкую породу под его торцом порода дробится, а разрушенная порода вытесняется из-под торца долота. Разрушение породы определяется влиянием рада факторов, таких как сила удара $P_д$, количество ударов m, наносимых по забою, величиной угла поворота долота после каждого удара.

Внедрение бурового инструмента в породу сопровождается образованием четырех зон разрушения породы (рис. 2.47). Величина и соотношение этих зон зависят от свойств пород, определяющих их способность разрушаться под действием ударного импульса, формы лезвий долота и их числа, величины ударного импульса и др.

На рис. 2.48 приведены ориентировочные значения механической скорости бурения различными типами буровых инструментов в зависимости от категории горных пород по буримости.

Наиболее производительным из механических способов бурения скважин в твердых породах является процесс бурения забойными пневмоударниками при высоком значении давления подаваемого воздуха. Вращательное и вращательно-ударное бурение алмазным инструментом твердых пород значительно уступают по производительности пневмоударному бурению.

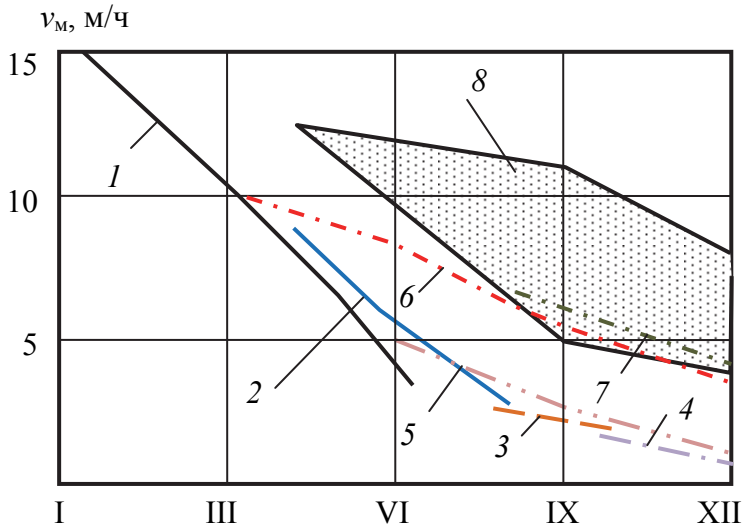


Рис. 2.48. Ориентировочные значения механической скорости бурения ($v_м$) различными типами буровых инструментов: *1* – твердосплавный резцовый; *2* – алмазный резцовый; *3* – алмазный однослойный; *4* – алмазный импрегнированный; *5* – вращательно-ударный способ бурения твердосплавным и алмазным инструментами; *6* – шарошечные долота; *7* – вращательно-ударный способ бурения шарошечными долотами; *8* – ударно-вращательное бурение пневмоударниками при различных значениях давления подаваемого воздуха

В то же время следует учитывать, что выбор способа бурения, типоразмера бурового инструмента зависит прежде всего от решаемой задачи, которая определена геологическим заданием на бурение скважины. С учетом этого обстоятельства альтернативы вращательному бурению твердосплавными резцовыми и алмазными коронкам различного типа в настоящее время в геологоразведочном производстве нет.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные физико-механические свойства горных пород, определяющие их буримость.

2. Какова методика определения категорий буримости горных пород по ОСТ 41-89–74.

3. Дайте определение твердости горных пород. Какова методика определения твердости горных пород?

4. Дайте определение абразивности горных пород. Какова методика определения абразивности горных пород?

5. Дайте определение энергоемкости разрушения горных пород при бурении.

6. Назовите основные параметры процесса бурения, влияющие на механическую скорость.

7. Назовите основные режимы разрушения горной породы в зависимости от величины удельного контактного давления на породу.

8. В чём сущность поверхностного и усталостного разрушения при бурении?

9. В чём сущность объемного разрушения горной породы при бурении?

10. Как зависит механическая скорость бурения от осевого усилия и частоты вращения бурового инструмента?

11. Назовите основные параметры буровых инструментов с резцами из твердого сплава.

12. Назовите основные параметры, определяющие механическую скорость бурения буровыми инструментами с резцами из твердого сплава.

13. В чём конструктивные особенности буровых инструментов с резцами из композиционных поликристаллических алмазов (PDC)?

14. Каковы существуют виды алмазного бурового инструмента?

15. Каковы конструктивные особенности и назначение однослойного алмазного бурового инструмента?

16. Каковы конструктивные особенности и назначение импрегнированного алмазного бурового инструмента?

17. В чём сущность явления заполирования алмазного бурового инструмента и каковы методы устранения данного осложнения?

18. Каково назначение алмазного бурового инструмента с различной твердостью матриц?

19. Каковы основные положения механики разрушения горной породы алмазными буровыми инструментами?

20. Каков механизм углубления скважины при бурении алмазными буровыми инструментами?

21. Каковы основные параметры режима бурения алмазными буровыми инструментами? В чём сущность управления параметрами режима бурения по показателю RPI.

22. Назовите основные конструкции буровых инструментов для бурения сплошным забоем.

23. Каковы основные положения механизма разрушения горных пород шарошечными долотами?

24. Дайте характеристику вращательно-ударному способу бурения.

25. Дайте характеристику ударно-вращательному способу бурения.

26. В чём сущность технологии бурения с опробованием по шламу (технология RC)?

27. Каковы механизм и назначение вибрационного бурения горных пород?

28. Каковы механизм и назначение ударно-канатного и ударно-забивного способов бурения?

3. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВОЙ ТЕХНИКЕ И ОБОРУДОВАНИИ

3.1. Анализ основных конструктивных схем буровых установок

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

В состав буровой установки входят следующие основные механизмы: буровой станок, буровой насос и (или) компрессор, привод станка и насоса – дизель-генераторная станция, буровая вышка или мачта, буровое здание, система приготовления и очистки промывочной жидкости, система энергообеспечения, освещения и отопления буровой установки, вспомогательное оборудование, например, труборазворот, лебедки для подъема съемного керноприемника, буровые ключи и трубы (колонковые и бурильные).

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

Буровые установки применяются для производства буровых работ различного назначения:

- инженерно-геологических изысканий;
- бурения разведочных и эксплуатационных скважин на воду;
- поискового и разведочного бурения на твердые полезные ископаемые;
- разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ;
- бурения скважин специального назначения с целью:
  - ❖ сооружения свайных фундаментов и укрепления грунтов под фундаментами, вдоль береговых линий и др.;
  - ❖ прокладки подземных коммуникаций и трубопроводов методами горизонтально-направленного бурения (ГНБ);
  - ❖ бурения геотехнологических скважин;
  - ❖ тепло- и энергообеспечения объектов, например, бурения скважин на месторождениях парогидротерм, аккумулирования тепловой энергии, создания скважинных возобновляемых источников энергии (СВИЭ).

Для бурения используются **самоходные** (на транспортной базе в виде колесного или гусеничного тягача) и **передвижные** буровые установки, перевозимые на прицепе или путем погрузки на тот или иной транспорт.

Диапазон глубин бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые очень широк и охватывает скважины глубиной от нескольких метров до нескольких тысяч метров. Нижний предел этого диапазона в настоящее время превосходит глубину 3 000 м. В 1977 г. Министерством геологии СССР введен в действие параметрический ряд буровых установок (СТ СЭВ 771–77 и СТ СЭВ 770–77), отличающихся значениями основных параметров – грузоподъемностью, глубиной бурения, мощностью привода.

Существующий параметрический ряд подразделяет все установки на восемь классов (табл. 3.1). В качестве главного параметра, на основании которого произведено разделение установок по классам, принята номинальная глубина скважин, в данном случае – заданная глубина бурения вертикальных скважин, которую должна обеспечивать данная установка при использовании основного бурового снаряда.

Таблица 3.1

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

Класс буровой установки	Номинальная глубина бурения, м	Номинальная грузоподъемность, даН	Максимальная грузоподъемность, даН	Номинальная мощность привода, кВт
1	25	125	200	3
2	100	630	1 000	11
3	300	2 000	3 200	15
4	500	3 200	5 000	22
5	800	5 000	8 000	30
6	1 200	8 000	12 500	45
7	2 000	12 500	20 000	55
8	3 000	20 000	32 000	75

Параметрический ряд буровых установок оснащен следующими агрегатами:

- ❖ буровые установки 1-го класса УКБ-1-12/25, буровой насос НБ-1;
- ❖ установка 2-го класса УКБ-2 (станки СКБ-2-50/100, БСК-100-2М, насос НБ-2);
- ❖ установка 3-го класса УКБ-3 (станок СКБ-3-200/300, насос НБ-3);
- ❖ установка 4-го класса УКБ-4 (станки СКБ-4-300/500 и СКБ-4110-300/500, насос НБ-3);
- ❖ установка 5-го класса УКБ-5 (станки СКБ-5-500/800, ЗИФ-650 М (СКТО-65), насос НБ-4);
- ❖ установка 6-го класса – станок ЗИФ-1200 МРК (СКТО-75) с насосом НБ-5;
- ❖ установка 7-го класса УКБ-7 (станок СКБ-7, насос НБ-5);
- ❖ установка 8-го класса УКБ-8.

В качестве основного снаряда для установок 3–8 класса был принят снаряд, включающий алмазный породоразрушающий инструмент диаметром 59 мм и стальную бурильную колонну диаметром 50 мм. Масса 1 м такого снаряда с учетом массы соединительных деталей для свечей длиной 18,6–9,5 м равна 5,5–6,9 кг.

Номинальные геолого-технические условия характеризуются бурением скважин в вертикальном направлении при отсутствии интенсивного искривления и сужения ствола, обвалов породы со стенок, поглощений промывочной жидкости.

Согласно СТ СЭВ 770–71 буровые установки 3–8 классов должны иметь максимальную грузоподъемность в 1,6 раза больше номинальной, а установки 1–2 классов – в 2 раза.

Регламентированные значения максимальной грузоподъемности выбраны с таким расчетом, чтобы они перекрывали все кратковременные динамические нагрузки и обеспечивали ликвидацию большей части осложнений, встречающихся в буровой практике.

На основе СТ СЭВ 770–71 разработан ряд установок типа УКБ, позволяющих бурить геологоразведочные скважины на высоких скоростях с применением всех основных видов породоразрушающего инструмента и прогрессивных буровых снарядов, в том числе снарядов со съемными керноприемниками и снарядов с гидроударными машинами.

Основными механизмами бурового станка являются:

- *вращатель* – механизм, который осуществляет передачу крутящего момента от привода через трансмиссию на ведущую штангу и породоразрушающий инструмент;
- *механизм подачи* и регулирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент в процессе углубки забоя скважины;
- *грузоподъемное устройство*, предназначенное для проведения спуско-подъемных операций;
- *устройство для регулирования частоты вращения* вращателя и грузоподъемного устройства;
- *аппаратура управления и контроля* процесса бурения.

Схема бурового станка определяется выбором типа вращателя.

Вращатели станков, предназначенные для разведочных работ на твердые полезные ископаемые, могут быть следующего типа:

- роторный (рис. 3.1);
- шпиндельный;
- подвижный;
- верхний привод – как вариант подвижного вращателя, предназначенный для бурения глубоких скважин.

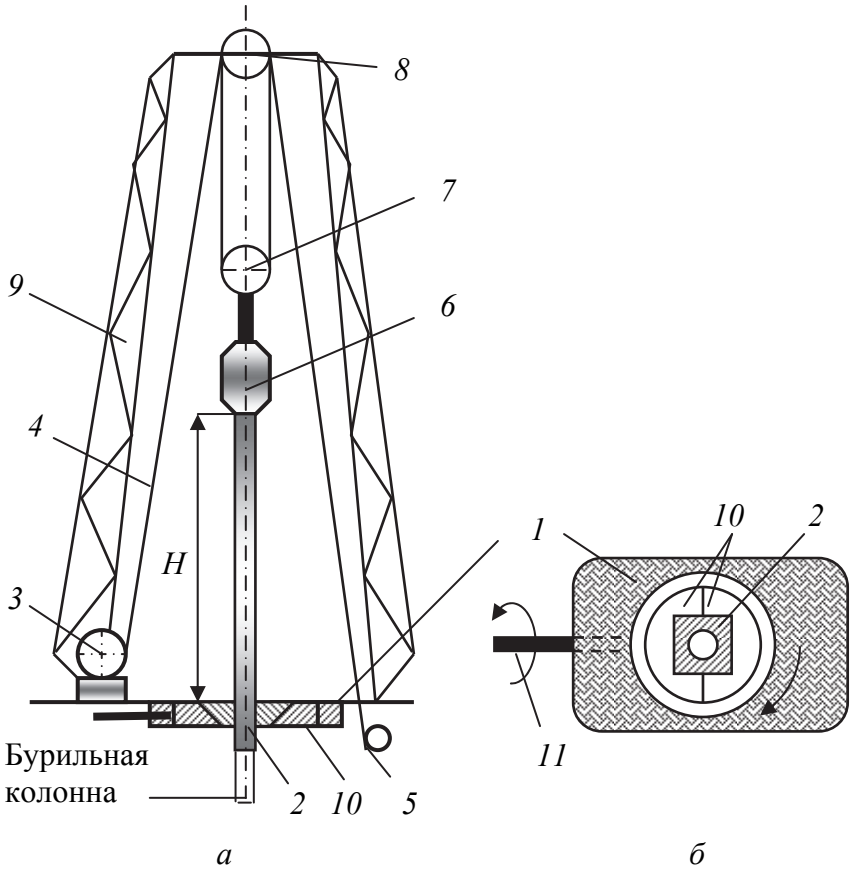


Рис. 3.1. Схема роторного вращателя: *а* – общий вид; *б* – вид сверху; *1* – ротор; *2* – ведущая труба; *3* – лебедка; *4* – талевый канат; *5* – неподвижный конец талевой системы; *6* – вертлюг; *7* – талевый блок; *8* – кронблок; *9* – буровая вышка; *10* – вкладыши ротора; *11* – вал привода ротора

Для *роторного* вращателя характерны следующие особенности:

- высокая грузоподъемность, что определяет использование такого типа вращателей при бурении глубоких и сверхглубоких скважин;
- непрерывный ход подачи H = 5–15 м (рис. 3.1);
- необходимость прерывать процесс углубки и циркуляции очистного агента при наращивании бурильной колонны.

Роторный вращатель представляет собой ротор с приводом вращения *11*, с крышкой (неподвижная поверхность) и столом ротора (вращающаяся часть). От вращающейся части ротора вращение передается ведущей трубе *2*, которая имеет в поперечном сечении форму квадрата. Вращение передается благодаря съемным вкладышам *10*, которые фиксируются в роторе и образуют внутреннее фасонное отверстие в виде квадрата, по своим размерам соответствующее поперечному сечению ведущей трубы *2*. Таким образом, ведущая труба *2* может перемещаться в роторе *1* и одновременно вращаться, передавая крутящий момент бурильной ко-

лонне. Ход подачи роторного вращателя определяется длиной ведущей трубы – *H* (рис. 3.1).

Перемещение ведущей трубы осуществляется талевой системой буровой установки, смонтированной на буровой вышке *9*. Талевая система буровой установки включает лебедку *3* и талевый канат *4*. На лебедке *3* закреплены подвижный конец талевого каната *4*, кронблок *8*, талевый блок *7* и неподвижный конец талевого каната *5*. В зависимости от направления вращения лебедки *3* происходит наматывание талевого каната на лебедку *3* или его разматывание, что обеспечивает перемещение талевого блока *7* с вертлюгом *6* и ведущей трубой *2* в пределах длины ведущей трубы.

Для выполнения подъема или наращивания бурильной колонны из ротора *1* вынимают вкладыши *10*, верхний конец бурильной колонны фиксируют в роторе клиновыми захватами, ведущую трубу *2* отсоединяют и убирают в специальное место – шурф. После этого, если требуется, наращивают колонну, соединяя очередную трубу с верхним ее концом, или, если следует поднимать колонну, ее захватывают элеватором и извлекают с помощью лебедки и талевой системы буровой установки, разбирая на свечи.

Шпиндельный вращатель характеризуется:

- ограниченной грузоподъемностью (предельная глубина скважин составляет 1 500–2 000 м при диаметре инструмента, как правило, не более 59 мм);
- малым ходом подачи *H* (рис. 3.2) при углублении не более 0,5 м;
- необходимостью прерывать процесс углубления при перекреплении клиновых захватов вращателя в конце хода подачи при углублении скважины и наращивании бурильной колонны.

Функциональные возможности бурового станка во многом зависят от механизма подачи. В станках шпиндельного типа (ЗИФ-650 и 1200, СКБ – 3, 4, 5 и 7) используется гидравлический механизм подачи, который из-за конструктивных особенностей шпиндельного вращателя имеет малый ограниченный ход. На рис. 3.2, где *1* – ведущая труба; *2* – верхний гидропатрон; *3* – нижний гидропатрон; *4* – штоки гидроцилиндра с поршнями; *5* – гидроцилиндры, показаны два этапа работы механизма подачи станка шпиндельного типа.

Ход подачи *H* определяется положением верхнего гидропатрона *2* (рис. 3.2, *а*), когда плашками гидропатрона зажимается ведущая труба *1* и посредством подачи масла в верхние полости гидроцилиндра и давления на верхние плоскости поршней *5*, создается усилие подачи.

При подаче ведущей трубы *1* вниз осуществляется бурение на интервале перемещения верхнего гидропатрона *2* в пределах расстояния *h*, которое составляет 0,4–0,5 м. После этого бурение останавливается и производится операция перекрепления (рис. 3.2, *б*), при которой ведущую штангу *1*

захватывают плашки нижнего гидропатрона *3*, плашки верхнего гидропатрона *2* раскрепляются и он перемещается в верхнюю точку для захвата ведущей штанги *1* и повторения операции углубки. В станках СКБ операция перекрепления автоматизирована и занимает 20–30 с. В станках типа ЗИФ перекрепление выполняется вручную.

На интервале углубки скважины, равной длине бурильной трубы (4 м), потери производительного времени на перекрепление могут составлять 3–5 мин. Остановки углубки, которые производят при перекреплении, отрицательно влияют на такие показатели бурения, как качество керна и ресурс бурового инструмента.

В ПГО «Сосновгеология» провели модернизацию станка ЗИФ-650М путем удлинения штоков гидроцилиндров механизма подачи, что позволило увеличить ход подачи инструмента до 80–90 см. Разработанный станок не показал должной работоспособности в основном из-за ненадежной работы механизма подачи. Кроме того, увеличенный размер механизма подачи привел к разбалансировке бурового станка, к потере его устойчивости и росту вибрации при бурении.

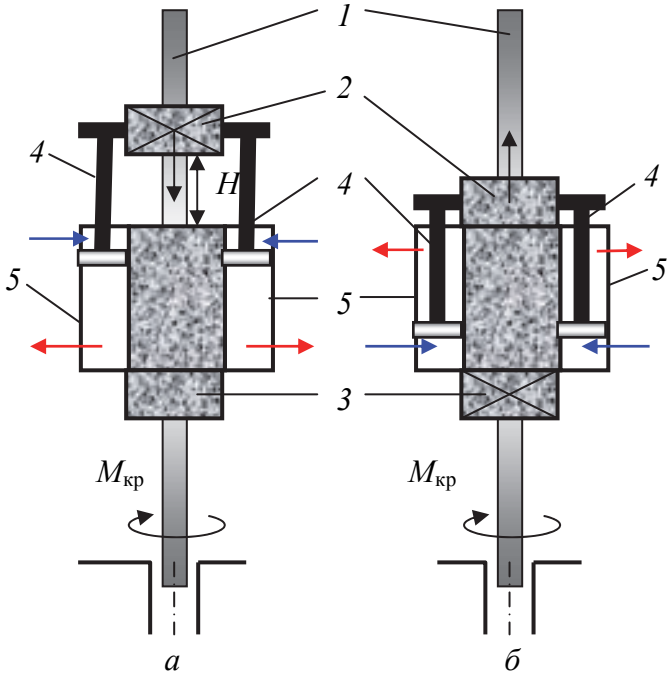


Рис. 3.2. Схемы механизмов подачи станков шпиндельного типа: *а* – подача снаряда вниз (углубление); *б* – перекрепление шпинделя (бурение остановлено)

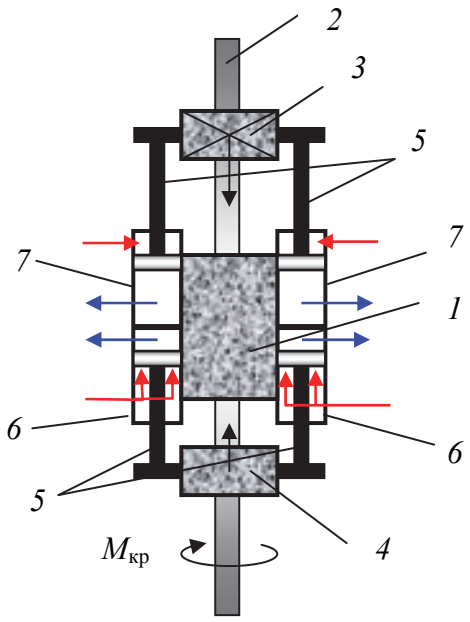


Рис. 3.3. Механизм станка шпиндельного типа «Тандем»: *1* – вращатель; *2* – ведущая труба; *3* – верхний гидропатрон; *4* – нижний гидропатрон; *5* – штоки гидроцилиндров с поршнями; нижние (*6*) и верхние (*7*) гидроцилиндры

Позже изобретатели объединения создали разработку под названием «Тандем», которая позволяла на станках шпиндельного типа увеличить ход подачи в несколько раз за счет новой системы последовательного перехвата подвижными клиновыми захватами и сдвоенных гидроцилиндров, обеспечивающей при ограниченных размерах шпинделя практически безостановочную подачу инструмента или его подъем (рис. 3.3).

Механизм подачи «Тандем» работает следующим образом. Подачу ведущей трубы *2*, которая вращается через механизм вращателя *1*, могут осуществлять как верхний, так и нижний гидропатроны *3* и *4*. На схеме рис. 3.3 показано, что ведущая труба *2* зафиксирована верхним гидропатроном *3* и перемещается вниз. Стрелками определены направления перемещения масла из сдвоенных гидроцилиндров станка. В это время нижний гидропатрон *4*, не имеющий сцепления с ведущей трубой *2*, перемещается вверх, на исходную позицию.

Как только верхний гидроцилиндр *3* вместе с ведущей трубой *2* подойдет к нижней точке интервала движения, нижний гидропатрон *4* захватит ведущую трубу *2* и продолжит подачу инструмента вниз, тогда как верхний гидропатрон отсоединится от ведущей трубы *2* и станет подниматься вверх, в крайнюю точку, где будет произведен захват трубы *2* в тот момент, когда нижний гидропатрон *4* окажется в самой нижней точке перемещения. После этого цикл углубки повторится путем последовательного перехвата ведущей трубы *2*.

Таким образом, система «Тандем» способна осуществлять непрерывную, в пределах длины ведущей трубы *2*, подачу инструмента. В лучшем случае интервал непрерывной подачи должен быть равен длине стандартной бурильной трубы для осуществления наращивания при минимальных издержках времени.

Подвижный вращатель характеризуется (рис. 3.4):

- грузоподъемностью, близкой к грузоподъемности шпиндельного вращателя;
- ходом подачи *H* при углубке 2–4 м;
- необходимостью прерывать процесс углубки и циркуляции очистного агента при наращивании бурильной колонны.

Подвижный вращатель (рис. 3.4) может иметь достаточно значительный ход подачи *H*, перемещаться в пределах хода подачи посредством цепной передачи или гидроцилиндром подачи. Привод вращателя может быть в виде двигателя внутреннего сгорания (станок УКБ-12/25) или гидродвигателя. Для проведения спуско-подъемных операций вращатель может отодвигаться (поворачиваться на шарнирах) от скважины в сторону или иметь достаточных размеров проходное отверстие, через которое производится подъем снаряда.

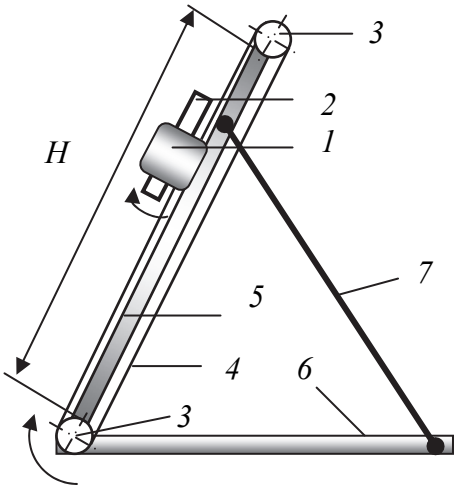


Рис. 3.4. Схема подвижного вращателя: *1* – вращатель; *2* – привод вращателя (гидродвигатель); *3* – звездочки цепной передачи; *4* – цепь; *5* – податчик; *6* – основание; *7* – подкос

Рис. 3.5. Верхний привод буровой установки глубокого бурения

Верхний привод – вариант подвижного вращателя, который предназначен для бурения глубоких скважин взамен роторного вращателя, как более эффективный и производительный (рис. 3.5). Ход подачи у такого вращателя не отличается от хода подачи роторного, но сам вращатель стал более функциональным. При создании вращателя с верхним приводом реализована схема, объединяющая роторный вращатель с подвижным: при схеме, реализующей роторный вращатель, вращатель взамен ротора размещен под вертлюгом и перемещается вдоль вертикальной направляющей балки (рис. 3.4). В этом случае, поскольку вращатель расположен соосно со скважиной, грузоподъемность буровых установок осталась высокой, равной грузоподъемности буровых установок с роторным вращателем.

Трансмиссия современных буровых установок, ее нагруженность элементами, сложность узлов и деталей определяются типом вращателя бурового станка и степенью гидрофицированности установки. Компоновка узлов станков со шпиндельным вращателем показана на рис. 3.6.

Механическая трансмиссия включает привод – электродвигатель *1* или дизель, сцепление *2*, предназначенное для включения привода *1*; коробку передач *3*, для регулирования частоты вращения основного вала трансмиссии; лебедку *4*, для проведения спуско-подъемных операций; раздаточную коробку *5*, позволяющую передавать вращение и изменять направление вращения лебедки *4* или вращателя 6 станка. Все основные узлы трансмиссии смонтированы на станине *8*.

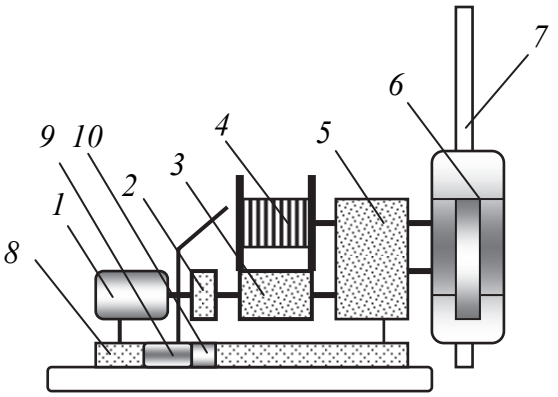


Рис. 3.6. Компоновка узлов станка со шпиндельным вращателем: *1* – электродвигатель; *2* – сцепление; *3* – коробка передач; *4* – лебедка; *5* – раздаточная коробка; *6* – вращатель; *7* – ведущая труба; *8* – станина; *9* – электродвигатель; *10* – маслонасос

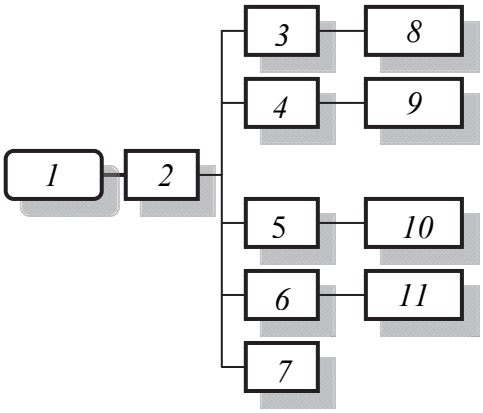


Рис. 3.7. Гидравлическая структурная схема гидрофицированного бурового станка с подвижным вращателем: *1* – электродвигатель; *2* – маслонасос; *3* – *6* – гидродвигатели; *7* – гидроцилиндр перемещения; *8* – вращатель; *9* – насос буровой; *10* – лебедка; *11* – лебедка ССК

Гидравлическая линия управления станком включает привод маслонасоса *10* – электродвигатель, маслобак, а также систему перемещения станка к скважине и обратно в виде гидроцилиндра, установленного под станком, гидравлическую систему механизма подачи в виде двух гидроцилиндров, а также систему фиксации ведущей трубы *7* в виде гидропатронов.

Из схемы на рис. 3.6 следует, что станки шпиндельного типа имеют более развитую механическую трансмиссию в сравнении с гидравлической системой, что приводит к повышению веса и размеров станка, снижает его надежность, управляемость и уровень механизации операций.

Для станков с подвижным вращателем механическая трансмиссия ограничивается наличием вращателя – редуктора и средств фиксации ведущей трубы. Все остальные элементы установки, как правило, гидрофицированы. Основные линии гидравлической схемы станка с подвижным вращателем показаны на рис. 3.7. Для некоторых станков, рассчитанных на бурение скважин глубиной 200–300 м, может отсутствовать основная лебедка *10*. Если в станке для перемещения вращателя применяют цепную передачу, то будет отсутствовать гидроцилиндр перемещения вращателя *7*.

Гидравлический привод основных узлов установки позволяет обеспечить бесступенчатое регулирование частоты вращения основных узлов установки и автоматизировать процесс управления бурением.

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

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

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

Станки с подвижными вращателями оснащены гидродвигателями, которые могут быть максимально приближены к бурильной колонне, обладают минимальной трансмиссией и отличаются универсальностью.

Тип вращателя значительно влияет на затраты времени на вспомогательные операции – перекрепление механизма подачи, наращивание, спуск-подъем колонны, расхаживание колонны, дохождение до забоя. Эти операции составляют существенную долю в балансе затрат времени на бурение и особенно повышаются при росте производительности бурового процесса, поскольку время на собственно углубление скважины снижается, а затраты времени на вспомогательные операции практически не изменяются.

Таким образом, предварительный анализ показывает, что в современном бурении при разведке рудных месторождений более эффективны буровые станки с подвижными вращателями. В ведущих буровых фирмах буровые станки с подвижными вращателями заменили станки со шпиндельными вращателями в 70–80-е годы прошлого столетия. К этому времени буровые станки со шпиндельными вращателями уже серьезно сдерживали рост производительности бурения геологоразведочных скважин.

В 80-е годы прошедшего века, когда производительность буровых бригад ведущих организаций Мингео СССР достигла предельного значения в формате возможностей отечественной буровой техники, оснащенной станками шпиндельными типа ЗИФ и СКБ (средняя производительность

шарошечно-алмазного бурения составляла 1 000–1 500 м на станок в месяц по породам VIII–X категории по буримости; рекордные значения производительности для бригад Монгольской экспедиции № 33 составляли более 3 000 м на станок в месяц), были отмечены разработки для повышения возможностей морально устаревшей техники. Так, в объединении «Кировгеология» разработали системы плавнорегулируемого привода. При этом рост производительности при алмазном бурении составлял до 20–40 %, при бурении пневмоударниками – 40–60 %.

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

3.2. Системы регулирования и управления частотой вращения бурового инструмента

Варианты реализации систем управления частотой вращения бурового инструмента:

- системы ступенчатого регулирования;
- системы бесступенчатого (плавного) регулирования.

Ступенчатое регулирование связано с использованием трансмиссии с коробкой передач, редукторов вращения и не может рассматриваться как вариант реализации возможностей управления процессом бурения, поскольку в этом случае поиск оптимальных условий бурения, а также процессы спуско-подъемных операций (СПО) автоматизировать очень сложно.

Бесступенчатое (плавное) регулирование может быть реализовано в следующих случаях:

- при наличии генератора-двигателя постоянного тока (СКБ-8);
- с применением тиристорного электропривода (СКБ-4110, СКБ-7, СКБ-5 и ЗИФ-650 с РЭП-5);
- при оснащении станка гидрофицированным приводом (БА-РБК-4, Diamec U-6, Diamec U-8).

Преимущества *тиристорных электроприводов* заключаются:

- в меньшей массе, габаритах и занимаемой площади;
- более высоком КПД;
- быстродействии;
- практическом отсутствии движущихся частей, что приводит к уменьшению вероятности поломок и простоев;
- большей глубине регулирования частоты вращения.

В регулируемом тиристорном электроприводе важнейшим устройством является *тиристорный преобразователь*, с помощью которого

неизменное по величине и частоте переменное напряжение преобразуется в регулируемое напряжение постоянного тока. Тиристорный преобразователь состоит из тиристоров, выпрямляющих переменное напряжение в постоянное, системы импульсно-фазового управления тиристорами, с помощью которой управляют величиной выпрямленного напряжения, и ряда вспомогательных устройств защиты, сигнализации, охлаждения и др.

Тиристор – полупроводниковый прибор для преобразования переменного тока в ток постоянный. Для получения преобразователя собирается мост управления, состоящий из шести тиристоров, который позволяет переменный ток напряжением 380 В преобразовывать в постоянный напряжением 460 В.

Тиристорный преобразователь представляет собой дискретную, полууправляемую нелинейную систему.

*Дискретный х*арактер тиристорного преобразователя проявляется в том, что на тиристоры подаются импульсы управления, интервал между которыми определяется силовой схемой преобразователя и скоростью изменения угла управления.

Полууправляемость тиристорного преобразователя заключается в том, что открывание тиристора происходит в моменты подачи импульсов управления, а запирание – в моменты, когда ток, проходящий через тиристор, практически станет равным нулю.

Нелинейность тиристорного преобразователя проявляется в том, что передаточная нелинейная функция преобразователя зависит от режима протекания тока – прерывистого или непрерывного.

Для того чтобы статические характеристики преобразователя были идентичными для непрерывного или гранично-непрерывного и прерывистого режимов работы, преобразователь переводится в адаптивный режим, т. е. автоматически перестраивает свою структуру, когда приложенный момент сопротивления на валу двигателя соответствует прерывистому току. Сущность перестройки структуры заключается в следующем. При моменте сопротивления, соответствующем непрерывному или гранично-непрерывному току, в преобразователе включена требуемая выпрямительная группа. При моменте сопротивления, соответствующем прерывистому току, преобразователь автоматически переводится в ключевой режим работы, а выпрямительные группы начинают переключаться попеременно с одной на другую.

Среднее значение выпрямительного тока, формируемого обеими группами, равно статическому току, соответствующему моменту сопротивления на валу двигателя. Выпрямительные группы переключаются с некоторой временной паузой, обеспечивающей безопасность переключения.

Применение тиристорных приводов связано с усложнением электрооборудования и некоторыми трудностями их эксплуатации в начальном

периоде освоения, ухудшением качественных показателей электрической энергии питающей сети.

Известны два типа тиристорных преобразователей: ТПР – реверсивный и ТП – нереверсивный (станок СКБ-7). Привод лебедки и вращателя является реверсивным, привод бурового насоса – нереверсивным. Для привода лебедки и вращателя используют двигатель постоянного тока с независимым возбуждением типа Д-812, а привод насоса – двигатель постоянного тока с независимым возбуждением типа П-82. Одно из основных отличий указанных электроприводов переменного тока – это возможность регулирования частоты вращения снаряда и плавного изменения расхода промывочной жидкости.

В приводе лебедки использована система автоматического выбора максимально допустимой скорости подъема или спуска колонны труб в зависимости от нагрузки на крюке и ручной регулировки скорости в широких пределах. Удобство и простота управления, плавность регулирования частоты вращения инструмента и расхода промывочной жидкости, автоматический выбор скорости подъема и спуска колонны бурильных труб, возможность получения необходимого режима бурения – все это повышает производительность буровых работ.

Применение систем автоматического управления и регулирования позволило осуществить управление и ввести различные ограничения, наложенные на параметры системы, с целью защиты механического оборудования от различных динамических и статических перегрузок.

Осуществляются *ограничения*:

- частоты вращения двигателя по условиям механической прочности;
- тока и момента, развиваемого двигателем;
- ускорения привода лебедки и вращателя при разгоне и торможении с целью уменьшения динамических нагрузок на мачту, тросы, бурильные трубы.

В регулируемом приводе момент вращения ограничивается независимо от частоты вращения, что помогает избежать нежелательных перегрузок. В то же время в аварийных ситуациях система управления оставляет возможность бурильщику увеличить вращающий момент.

Система управления регулируемым приводом дает возможность плавно разгонять двигатель и тем самым увеличивать применяемый диапазон частоты вращения при бурении.

Буровые агрегаты пятого класса с комплектами регулируемых электроприводов РЭП-5 (табл. 3.2) комплектуются станками СКБ-5 или ЗИФ-650М, в конструкцию которых вносятся нопределенные изменения. Перечисленные станки предназначены для бурения скважин до глубины 800 м в породах IX и X категорий по буримости.

Таблица 3.2

Техническая характеристика РЭП-5

Параметры	СКБ-5	ЗИФ-650М
Напряжение питающей сети, В	380	380
Частота питающей сети, Гц	50	50
Регулирование напряжения в якорной цепи, В	0–460	0–460
Ток в якорной цепи, А, при разных режимах:		
S_1 – бурение	92	38
S_2 – СПО (ПВ = 40 %)	138	
S_2 – бурение (ПВ = 40 %)		57
Номинальное напряжение возбуждения, В	220	220
Регулирование тока возбуждения во второй зоне, А	3,93–0,8	2,2–0,8
Максимально допустимая потребляемая мощность, кВ А	115	46
Токовая отсечка, А	200	76
Частота вращения вала двигателя, мин$^{-1}$:		
номинальная	565	695
максимальная рабочая	1 412	1 220
Номинальная выходная мощность двигателя, кВт:		
S_1 – бурение	37	15
S_2 – СПО (ПВ = 40 %)	55	22,5
Рабочий диапазон регулирования скорости вращения вала двигателя, мин$^{-1}$	14–1 412	12–1 220
Точность поддержания скорости вращения в рабочем диапазоне регулирования, %	6	6
Габаритные размеры, мм:		
шкаф управления	1 200×460×1 800	1 200×460×1 800
пульт управления	1 000×460×840	1 000×460×840
шкаф токоограничивающих реакторов	650×550×1 150	1 000×460×840
Масса, кг:		
шкаф управления	355	
пульт управления	55	
шкаф токоограничивающих реакторов	110	

Для буровых агрегатов в комплекте с РЭП-5 характерны, в отличие от серийных, повышенная частота вращения шпинделя (до 1 500 мин$^{-1}$), а также плавное их регулирование на электроприводах станка и промывочного насоса.

В состав аппаратуры комплекта РЭП-5 входят: шкаф управления, пульт управления, шкаф токоограничивающих реакторов. Принципиальная схема комплекта обеспечивает возможность подключения к шкафу управления электрооборудованием буровой установки (маслонасос, труборазворот, освещение). На пульте управления расположены органы управления электропривода станка и насоса, световая сигнализация, контрольно-измерительная аппаратура и регистрирующие приборы. Система управле-

ния каждого электропривода осуществляет двухзонное регулирование частоты вращения вала электродвигателя.

Схемное решение РЭП-5 обеспечивает *два режима работы* двигателя:

- S_1 – длительный режим с номинальным отбором мощности от приводного двигателя;
- S_2 – кратковременный режим, когда формируется специальная экскаваторная характеристика электропривода, позволяющая отбирать от приводного двигателя мощность в 1,5 раза выше номинальной. Тем самым обеспечиваются характеристики лебедки бурового станка по грузоподъемности, характеристики бурового насоса при ликвидации аварий в буровых скважинах (S_2) и параметры форсированных технологий (S_1).

В электроприводе бурового станка предусмотрено аварийное торможение двигателя при переподъеме талевого блока и для экстренных остановок при аварийных ситуациях в скважине. Аварийное торможение двигателя происходит в течение 1–3 с.

Подобная схема управления станком реализована также на станке СКБ-4110, имеющем привод от электродвигателя постоянного тока и тиристорные преобразователи переменного тока в постоянный, что позволяет реализовать бесступенчатое регулирование частоты вращения шпиндельного вращателя и лебедки. Ход подачи вращателя 400 мм, частота вращения плавно регулируется в пределах 0–600 и 600–1 600 мин$^{-1}$.

3.3. Гидропривод

Станки шпиндельного типа имеют более развитую механическую трансмиссию в сравнении с гидравлической системой, что приводит к повышению веса и размеров станка, снижает его надежность, управляемость и уровень механизации операций.

Для станков с подвижным вращателем механическая трансмиссия ограничивается наличием вращателя – редуктора и средств фиксации ведущей трубы. Все остальные элементы установки, как правило, гидрофицированы. Для некоторых станков, рассчитанных на бурение скважин глубиной 200–300 м, может отсутствовать основная лебедка. Если в станке для перемещения вращателя применяют цепную передачу, то будет отсутствовать гидроцилиндр перемещения вращателя.

Гидравлический привод основных узлов установки позволяет обеспечить бесступенчатое регулирование частоты вращения основных узлов установки и автоматизировать процесс управления бурением.

Гидроприводом называется совокупность устройств, предназначенных для приведения в движение механизмов и машин посредством рабо-

чей жидкости, находящейся под давлением, с одновременным выполнением функций регулирования и реверсирования скорости движения выходного звена гидродвигателя.

Структурная схема гидропривода

Гидроприводы могут быть гидродинамическими и объемными.

В *гидродинамических* приводах используется в основном кинетическая энергия потока жидкости, *объемных* гидроприводах – потенциальная энергия давления рабочей жидкости. Объемный гидропривод состоит из гидропередачи, устройств управления, вспомогательных устройств и гидролиний. *Объемная гидропередача*, являющаяся силовой частью гидропривода, состоит из *объемного насоса* (преобразователя механической энергии приводящего двигателя в энергию потока рабочей жидкости) и *объемного гидродвигателя* (преобразователя энергии потока рабочей жидкости в механическую энергию выходного звена). В состав некоторых объемных гидропередач входит *гидроаккумулятор* (гидроемкости, предназначенные для аккумулирования энергии рабочей жидкости, находящейся под давлением, с целью последующего ее использования для приведения в работу гидродвигателя). Кроме того, в состав гидропередач могут входить также *гидропреобразователи* – объемные гидромашины для преобразования энергии потока рабочей жидкости с одними значениями давления P и расхода Q в энергию другого потока с другими значениями P и Q.

Устройства управления предназначены для управления потоком или другими устройствами гидропривода. При этом под управлением потоком понимается изменение или поддержание на определенном уровне давления и расхода в гидросистеме, а также изменение направления движения потока рабочей жидкости.

К устройствам управления относятся:

- гидрораспределители, служащие для изменения направления движения потока рабочей жидкости, обеспечения требуемой последовательности включения в работу гидродвигателей, реверсирования движения их выходных звеньев и т. д.;
- регуляторы давления (предохранительный, редукционный, переливной и другие клапаны), предназначенные для регулирования давления рабочей жидкости в гидросистеме;
- регуляторы расхода (делители и сумматоры потоков, дроссели и регуляторы потока, направляющие клапаны), с помощью которых управляют потоком рабочей жидкости;
- гидравлические усилители, необходимые для управления работой насосов, гидродвигателей или других устройств управления посредством рабочей жидкости и с одновременным усилением мощности сигнала управления.

Вспомогательные устройства обеспечивают надежную работу всех элементов гидропривода. К ним относятся: кондиционеры рабочей жидкости (фильтры, теплообменные аппараты и др.); уплотнители, обеспечивающие герметизацию гидросистемы; гидравлические реле давления; гидроемкости (гидробаки и гидроаккумуляторы рабочей жидкости) и др.

Состав вспомогательных устройств устанавливают исходя из назначения гидропривода и условий, в которых он эксплуатируется.

Гидролинии (трубы, рукава высокого давления, каналы и соединения) предназначены для прохождения рабочей жидкости по ним в процессе работы объемного гидропривода. В зависимости от своего назначения гидролинии, входящие в общую гидросистему, подразделяются на всасывающие, напорные, сливные, дренажные и гидролинии управления.

Классификация и принцип работы гидроприводов

В зависимости от конструкции и типа входящих в состав гидропередачи элементов объемные гидроприводы можно классифицировать по нескольким признакам.

1. По характеру движения выходного звена гидродвигателя:

- гидропривод вращательного движения (рис. 3.8, *а*), когда в качестве гидродвигателя применяется гидромотор, у которого ведомое звено (вал или корпус) совершает неограниченное вращательное движение;
- гидропривод поступательного движения (рис. 3.8, *б*, *в*), у которого в качестве гидродвигателя применяется гидроцилиндр – двигатель с возвратно-поступательным движением ведомого звена (штока поршня, плунжера или корпуса);
- гидропривод поворотного движения (рис. 3.8, *г*), когда в качестве гидродвигателя применен поворотный гидроцилиндр, у которого ведомое звено (вал или корпус) совершает возвратно-поворотное движение на угол, меньший 360º.

2. По возможности регулирования:

- регулируемый гидропривод, в котором в процессе его эксплуатации скорость выходного звена гидродвигателя можно изменять по требуемому закону. В свою очередь регулирование может быть дроссельным (рис. 3.8, *б*, *г*), объемным (рис. 3.8, *а*), объемно-дроссельным или изменением скорости двигателя, приводящего в работу насос. Регулирование бывает ручным или автоматическим. В зависимости от задач регулирования гидропривод может быть стабилизированным, программным или следящим.

3. По схеме циркуляции рабочей жидкости:

- гидропривод с замкнутой схемой циркуляции (рис. 3.8, *а*), в котором рабочая жидкость от гидродвигателя возвращается во всасывающую гидролинию насоса. Гидропривод с замкнутой циркуляцией рабочей жидкости

компактен, имеет небольшую массу и допускает большую частоту вращения ротора насоса без опасности возникновения кавитации, поскольку в такой системе во всасывающей линии давление всегда превышает атмосферное. К недостаткам следует отнести плохие условия для охлаждения рабочей жидкости, а также необходимость спускать из гидросистемы рабочую жидкость при замене или ремонте гидроаппаратуры;

- гидропривод с разомкнутой системой циркуляции (рис. 3.8, *б*, *в*, *г*), в котором рабочая жидкость постоянно сообщается с гидробаком или атмосферой. Достоинство такой схемы – хорошие условия для охлаждения и очистки рабочей жидкости. Однако такие гидроприводы громоздки и имеют большую массу, а частота вращения ротора насоса ограничивается допускаемыми (исходя из условий бескавитационной работы насоса) скоростями движения рабочей жидкости во всасывающем трубопроводе.

4. По источнику подачи рабочей жидкости:

- насосные гидроприводы, в которых рабочая жидкость подается в гидродвигатели насосами, входящими в состав этих гидроприводов;
- аккумуляторные гидроприводы, в которых рабочая жидкость подается в гидродвигатели из гидроаккумуляторов, предварительно заряженных от внешних источников, не входящих в состав данных гидроприводов;
- магистральные гидроприводы, в которых рабочая жидкость подается к гидродвигателям от специальной магистрали, не входящей в состав приводов.

5. По типу приводящего двигателя гидроприводы могут быть с электроприводом, приводом от ДВС, турбин и т. д.

Принцип работы объемного гидропривода основан на законе Паскаля, согласно которому всякое изменение давления в какой-либо точке покоящейся жидкости, не нарушающее ее равновесия, передается в остальные ее точки без изменения.

Насосом *1* рабочая жидкость подается в напорную гидролинию *3* и далее через распределитель *5* к гидродвигателю *2*. При одном положении гидрораспределителя совершается рабочий ход гидродвигателя, а при другом положении – холостой. Из гидродвигателя жидкость через распределитель поступает в сливную гидролинию и далее или в гидробак *9*, или во всасывающую гидролинию насоса (в гидроприводах с замкнутой схемой циркуляции рабочей жидкости) (рис. 3.8, *а*). В резервуаре жидкость охлаждается и снова поступает в гидросистему. Надежная работа гидропривода возможна только при соответствующей очистке рабочей жидкости фильтрами *8*.

Регулирование скорости движения выходного звена гидродвигателя может быть дроссельным или объемным. При дроссельном регулировании в гидросистеме устанавливаются нерегулируемые насосы, а изменение скорости движения выходного звена достигается изменением расхода ра-

бочей жидкости через дроссель *б*. При объемном регулировании скорость движения выходного звена гидродвигателя изменяется подачей регулируемого насоса либо за счет применения регулируемого гидромотора.

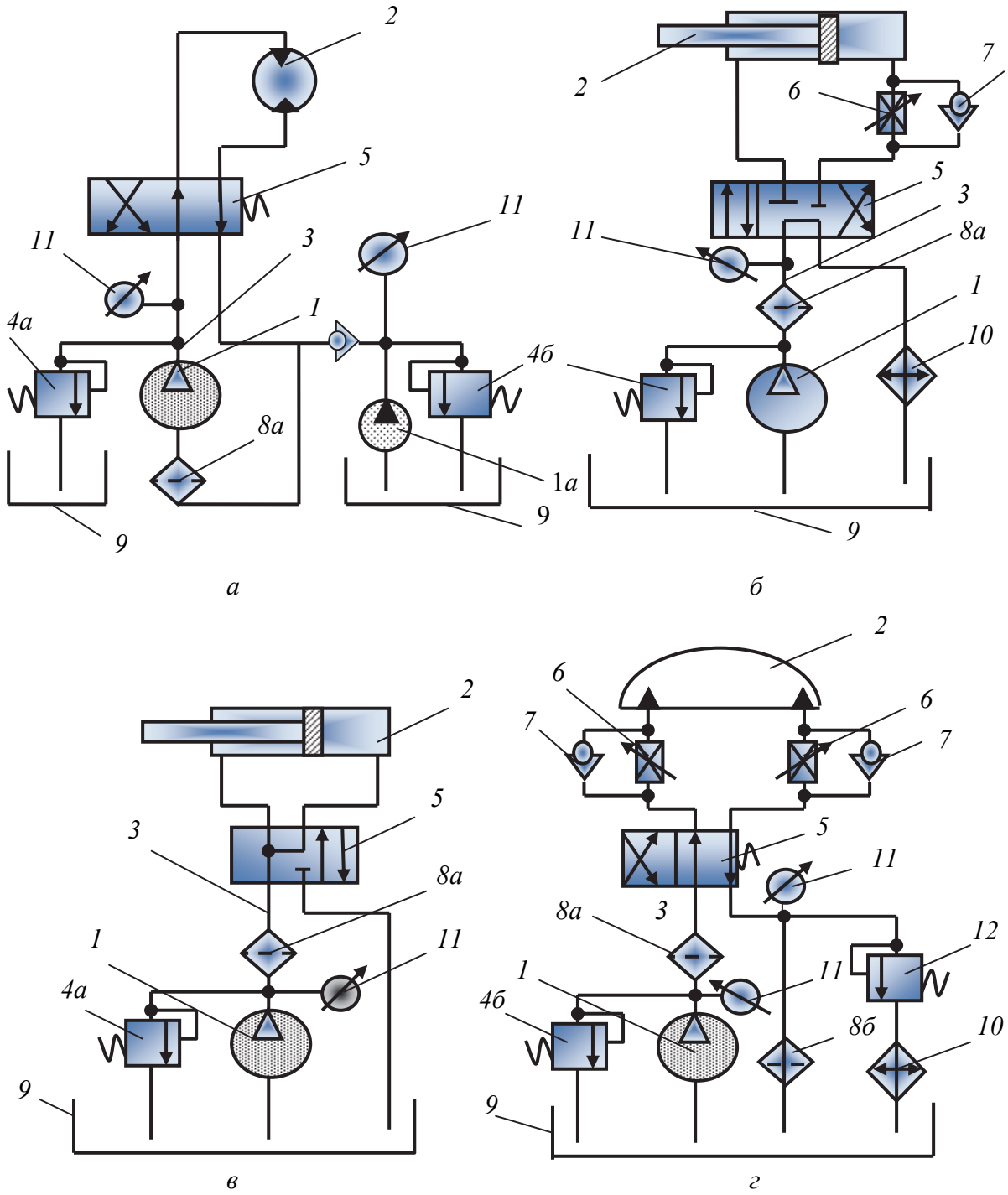


Рис. 3.8. Варианты принципиальных схем гидроприводов: *а* – с объемным регулированием; *б* – с дроссельным регулированием; *в* – нерегулируемый; *г* – с дроссельным регулированием рабочего и холостых ходов

Защита гидросистемы от чрезмерного повышения давления обеспечивается предохранительным *4а* или переливным *4б* клапанами, которые настраиваются на максимально допустимое давление. Если нагрузка на гидродвигатель возрастает сверх установленной, то весь поток рабочей жидкости будет идти через предохранительный или переливной клапаны, минуя гидродвигатель. Контроль над давлением на отдельных участках гидросистемы осуществляется по манометрам *11*.

Работа гидроагрегатов сопровождается утечками рабочей жидкости. В гидросистемах с замкнутой циркуляцией утечки компенсируются специальным подпитывающим насосом *1а* (рис. 3.8, *а*).

Преимущества и недостатки гидропривода

Широкое распространение гидропривода объясняется тем, что этот привод обладает рядом преимуществ перед другими видами приводов машин. Основные преимущества гидропривода следующие:

1. Бесступенчатое регулирование скорости движения выходного звена гидропередачи и обеспечение малых устойчивых скоростей. Минимальная угловая скорость вращения вала гидромотора может составлять 2–3 об/мин.

2. Небольшие габариты и масса. Время разгона благодаря меньшему моменту инерции вращающихся частей не превышает долей секунды в отличие от электродвигателей, у которых время разгона может составлять несколько секунд.

3. Частое реверсирование движения выходного звена гидропередачи. Например, частота реверсирования вала гидромотора может быть доведена до 500, а штока поршня гидроцилиндра даже до 1 000 реверсов в минуту. В этом отношении гидропривод уступает лишь пневматическим инструментам, у которых число реверсов может достигать 1 500 в минуту.

4. Большое быстродействие и наибольшая механическая и скоростная жесткость. Механическая жесткость – величина относительного позиционного изменения положения выходного звена под воздействием изменяющейся внешней нагрузки. Скоростная жесткость – относительное изменение скорости выходного звена при изменении приложенной к нему нагрузки.

5. Автоматическая защита гидросистем от вредного воздействия перегрузок благодаря наличию предохранительных клапанов.

6. Хорошие условия смазки трущихся деталей и элементов гидроаппаратов, что обеспечивает их надежность и долговечность. Так, например, при правильной эксплуатации насосов и гидромоторов срок их службы доведен в настоящее время до 5–10 тыс. ч работы под нагрузкой. Гидроаппаратуру можно не ремонтировать в течение долгого времени (до 10–15 лет).

7. Простота преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное и возвратно-поворотное без применения каких-либо механических передач, подверженных износу.

Говоря о преимуществах гидропривода, следует отметить простоту автоматизации работы гидрофицированных механизмов, возможность автоматического изменения их режимов работы по заданной программе.

Гидроприводу присущи и недостатки, которые ограничивают его применение:

1) изменение вязкости применяемых жидкостей от температуры, что приводит к изменению рабочих характеристик гидропривода и создает дополнительные трудности при эксплуатации гидроприводов (особенно при отрицательных температурах);

2) утечки жидкости из гидросистем, которые снижают КПД привода, вызывают неравномерность движения выходного звена гидропередачи, затрудняют достижение устойчивой скорости движения рабочего органа при малых скоростях;

3) необходимость изготовления многих элементов гидропривода по высокому классу точности для достижения малых зазоров между подвижными и неподвижными деталями, что усложняет конструкцию и повышает стоимость их изготовления;

4) взрыво- и огнеопасность применяемых минеральных рабочих жидкостей;

5) невозможность передачи энергии на большие расстояния из-за больших потерь на преодоление гидравлических сопротивлений и резкое снижение при этом КПД гидросистемы.

Со многими из этих недостатков можно бороться. Например, стабильность вязкости при изменении температуры достигается применением синтетических рабочих жидкостей. Окончательный выбор типа привода устанавливается при проектировании машин по результатам технико-экономических расчетов с учетом условий работы этих машин. Гидропривод, тем не менее, имеет преимущества по сравнению с другими типами приводов там, где требуется создание значительной мощности, быстродействие, позиционная точность исполнительных механизмов, компактность, малая масса, высокая надежность работы и разветвленность привода.

3.4. Основные параметры буровых установок

Основными параметрами, которые следует учитывать при выборе буровой установки, являются грузоподъемность и номинальная глубина бурения.

Между номинальной глубиной бурения скважины и грузоподъемностью буровой установки существует определенная связь, которую можно найти при рассмотрении сил, действующих на буровую установку при подъеме снаряда из скважины.

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

$$Q_э = Q_{св} - F_ж + F_с + F_д, \tag{3.1}$$

где $Q_э$ – нагрузка на элеватор, даН;

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

$F_ж$ – выталкивающая сила жидкости, даН;

$F_с$ – сила сопротивления движению снаряда, даН;

$F_д$ – динамическая сила страгивания и разгона снаряда, даН.

Различают *номинальную и максимальную* грузоподъемности буровой установки.

Номинальная грузоподъемность установки определяется по формуле

$$Q_{св} = 0{,}1g\, q_с\, L_н, \tag{3.2}$$

где g – ускорение свободного падения (9,81 м/с^2);

$q_с$ – средняя масса (с учетом тела трубы и соединений) 1 м снаряда, кг/м;

$L_н$ – номинальная глубина скважины, м.

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

Максимальная грузоподъемность – допустимая кратковременная нагрузка на элеваторе, обеспечивающая ликвидацию осложнения в скважине и не вызывающая отказов в работе узлов и деталей буровой установки. Она служит основой для расчета деталей и узлов подъемной системы буровой установки на статическую прочность. Поэтому масса и габаритные размеры узлов установки определяются величиной максимальной грузоподъемности. Таким образом, чем выше грузоподъемность буровой установки, тем легче ликвидировать осложнение, однако масса установки при этом будет более значительной.

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

Мощность, расходуемая на подъем колонны труб, можно рассчитать по формуле

$$N_л = \frac{G_{кр} v_{кр}}{\eta_{пр} \lambda_п}, \tag{3.3}$$

где $N_л$ – мощность привода лебедки, Вт;

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

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

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

$\lambda_п$ – коэффициент длительной перегрузки двигателя (1,3 – для электродвигателя; 1,1–1,5 – для двигателя внутреннего сгорания).

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

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

$$\eta_{пр} = \eta_с \eta_п, \tag{3.4}$$

где $\eta_с$ – коэффициент полезного действия талевой системы;

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

Коэффициент полезного действия талевой системы рассчитывается по формуле

$$\eta_с = \frac{\eta_ш(1-\eta_ш^m)}{m_с(1-\eta_ш)}, \tag{3.5}$$

где $\eta_ш$ – коэффициент полезного действия шкива (0,98);

$m_с$ – число подвижных ветвей талевой системы.

Максимальную нагрузку на крюке определяют по формуле

$$G_{кр} = K_д \alpha_с q L_с \left(1 - \frac{\rho^0}{\rho_m^0}\right) \cos\theta_{ср}(1 + f_{тр} \operatorname{tg}\theta_{ср}), \tag{3.6}$$

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

$\alpha_с$ – коэффициент, учитывающий вес соединений труб;

q – вес метра труб, Н/м;

$L_с$ – длина колонны труб, м;

ρ^0, ρ_m^0 – относительная плотность очистного агента и материала труб (для стальных труб $\rho_m^0 = 7{,}85$; для труб ЛБТ $\rho_m^0 = 2{,}8$);

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

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

Коэффициент $K_д$ принимается в соответствии со значением зенитного угла $\theta_{ср}$: при $\theta_{ср} = 0$–2° $K_д = 1{,}2$; при $\theta_{ср} = 2$–6° $K_д = 1{,}25$; при $\theta_{ср} = 6$–15° $K_д = 1{,}6$; при $\theta_{ср} = 15$–70° $K_д = 2$.

Коэффициент α_c принимается равным 1,04–1,06 для бурильных труб ниппельного соединения и 1,06–1,1 для труб муфтово-замкового соединения.

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

$$N_в = N_з + N_{пр} + N_{ст}, \tag{3.7}$$

где $N_з$ – мощность, расходуемая на забое скважины, Вт;

$N_{пр}$ – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб, Вт;

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

Мощность двигателя для привода бурового насоса рассчитывается по формуле

$$N_н = \frac{Qp}{\eta_н \eta}, \tag{3.8}$$

где Q – подача насоса, м^3/с;

p – давление нагнетания, кПа;

$\eta_н$ – коэффициент полезного действия насоса ($\eta_н$ = 0,75–0,85);

η – коэффициент полезного действия передач от двигателя к насосу. Для практических расчетов принимается ($\eta_н\eta$ = 0,75–0,85).

По мощности, рассчитываемой по зависимостям (3.7) и (3.8), выбирают мощность привода буровой установки и бурового насоса.

3.5. Грузоподъемное устройство буровых установок

Грузоподъемное устройство буровой установки предназначено для подъема из скважины (опускания в скважину) бурового снаряда или колонны обсадных труб (проведения спуско-подъемных операций – СПО).

Грузоподъемное устройство буровой установки включает следующие узлы и элементы:

- буровую вышку или мачту;
- талевую систему – талевый канат, кронблок и талевый блок, элеватор;
- лебедку;
- средства для свинчивания-развинчивания колонн при СПО;
- средства механизации или автоматизации СПО в случае, если они предусмотрены.

Буровая вышка (*мачта*) – это несущий элемент грузоподъемной системы буровой установки, устанавливаемый над устьем буровой скважины. На *вышке* талевая система устанавливается таким образом, что она расположена внутри контура ее несущих конструкций (рис. 3.9, *а, б*), а на *мачте*

талевая система устанавливается таким образом, что она расположена полностью или частично за пределами контура ее несущих опор (рис. 3.9, *в*).

Буровые вышки конструктивно могут быть в виде четырехопорных башен (рис. 3.9, *а*) или в виде пирамидальных конструкций (рис. 3.9, *б*).

Как правило, вышки устанавливают только вертикально и соосно бурящейся скважине таким образом, чтобы подвижный конец талевой системы располагался непосредственно над скважиной (см. рис. 3.9, *а, б*).

Буровая мачта находится рядом со скважиной, но подвижный конец талевой системы также должен быть соосен со скважиной (рис. 3.9, *в*).

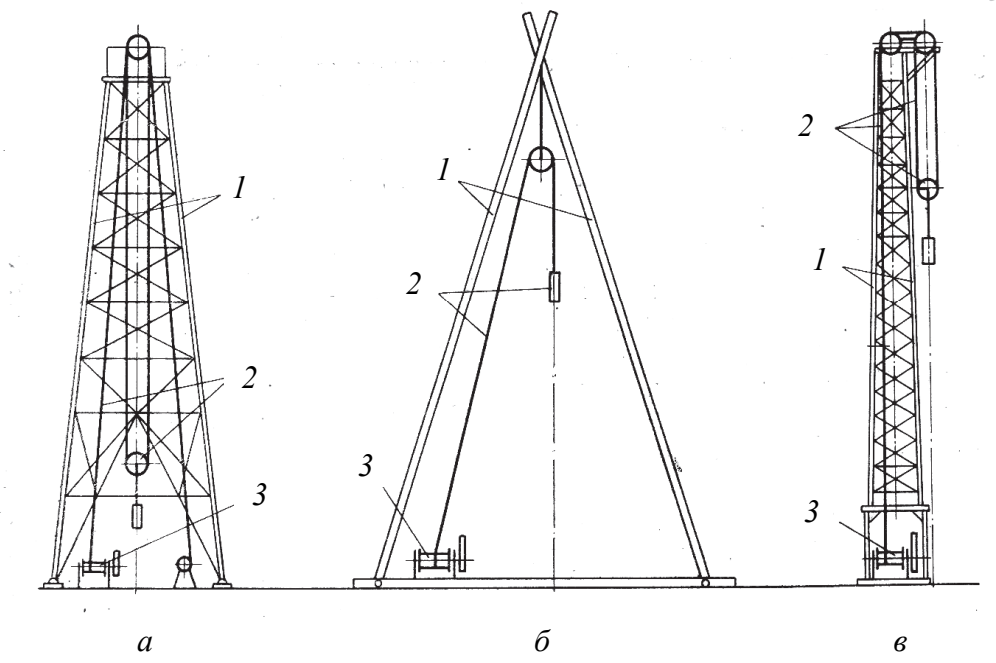


Рис. 3.9. Буровые грузоподъемные устройства: *а, б* – буровые вышки; *в* – буровая мачта: *1* – несущие опоры; *2* – талевая система; *3* – лебедка

Буровая мачта может располагаться наклонно при проходке наклонных скважин. Угол наклона буровой мачты достигает 70–45º.

Таким образом, главные принципиальные отличия буровых вышек и мачт следующие:

- буровые вышки обладают значительной грузоподъемностью и поэтому применяются для бурения глубоких (более 1 000–3 000 м) вертикальных скважин из-за того, что устанавливаются вертикально, а тяговое усилие при подъеме и спуске бурового снаряда распределяется на конструкцию вышки соосно и равномерно между точками опор (которых может быть 2, 3 или 4);
- буровые мачты используют для проходки как вертикальных, так и наклонных скважин несколько ограниченной глубины из-за того, что

тяговое усилие при подъеме и спуске бурового снаряда распределяется на конструкцию мачты внецентренно относительно точек опор мачты.

Основные требования, предъявляемые к передвижным буровым мачтам, можно разделить на следующие группы:

- эксплуатационные;
- монтажно-транспортные;
- производственно-технологические;
- надежность и безопасность ведения буровых и монтажных работ.

Эксплуатационные требования

Конструкция мачты и относительное расположение элементов мачты и бурового станка должны обеспечивать:

- возможность быстрой и удобной установки мачты в вертикальном и наклонном положениях на заданный угол наклона;
- хороший обзор траектории движения талевого блока;
- свободное рабочее пространство вблизи устья скважины в радиусе 1,5–2 м и вблизи органов управления станком (1–1,5 м);
- возможность использования мачты для комплектования буровых агрегатов, имеющих различные типы привода;
- экономичное производство СПО;
- возможность освобождения рабочего пространства внутри бурового здания от несущих элементов мачты;
- нормальное отклонение талевого каната от средней линии барабана лебедки станка в процессе СПО на величину, не превышающую 1/50, $\operatorname{tg}\alpha \le 0{,}02$;
- угол отклонения каната от оси шкива кронблока должен быть равен

$$\operatorname{tg}\gamma_o \le \frac{\beta}{\sqrt{1+\frac{D_c}{K}}}, \qquad (3.9)$$

где γ_o – угол отклонения каната от оси желоба, град;

β – половина угла желоба шкива, град;

D_c – диаметр шкива, м;

K – высота реборды шкива, м.

Монтажно-транспортные требования

Конструкция мачты должна обеспечивать:

- удобство и безопасность доступа к узлам и деталям монтажно-демонтажной системы;

- проведение наименьшего числа операций с минимальными затратами времени, необходимыми для подъема и установки мачты в рабочее и транспортное положения;
- плавное движение мачты в процессе ее подъема или опускания с помощью трактора, гидродомкратов или лебедки бурового станка;
- возможность подсоединения ее к основанию съемной транспортной базы для перебазирования буровой установки как в условиях относительного бездорожья, так и по государственным асфальтированным дорогам;
- возможность транспортирования по железной дороге крупными блоками (мачты, основания и бурового здания) в сборе с оборудованием.

Производственно-технологические требования

Конструкция мачты и бурового здания должны быть выполнены:

- из профильного проката, применяемого в общем машиностроении;
- с учетом возможности ремонта мачт в полевых условиях и в условиях центральных ремонтных мастерских ГРЭ;
- с учетом технологии изготовления их на специализированных заводах;
- с учетом наименьшей металлоемкости и трудоемкости изготовления при заданной высоте и грузоподъемности;
- с максимально возможной унификацией отдельных узлов и деталей между изделиями, относящимися к установкам различных размерных классов.

Требования надежности и безопасности проведения буровых и монтажных работ

Конструкция мачты должна отвечать следующим условиям:

- в процессе монтажно-демонтажных работ исключать необходимость присутствия рабочих в зоне возможного ее падения;
- исключать возможность задевания движущихся частей талевой системы за элементы мачты;
- обеспечивать надежную работу элементов мачты при одновременном действии максимально возможной нагрузки на крюке, давления пакета свечей и ветрового рабочего напора.

В геологоразведочном производстве используются мачты типа БМ-3, МРУГУ, МНБ (рис. 3.10). Мачты МРУГУ и МНБ имеют продольное (относительно основания) расположение бурового станка и соответственно поперечный наклон мачты при установке ее на заданный угол бурения. У мачты типа БМ-3 расположение бурового станка поперечное относительно основания, соответственно при установке ее на заданный угол бурения наклон мачты продольный.

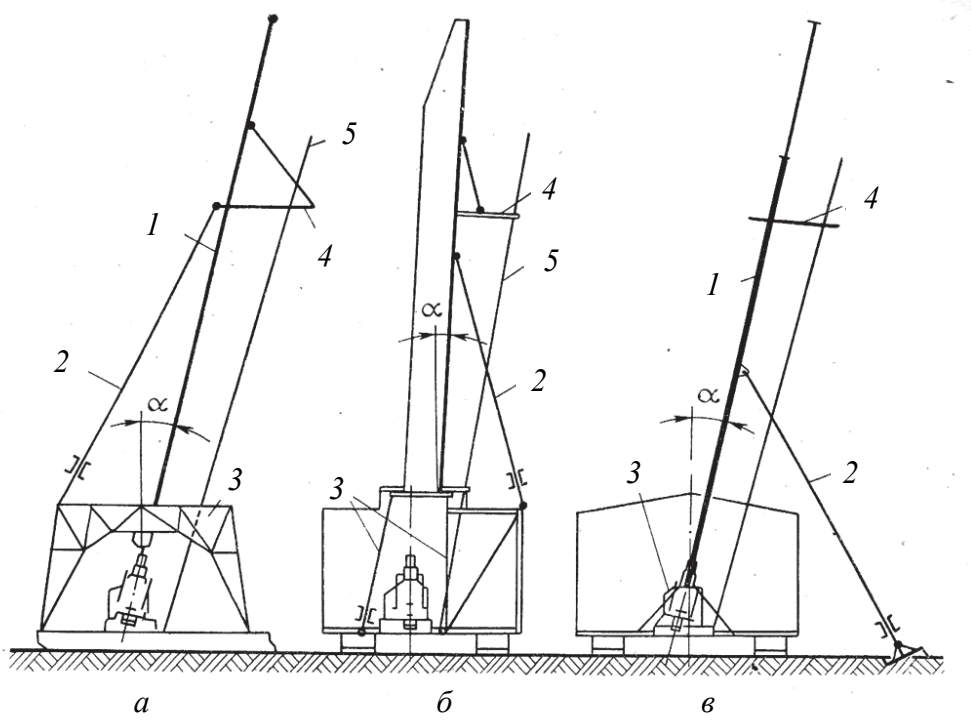


Рис. 3.10. Передвижные буровые мачты: *а* – типа БМ-3; *б* – типа МРУГУ; *в* – типа МНБ: *1* – ствол; *2* – подкос; *3* – портал; *4* – свечеприемник; *5* – бурильные трубы

Для буровых установок типа УКБ разработаны буровые мачты типа БМТ-4, 5 и 7, представляющие собой одностержневую конструкцию, шарнирно опирающуюся на А-образный портал (рис. 3.11). Для придания стволу мачты необходимой устойчивости в продольной плоскости ствол мачты раскреплен подкосом.

С целью обеспечения центрального нагружения ствола мачты силами, действующими в элементах талевой системы, мачта снабжена кронблоком качающегося типа и системой оттяжных уравновешивающих канатов. Беспрепятственное движение элеватора вдоль оси мачты достигается за счет предварительного наклона ее к устью скважины.

Мачту устанавливают на заданный угол бурения наклоном в продольной плоскости ее несущих опор (поперечное расположение станка), что в конечном счете обеспечивает большие предельные углы наклона скважин: 90–60º к горизонту – для мачт БМТ-4 и 5 и до 75º – для мачты БМТ-7.

Устанавливают мачту на заданный угол бурения изменением длины одной регулировочной опоры, а укладывают в транспортное положение поворотом ее в одной плоскости.

Поперечное (относительно основания мачты) расположение станка и установка ее с предварительным углом наклона к устью скважины по-

зволяют обеспечить освобождение рабочего пространства внутри бурового здания и органов управления станком от несущих металлоконструкций мачты, безопасную укладку мачты в транспортное положение, в том числе и усилием лебедки бурового станка (рис. 3.11, *б*), свободное движение талевого блока и хорошую просматриваемость траектории этого движения.

Мачта БМТ может укладываться как на крышу бурового здания (рис. 3.11, *в*), так и непосредственно на землю (рис. 3.11, *б*) с последующим отсоединением ее портала и транспортирования отдельным блоком.

Мачта БМТ-4 предназначена для использования с буровыми установками 4-го размерного класса. Установки этого класса достаточно часто перевозят с точку на точку (в среднем 10–15 раз за год), следовательно, для таких установок одно из основных требований – высокая мобильность. Поэтому при создании мачты использован принцип перевозки мачты укладкой на крышу бурового здания, что позволяет транспортировать установку единым неразборным блоком. Размещение портала в пределах длины бурового здания обеспечит возможность использования станка с дизельным приводом, соединенным с ним через конический угловой редуктор и карданный вал, а кроме того, позволит поднимать мачту гидродомкратами или усилием лебедки бурового станка.

Мачта БМТ-4 представляет собой одностержневую трубчатую систему, ствол которой шарнирно опирается на портал арочного типа. Для придания устойчивости ствол мачты раскреплен двумя подкосами (продольным и поперечным).

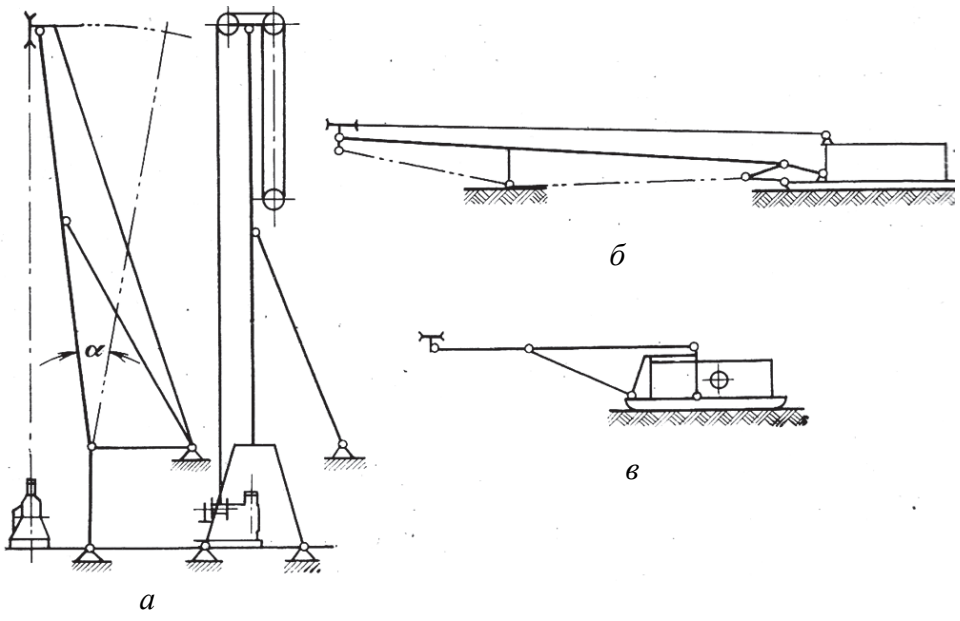


Рис. 3.11. Схема мачты БМТ: *а* – рабочее положение;
б – с укладкой на землю; *в* – с укладкой на крышу бурового здания

Кронблок мачты снабжен подвесными самоустанавливающимися роликами. Мачту устанавливают на заданный угол бурения за счет изменения длины продольного регулировочного подкоса. Ствол мачты телескопический, выполнен из труб диаметром 273; 245 и 219 мм.

Для размещения бурового агрегата, снабженного дизельным приводом, можно применять разработанную ВИТРом схему соединения привода с буровым станком через карданный вал автомобильного типа и угловой конический редуктор. В соответствии с технической характеристикой мачты БМТ-4 ее можно использовать для комплектования станков 4-го (УКБ-300/500) и 5-го (УКБ-500/800) размерных классов.

Подъем мачты выполняют двумя способами: гидродомкратами или усилием лебедки бурового станка. Подъем мачты гидродомкратами более безопасен по сравнению с другими способами подъема. Но применение этого способа в сравнении с подъемом усилием лебедки бурового станка усложняет конструкцию мачты, бурового здания и монтажной системы.

Буровые установки 4-го размерного класса, оснащенные мачтами БМТ-4, транспортируют:

а) по железной дороге – единым блоком с размещенным в буровом здании оборудованием, но со снятыми лестницами и переходными площадками;

б) при перебазировке с точки на точку после окончания бурения скважины – единым неразборным блоком на подкатных тележках съемной транспортной базы ТБ-15 с мачтой, уложенной на крышу бурового здания;

в) волоком на санях собственного основания с укладкой мачты в транспортное положение или в её рабочем положении.

Мачта БМТ-5 по своей конструкции близка к мачте БМТ-4 и предназначена для комплектования установок 5-го размерного класса. Основные операции с мачтой выполняют аналогично операциям при работе с мачтой БМТ-4.

Техническая характеристика мачты БМТ-4

Грузоподъемность на крюке, кН:	
номинальная	32
максимальная	80
Угол наклона для бурения к горизонту, градус	90–60
Глубина бурения, м	300–800
Талевая оснастка	1- и 2-струнная
Длина бурильной свечи, м	9,5
Масса, т:	
мачты с основанием	5,8
бурового здания	4,0

Техническая характеристика мачты БМТ-5

Грузоподъемность на крюке, кН:	
номинальная	50
максимальная	80
Угол наклона для бурения к горизонту, градус	90–60
Глубина бурения, м	500–800
Талевая оснастка	1- и 2-струнная
Длина бурильной свечи, м	14
Масса, т:	
мачты с основанием	6,0
бурового здания	4,0

Техническая характеристика мачты БМТ-7

Грузоподъемность на крюке, кН:	
номинальная	125
максимальная	200
Угол наклона для бурения к горизонту, градус	90–75
Глубина бурения, м	1 200–2 000
Талевая оснастка	4-струнная
Длина бурильной свечи, м	18,6
Масса, т:	
мачты с основанием	11,0
бурового здания	4,0

Мачта БМТ-7 представляет собой одностержневую трубчатую систему, опирающуюся на А-образный портал и два подкоса, расположенные во взаимно перпендикулярных плоскостях. Высота мачты 25 м. Для транспортировки мачта укладывается на землю (рис. 3.11, *б*).

Мачту устанавливают в рабочее положение усилием лебедки бурового станка с использованием рабочей талевой системы и усилием трактора, применяя также и рабочую талевую систему.

3.6. Талевая система и привод лебедки буровых установок

Талевая система применяется для производства спуско-подъемных операций при бурении (рис. 3.12). Талевая система буровой установки включает кронблок *1*, установленный на вышке или мачте, талевый блок *2*, лебедку *3*, свободный конец талевой системы, который может закрепляться на основании буровой установки *4*, на кронблоке *5* или на талевом блоке *6*, и талевый канат.

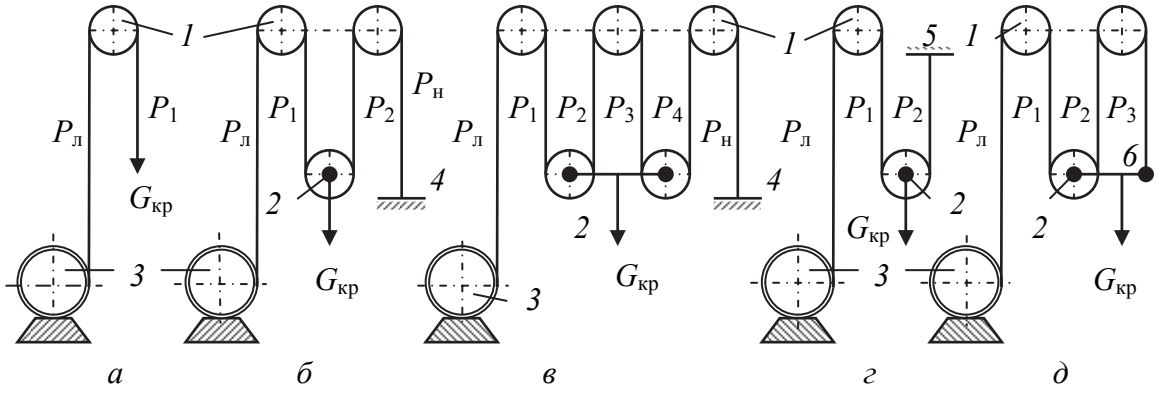


Рис. 3.12. Схемы талевой системы: *1* – кронблок; *2* – талевый блок; *3* – лебедка (подвижный конец талевой системы); *4* – неподвижный конец талевой системы, прикрепленный к основанию установки; *5* – свободный конец талевой системы, закрепленный на кронблоке; *6* – свободный конец талевой системы, закрепленный на талевом блоке; $P_л$, P_1, P_2, P_3, P_4, $P_н$, $G_{кр}$ – усилия в ветвях талевой системы

В геологоразведочном бурении используют талевые системы для бурения на прямом канате (рис. 3.12, *а*), с креплением свободного конца каната к основанию установки – талевая система с неподвижным концом каната (рис. 3.12, *б*, *в*) и с креплением свободного конца каната к талевому блоку или к кронблоку (рис. 3.12, *г*, *д*).

Способы крепления каната к кронблоку или талевому блоку, а также бурение на прямом канате создают невыгодную асимметричную нагрузку на вышку или мачту, поэтому их применяют только при небольшой высоте вышки (мачты) и соответственно при ограниченных нагрузках на вышку или мачту. Поэтому схемы талевой оснастки, показанные на рис. 3.12, *а*, *г*, *д*, могут применяться только при небольшой глубине скважин.

Для бурения скважин на более значительные глубины рекомендуется применять оснастки талевой системы с неподвижным концом каната, которые обеспечивают равномерную нагрузку на вышку (рис. 3.12, *б, в*).

При выборе оснастки талевой системы рассчитывают количество подвижных ветвей каната в оснастке [7]:

$$m = \frac{G_{кр}}{P_л \eta_с}, \qquad (3.10)$$

где $G_{кр}$ – нагрузка на крюк при подъеме снаряда (рассчитывается по формуле (3.6)), кН;

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

$\eta_с$ – коэффициент полезного действия талевой системы (рассчитывается по формуле (3.5)).

В практике геологоразведочного бурения чаще всего используют следующие схемы талевой оснастки: 0 × 1 (см. рис. 3.12, *а* – на прямом канате), 1 × 2 (см. рис. 3.12, *б*), 2 × 3 (см. рис. 3.12, *в*). Коэффициент полезного действия для них:

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

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

$$L = \frac{P_л \eta_c}{K_д \alpha_c q (1 - \frac{\rho^0}{\rho_m^0})(\cos\theta_{ср} + f_{тр}\sin\theta_{ср})}, \qquad (3.11)$$

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

α_c – коэффициент, учитывающий вес соединений труб;

q – вес 1 метра труб, Н/м;

L_c – длина колонны труб, м;

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

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

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

До этой глубины спуско-подъемные операции рекомендуется проводить на прямом канате. Мощность двигателя на подъем бурового снаряда рассчитывают по формуле (3.3).

Скорость подъема крюка с весом рассчитывают по формуле

$$v_к = \frac{v_б}{m}, \qquad (3.12)$$

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

Для повышения износа и срока службы талевого каната на кронблоке устанавливают шкивы максимально большего радиуса, поскольку предел

текучести материала, из которого изготовлен талевый канат, при его перегибе на шкиве определяется зависимостью

$$\sigma_т = \frac{Ed_к}{D_ш}, \tag{3.13}$$

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

$d_к$ –диаметр талевого каната, м;

$D_ш$ – диаметр шкива, м;

$\sigma_т$ – предел текучести материала, из которого изготовлен талевый канат, МПа.

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

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

$$L_i = \frac{N\eta L}{G_{кр} v_{ki}}, \tag{3.14}$$

где N – номинальная мощность двигателя, Вт;

$G_{кр}$ – нагрузка на крюке, Н;

L – длина бурового снаряда, м;

η – коэффициент полезного действия талевой системы;

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

При дизельном приводе отбираемая мощность при спуско-подъемных операциях не должна превышать 0,7–0,8 от мощности двигателя N. В результате может быть рассчитана длина бурового снаряда (количество труб или свечей), поднимаемого на каждой скорости работы лебедки при условии полного использования возможностей буровой лебедки и мощности двигателя станка.

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

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

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

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

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

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

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

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

Нужно рассчитать оснастку талевой системы с определением глубины перехода с одной оснастки на другую, а также для конечной глубины бурения количество свечей, поднимаемых на разных скоростях лебедки.

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

Рассчитаем нагрузку на крюк при подъеме колонны бурильных труб из скважины:

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

Таким образом, подъем колонны бурильных труб при значительной глубине скважины должен производиться с оснасткой талевой системы. Рассчитаем глубину, до которой подъем колонны можно осуществлять на прямом канате. По формуле (3.11) получим

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

Определим необходимую оснастку талевой системы, которую следует использовать начиная с глубины 500 м. Находим по формуле (3.10) количество подвижных ветвей:

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

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

С целью ускорения спуска-подъема колонны рассчитаем рациональный режим подъема бурильной колонны из скважины для конечной глубины бурения. Для этого рассчитаем по формуле (3.14) длину бурового снаряда, который может быть поднят на разных скоростях работы лебедки. Предварительно определим q_0, который составит 66,59 Н/м. На первой скорости работы лебедки

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

на второй скорости лебедки

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

на третьей скорости работы лебедки

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

на четвертой скорости работы лебедки

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

Количество свечей, поднимаемых на разных скоростях работы лебедки:

L_1 = 800 – 435 = 365 м или 365/14 = 26 свечей;
l_2 = 435 – 278 = 157 м или 157/14 = 11 свечей;
l_3 = 278 – 209 = 69 м или 69/14 = 5 свечей;
l_4 = 209 м или 209/14 = 15 свечей.

Всего из скважины требуется поднять 57 свечей бурильных труб.

3.7. Основные типы буровых установок для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые

3.7.1. Буровые установки отечественного производства

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

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

- бурение скважин колонковым способом алмазным и твердосплавным инструментом диаметром до 112 мм в породах до XII категории по буримости;

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

Возможный угол наклона скважины к горизонтали составляет 45–90º.

Комплекс оснащен подвижным вращателем, ход подачи 1 200 мм, усилие подачи 400–800 даН. Максимальное усилие подачи до 2 000 даН.

Буровые установки ударно-канатного бурения УКС позволяют бурить скважины при разведке россыпных месторождений. Глубина бурения установкой УКС-22М до 300 м, УКС-30М – до 500 м. Привод станков электрический.

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

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

Буровая установка УКБ-12/25 предназначена для бурения горных пород I–IX категорий по буримости шнековым и колонковым способами с использованием твердосплавных и алмазных коронок. Установку выпускают передвижной на колесах или на транспортной базе (УАЗ-469) и комплектуют буровым насосом НБ1-25/16 (подача 25 л/мин, давление 1,6 МПа).

Глубина бурения шнеками диаметром 140 мм составляет 5 м, шнеками диаметром 70 мм – 15 м. Глубина бурения колонковым способом диаметром 76 мм – 12,5 м; диаметром 46 мм – 25 м.

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

Буровая установка ББУ (производство ООО «Опенок») предназначена для бурения скважин шнеками, алмазными и твердосплавными коронками и пневмоударниками. Глубина бурения шнеками диаметром 230 мм составляет 8–10 м; диаметром 100 мм – 20–25 м. Твердосплавными и алмазными коронками обеспечивается бурение до глубины 40–50 м, пневмоударниками – 25–30 м.

Установка оснащена подвижным вращателем с приводом от гидромотора, ход подачи – 1 400 мм. Частота вращения регулируется бесступенчато в диапазоне 0–700 мин$^{-1}$. Усилие подачи – 15 кН, угол наклона скважин 90 и 0–45º.

Привод установки осуществляется от двигателя внутреннего сгорания.

Рис. 3.13. Буровая установка УРБ-2НТ на базе тягача ТТ

Буровая установка УРБ-1В2 предназначена для картировочного бурения. Установка смонтирована на транспортной базе – гусеничном транспортере ГТ. Оснащена буровым насосом типа НБ 3-120/40.

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

Вращатель бурового станка подвижный, ход подачи – 1 750 мм, усилие подачи – 50 кН, частота вращения – до 400 мин$^{-1}$.

Буровые установки УРБ-2НТ, *УРБ-2Д3* на базе гусеничного тягача ТТ-4 (рис. 3.13). Глубина бурения разведочных скважин установками данного типа составляет 150–200 м. Угол наклона скважин – 60–90º. Установки оснащены станком с подвижным вращателем (ход подачи вращателя – 5,2 м), насосом и компрессором.

Установка УРБ-4Т реализует бурение скважин глубиной до 300 м. Установка оснащена станком с подвижным вращателем, ход подачи – 5,2 м, частота вращения – до 325 мин$^{-1}$.

Буровая установка УРБ-2А2 смонтирована на базе автомобиля ЗИЛ-131 или УРАЛ-4320 и предназначена для бурения структурно-поисковых скважин глубиной до 300 м. Установка оснащена станком с подвижным вращателем, ход подачи – 5,2 м, частота вращения – до 325 мин$^{-1}$.

Буровые установки ПБУ-2, ПБУ-3 можно использовать для разведочных работ в породах до VII категории по буримости вращательным и ударно-вращательным способами бурения. Установки оснащены станком с подвижным вращателем и смонтированы на транспортной базе.

Буровой станок БСК-100 (и его модификации) предназначен для подземного бурения на глубину до 100 м коронками диаметром 46 мм. Модификации станка – БСК-2М2-100 и БСК-2В-100. Станок имеет шпиндельный вращатель, угол наклона вращателя – 0–360º. Ход подачи вращателя – 450 мм. Частота вращения – до 1 500 мин$^{-1}$. Частота вращения регулируется ступенчато.

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

Буровой агрегат АБ-2 содержит гидрофицированный буровой станок для бурения скважин на глубину до 600 м бурильной колонной ЛБТН-42; до 400 м – колоннами СБТН-42, ЛБТН-54, ССК-46; до 300 м – буровыми колоннами СБТН-54, ЛБТН-68, ССК-59; до 200 м – СБТН-68, ССК-76.

Буровой агрегат выпускают в двух исполнениях: АБ-200 с электроприводом и АБ-201 с дизельным приводом. Установка имеет мачту высотой 7 м, угол наклона мачты от вертикали 0–30°. Буровая установка смонтирована на прицепе и оснащена лебедкой для работы с ССК.

Буровой станок имеет подвижный вращатель с ходом подачи 2 500 мм. Частота вращения регулируется бесступенчато в диапазонах 0–630 мин$^{-1}$ и 0–1 250 мин$^{-1}$.

Буровой агрегат АБ-5 предназначен для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 1 000 м и диаметром 59–76 мм. С применением бурильных колонн типа ЛБТН-54, СБТН -42, ССК-46 глубина бурения составляет 1 000 м; колонн ССК-59, СБТН-54, ЛБТН-68 – 800 м; колонн ССК-76, СБТН-68 – 500 м.

Буровой станок оснащен подвижным вращателем, ход подачи – 3,2 м, частота вращения – до 1 500 мин$^{-1}$.

Буровой агрегат БАК-1200/2000 предназначен для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 2 000 м алмазными коронками диаметром 59 мм. Буровой станок оснащен подвижным вращателем с полым валом и приводом от электродвигателя. Ход подачи – 800 мм. Угол наклона вращателя по отношению к вертикали – 70–90º. Частота вращения составляет не более 3 000 мин$^{-1}$.

Буровые установки УКБ-200/300С и *УКБ-3ст-Э* реализуют бурение алмазными коронками диаметром 59 мм на глубину до 300 м. Станки имеют шпиндельный вращатель, ход подачи – 500 мм. Угол наклона мачты буровой установки – до 60–70º. Частота вращения регулируется ступенчато в диапазоне 80–1 170 мин$^{-1}$.

Буровой станок ЗИФ-650М выпускается с 1949 г., прошел ряд модификаций, в настоящее время имеет марку СКТО-65. Станок шпиндельного типа оснащен одним гидропатроном без автоперехвата. Ход подачи составляет 500 мм. Выпускается в двух исполнениях: с приводом от электродвигателя и дизеля.

Угол наклона скважин к горизонту составляет 60–90º. Глубина бурения скважин диаметром 93 мм – 650 м, 59 мм – 800 м.

Частота вращения регулируется коробкой передач: 87; 118; 254; 340; 576; 800 мин$^{-1}$. Грузоподъемность лебедки планетарного типа на прямом канате составляет 35 кН. Мощность привода – 30 (40 – дизельный привод) кВт. Установка укомплектована буровым насосом НБ3-120/40.

Буровой станок СКБ-5 шпиндельного типа, ход подачи – 500 мм, имеет автоперехват и два гидроцилиндра. Глубина бурения скважин диаметром 93 мм составляет 500 м, диаметром 59 мм – 800 м. Угол наклона скважин к горизонту – 60–90°.

Усилие подачи – 80 кН (вверх), 60 кН (вниз). Частота вращения регулируется ступенчато: 122; 257; 340; 407; 539; 715; 1 130; 1 500 мин$^{-1}$.

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

Мощность привода (электродвигатель) составляет 30 кВт.

Буровым станком СКБ-5 укомплектована самоходная *буровая установка ТСБУ-200М* на гусеничном ходу трактора ТТ-4М. Установка разработана в Центре горно-геологического оборудования в г. Новосибирске. Буровая установка предназначена для бурения скважин глубиной до 500 м с максимальным начальным диаметром 151 мм. Угол наклона скважин к горизонту составляет 75-90°. Грузоподъемность установки – 40 кН.

Установка включает: буровую мачту высотой 12 м; буровой насос НБ4-320/63; лебедку для работы с ССК; трубозахватный механизм; ДЭС-100 (дизельная электростанция, дизель ЯМЗ-238).

Буровой станок ЗИФ-1200МР (*СКТО-75*) шпиндельного типа, оснащен одним гидропатроном без автоперехвата. Ход подачи – 600 мм. Выпускается в двух исполнениях: с приводом от электродвигателя и дизеля. Станок комплектуется буровым насосом марки НБ4-320/63.

Глубина бурения скважин диаметром 93 мм составляет 1 500 м, диаметром 59 мм – 2 000 м. Угол наклона скважин к горизонту – 80–90º. Частота вращения регулируется коробкой передач: 75; 136; 254; 321; 288; 336 и 414 мин$^{-1}$.

Грузоподъемность лебедки планетарного типа на прямом канате – 35 кН.

Мощность привода (ЭД) – 55 кВт.

Буровой станок СКБ-7 имеет несколько модификаций: СКБ-7110, СКБ-7111 и СКБ-7101. Модификации оснащены системой регулируемого электропривода (РЭП), мощность привода – 70 кВт, номинальное усилие на лебедке – 50 кН, регулирование частоты вращения вращателя и скорости намотки на лебедке плавное. Частота вращения регулируется в диапазоне 0–1 500 мин$^{-1}$ (СКБ-7), в двух диапазонах 0–870 и 0–1 500 мин$^{-1}$ (СКБ-7110), в двух диапазонах 0–570 и 0–1500 мин$^{-1}$ (СКБ-7111). Станки типа СКБ-7 имеют шпиндельный вращатель с ходом подачи 600 мм, два гидроцилиндра и систему автоперехвата.

Буровой станок СКБ-7101 имеет привод от электродвигателя переменного тока мощностью 55 кВт. Номинальное усилие на лебедке – 45 кН.

Частота вращения вращателя в диапазоне 80–1 000 мин$^{-1}$ и скорость намотки на лебедке регулируются дискретно.

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

Установка имеет роторный вращатель с бесступенчатым регулированием частоты вращения в двух диапазонах: 0–675 мин$^{-1}$ и 0–1 200 мин$^{-1}$. Ротор имеет проходное отверстие диаметром 350 мм, электропривод мощностью 75 кВт. Лебедка имеет грузоподъемность 60 кН.

Установка оснащена двумя насосами типа НБ5-320/100, буровой вышкой ВР-26/50 высотой 26 м; грузоподъемность – 500 кН. Главный привод – электромашинный преобразователь. Приводной двигатель имеет мощность 132 кВт, мощность генератора постоянного тока – 190 кВт.

Буровой агрегат имеет блочную компоновку узлов. Особенностью бурового агрегата являются основные узлы: ротор, лебедка, редуктор регулятора подачи, имеющие индивидуальный привод от двигателей постоянного тока, что позволяет в широком диапазоне осуществлять бесступенчатое регулирование частоты вращения рабочих органов агрегата. Для контроля процесса бурения буровой агрегат укомплектован аппаратурой типа КУРС-713, обеспечивающей измерение усилия на крюке, нагрузки на породоразрушающий инструмент, скорости бурения, частоты вращения бурильной колонны, крутящего момента на роторе, давления и расхода промывочной жидкости.

Отечественные буровые установки нового поколения

Буровой гидрофицированный станок СБ-ПМ «Колибри» (рис. 3.14) предназначен для шнекового, шарошечного, пневмоударного и колонкового бурения вертикальных и наклонных скважин в горных породах I–XII категорий по буримости.

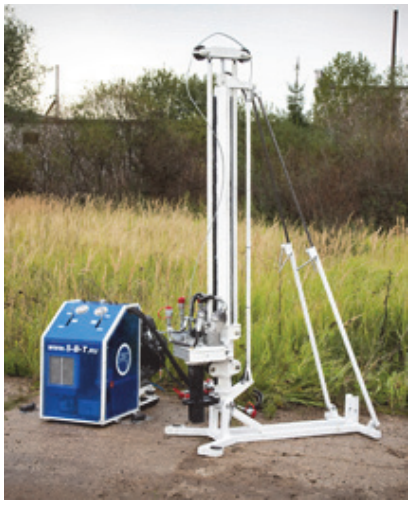


Рис. 3.14. Буровая установка СБ-ПМ «Колибри»

Данная установка предназначена: для бурения скважин на воду; инженерно-геологических изысканий; инъектирования грунтов; бурения геологоразведочных и технических скважин скважин.

Мачта установки снабжена механизмом подачи с канатным полиспастом, обеспечивающим при ходе подачи вращателя 1,4 м спуско-подъемные операции бурильных свечей длиной до 2 400 мм. Конструкция мачты позволяет создавать большое усилие подачи

при минимальных затратах мощности, а также значительный ресурс работы с абразивными растворами. Вращатель станка имеет небольшую массу при значительной величине крутящего момента и обеспечивает надежное дистанционное переключение частоты вращения шпинделя без механических перемещений его деталей, а также комплектуется вертлюгами, рассчитанными на использование очистных агентов под давлением 1 и 6 МПа. Вращатель имеет проходной вал и выполнен с возможностью отведения в сторону для освобождения устья скважины при выполнении СПО.

Основание установки модифицируется для размещения непосредственно на грунте, санях и различных вездеходах и обеспечивает оперативное соединение с мачтой. Основание комплектуется различными люнетами, обеспечивающими центрирование бурового инструмента, и анкерами для закрепления установки на грунтах.

Маслостанция установки имеет большой КПД и модифицируется для привода от электрического, бензинового или дизельного двигателей. Маслостанция снабжена съемными ручками для переноски, а крепление двигателя обеспечивает возможность его оперативного монтажа-демонтажа для уменьшения массы маслостанции при переноске и легкого запуска двигателя при отрицательных температурах. Пульт управления станком имеет стационарное исполнение для размещения на маслостанции и модульное исполнение для дистанционного управления буровым блоком.

Условная глубина бурения установкой «Колибри» приведена в табл. 3.3, а в табл. 3.4 даны технические характеристики установки.

Таблица 3.3

Условная глубина бурения установкой «Колибри»

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

Таблица 3.4

Технические характеристики установки «Колибри»

Наименование параметров	Величина параметров
Габариты в рабочем положении, мм: бурового блока (длина/ширина/высота) маслостанции (длина/ширина/высота)	 1 190×530×2 165 950×540×700*
Масса бурового станка с приводом и рабочей жидкостью, кг, не более	270*

Окончание табл. 3.4

Наименование параметров	Величина параметров
Масса модулей, кг, не более: вращатель мачта с механизмом подачи основание маслостанция с приводом двигатель	 38 67 27 85 53
Тип вращателя	Подвижный, откидной, с приводом от двух гидромоторов, с проходным шпинделем
Крутящий момент, Н·м	1200
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	0...210
Тип механизма подачи	Цепной полиспаст с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, даН: вверх вниз	 1 150 7 800
Ход подачи, мм	1 400
Скорость подачи, м/с: вверх вниз	 0,09 0,13
Привод маслостанции	Электрический, бензиновый, дизельный*
Мощность привода, кВт	5,5–16,5*

*В зависимости от модификации

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

Рис. 3.15. Станок буровой гидрофицированный модульный СБГ-ПМ2 «Стерх»

Станок буровой гидрофицированный модульный СБГ-ПМ2 «Стерх» (рис. 3.15) реализует бурение шнеками, шарошечными долотами, пневмоударными механизмами и колонковыми снарядами для бурения с отбором керна в горных породах от I до XII категории по буримости как с продувкой скважины воздухом, так и с промывкой буровым раствором.

Оборудование СБГ-ПМ2 «Стерх» поставляют в двух вариантах комплектации: переносная мобильная буровая установка модульная (СБГ-ПМ2) и моноблочный на раме (СБГ-МР2).

Переносной буровой станок СБГ-ПМ2 «Стерх» имеет модульную конфигурацию, в которую входит маслостанция, буровой блок и пульт управления. Модули в переносном буровом станке соединяются при помощи рукавов высокого давления и быстроразъемных соединений.

Этот станок модифицируется с целью монтажа на различные шасси: гусеничное, автошасси автомобилей УАЗ, Газель, ГАЗ, гусеничные вездеходы ГАЗ, BV-206 и другие транспортные средства.

Условная глубина бурения установкой «Стерх» приведена в табл. 3.5, а в табл. 3.6 даны технические характеристики установки.

Таблица 3.5

Условная глубина бурения установкой «Стерх»

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

Таблица 3.6

Технические характеристики установки «Стерх»

Наименование параметров	Величина параметров
Габариты в рабочем положении, мм: бурового блока (длина / ширина / высота) маслостанции (длина / ширина / высота)	 1 700×750×2 040* 1 160×750×1 060*
Масса бурового станка с приводом и рабочей жидкостью, кг, не более	572*
Масса модулей, кг, не более: вращатель мачта с механизмом подачи основание маслостанция (с приводом длиной 6 м) пульт управления выносной	 67 134 63 262 46
Тип вращателя	Подвижный, откидной, с приводом от двух гидромоторов, с проходным шпинделем
Крутящий момент на валу вращателя, Н м	2 500
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	0–240*
Тип механизма подачи	Цепной полиспаст с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, даН, макс: вверх вниз	 2 000 1 350

Окончание табл. 3.6

Наименование параметров	Величина параметров
Ход подачи, мм	1 400
Скорость подачи, м/с: рабочий режим ускоренный режим	 0,16 0,9
Привод маслостанции	Электрический, бензиновый, дизельный*
Мощность привода, кВт	12,5–16,5*

* В зависимости от модификации

Установка буровая гидрофицированная легкой серии типа УБГ-Л2 «Аллигатор» на гусеничной базе (рис. 3.16) предназначена для бурения скважин в породах I–XII категории по буримости, в частности для производства буроинъекционных и буронабивных свай, водопонижающих скважин, геологоразведочных и сейсморазведочных скважин.

Рис. 3.16. Установка буровая гидрофицированная типа УБГ-Л2 «Аллигатор» на гусеничной базе

Установка реализует бурение шнеками, с продувкой и промывкой скважины и пневмоударниками. Буровая установка может быть смонтирована на гусеничное шасси, автошасси, гусеничные вездеходы и другие транспортные средства.

Условная глубина бурения установкой УГБ-Л2 «Аллигатор» приведена в табл. 3.7, а в табл. 3.8 даны технические характеристики данной буровой установки.

Таблица 3.7

Условная глубина бурения установкой УГБ-Л2 «Аллигатор»

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

Таблица 3.8

Технические характеристики установки «Аллигатор»

Наименование параметров	Величина параметров
Габаритные размеры, мм: в рабочем положении в транспортном положении	 2 990×1 000×2 570* 3 205×1 000×1 895*
Гусеничного шасси	*
Масса установки полная, кг	1850*
Тип вращателя	Подвижный с гидропроводом
Крутящий момент, Н·м	5 800*
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$: I диапазон II диапазон	 0...62* 0...124*
Тип механизма подачи	Рычажный с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, даН: вверх вниз	 5 000 3 000
Ход подачи, мм, не менее	1 400
Скорость подачи, м/с, не менее: рабочий режим ускоренный режим	 0,11 0,52
Тип мачты	Моноблочная, быстросъемная с возможностью изменения длины
Тип шасси	Гусеничное с гидроприводом*
Тип гусеницы	Металлическая / металлическая с обрезиниванием*
Ширина гусеницы, мм	230*
Скорость передвижения, км/ч	1,7

*В зависимости от модификации

Рис. 3.17. Установка буровая типа УБГ-Л «Мангуст» на гусеничной базе

Установка буровая гидрофицированная легкой серии типа УБГ-Л «Мангуст» на гусеничной базе (рис. 3.17) предназначена для бурения инженерных скважин в породах I–XII категорий по буримости, в частности для производства буроинъекционных и буронабивных свай, водопонижающих скважин и геологоразведочных скважин. Установкой реализуются бурение шнеками, с промывкой и продувкой, а также бурение пневмоударниками. Мачта бурового станка, по которой перемещается вращатель, имеет три степени свободы.

Условная глубина бурения установкой «Мангуст» приведена в табл. 3.9, а в табл. 3.10 даны технические характеристики установки.

Таблица 3.9

Условная глубина бурения установкой «Мангуст»

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

Таблица 3.10

Технические характеристики установки «Мангуст»

Наименование параметров	Величина параметров
Габаритные размеры, мм: в рабочем положении в транспортном положении	 4 240×1 660×4 645* 4 650×1 535×2 510*
Тип гусеничного шасси	*
Масса установки полная, кг	3 400*
Тип вращателя	Подвижный с гидропроводом
Крутящий момент, Н·м	12 000*
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$ I диапазон II диапазон	 0...28* 0...56*
Тип механизма подачи	Цепной полиспаст с приводом от гидроцилиндра
Усилие подачи, даН: вверх вниз	 5 000 3 500
Ход подачи, мм, не менее	4 100*
Скорость подачи, м/с, не менее: рабочий режим ускоренный режим	 0,1–0,3 0,4–1,2
Тип мачты	Моноблочная
Смещение горизонтально расположенной мачты, мм	320
Смещение вертикально расположенной мачты, мм	315
Ход мачты на каретке, мм	1 000
Угол наклона мачты в продольной плоскости относительно горизонтальной оси, град	5...0...115

Окончание табл. 3.10

Наименование параметров	Величина параметров
Тип шасси	Гусеничное
Тип гусеницы	Металлическая / металлическая с обрезиниванием*
Ширина гусеницы, мм	300*
Скорость передвижения, км/ч	1,7

*В зависимости от модификации

Таблица 3.11

Способы бурения и глубины установками типа «Беркут»

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

Таблица 3.12

Технические характеристики установки УБГ-СА «Беркут»

Наименование параметров	Величина параметров
Диаметр скважины максимальный, мм	1 000*
Габаритные размеры, мм: в рабочем положении в транспортном положении	 4 990×2 200×7 325* 6 735×2 200×
Количество аутригеров	2
Тип вращателя	Подвижный, непроходной, смещаемый с приводом от двух гидромоторов*
Крутящий момент силы, Н·м (максимальный)	40 000*
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$: I режим II режим	 0–24* 0–48*
Ход смещения вращателя, мм	500 *
Тип механизма подачи	Цепной с приводом от гидромотора
Усилие подачи, даН, максимальное (вверх)	10 000
Ход подачи, мм, не менее	7 000*
Скорость подачи, м/с, не менее: рабочий режим ускоренный режим	 0,15 0,7
Тип мачты	Моноблочная

Окончание табл. 3.12

Наименование параметров	Величина параметров
Угол наклона мачты (град) в продольной плоскости	10–115
Привод насоса	Через КОМ от двигателя автомобиля
Мощность привода, кВт (л.с.)	165 (225)
Тип транспортной базы	КАМАЗ
Скорость передвижения, км/ч	50
Тип лебедки	Планетарная с четырехслойной навивкой каната (с возможностью «свободного сброса»)*
Привод лебедки	От гидромотора
Грузоподъемность лебедки (даН) на 1 слое	2 000/ 4 000*
Канатоемкость, м, не менее	30
Диаметр каната, мм	12

*В зависимости от модификации

Установки буровые гидрофицированные средней серии на автомобильной базе УБГ-СА «Беркут» и на гусеничном ходу УБГ-С «Беркут» предназначены для бурения скважин в породах I–XII категорий по буримости. Областью применения данных установок является: сооружение буронабивных свай; бурение геологоразведочных, сейсморазведочных и технических скважин, скважин на воду; исполнение инженерно-геологических изысканий, инъектирование грунтов и другие работы в стесненных условиях. Реализуемые способы бурения и глубины установками типа «Беркут» приведены в табл. 3.11, технические характеристики установки даны в табл. 3.12.

Рис. 3.18. Установка УБГ-СА «Беркут»

3.7.2. Буровые установки зарубежного производства**

В настоящее время при производстве геологоразведочных работ в России наиболее широко применяются буровые установки таких компаний, как Boart Longyear, Atlas Copco, Sandvik, CETCO (SCHRAMM) и их аналогов, как правило, произведенные в КНР.

**Раздел составлен по каталогам и рекламным материалам компаний Boart Longyear и Atlas Copco.

Буровые установки компании Boart Longyear

Модульные установки алмазного бурения серии LM включают установки LM30, LM45, LM55 и LM75. Модульность установок предполагает широкую возможность взаимозаменяемости основных узлов для создания установки, максимально отвечающей условиям эксплуатации.

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

Буровая установка LM30 при оснащении вращателями типоразмера BQ (допускает прохождение бурильных труб и колонковых наборов типоразмера BQ – максимальный диаметр скважины составляет 59,6 мм) и HQ (максимально возможный диаметр скважины – 96,1 мм) позволяет бурить скважины различной длины в зависимости от типа колонны и диаметра скважины (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Области рационального применения буровой установки LM30

Тип бурильной колонны и диаметр скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх	вертикально вниз и горизонтально
Вращатель BQ (LTK48 или LTK60)		
Стальные трубы AWJ, вес штанги q = 15,5 даН/3 м, диаметр скважины D_H = 47,6 мм	130	220
Стальные трубы BWJ, q = 18 даН/3 м, D_H = 59,6 мм	125	200
Дюралюминиевые трубы AWJLT, q = 10,4 даН/3 м, D_H = 47,6 мм	170	280
Дюралюминиевые трубы BWJLT, q = 15 даН/3 м, D_H = 59,6 мм; ССК типоразмера BQ, q = 18/3 м, D_H = 59,6 мм	160 95	260 150
Вращатель HQ		
ССК – колонна NRQHP, q = 23,4 даН, колонковый набор NQ, D_H = 75,3 мм	80	125
ССК – колонна NRQHP, q = 34,5 даН, колонковый набор NQ D_H = 75,3 мм	50	50

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

Вращатель типа BQ может быть использован с бурильными и колонковыми трубами до типоразмера BQ. Этот высокооборотный вращатель с гидромотором применяется для алмазного бурения скважин малого диа-

метра. Частота вращения при прямой передаче (режим бурения) плавно регулируется в диапазоне 0–2 640 мин$^{-1}$, крутящий момент при частоте вращения 2 000 мин$^{-1}$ составляет 105 Н·м, при частоте вращения 500 мин$^{-1}$ – 405 Н·м. При обратной передаче (режим отвинчивания труб) частота вращения фиксированная и составляет 45 мин$^{-1}$. При отвинчивании труб крутящий момент составляет 1 230 Н·м.

Вращатель типа HQ допускает прохождение бурильных труб и колонковых наборов типоразмера HQ, является высокомоментным, что позволяет его использовать для бурения снарядами ССК большого размера, а также для бурения скважин увеличенного (до 96,1 мм) диаметра и более значительной глубины. Частота вращения при прямой передаче (режим бурения) плавно регулируется в диапазоне 0–1 690 мин$^{-1}$, крутящий момент при частоте вращения 1 000 мин$^{-1}$ составляет 200 Н·м, при частоте вращения 300 мин$^{-1}$ – 620 Н·м. При обратной передаче (режим отвинчивания труб) частота вращения фиксированная и составляет 60 мин$^{-1}$, крутящий момент – 1 825 Н·м.

Вращатели BQ и HQ оснащены изогнутыми аксиально-поршневыми гидромоторами с переменной производительностью, которые обеспечивают автоматическую подстройку частоты вращения таким образом, чтобы использовать максимальную мощность при бурении. Частота вращения и крутящий момент могут устанавливаться непосредственно с панели управления станком.

Все вращатели компании Boart Longyear оснащены устройствами отвинчивания бурильных труб. Вращатель станков типа LM при спускоподъемных операциях откидывается в сторону.

Вращатель установки LM30 является подвижным с ходом подачи 1 100 мм, усилием подачи 30 кН. Скорость подачи изменяется от 0 до 0,5 м/с.

Установка оснащена зажимным гидропатроном с тремя зажимными кулачками, рассчитанными на усилие удержания 75 кН и момент проворачивания 520 Н·м. Для повышения надежности зажимной патрон механически открывается.

Трубодержатели на установках Boart Longyear закрываются механически пружинами и открываются гидравликой с пульта управления. Таким образом, система позволяет надежно удерживать колонну, поскольку подвешенные трубы всегда удерживаются одним из двух устройств – трубодержателем или гидропатроном, что обеспечивается системой автоматической синхронизации работы с зажимным патроном.

Трубодержатель станка LM30 рассчитан на максимальную осевую удерживающую нагрузку 60 кН и крутящий момент при проворачивании 1 670 Н·м.

Буровую установку LM30 выпускают в двух вариантах:

- самоходную с размещением бурового оборудования на манипуляторах, позволяющих ориентировать направление бурения скважины в любую заданную сторону;
- передвижную модульную.

Панель управления установками компании Boart Longyear выносится за пределы зоны опасного давления гидросистемы станка. На панели управления размещены манометры и рычаги управления. Перемещение рычагов на панели управления пропорционально скорости выполнения операций на станке, что позволяет машинисту обеспечивать точный контроль над операциями.

Модульная буровая установка для подземного алмазного колонкового бурения LM75 предназначена для бурения глубоких скважин и оснащена приводом мощностью 75 кВт (рис. 3.19). Буровая установка предназначена для бурения скважин ССК и оснащена высокомоментным вращателем HQ и трубодержателем PQ. Установка обеспечивает бурение скважин различной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра инструмента (табл. 3.14).

Буровая установка оснащена податчиком серии 1 300 с присоединенным удлинителем, что позволяет уменьшить ручные манипуляции с длинным керноприемником. Ход подачи вращателя составляет 1 830 мм, максимальное усилие давления 61 кН, усилие отрыва 123,4 кН. Скорость наращивания штанг ≈15 м/мин.

Рис. 3.19. Буровая установка LM75: *1* – силовой блок; *2* – трубодержатель; *3* – вращатель; *4* – пульт управления; *5* – податчик

Таблица 3.14

Области рационального применения буровой установки LM75

Тип бурильной колонны, диаметр скважины и частота вращения снаряда, при которой достигнута расчетная глубина скважины	Длина скважины при направлении бурения, м	
	вертикально вверх / вертикально вверх (при реверсировании податчика)	вертикально вниз / горизонтально
ССК AQ, D_H = 47,6 мм, 1 000 мин$^{-1}$	610/1190	1 700/1 310
ССК BQ, D_H = 59,6 мм, 800 мин$^{-1}$	450/870	1 320/920
ССК NQ, D_H = 75,3 мм, 600 мин$^{-1}$	290/590	1 020/680
ССК HQ, D_H = 96,1 мм, 500 мин$^{-1}$	160/360	600/380

Вращатель обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в диапазоне 0–1350 мин$^{-1}$ и крутящий момент 325 Н·м при частоте вращения 1 250 мин$^{-1}$ и 900 Н·м при частоте вращения 500 мин$^{-1}$. При отвинчивании труб применяется обратная передача, обеспечивающая частоту вращения 100 мин$^{-1}$ и крутящий момент 3 750 Н·м.

Все установки типа LM оснащены лебедками ССК.

По заказу может устанавливаться дополнительное осветительное и другое оборудование, в том числе манипуляторы для бурильных труб, автоматическое устройство бурения (UDM), дистанционное устройство пуска и остановки, устройство для укладки шлангов, промывочные насосы типа 712, 520 и 535 с электрическим или гидравлическим приводами, трос ССК, тросоукладчик. Возможно исполнение специальных разработок, а также выпуск установок во взрывобезопасном исполнении для работы на угольных шахтах (LMC).

Буровая установка алмазного колонкового бурения LF70 разработана для бурения в труднодоступных районах. Установка имеет модульную конструкцию, которая включает семь модулей.

Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера HQ (диаметр отверстия 95,2 мм) с цепным приводом. Ход подачи – 1 830 мм.

Частота вращения на I передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин$^{-1}$ изменяется в диапазоне 95–190 мин$^{-1}$ (крутящий момент соответственно 4 610–2 305 Н·м), на II скорости – 200–400 мин$^{-1}$ (2 170–1 085 Н·м); на III скорости – 370–730 мин$^{-1}$ (950–610 Н·м); на IV скорости – 630–1 250 мин$^{-1}$ (680–340 Н·м).

Силовая установка включает дизельный привод мощностью 79 кВт. Для работы на большой высоте предусмотрен более мощный шестицилиндровый дизель (мощность 119 кВт). Панель управления буровой установкой выполнена в виде гидравлического модуля.

Главная лебедка – с гидравлическим приводом грузоподъемностью при однострунной оснастке 5 443 даН, тросом длиной 67 м диаметром 16 мм и пружинным тормозом.

Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора, вместимость барабана лебедки – 1 890 м троса диаметром 4,8 мм.

Установка оснащена мачтой для работы со стандартными трех- или шестиметровыми бурильными трубами. Для работы с шестиметровыми трубами требуется установка средней секции мачты. Угол заложения скважины может составлять 30–90º.

Установка оснащена дополнительным оборудованием:

- патроном с газовыми пружинами;
- гидравлическим трубодержателем;
- платформой для верхового рабочего;
- гидроцилиндрами подъема мачты;
- промывочным насосом W11 с гидравлическим двухскоростным приводом. Производительность насоса – 132 л/мин при давлении 2,07 МПа, потребляемая мощность привода – 5,9 кВт; 64 л/мин при давлении 5,5 МПа, мощность привода – 5,89 кВт. Для создания более высокого давления на насосе заменяется гидромотор, который позволяет получить производительность 87 л/мин при давлении 6,6 МПа, потребляемая мощность – 9,5 кВт; при производительности 42 л/мин создается давление 6,9 МПА, потребляемая мощность – 4,8 кВт;
- системой буксирования установки;
- емкостью для приготовления бурового раствора и миксером (максимальная частота вращения миксера 2 300 мин$^{-1}$).

Таблица 3.15

Области рационального применения буровой установки LF70

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметра коронки	Глубина бурения, м	
	сухая скважина	обводненная скважина
BRQHP, BQ, 59,6 мм	915	1 050
BRQLW, BQTK, 59,6 мм	1 145	1 320
BRQLW,NQ, 75,3 мм	705	810
HRQHP,HQ,96,1 мм	475	545
HWT,PQ,122 мм	315	360

Глубина бурения скважин установкой LF70 зависит от типа применяемой бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 3.15).

Буровая установка алмазного колонкового бурения LF90 (рис. 3.20 и 3.21) разработана для бурения в труднодоступных районах и достаточно широко используется при производстве геологоразведочных работ в Рос-

сии. Установка имеет модульную конструкцию, которая включает семь модулей.

Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера PQ (диаметр отверстия – 127 мм) с цепным приводом. Ход подачи – 3 350 мм. Скорость подачи регулируемая – быстрая и медленная.

Частота вращения на I передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин$^{-1}$ изменяется в диапазоне 122–199 мин$^{-1}$ (крутящий момент соответственно – 5 322–3 254 Н·м); на II скорости – 246–400 мин$^{-1}$ (2 648–1 620 Н·м); на III скорости – 439–714 мин$^{-1}$ (1 486–908 Н·м); на IV скорости – 769–1 250 мин$^{-1}$ (849–519 Н·м).

Силовая установка включает дизельный привод мощностью 149 кВт, объемом 5,9 л. Панель управления буровой установкой выполнена в виде гидравлического модуля.

Главная лебедка с гидравлическим приводом имеет грузоподъемность при однострунной оснастке 7 258 даН, трос длиной 23 м диаметром 16 мм и пружинный тормоз. Скорость подъема снаряда составляет 53 м/мин.

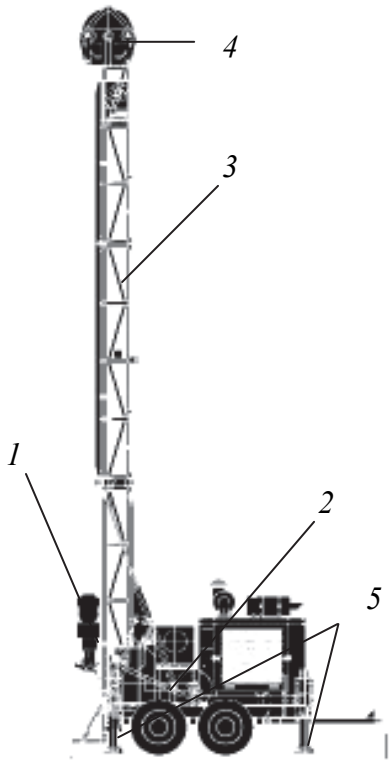


Рис. 3.20. Буровая установка LF90: *1* – подвижный вращатель; *2* – силовая установка; *3* – трехсекционная мачта; *4* – кронблок; *5* – гидравлические домкраты

Рис. 3.21. Буровая установка LF90D

Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора, вместимость барабана лебедки – 1 890 м, трос диаметром 4,8 мм. Скорость подъема составляет 145–433 м/мин.

Мачта установки предназначена для работы шестиметровыми бурильными трубами. Угол заложения скважины может составлять с горизонтом 45–90º. Усилие подачи вверх – 111,8 кН, усилие подачи вниз – 59 кН.

Установка оснащена дополнительным оборудованием:

- патроном с газовыми пружинами;
- гидравлическим трубодержателем;
- платформой для верхового рабочего;
- гидроцилиндрами подъема мачты;
- промывочным насосом W11 с гидравлическим двухскоростным приводом. Производительность насоса – 132 л/мин при давлении 2,07 МПа, потребляемая мощность привода – 5,9 кВт; 64 л/мин при давлении 5,5 МПа, мощность привода – 5,89 кВт. Для создания более высокого давления на насосе заменяется гидромотор, который позволяет получить производительность 87 л/мин при давлении 6,6 МПа, потребляемая мощность – 9,5 кВт; при производительности 42 л/мин создается давление 6,9 МПА, потребляемая мощность – 4,8 кВт;
- системой буксирования установки;
- емкостью для приготовления бурового раствора и миксером (максимальная частота вращения миксера – 2 300 мин$^{-1}$).

Буровая установка LF90 позволяет бурить скважины определенной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 3.16).

Таблица 3.16

Области рационального применения буровой установки LF90

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметра коронки	Глубина бурения, м	
	сухая скважина	обводненная скважина
BRQHP, BQ, 59,6 мм	1 220	1 400
BRQLW, BQTK, 59,6 мм	1 525	1 755
BRQLW, NQ, 75,3 мм	1 525	1 750
HRQHP, HQ, 96,1 м	635	725
HWT, PQ, 122 мм	420	480

Буровая установка LF140 предназначена для алмазного колонкового бурения скважин на глубину до 2 000 м. Изготавливается самоходной (на базе шасси автомобиля) или передвижной. Установка оснащена вращателем с полым шпинделем под инструмент PQ (максимальное проходное отверстие 127 мм), четырехскоростной коробкой передач и двухскорост-

ным аксиально-поршневым гидромотором для бурения, свинчивания-развинчивания бурильных труб. Ход вращателя – 3 350 мм.

Установка оснащена дизельным приводом мощностью 180 кВт; для работы в условиях высокогорья установка оснащается дизелем мощностью 205 кВт.

Лебедка имеет гидравлический привод грузоподъемностью 13 605 даН при однострунной оснастке. Лебедка ССК оснащена приводом от гидромотора.

Буровая установка оснащена выравнивающими положение агрегата гидравлическими домкратами.

Девятиметровая телескопическая мачта, выдвигаемая гидравликой, обеспечивает бурение наклонных скважин под углом 45 и более градусов к горизонту. При бурении глубоких скважин могут использоваться свечи длиной 9 м.

Установка оснащается буровым насосом типа W11, миксером и емкостью объемом около 1 000 л для приготовления раствора.

Буровая установка колонкового бурения LF230 разработана для алмазного бурения скважин с поверхности. Подвижный вращатель – двухскоростной реверсируемый проходной шпиндель для работы инструментом типоразмера PQ (диаметр отверстия – 95,2 мм) с цепным приводом. Ход подачи – 3 353 мм.

Частота вращения на I передаче при максимальной и минимальной производительности гидромотора и частоте вращения 2 200 мин$^{-1}$ изменяется в диапазоне 144–199 мин$^{-1}$ (крутящий момент соответственно – 5 322–3 826 Н·м); на II скорости работы – 288–400 мин$^{-1}$ (2 648–1 898 Н·м); на III скорости – 514–714 мин$^{-1}$ (1 486–1 068 Н·м); на IV скорости – 900–1 250 мин$^{-1}$ (849–610 Н·м).

Глубина бурения скважин установкой LF230 зависит от типа бурильной колонны и диаметра скважины. Основные параметры установки приведены в табл. 3.17.

Силовая установка включает дизельный привод мощностью 149 кВт.

Таблица 3.17

Области рационального применения буровой установки LF230

Тип бурильных труб, колонкового набора, диаметра коронки	Глубина бурения, м	
	сухая скважина	обводненная скважина
BRQHP, BQ, 59,6 мм	3 050	3 495
BRQLW, BQTK, 59,6 мм	3 815	4 390
BRQLW, NQ, 75,3 мм	2 350	2 695
HRQHP, HQ, 96,1 мм	1 585	1 815
HWT, PQ, 122 мм	1 045	1 195

Панель управления буровой установкой выполнена в виде гидравлического модуля. Главная лебедка с гидравлическим приводом грузоподъемностью при однострунной оснастке 18 144 даН оснащена тросом диаметром 22 мм и пружинным тормозом. Лебедка ССК имеет привод от гидравлического мотора, вместимость барабана лебедки – 2 308 м троса диаметром 4,8 мм.

Мачта предназначена для работы со стандартными бурильными трубами, длина свечи – 6 или 9 м. Угол заложения скважины к горизонту может составлять 45–90°. Усилие подачи вниз составляет 223 кН, вверх – 118 кН.

Буровые установки компании Atlas Copco

Diamec – зарегистрированная торговая марка высокооборотных гидрофицированных буровых установок для проведения буровых работ с отбором керна в условиях подземных выработок и на поверхности. Варианты исполнения установок – на раме (салазках), с гусеничным или колесным шасси.

Все буровые установки семейства Diamec объединяют следующие отличительные особенности:

- полная синхронизация работы штангодержателя и вращателя, что позволяет достичь максимальной производительности бурения;
- плавное измерение и строгий контроль всех параметров бурения, что позволяет обеспечить оптимальные режимы работы бурового инструмента;
- компактность и модульность буровых установок, что обеспечивает максимально сжатые сроки монтажа и демонтажа буровых установок;
- многофункциональность установок, что позволяет осуществлять бурение ССК, одно- и двухтрубными колонковыми снарядами, алмазными и твердосплавными коронками, долотами, погружными пневмоударниками;
- простота конструкции и надежность, что определяет легкость эксплуатации и ремонта агрегатов установок.

Стандартно установки Diamec комплектуются силовой установкой (дизельного или электрического типа), промывочным насосом, лебедкой ССК. Возможно исполнение установок во взрывозащищенном исполнении и с компьютерной системой управления и контроля рабочих параметров (АРС).

Установка колонкового алмазного бурения Diamec 232 – самая малогабаритная гидрофицированная установка для использования в подземных горных выработках (рис. 3.22). Благодаря компактной конструкции и небольшому весу установка быстро подготавливается к работе. Она может быть использована в угольных шахтах, так как при работе агрегата применяют пожаробезопасные жидкости.

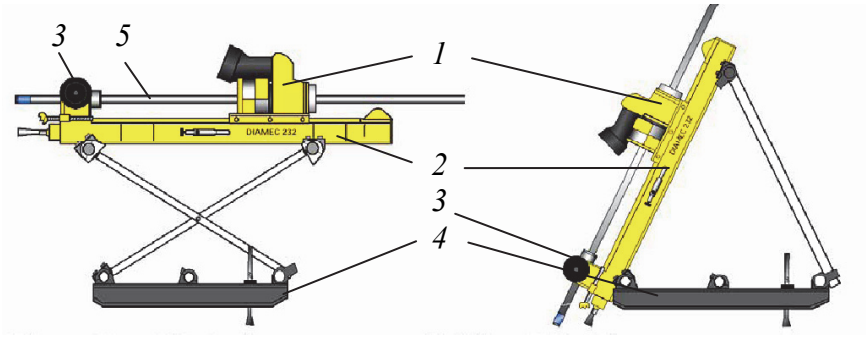


Рис. 3.22. Буровая установка Diamec 232: *1* – вращатель; *2* – податчик; *3* – штангодержатель; *4* – салазки; *5* – штанга

При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке механизирована, использование буровых ключей не требуется.

Привод станка может быть электрическим (силовой агрегат 20E мощностью 15 кВт) или дизельным (мощностью 26 кВт).

Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу.

Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются для обеспечения безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне составляет 30 кН, внутренний диаметр шпинделя – 50 мм.

Частота вращения, реализуемая вращателем, – 550–2 200 мин$^{-1}$, диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент – 250 Н·м (при минимальной частоте вращения), минимальный – 50 Н·м (при максимальной частоте вращения).

Штангодержатель имеет диаметр проходного отверстия 52 мм, осевое усилие удержания 12 кН. Подвижный вращатель имеет ход подачи 850 мм, усилие подачи 20 кН, тяговое усилие 15 кН; скорость подачи вверх составляет 0,8 м/с, вниз – 1,0 м/с, скорость выполнения операций, включая свинчивание и развинчивание штанг, – 20 м/мин.

Буровая установка Diamec 232 позволяет бурить скважины следующей глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 3.18). Буровой агрегат оснащен буровым насосом типа TRIDO 45H производительностью 45 л/мин, давлением 4,5 МПа.

Установка колонкового алмазного бурения Diamec 252 – компактная гидрофицированная установка для использования в подземных горных выработках.

Благодаря компактной конструкции и небольшому весу установку можно быстро подготовить к работе. Она может использоваться в угольных шахтах и осуществлять бурение под любым углом заложения.

Таблица 3.18

Области рационального применения буровой установки Diamec 232

Тип и диаметр бурильных труб, диаметр коронки	Глубина бурения, м
Алюминиевые 33 мм, 47,6 мм	300
Алюминиевые 43 мм, 47,6 мм	200
Стальные 33 мм, 47,6 мм	150
Стальные 42 мм, 47,6 мм	120
AQ (ССК), 47,6 мм	120
AGM, 47,6 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	145

Таблица 3.19

Области рационального применения буровой установки Diamec 252

Тип и диаметр бурильных труб, диаметр коронки	Глубина бурения, м
Алюминиевые 43 мм, 47,6 мм	625
Алюминиевые 53 мм, 59,6 мм	425
Стальные 42 мм, 47,6 мм	400
Стальные 50 мм, 59,6 мм	225
AW, 47,6 мм	325
BW, 59,6 мм	275
AQ (ССК), 47,6 мм	350
AGM, 47,6 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	420
BQ (ССК), 59,6 мм	275
BGM, 59,6 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	330

При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке механизирована, использование буровых ключей не требуется.

Привод станка может быть электрическим (силовой агрегат 45E мощностью 45 кВт) или дизельным (агрегат 40DT мощностью 68 кВт).

Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу.

Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются для обеспечения безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне – 30 кН.

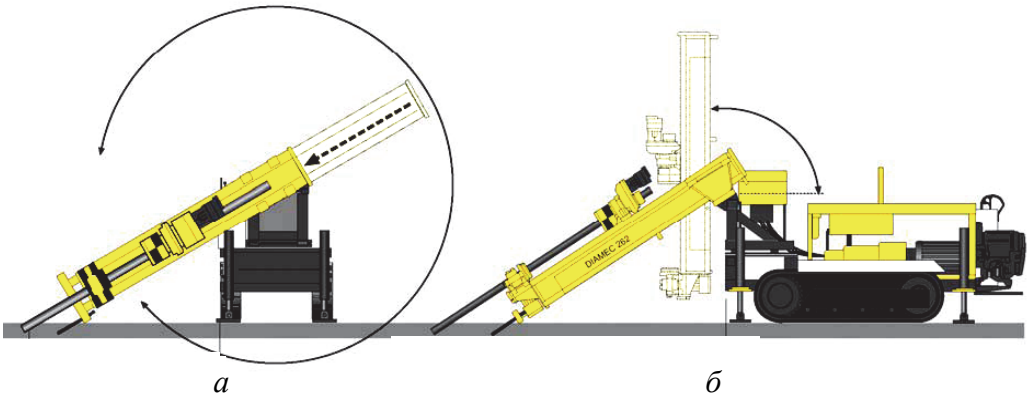
Частота вращения, реализуемая вращателем, составляет 550–2 200 мин$^{-1}$, диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент 570 Н·м (при минимальной частоте вращения), минимальный – 150 Н·м (при максимальной частоте вращения). Внутренний диаметр шпинделя 58 мм. Штангодержатель имеет диаметр отверстия 60,5 мм, осевое усилие удержания – 12 кН.

Подвижный вращатель имеет ход подачи в одном из вариантов исполнения 850 мм, а в другом – 1 600 мм. Усилие подачи – 33 кН, тяговое усилие составляет 43 кН, скорость подачи вверх – 1,0 м/с, вниз – 0,75 м/с.

Значения глубины бурения установкой Diamec 252 в зависимости от типа бурильных колонн и диаметров скважины приведены в табл. 3.19.

Буровой агрегат может быть оснащен буровым насосом типа TRIDO 45H производительностью 45 л/мин при давлении 4,5 МПа или насосом TRIDO 80 2HS производительностью 70 л/мин при давлении 4,0 МПа.

Буровой агрегат Diamec 262EC – гидрофицированная установка колонкового бурения в подземных горных выработках на гусеничном ходу (рис. 3.23).



а *б*

Рис. 3.23. Буровая установка Diamec 262 EC: *а* – бурение наклонной скважины; *б* – бурение наклонной или вертикальной скважины

Установка может работать в угольных шахтах и осуществлять бурение под любым углом заложения. При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке полностью механизирована.

Привод станка электрический – силовой агрегат 45E мощностью 45 кВт со сдвоенными гидронасосами.

В станке могут использоваться три варианта вращателя. Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются для обеспечения безопасности и облегчения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне – 100 кН, внутренний диаметр шпинделя – 78 мм. Для освобождения устья скважины вращатель отводится в сторону.

Реализуемая частота вращения составляет 0–2 200 мин$^{-1}$; 0–900 мин$^{-1}$; 0–600 мин$^{-1}$. Диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато;

максимальный крутящий момент – 2 000 Н·м (для вращателя, работающего при низком диапазоне частоты вращения), средний – 1 350 Н·м (для вращателя с диапазоном частоты вращения 0–900 мин$^{-1}$), наименьший крутящий момент составляет 700 Н·м (для высокочастотного вращателя). Штангодержатель имеет диаметр отверстия 132 мм, осевое усилие удержания – 22 кН.

Подвижный вращатель может иметь ход подачи в одном из вариантов исполнения 850 мм, в другом – 1 800 мм, а в третьем – 3 300 мм. Усилие подачи составляет 65 кН, тяговое усилие – 65 кН, скорость подачи – 1,0 м/с.

Буровая установка Diamec 262 позволяет бурить скважины определенной глубины в зависимости от типа бурильной колонны и диаметра скважины (табл. 3.20).

Буровой агрегат может быть оснащен буровым насосом типа TRIDO 45H производительностью 45 л/мин, давлением 4,5 МПа, либо насосом TRIDO 80 2HS производительностью 70 л/мин при давлении 4,0 МПа, либо TRIDO 140H производительностью 135 л/мин при давлении 3,5 МПа.

Таблица 3.20

Области рационального применения буровой установки Diamec 262

Тип и диаметр бурильных труб, диаметр коронки	Глубина бурения, м
Алюминиевые 43 мм, 47,6 мм	1 000
Алюминиевые 53 мм, 59,6 мм	800
AW, 47,6 мм	900
BW, 59,6 мм	650
AQ (ССК), 47,6 мм	700
AGM, 47,6 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	700
BQ (ССК), 59,6 мм	550
BGM, 59,6 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	650
NQ (ССК), 75,3 мм	400
NGM, 75,3 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	400

Установка колонкового бурения Diamec 282B – гидрофицированная буровая установка для использования в подземных горных выработках и на поверхности. Установка изготавливается с буровой мачтой на широких салазках для бурения с поверхности под углом заложения скважин от 0 до 90º (рис. 3.24) и с буровым станком на узких салазках и гидравлическими упорными распорами на конце рамы податчика – для бурения восстающих и нисходящих скважин под любым углом из подземных выработок.

Установка для подземного бурения может работать в угольных шахтах и осуществлять бурение под любым углом заложения. При бурении на станке один оператор выполняет все буровые и спуско-подъемные операции с пульта управления. Работа на станке полностью механизирована.

Рис. 3.24. Установка Diamec 282B
для бурения с поверхности

Привод станка может осуществляться от дизеля мощностью 100 кВт или электродвигателя мощностью 75 кВт. В обоих случаях установка оснащается сдвоенными гидронасосами.

Вращатель станка состоит из гидромотора, редуктора, шпинделя с проходным отверстием и зажимного патрона. Вращение передается через редуктор на патрон, который под действием давления зажимает и вращает трубу. Действия гидропатрона и штангодержателя синхронизируются для обеспечения безопасности и упрощения операций. Осевое усилие удержания штанги в патроне составляет 90 кН, внутренний диаметр шпинделя – 102 мм. Вращатель отводится в сторону для освобождения устья.

Частота вращения, реализуемая вращателями, составляет 0–1 100 мин$^{-1}$.

Диапазон частоты вращения регулируется бесступенчато, максимальный крутящий момент составляет 1 950 Н·м.

Штангодержатель имеет диаметр отверстия 132 мм, осевое усилие удержания – 22 кН. Подвижный вращатель может иметь ход подачи 1 750 мм. Усилие подачи – 150 кН; усилие на подъем – 90 кН; скорость подачи вниз составляет 1,0 м/с; скорость подачи вверх – 0,5 м/с.

Значения глубины бурения установкой Diamec 282B в зависимости от типов бурильных колонн и диаметров скважины приведены в табл. 3.21.

Таблица 3.21

Области рационального применения буровой установки Diamec 282B

Тип и диаметр бурильных труб, диаметр коронки	Глубина бурения, м
Алюминиевые трубы диаметром 53 мм, 59,6 мм	1 400
Стальные трубы диаметром 50 мм	810
Стальные трубы диаметром 60 мм	720
BQ (ССК), 59,6 мм	1 000
NQ (ССК), 75,3 мм	800
NGM, 75,3 мм (ССК с тонкоматричной коронкой)	1 000
HQ (ССК), 96,1 мм	600

Буровой агрегат оснащен буровым насосом TRIDO 140H производительностью 135 л/мин при давлении 3,5 МПа.

Для бурения на поверхности буровая установка имеет тросовую лебедку с приводом от гидродвигателя. Тяговое усилие лебедки составляет 11,8 кН.

Буровой агрегат Diamec U6 APC предназначен для колонкового бурения глубоких скважин с автоматическим контролем параметров ССК типоразмера AQ–HQ (рис. 3.25).

Система APC (автоматического контроля бурения) позволяет управлять процессом бурения одному оператору. Системой APC в память компьютера записываются данные бурения: глубина скважины, количество и давление воды на входе, частота вращения, скорость бурения, усилие на коронке, давление в гидросистеме и др. Система APC оптимизирует скорость бурения, регулирует усилие подачи, частоту вращения и крутящий момент в соответствии с изменением условий бурения. Это позволяет оператору выполнять при бурении другие работы – опорожнять керноприемники ССК, готовить коронки и штанги.

Мощность электрического привода установки в базовой комплектации составляет 75 кВт. Электродвигатель приводит в действие два гидронасоса установки, с помощью которых приводятся в действие гидродвигатели узлов агрегата: вращатель, буровой насос, лебедка ССК.

Буровая установка способна бурить скважины под любым углом заложения (от вертикального вниз до вертикального вверх).

Буровая установка Diamec U6 оснащена подвижным вращателем с ходом 1 800 мм. Осевое усилие подачи – 65 кН; скорость подачи – до 1 м/с.

Штангодержатель станка открывается гидравлически и закрывается под давлением газового патрона. Максимально возможный диаметр бурильных труб равен 89 мм, осевое усилие удержания 45 кН, возможен вариант исполнения штангодержателя с твердосплавными плашками, что позволяет повысить осевое удержание до 90 кН.

Рис. 3.25. Установка для подземного бурения Diamec U6 APC

Буровой агрегат может оснащаться вращателями двух типоразмеров: N и H. Для вращателя размера N имеется два варианта мотора: стандартный с максимальной частотой вращения 1 800 мин$^{-1}$ и крутящим моментом 645 Н·м и высокомоментный (частота вращения не превышает 1 600 мин$^{-1}$, крутящий момент – 860 Н·м).

Вращатель размера H имеет два варианта регулирования давления, что позволяет устанавливать соответственно максимальный крутящий момент и частоту вращения. Возможен вариант, при котором частота вращения достигает 1 400 мин$^{-1}$, а крутящий момент – 1 275 Н·м. Другой вариант управления параметрами вращателя позволяет получить частоту вращения до 1 200 мин$^{-1}$, крутящий момент – до 1 850 Н·м.

Вращатели обоих типоразмеров взаимозаменяемы. Вращатель состоит из гидромотора, редуктора с уплотнением, шпинделя с отверстием и гидравлического зажимного патрона. Зажимное усилие гидропатрона регулируется. Осевое удержание гидропатрона для вращателя типа N составляет 100 кН, для вращателя типа H – 150 кН.

Все работы на станке выполняет один оператор. Управление бурением осуществляется автоматически бортовым компьютером.

Глубина бурения снарядом типа AQ составляет 1 200 м, BQ – 1 000 м, NQ – 800 м и HQ – 600 м.

Буровая установка оснащается буровыми насосами типа TRIDO 80H или TRIDO 140H.

Возможны варианты установки с электрическим и дизельным приводами. В первом случае установка может оснащаться приводом мощностью 55 или 75 кВт. Во втором случае буровой агрегат может иметь дизельный привод типа 110 DT мощностью 112 кВт.

Для бурения глубоких скважин с поверхности возможен вариант телескопического удлинения мачты, которая монтируется сверху на раме податчика. Таким образом можно удлинить раму податчика с мачтой до 3,5–4,5 м, а с дополнительными трубами – до 7,5 м.

Для работы с мачтой может быть смонтирована талевая лебедка емкостью 425 или 1 000 м, управляемая с пульта. Привод лебедки осуществляется от гидромотора. Скорость подъема в первом случае варьирует от 2,1 до 4,5 м/с, во втором случае – от 1,7 до 4,2 м/с. Тяговое усилие лебедки может достигать в первом случае 8,1 кН, а во втором – 10 кН.

Буровой агрегат Diamec U8 APC предназначен для колонкового бурения глубоких скважин на поверхности или из подземных горных выработок с автоматическим контролем параметров ССК типоразмера BQ–HQ.

Мощность электрического привода установки в базовой комплектации составляет 110 кВт, дизельного привода – 149 кВт. Двигатель приводит в действие два гидронасоса установки, с помощью которых работают гидродвигатели узлов агрегата: вращатель, буровой насос, лебедка ССК.

Буровая установка способна бурить скважины под любым углом заложения (от вертикального вниз до вертикального вверх).

Буровой агрегат Diamec U8 оснащен подвижным вращателем с ходом 1 800 мм. Привод подачи гидравлический. Осевое усилие подачи составляет 133 кН, скорость подачи – до 0,73 м/с.

Штангодержатель станка открывается гидравлически и закрывается под давлением газового патрона. Максимально возможный диаметр бурильных труб 117,5 мм, осевое усилие удержания составляет 133 кН.

Буровой агрегат может оснащаться вращателями двух типоразмеров: стандартным с максимальной частотой вращения 1 400 мин$^{-1}$ и крутящим моментом 1 275 Н·м, а также высокомоментным с частотой вращения до 1 200 мин$^{-1}$ и крутящим моментом 2 300 Н·м. Вращатели взаимозаменяемы.

Вращатель состоит из гидромотора, редуктора с уплотнением, шпинделя с отверстием и гидравлического зажимного патрона. Зажимное усилие гидропатрона регулируется. Осевое удержание гидропатрона составляет 150 кН.

Все работы на станке выполняет один оператор. Управление бурением осуществляется автоматически бортовым компьютером. Буровая установка оснащается буровым насосом TRIDO 140H.

Глубина бурения скважин снарядом типа BQ составляет 2 000 м, снарядом NQ – 1 500 м, снарядом HQ – 1 000 м.

Для бурения глубоких скважин с поверхности возможен вариант телескопического удлинения мачты, которая монтируется сверху на раме податчика. Таким образом можно удлинить раму податчика с мачтой до 3,0 м.

Для бурения в подземных горных выработках податчик удлиняется на 2 м.

При проведении спуско-подъемных операций на установке может монтироваться талевая лебедка емкостью 2 000 м, управляемая с пульта. Привод лебедки осуществляется от гидромотора. Скорость подъема варьирует от 1,8 до 4,8 м/с. Тяговое усилие лебедки достигает 9,7 кН.

В штате Айдахо (США) на станке Diamec U8 при колонковом алмазном бурении в автоматическом режиме за десятичасовую рабочую смену максимальная проходка достигла 185,6 м.

JKS-BOYLES – канадское подразделение компании Atlas Copco Craelius AB – производит высокооборотные гидрофицированные буровые установки для бурения с поверхности.

Буровая установка Christensen CS10 (рис. 3.26) предназначена для бурения скважин ССК типоразмера B, N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
BQ (~60 мм)	1 030
NQ (~76 мм)	800
HQ (~99 мм)	535
PQ (~121 мм)	315

В связи с большим разнообразием условий бурения приведенные значения глубины бурения служат только как ориентировочные при вертикальном бурении вниз и однородных горных породах (здесь и далее).

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи которого 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда – 60 кН, тяговое усилие вверх – 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении – 45–90º, а максимальная длина свечи – 6,09 м.

Установка Christensen CS10 оснащена вращателем, который имеет механизм регулирования частоты вращения с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона:

116–196 мин$^{-1}$ (момент 4 517–2 662 Н·м);

242–410 мин$^{-1}$ (момент 2 160–1 273 Н·м);

446–757 мин$^{-1}$ (момент 1 170–690 Н·м);

766–1 300 мин$^{-1}$ (момент 681–402 Н·м).

Рис. 3.26. Буровая установка Christensen CS10

Переключение ступеней на редукторе ручное, плавное регулирование частоты вращения осуществляется с панели управления.

Вращатель при проведении спуско-подъемных операций отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм, усилие удержания составляет 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Привод буровой установки работает от дизеля Caterpillar мощностью 104 кВт с водяным охлаждением. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 28 МПа, вторичный – 20 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 21,5 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 210 мм, усилие удержания – 130 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 53,5 кН. Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм, длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм, длиной 975 м. Грузоподъемность лебедки составляет 3,0–12 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта на установке CS10 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляется гидравлически. Верхний шкив кронблока имеет увеличенный размер для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов – 550 мм.

Буровая установка оснащается насосом TRIDO 140 (расход жидкости – 140 л/мин; давление – 4,9 МПа).

Буровые установки CS10 могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего. Буровая установка может монтироваться на раме для установки в буровом здании или монтируется на гусеничном шасси.

Буровая установка Christensen CS1000P4 предназначена для бурения скважин ССК типоразмера B, N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
BQ (~60 мм)	900
NQ (~76 мм)	500
HQ (~99 мм)	355
PQ (~121 мм)	200

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи которого 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда – 60 кН; тяговое усилие вверх – 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении – 45–90º, а максимальная длина свечи составляет 6,09 м.

Установка CS1000P4 оснащена вращателем, который имеет следующие характеристики. Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, позволяющего установить четыре диапазона частоты вращения вращателя и бурильной колонны: 130–196 мин$^{-1}$ (крутящий момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин$^{-1}$ (момент 2 095–1 437 Н·м); 500–757 мин$^{-1}$ (1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин$^{-1}$ (662–454 Н·м). Переключение ступеней на редукторе ручное, плавное регулирование частоты вращения осуществляется с панели управления.

Вращатель при проведении спуско-подъемных операций отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм, усилие удержания – 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Привод буровой установки работает от дизеля Cummins с водяным охлаждением мощностью 86,5 кВт. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный – 20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 121 мм; усилие удержания – 130 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 40,8 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной ветви каната. Диаметр каната составляет 14 мм. Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки – 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта установки CS1000P4 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока увеличенного размера – для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов – 550 мм.

Установка оснащается насосом TRIDO140 (расход жидкости – 140 л/мин, давление – 4,9 МПа). Буровые установки CS1000P4 могут иметь тахометр, расходомер, гидроприводную глиномешалку, свечеприемник с площадкой для верхового рабочего.

Буровая установка Christensen CS1000P6 предназначена для бурения скважин ССК типоразмера B, N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
BQ (~60 мм)	1 070
NQ (~76 мм)	760
HQ (~99 мм)	460
PQ (~121 мм)	300

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи которого 1 830 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно (от медленного до быстрого). Усилие подачи снаряда – 60 кН; тяговое усилие вверх – 90 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении – 45–90º, максимальная длина свечи составляет 6,09 м.

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения вращателя и бурильной колонны: 130–196 мин$^{-1}$ (крутящий момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин$^{-1}$ (момент 2 095–1 437 Н·м); 500–757 мин$^{-1}$ (момент 1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин$^{-1}$ (момент 662–454 Н·м). Переключение ступеней на редукторе ручное, плавное регулирование частоты вращения осуществляется с панели управления.

Вращатель при проведении спуско-подъемных операций для освобождения устья скважины отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм; усилие удержания – 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Привод буровой установки осуществляется от дизеля Cummins мощностью 131 кВт с водяным охлаждением. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный – 20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 121 мм; усилие удержания – 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 40,8 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной ветви каната. Диаметр каната – 14,3 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм и длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм и длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки – 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта на установке CS1000P6 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляется гидравлически. Верхний шкив кронблока увеличенного размера для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов составляет 550 мм.

Буровая установка оснащается насосом TRIDO 140 с подачей 140 л/мин, давлением 4,9 МПа.

Буровые установки CS1000P6 могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего. Буровая установка может монтироваться на раме для установки в буровом здании или монтируется на гусеничном шасси.

Буровая установка Christensen CS1500 на автомобильном шасси (рис. 3.27) предназначена для бурения скважин ССК типоразмера B, N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
BQ (~60 мм)	1 070
NQ (~76 мм)	760
HQ (~99 мм)	460
PQ (~121 мм)	300

Установка имеет подвижный вращатель с ходом подачи 3 500 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно от медленного до быстрого. Усилие подачи снаряда – 59 кН, тяговое усилие вверх – 95 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении – 45–90º, максимальная длина свечи – 6,09 м.

Установка CS1500 оснащена вращателем, который имеет следующие характеристики. Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения и бурильной колонны: 130–196 мин$^{-1}$ (момент 4 382–3 007 Н·м); 270–410 мин$^{-1}$ (момент 2 095–1 437 Н·м);500–757 мин$^{-1}$ (1 138–780 Н·м); 857–1 300 мин$^{-1}$ (момент 662–454 Н·м). Переключение

ступеней на редукторе ручное, плавное регулирование частоты вращения осуществляется с панели управления.

Вращатель при проведении спуско-подъемных операций отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм, усилие удержания – 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Привод буровой установки работает от дизеля Cummins мощностью 175 кВт с водяным охлаждением. Буровая установка оснащается насосом TRIDO 140 (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Первичный гидронасос развивает давление 24,1 МПа, вторичный – 20,6 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 17,2 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 121 мм; усилие удержания – 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы.

Основная лебедка имеет грузоподъемность 54,4 кН при одинарной ветви каната и 108,9 кН при двойной ветви каната. Диаметр каната – 14,3 мм. Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм и длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм и длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки – 3,2–11 кН (при полном и пустом барабане).

Рис. 3.27. Буровая установка Christensen CS1500

Мачта на установке CS1500 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока имеет увеличенный размер для снижения изнашивания троса.

Буровая установка смонтирована на двухколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов – 610 мм. Грузоподъемность автомобиля, рекомендуемого в качестве транспортной базы буровой установки *CS1500*, должна быть не менее 145 кН.

Буровая установка Christensen CS14 предназначена для бурения скважин ССК типоразмера B, N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
BQ (~60 мм)	1 540
NQ (~76 мм)	1 200
HQ (~99 мм)	800
PQ (~121 мм)	475

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи 3 500 мм. Режим подачи снаряда регулируется плавно (от медленного до быстрого). Усилие подачи снаряда составляет 60 кН, тяговое усилие вверх – 140 кН.

Возможный угол наклона скважин при заложении 45–90º, а максимальная длина буровой свечи – 6,09 м.

Установка CS14 оснащена вращателем, который имеет следующие характеристики. Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения вращателя и бурильной колонны: 129–227 мин$^{-1}$ (крутящий момент 5 573–3 483 Н·м); 270–432 мин$^{-1}$ (момент 2 665–1 665 Н·м); 498–757 мин$^{-1}$ (момент 1 496–904 Н·м); 856–1 369 мин$^{-1}$ (момент 841–525 Н·м). Переключение ступеней на редукторе ручное, плавное регулирование частоты вращения осуществляется с панели управления.

Вращатель при проведении спуско-подъемных операций отводится в сторону. Внутренний диаметр гидропатрона вращателя – 117 мм, усилие удержания – 181 кН. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, открытие – гидравлически.

Привод буровой установки работает от дизеля Cummins мощностью 158 кВт с водяным охлаждением. По заказу могут устанавливаться иные типы двигателей. Первичный гидронасос развивает давление 28,0 МПа, вторичный – 17,0 МПа. Установка оснащена дополнительным гидронасосом, который развивает давление 21,5 МПа.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 121 мм; усилие удержания – 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы. Основная лебедка имеет грузоподъемность 80,0 кН при одинарной ветви каната и 81,6 кН при двойной ветви каната. Диаметр каната – 16 мм.

Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм и длиной 1 830 м или тросом диаметром 6,35 мм и длиной 975 мм. Грузоподъемность лебедки – 3,0–11,9 кН (при полном и пустом барабане).

Мачта на установке CS14 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически. Верхний шкив кронблока имеет увеличенный размер для снижения изнашивания троса. Буровая установка оснащается насосом TRIDO 140 (расход 140 л/мин, давление 4,9 МПа).

Буровая установка смонтирована на четырехколесном прицепе с четырьмя опорными домкратами для выравнивания основания. Ход домкратов составляет 550 мм.

Буровые установки CS14 могут оснащаться тахометром, расходомером, гидроприводной глиномешалкой, свечеприемником с площадкой для верхового рабочего. Буровая установка может монтироваться на раме для установки в буровом здании или монтируется на гусеничном шасси.

Установка имеет подвижный вращатель, ход подачи которого составляет 3 500 мм. Тяговое усилие вверх – 220 кН. Возможный угол наклона скважин при заложении – 45–90º, а максимальная длина буровой свечи – 9 м.

Буровая установка CS4002 предназначена для бурения скважин ССК типоразмера N, H, P на следующие глубины:

Размер бурильной трубы ССК	Приблизительная глубина бурения, м
Стандартные бурильные трубы	
NQ (~76 мм)	2 000
HQ (~99 мм)	1 700
PQ (~121 мм)	900
Бурильные трубы с усиленной резьбой	
NQ (~76 мм)	2 700
HQ (~99 мм)	1 950

Регулирование частоты вращения производится с помощью четырехступенчатого редуктора, который позволяет установить четыре диапазона частоты вращения вращателя и бурильной колонны. Максимальная частота вращения 1 250 мин$^{-1}$. Переключение ступеней на редукторе осуществляется вручную, плавное регулирования частоты вращения – с панели управления. Вращатель при проведении спуско-подъемных операций отводится в сторону. Закрытие пружин гидропатрона осуществляется механически пружиной, а открытие – гидравлически.

Привод буровой установки осуществляется от дизеля *Cummins* с водяным охлаждением мощностью 193 кВт.

Штангодержатель установки закрывается под действием пневмоцилиндра, открывается под действием гидравлики. Максимальный внутренний диаметр – 121 мм; усилие удержания – 181 кН.

Установка оснащена основной лебедкой для проведения спуско-подъемных операций и лебедкой ССК для извлечения на поверхность и спуска в скважину овершота и керноприемной трубы. Основная лебедка имеет грузоподъемность 178 кН. Лебедка ССК может быть оснащена тросом диаметром 4,76 мм и длиной 4 600 м или тросом диаметром 6,35 мм и длиной 2 605 мм.

Мачта на установке CS4002 трехсекционная. Подъем и опускание мачты осуществляются гидравлически.

Буровая установка оснащается насосом, который обеспечивает подачу 220 л/мин и давление нагнетания раствора до 4,9 МПа. Также установки CS4002 могут иметь тахометр, расходомер, гидроприводную глиномешалку, свечеприемник с площадкой для верхового рабочего.

Буровые установки EXPLORAC 40, EXPLORAC R50, EXPLORAC 220 RC – полностью гидрофицированные буровые установки, предназначенные для бурения скважин на воду, при инженерно-геологических изысканиях и геологической разведке. Буровые установки наиболее всего соответствуют условиям низкочастотного бурения с опробованием грунтоносами, шарошечными долотами, погружными пневмоударниками, бурения методом обратной циркуляции – бурения с отбором образцов шлама, бурения с одновременной обсадкой скважин в соответствии с технологиями OD, ODEX и DEPS.

Буровые установки EXPLORAC 40 и EXPLORAC R50 достаточно близки по своим характеристикам и предназначены для бурения скважин диаметром до 310 мм на глубину до 250 м:

- шарошечными долотами;
- погружными пневмоударниками (диаметром 76–156 мм);
- по технологиям OD/ODEX/DEPS (диаметром 86–226 мм).

Буровая установка оснащена подвижным вращателем с возможностью плавного регулирования частотой вращения в диапазоне 0–97 мин$^{-1}$ (крутящий момент 5 750 Н·м). Для расширения возможностей установки предусмотрена комплектация вращателем с реализуемой частотой вращения 37–148 мин$^{-1}$ (крутящий момент 1 860–7 470 Н·м). Ход подачи вращателя – 4 400 мм; усилие подачи – 48,8 кН; усилие подъема – 80,9 кН.

Мачта имеет длину 6,2 м, возможный угол наклона от вертикали – 30º, длина бурильных труб – 3 м. Привод установки дизельный мощностью 46 кВт. Буровая установка оснащена механизмом свинчивания-развинчивания бурильных труб и лебедкой с усилием подъема 17 кН.

Установка оснащена промывочными насосами для прокачивания глинистого раствора, воды или пены, устройством позиционирования мачты при отклонении 0–30º и пробоотборником.

Буровая установка EXPLORAC 220 RC – предназначена для разведки полезных ископаемых с применением двойных бурильных труб и ударно-вращательного способа бурения пневмоударниками. Установка оснащена мачтой, которая может устанавливаться под углом 45–90º к горизонту.

Буровая установка характеризуется:

- наличием универсального подвижного, полностью гидравлического стола, который направляет бурильную трубу, зажимает и удерживает погружной буровой инструмент или обсадные трубы при развинчивании;
- возможностью установки мачты с опиранием на грунт при любых углах наклона, что обеспечивает повышение грузоподъемности и надежности системы;
- наличием выносного (на расстояние до 10 м) портативного пульта управления, что обеспечивает максимальные безопасность, обзор при проведении бурения и спуско-подъемных операций, а также позволяет существенно снизить воздействие шума на исполнителей;
- наличием трубного манипулятора, обеспечивающего автоматическую загрузку, разгрузку и укладку бурильных труб;
- наличием в составе буровой установки компрессора высокого давления типа XRV10, обеспечивающего высокую производительность бурения.

Буровая установка оснащена подвижным вращателем. Ход подачи вращателя – 7,68 м. Усилие подачи – 75 кН; тяговое усилие вверх – 220 кН.

Вращатель оборудован одноступенчатой коробкой передач с двумя гидравлическими моторами. Частота регулируется плавно в диапазоне частоты вращения 0–101 мин$^{-1}$ (последовательное включение гидромоторов, крутящий момент – 7 000 Н·м) и в диапазоне 0–50 мин$^{-1}$ (параллельное включение гидромоторов, крутящий момент – 14 000 Н·м). Вращатель оснащен встроенным вертлюгом для осуществления обратной циркуляции воздуха и отбора проб.

Буровая установка оснащена лебедкой BW 1500, буровым поршневым насосом производительностью 75 л/мин, развивающим давление 9 МПа, циклоном RC производительностью 850 л/мин, винтовым компрессором XRV 10 производительностью 445 л/с, развивающим давление 3 МПа. Циклон смонтирован на станке и оборудован пробоотборником, что позволяет производить быстрый и точный отбор проб, одновременно минимизируя пылепроявление. Привод установки – от дизеля CAT мощностью 470 кВт.

При разведке месторождений в Австралии по технологии *RC* (опробование по шламу при обратной циркуляции очистного агента) осуществ-

ляется бурение скважин диаметром 127 мм на глубину 350 м при давлении воздуха 7 МПа. Достигнута скорость проходки 300 м/сут. Для работ по технологии RC компанией Atlas Copco выпускается более новая и эффективная буровая установка RD10+, которая позволяет осуществлять бурение двойной колонной на глубину до 1 500 м.

Буровые установки Explorac выпускаются нескольких типов: RC – для бурения с обратной циркуляцией; W – для бурения гидрогеологических скважин; WA – для бурения гидрогеологических скважин при оснащении компрессором; WM – для бурения гидрогеологических скважин при оснащении буровым насосом.

Компания Atlas Copco выпускает модельный ряд буровых установок семейства *Mustang*. Новая серия буровых установок состоит из четырех основных моделей Mustang 4, 5, 9 и 13, классифицированных по грузоподъемности, которая равна 42; 49; 90 и 130 кН соответственно. Для каждой модели установки Mustang предлагается несколько вариантов исполнения (рамное, на гусеничном ходу и др.). Например, буровые установки серии Mustang 4 (рис. 3.28) имеют 11 вариантов исполнения, Mustang 5 – три варианта, а Mustang 9 – восемь вариантов.

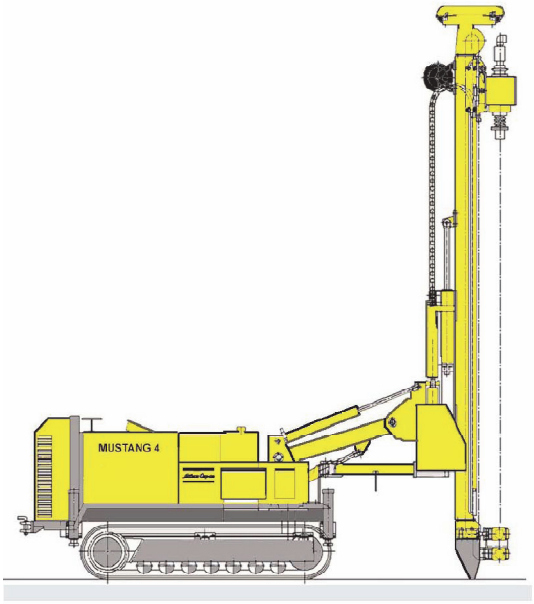


Рис. 3.28. Буровая установка Mustang 4

Для геологоразведочного бурения предназначены буровые установки Mustang A32, Mustang A52 и Mustang A66 (табл. 3.22). Для установок семейства Mustang характерны многофункциональность, мобильность, высокий уровень механизации процесса бурения и высокая производительность.

Буровые установки Mustang A32, Mustang A52 и Mustang A66, соответствующие по грузоподъемности установкам Mustang первого, второго и третьего типоразмера, предназначены для бурения скважин при решении задач по инженерной геологии и гидрологии, для устройства фундаментов, укрепления грунтов и горных пород, а также разведки и разработки месторождений.

Глубины бурения скважин перечисленными установками в зависимости от технологии бурения и диаметра скважин приведены в табл. 3.23.

Буровые установки семейства Mustang предназначены для бурения вращательным и ударно-вращательным способами, в том числе по технологиям DEPS, ODEX и Symmetrix компании Atlas Copco.

Таблица 3.22

Области рационального применения буровой установки Mustang 4

Параметры установок	Тип буровой установки		
	Mustang A32	Mustang A52	Mustang A66
Вращатель[*]			
Частота вращения, мин$^{-1}$	0–470	0–815	0–614
Макс. крутящий момент, Н · м	4 361	9 950	13 000
Система подачи			
Длина хода подачи, мм	1 250	3 700	3 700
Усилие подачи вниз / подъема, кН	42	49	90
Макс. скорость подачи, мм/с	450	360	380
Мачта			
Длина, мм	2 450	6 000	6 100
Диаметр проходного отверстия, мм	178	220	220
Перемещение мачты, мм	350	1 000	1 000
Угол поворота стола, град	360	360	360
Угол наклона, град	30	30	30
Силовая установка	Дизель/ЭД	Дизель	Дизель
Мощность, кВт	46/30	58	70
Скорость вращения, мин$^{-1}$	2 150	2 150	2 150
Ток	220/380 Вт, 50 Гц		
Расход топлива, л/кВт·ч	0,2	0,22	0,22

*Возможны иные характеристики

Таблица 3.23

Области рационального применения буровых установок семейства Mustang

Способ бурения и применяемый снаряд	Диаметр скважины, мм	Глубина бурения, м		
		Mustang A32	Mustang A52	Mustang A66
Шнек	114–305	15–35	60–25	35–90
Колонковое бурение	76–146	50–150	150–275	150–400
Шарошечное бурение	89–127	75–100	200–250	250–300
Пневмоударниками	92–219	150–230	100–250	200–350
ODEX	114–273	15–60	25–100	50–100
OD/DEPS	76–186	–	25–50	50

Symmetrix – буровое оборудование и технология бурения скважин (большого диаметра для сооружения свайных оснований, прокладки коммуникаций в твердых горных породах путем бурения наклонных и горизонтальных стволов и др.) с применением пневмоударников. Технологией предусмотрено одновременное с бурением крепление стенок скважины обсадными колоннами.

Буровые установки компании Sandvik

Компания Sandvik предлагает широкую линейку буровых установок для всех типов разведочного бурения (как для подземного, так и для работ с поверхности).

Модели буровых установок варьируются от легких для бурения с отбором керна до мощных универсальных и многоцелевых установок, которые способны бурить с отбором керна или с обратной циркуляцией.

Буровые установки Sandvik серии DE100 (рис. 3.29) способны бурить как глубокие, так и мелкие скважины и в условиях подземных и наземных работ.

а *б* *в*

Рис. 3.29. Буровые установки DE110 (*а*), DE130 (*б*) и DE140 (*в*)

В табл. 3.24 приведены характеристики буровых установок компании Sandvik.

Мощные буровые установки серии DE700 от Sandvik являются многоцелевыми, поскольку реализуют как алмазное бурение, так и бурение с обратной циркуляцией (RC). Установки могут размещаться на различной транспортной базе – установлены на грузовик, сани, гусеницы или в самоподъёмном исполнении.

Буровые установки серии DE800 также являются многоцелевыми, но рассчитаны на более значительные глубины бурения и более высокий крутящий момент.

Установка DE110 (рис. 3.29, *а*) является самым компактным полностью гидравлическим станком. DE110 – это легкая, портативная установка для бурения разведочных скважин глубиной 100–150 м типоразмера А. Установка может использоваться также для бурения цементировочных скважин с максимальным диаметром 116 мм до глубин 25–30 м.

Основные характеристики установки DE110 приведены в табл. 3.24 и 3.25.

Буровые установки DE130 и DE130 являются наиболее надежными и экономичными станками для разведочного бурения скважин как с дневной поверхности, так и в подземных условиях (рис. 3.29, *б*, *в*).

Основные характеристики установки DE130 представлены в табл. 3.24 и 3.25.

Буровая установка DE710 – это установка с длинным ходом подачи, предназначенная для алмазного бурения. Установка является наиболее универсальной в своём классе и наряду с алмазным бурением может использоваться для бурения с опробованием по шламу. Буровая установка может монтироваться на самое различное основание: любую транспортную базу – колесную или гусеничную, сани и передвижную с гидравлическими домкратами (рис. 3.30). Основные характеристики установки DE710 приведены в табл. 3.24 и 3.26.

Буровые установки DE810, DE840 и DE880 предназначены для бурения самых глубоких скважин и отличаются возможностью по бурению скважин различного назначения и разными способами бурения: с обратной циркуляцией по технологии RC, алмазным инструментом с отбором керна снарядом со съемным керноприемником, медленно вращательное бурение большого диаметра твердосплавным инструментом и инструментом с резцами типа PDC. Основные характеристики буровых установок DE810, DE840 и DE880 приведены в табл. 3.24 и 3.27.

Таблица 3.24

Технические характеристики станков компании Sandvik

Название модели	Прежнее название модели	Глубина скважины, м (конечный диаметр инструмента), вид бурения	Усилие подачи, кН	Тяговое усилие, кН
DE110	Onram 100	100–150 (A)	16,8	10,7
DE130	Onram 1000	1 200 (A)	46,1	61,5
DE140	Onram 1500	1 600 (A)	92,2	92,2
DE150		2 000 (N)	147	147
DE710	UDR200DLS	1 300 (B), алмазное бурение	53,2	91,2
DE740	UDR250D	2 117 (B), алмазное бурение	67	142,3
DE810	UDR650	1 000 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	45	91,2
DE840	UDR1200	2 035 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	113	142,3
DE880	UDR1200HC	2 500 (B), с обратной циркуляцией, алмазное и роторное бурение	113	226

Таблица 3.25

Основные характеристики буровых установок DE110, DE130 и DE140

Характеристики установок	Параметры установок		
	DE110	DE130	DE140
Масса буровой установки, кг	271		
Масса панели управления, кг	40		
Масса электрического узла, кг	220		
Масса дизельного узла, кг	350		
Масса буровой установки с вращателем типоразмера N 77 мм, кг		510	695
Масса буровой установки с вращателем типоразмера H 103 мм, кг		630	847
Масса крепёжной рамы, включая гидравлический цилиндр и опоры, кг	66	200	
Масса силового узла, мощностью 55 кВт		640	
Масса гидравлических шлангов, кг	15	80	
Крутящий момент вращателя, Н·м	72 при частоте вращения 1700 мин$^{-1}$; 139 при частоте вращения 880 мин$^{-1}$		
Буровой станок установлен на базу, позволяющую бурить во всех направлениях, и оснащен центральным пультом управления всеми операциями бурения			
Длина стрелы податчика, мм	800	1700	1710
Диапазон размеров зажимаемых труб штангодержателем, мм	39–49	30–76	30–106
Привод	Электродвигатель		
Мощность привода, кВт	11	55	
Частота тока привода, Гц	50		
Частота вращения вала привода, мин$^{-1}$	1470		
Напряжение тока привода, В	380		

Рис. 3.30. Буровая установка DE710 на гусеничной транспортной базе

Таблица 3.26

Основные характеристики буровых установок DE710 и DE740

Характеристики установок	Параметры установок	
	DE710	DE740
Буровой насос	FMC (Bean) W1122BCD	
Привод	Дизельный двигатель John Deere JD6068TF250	Двигатель Cummins 6DTA 8.3
Способность извлекать штанги длиной, м	6	9
Выходной крутящий момент вращателя, Н·м	Низкие обороты для максимального возможного усилия – 1 454; при частоте вращения 1026 мин$^{-1}$ – 691; при частоте вращения 1500 мин$^{-1}$ – 475	На низшей передаче – 6 000; на высшей передаче – 2 064
Основная лебёдка Максимальная подача, кН Максимальная скорость, м/мин	 76,6 55	 125 70

Таблица 3.27

Основные характеристики буровых установок DE810, DE840 и DE880

Характеристики установок	Параметры установок		
	DE810	DE840	DE880
Буровой насос	FMC (bean) W1122BCD		Буровой насос FMC (bean) L1118SC
Привод	Дизельный двигатель Cummins 6BTA5.9		
Способность извлекать штанги длиной, м	6	9	
Выходной крутящий момент вращателя, Н м	5–100 мин$^{-1}$ – 5 095; 1 000 мин$^{-1}$ – 506; 1 700 мин$^{-1}$ – 298;	Вращатель 1200: 373 мин$^{-1}$ –14324; 1 000 мин$^{-1}$ – 966; 1 500 мин$^{-1}$ – 644. Вращатель 1 200HC Delete: 3–73 мин$^{-1}$ – 14 324; 1 000 мин$^{-1}$ – 1 385; 1 500 мин$^{-1}$ – 923	
Основная лебёдка Максимальная подача, кН Максимальная скорость, м/мин	64,9 120	Основная лебёдка 1 200 151,3; 128 Основная лебёдка 1 200HC 113; 168,8	2161

Компанией Sandvik буровые установки оснащаются универсальным труборазворотом Safe-T-Spin, который обеспечивает механизацию свинчивания-развинчивания бурильных труб различного размера, существенно повышая производительность буровых работ.

Для выполнения спуско-подъемных операций буровые агрегаты могут комплектоваться трубным манипулятором DA554, который является высокоэффективным погрузчиком двойных труб для бурения по технологии RC и труб для бурения скважин большого диаметра.

Трубный манипулятор DA554 обеспечивает поворот на 270 градусов над основанием мачты. Возможна отладка манипулятора для работы с большинством типов вращателей буровых станков, манипулятор имеет дистанционный гидравлический пульт управления процессом. Манипулятор предназначен для работы с трубами длиной до 6 м, диаметром до 87–90 мм. Масса манипулятора составляет 850 кг.

Буровые установки SCHRAMM компании CETCO (США)

Компания CETCO для геологоразведочного производства производит буровые агрегаты под общим названием SCHRAMM типоразмера T450 (рис. 3.31 и 3.32), T455, T685, T130XD.

Основная часть агрегатов выпускается самоходными на гусеничном или пневматическом ходу. Другой особенностью буровых агрегатов SCHRAMM является наличие кассет револьверного типа для бурильных труб в количестве до 15 штук, что существенно сокращает затраты времени на выполнение спуско-подъемных операций, которые выполняет только оператор без участия помощника.

Рис. 3.31. Буровой агрегат Schramm T450GT

Рис. 3.32. Процесс бурения агрегатом Schramm T450GT

Таблица 3.28

Технические характеристики буровых установок Schramm

Технические характеристики	T450BH; T450WS; T450GT;	T455WS; T450*i*	T685WS
Виды бурения	Прямая и обратная циркуляция, колонковый снаряд и пневмоударник, технология RC		
Глубина бурения, м: (*ориентировочно*)	300	475	1 000
Грузоподъемность системы подачи, кН	136	181,44	338
Усилие нагружения системы подачи, кН	76	136,08	158
Крутящий момент вращателя, кН·м	8,5	12,0	17,083
Частота вращения снаряда, мин$^{-1}$ (плавнорегулируемая)	0–110 при моменте 8,5 кН· м; 0–105 при моменте 8,5 кН· м; 0–146 при моменте 6 кН·м	0–146; 0–146 при моменте 6 кН·м; 0–74; 0–74 при моменте 12 кН·м	0–104 при моменте 17 кН·м
Ход вращателя, м	7,6	8,7	9,1
Проходной диаметр бурового стола, мм	420		558
Палубный компрессор: давление, кПа производительность, м^3/мин	2,41 29,7		2,41 32,6
Производительность, л/мин, и давление бурового насоса, кПа	0–68; 6,9	0–68; 4,8	0–95; 6,9
Длина свечи	6,1 или 7,6		
Диаметр бурильных труб, мм, и емкость кассеты для бурильных труб	89; 15		
Двигатель	Caterpillar C-15 DIT, мощность 432 кВт при 1 800 об/мин		Cummins QSK19C, мощность 563 кВт при 1 800 об/мин
Транспортная база	Автомобиль или гусеничное шасси Caterpillar		

Буровые агрегаты SCHRAMM полностью гидрофицированы, оснащены опорными гидродомкратами и компрессорами высокого давления (до 2,4 кПа), что позволяет их использовать при бурении с продувкой, в том числе пневмоударниками, для бурения по технологии RC. Существует модификация буровых агрегатов, выполненная по комплектации «Север», что предполагает закрытое исполнение моторного отсека, наличие электрообогревателя и емкостей с маслом и картера двигателя. Буровая установка также

оснащается теплой кабиной для машиниста, что позволяет при оперативном выполнении работ не утеплять агрегат буровым зданием и дополнительным тепловым оборудованием. Буровые агрегаты отличаются мобильностью и высокой производительностью выполнения буровых работ.

В табл. 3.28 приведены основные технические характеристики буровых установок SCHRAMM фирмы CETCO.

Опыт эксплуатации бурового оборудования зарубежных компаний в условиях Сибири и Крайнего Севера

Круглогодичный опыт эксплуатации в Красноярской буровой компании буровой установки LF90, установленной на шасси автомобиля Урал 4320 показал эффективность основных принятых решений по её размещению на мобильной базе (рис. 3.33).

Рис. 3.33. Буровая установка LF90 на базе автомобиля Урал-4320

Установка размещается в здании с жестким металлическим каркасом. В холодное время года здание и мачту буровой установки закрывают мягким укрытием из современных теплоизолирующих материалов. Отопление здания происходит за счет тепла, выделяемого ДВС буровой установки и дополнительными теплогенераторами.

Дополнительное оборудование и буровой снаряд размещают в техническом модуле, который при бурении стыкуется с буровой установкой в единую рабочую площадку и укрывается общим мягким теплоизолирующим укрытием. Буровое здание и технический модуль оборудованы электрической сетью и искусственным освещением.

Описанная самоходная буровая установка эксплуатировалась в зимних условиях в Республике Тыва при температуре до –40 °С.

В декабре 2012 г. Красноярская буровая компания запустила в эксплуатацию мощную буровую установку Christensen CT-20, смонтированную блоками в буровом здании под мягким чехлом, который обеспечивает сохранение тепла при самых низких температурах воздуха (рис. 3.34).

Рис. 3.34. Буровая установка Christensen CT20, смонтированная под мягким теплоизолирующим чехлом

Подобный вариант исполнения и монтажа бурового агрегата обеспечивает надлежащие условия и температурный режим для работы гидрофицированной буровой установки, комфортные условия работы персонала и мобильность установки.

Буровые комплексы для бурения с обратной циркуляцией поставляют с готовым транспортным шасси на базе автомобиля, гусеничного или колесного транспортера. Возможно исполнение буровых агрегатов с утепленными кабинами, приспособленными для работы в условиях низких температур (рис. 3.35).

Использование комплексов RC совместно с пневмоударными машинами и промывкой скважин при помощи ГЖС при бурении скважин большого диаметра обеспечивает высокую производительность при бурении бескерновых интервалов в крепких породах.

Практический опыт бурения скважин диаметром 311 мм глубиной до 300 м в породах VI–VII категории комплексом из установки Schramm T450 с пневмоударником Atlas Copco типа DP и промывкой при помощи пены (рис. 3.35) показал трехкратное увеличение механической скорости бурения по сравнению с вращательным бурением шарошечными долотами.

Вместе с тем эффективность таких комплексов при бурении скважин колонковым способом будет ограничиваться низкими частотами вращения снаряда в пределах 0–146 мин$^{-1}$.

Достоинством комплексов также является размещение всех вспомогательных устройств (насосы, компрессоры, магистрали, обвязка и системы управления воздухом) на шасси установки и привод их от базового двигателя.

Рис. 3.35. Установка Schramm T450, северное исполнение (Амакинская ГРЭ АК «АЛРОСА»)

Рис. 3.36. ТСБУ-200М (CS-14) Atlas Copco

Существует модернизированная версия буровой установки ТСБУ-200М, унифицированная под станки импортного призводства таких фирм, как Atlas Copco и Boart Longiear. Она состоит из транспортной базы ТТ-4 (рис. 3.36), бурового цельнометалического утепленного здания с откидным тамбуром для обеспечения возможности работы бурового персонала при бурении скважин без нарушения техники безопасности и безаварийного движения по горнотаежной или сильно пересеченной местности. В здании монтируют кроме станка: насос, отопительную установку ОВ-95, систему освещения и бак для горячей воды.

Технические характеристики установки ТСБУ приведены в табл. 3.29.

Буровая мачта укрывается специальным двойным укрытием из морозостойкого, прочного материала, которое изготавливается для конкретной установки.

Для создания современного дизайна внутри буровое здание обшивается оцинкованным листом с полимерным покрытием, для увеличения рабочей площади установки используется выдвижной тамбур.

Известны примеры успешной установки в ТСБУ200 импортных буровых станков SC1000 P4, SC10, CS-14, LF-70, LF-90 и других подобных.

Установка ТБСУ-200М на базе станка Christensen CS-14 фирмы Atlas Copco (рис. 3.34) позволяет производить бурение комплексом ССК следующих размеров: BQ, NQ, HQ, PQ. Глубина бурения снарядом PQ составляет до 475 м.

Таблица 3.29

Технические характеристики буровой установки ТСБУ-200М (CS-14)

Типоразмер снаряда, глубина бурения, м	BQ,1540; NQ,1200; HQ,800; PQ,475
Диаметр скважины, мм	59–122
Угол наклона скважины к горизонту, град	90–30
Длина свечи, м	3,0–6,0
Транспортная база установки	МПТ-4-1 (ТТ-4М)
Кузов установки	Цельнометаллический, утепленный с выдвижным тамбуром
Габаритные размеры, мм: длина ширина высота	 10 575 3 730 3 600
Габаритные размеры в рабочем положении, мм: длина ширина (на домкратах) высота	 8 220 3 400 (3 600) 9 695
Максимальная скорость передвижения, км/ч	9,0
Масса установки, кг	19 800

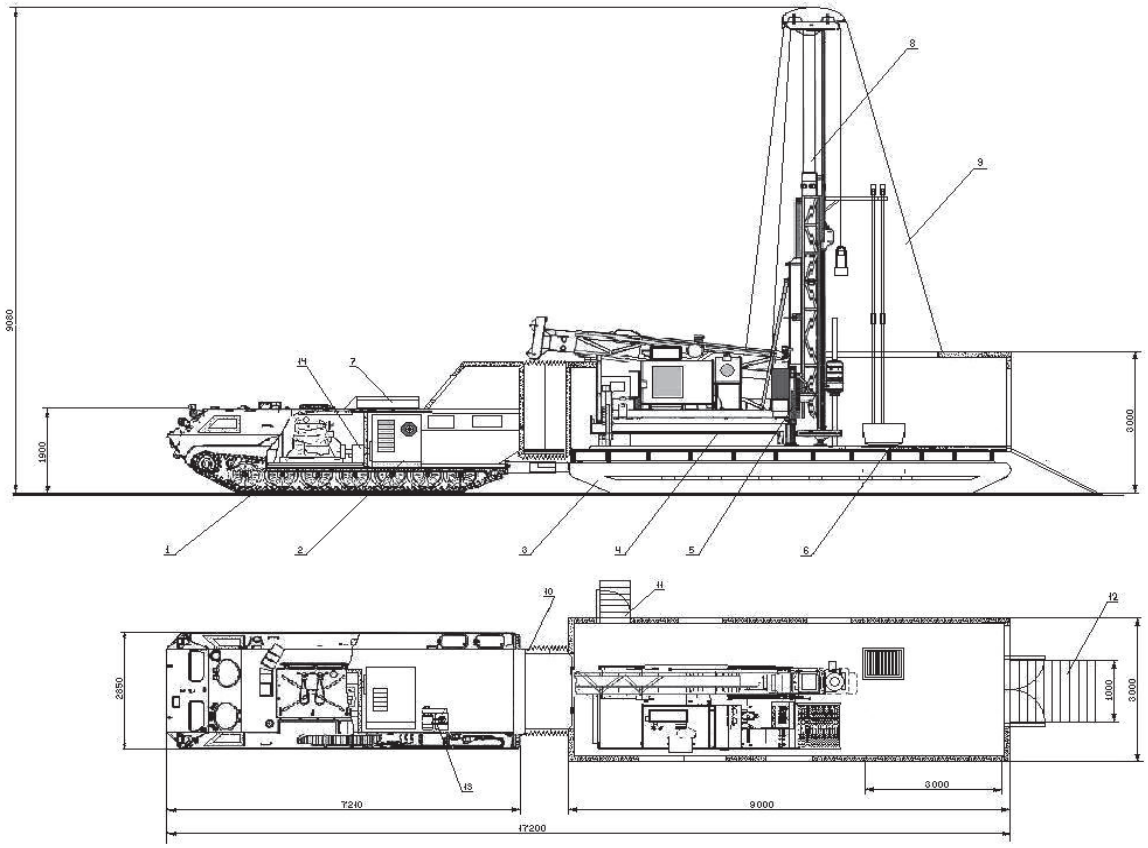


Рис. 3.37. Буровой мобильный комплекс с буровым станком LF-90 для поискового бурения в условиях Крайнего Севера

Опыт эксплуатации зарубежного оборудования в природно-климатических условиях Сибири и Крайнего Севера показывает, что буровая техника успешно используется в самых разнообразных и сложных условиях при выполнении комплекса работ по дополнительному оснащению агрегатов буровыми зданиями и средствами отопления. Примером может служить буровой мобильный комплекс с буровым станком LF-90, разработанный для поискового бурения в условиях Крайнего Севера (рис. 3.37). Буровой агрегат имеет транспортную базу, которая используется в качестве первичного двигателя при производстве буровых работ. Агрегат утеплен с использованием современных теплоизолирующих материалов.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение буровому станку и буровой установке, её составу.

2. На основании каких параметров выстроен параметрический ряд буровых установок?

3. Назовите типы буровых станков, разделяемые по виду вращателя. Каково назначение вращателя бурового станка?

4. В чем особенности, достоинсва и недостатки шпиндельного вращателя бурового станка?

5. Каковы основные преимущества подвижного вращателя?

6. Каковы основные особенности и преимущества роторного вращателя?

7. Каковы основные особенности и преимущества вращателя типа верхний привод?

8. Какие известны системы регулирования и управления частотой вращения бурового инструмента?

9. В чём преимущества бесступенчатого регулирования частотой вращения бурового инструмента?

10. Какие используются конструкции для бесступенчатого регулирования частоты вращения буровым инструментом?

11. В чём существо гидропривода буровых агрегатов? Его назначение и основные преимущества?

12. Назовите основные параметры буровых установок. Чем отличаются номинальная и максимальная грузоподъемность буровой установки?

13. Что входит в грузоподъемное устройство буровой установки?

14. Какие применяются конструкции буровых вышек и мачт?

15. Что такое талевая система буровой установки и назовите возможные варианты талевых систем?

16. Приведите основные положения расчета талевой системы буровой установки.

17. Назовите основные буровые установки для геологоразведочного бурения отечественного производства.

18. Назовите основные буровые установки производства компании Atlas Copco. Дайте им характеристики для геологоразведочного бурения.

19. Назовите основные буровые установки и дайте им характеристики под маркой Diamec.

20. Назовите основные буровые установки производства компании Boart Longiear. Дайте им характеристики.

21. Назовите основные буровые установки производства компании Sandvik. Дайте им характеристики**.**

22. Назовите основные буровые установки SCHRAMM производства компании CETCO. Дайте им характеристики.

23. Назовите особенности буровых установок северного исполнения, укажите их названия.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

4.1. Параметры заложения и траектории скважины

К параметрам заложения скважины относятся координаты устья, угол наклона оси, азимут направления бурения скважины. Эти параметры устанавливаются в соответствии с геологическим заданием и схемой расположения разведочных скважин. В качестве схемы задаются разведочные профили и разведочная сетка с определенным расстоянием между скважинами.

Плотность разведочной сети определяется этапом геологоразведочных работ: при поисках бурятся одиночные скважины со значительным расстоянием между ними; при детальной разведке плотность разведочной сети может быть очень значительной – 100, 50 м. Скважины, как правило, забуривают в направлении разведочных профилей, которые ориентированы вкрест простирания рудных тел. Одним из основных элементов, который может подвергаться процессу проектирования с учетом геологического строения месторождения, является траектория ствола скважины.

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

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

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

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

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

Вертикальная с криволинейным заключительным интервалом скважина проектируется в том случае, если забуривание скважины под углом к горизонту менее 90º невозможно из-за ограничений по углу наклона бу-

ровой вышки. Это может быть в том случае, если проектируется глубокая (более 1 500 м) скважина.

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

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

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

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

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

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

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

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

При проектировании в соответствии с первой схемой (рис. 4.1) начальный зенитный угол θ определяется возможностями бурового оборудования, поскольку угол наклона буровой мачты λ, равный $90–\theta$, не может превышать предельного значения по техническим условиям ее эксплуатации.

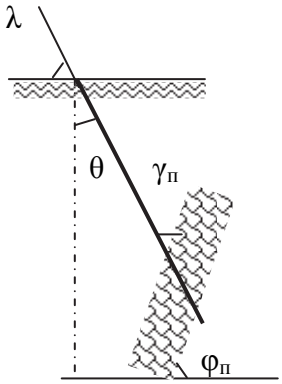


Рис. 4.1. Схема для обоснования параметров наклонно-направленной скважины прямолинейной траектории

При проектировании неглубоких скважин (до 300 м) начальный зенитный угол может составлять 20–30º, для скважин глубиной 500–700 м – до 15º, для скважин глубиной 700–800 м начальный зенитный угол, как правило, не превышает 5–7º, при проектировании более глубоких скважин зенитный угол может быть не более 3º, скважины глубиной более 1 000–1 200 м забуривают в основном вертикально.

Угол наклона проектируемой скважины зависит от типа применяемого бурового оборудования. При использовании буровых установок с роторным вращателем забуривание скважины может осуществляться только вертикально.

Если для бурения используются буровой станок со шпиндельным или роторным вращателем (СКБ-7, ЗИФ-1200МР, СКБ-8) и буровая вышка, то забуривание скважины можно произвести только вертикально (рис. 4.2, *а*).

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

Буровые установки со шпиндельным вращателем (СКБ-5, СКБ-4, СКБ-3, ЗИФ-650М) и мачтами типа МРУГУ, БМТ имеют предел наклона мачты 60–75º (рис. 4.2, *б*).

Буровые установки с подвижным вращателем, например типа Diamec фирмы Atlas Copco, практически не имеют ограничений по углу наклона скважины. Поэтому при бурении с поверхности земли с горизонтальной площадки угол наклона скважин может быть до 40–45º и даже менее (рис. 4.2, *в*), а при бурении на склоне возвышенности из подземной горной выработки скважины могут буриться полого-наклонными, горизонтальными и восстающими (рис. 4.2, *г*, *д*).

Возможный угол встречи $\gamma_п$ с рудным телом определяют из соотношения

$$\gamma_п = 180^º - \varphi_п - \lambda.$$

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

Таким образом, если возможности бурового оборудования по начальному зенитному углу и требования к углу встречи полезного ископаемого не противоречат друг другу, то наклонную скважину проектируют

в виде прямолинейной траектории с азимутом заложения в соответствии с направлением разведочного профиля. В данном случае начальными проектными данными будут начальные азимутальный угол, угол наклона скважины и проектная глубина скважины.

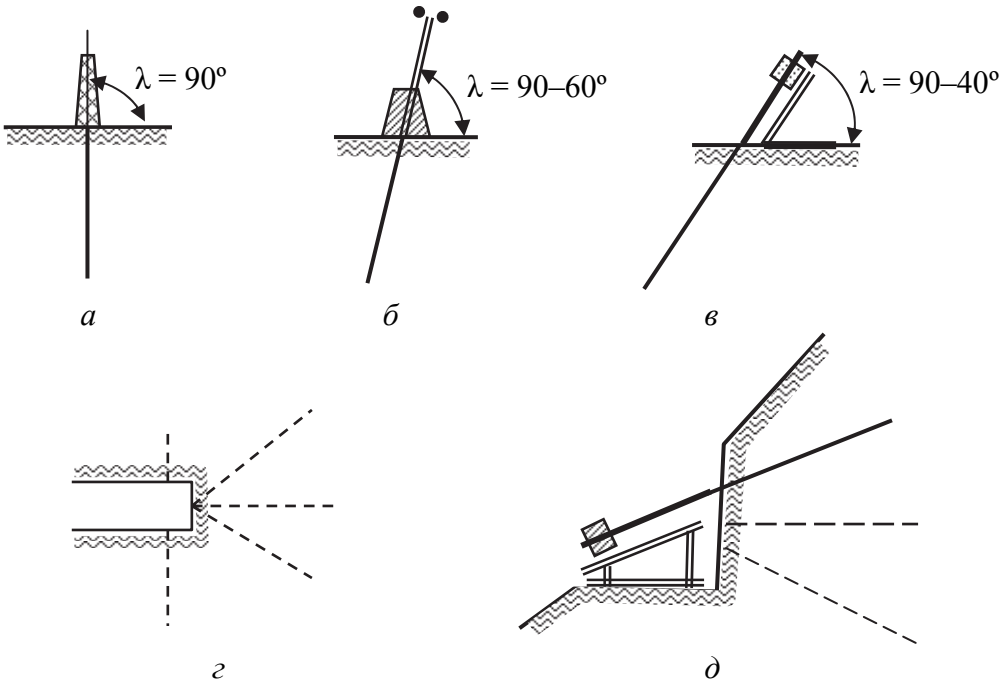


Рис. 4.2. Варианты забуривания скважин разными типами установок

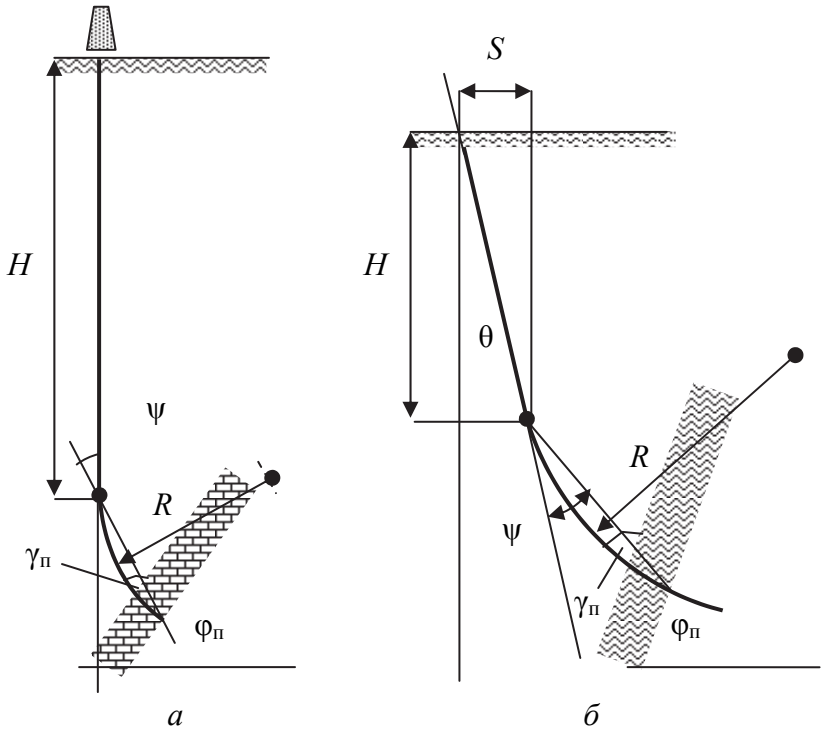


Рис. 4.3. Схемы к расчету траекторий скважин

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

Рассмотрим схемы (рис. 4.3), на которых даны два варианта проектируемых скважин – вертикально-наклонной и наклонной. Для вертикально-наклонной направленной скважины (рис. 4.3, *а*) необходимо определить глубину, с которой целесообразно начинать набор кривизны в направлении рудного тела, и возможный угол набора кривизны.

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

4.2. Основные требования к конструкции скважины

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

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

Графически конструкция скважины изображается в виде схемы, представленной на рис. 4.4, с указанием диаметра ствола скважины, обсадных колонн и глубин их спуска.

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

Нередко контакт двух пород является ослабленным участком. В этом случае могут происходить утечки промывочной жидкости, размывание пород и перемещение колонны вниз по скважине, что может привести к сложной аварии. Поэтому под любую колонну обсадных труб необходимо углубить скважину ниже ослабленного контакта слоев не менее чем на 2–5 м и установить башмак колонны на прочном основании.

Разработанная конструкция скважины с краткой, но достаточной характеристикой геологических условий бурения должна легко читаться (рис. 4.5). В ней все элементы конструкции должны быть увязаны с геологическим строением и возможными зонами осложнений.

Обсадные колонны по назначению подразделяют следующим образом:

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

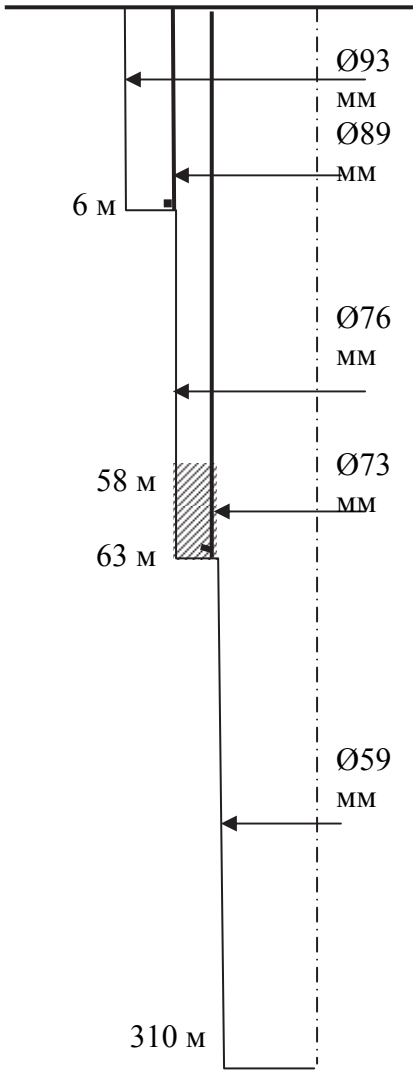


Рис. 4.4. Графическое изображение конструкции скважины 320 А 59 II 6 (89Н) 63(73Н)

Эксплуатационную колонну устанавливают в основном в случае бурения скважин на нефть, газ или воду. Промежуточные обсадные колонны могут быть *сплошными* – перекрывающими ствол от забоя до устья, и *потайными* – крепящими только необсаженный участок ствола (с перекрытием предыдущей колонны только на некоторую величину).

Проектную конструкцию скважины составляют на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчетов, связанных с бурением. Для составления проектной конструкции скважины необходимо иметь такие исходные данные: назначение и цель бурения; геологическое строение данного участка; проектная длина ствола

скважины и ее азимутальное и зенитное направления; необходимый конечный диаметр скважины.

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

№ п/п	Геологическая колонка	Интервал глубины, м		Мощность, м	Горная порода	Категория по буримости	Конструкция скважины
		от	до				
1		0	4	4	Суглинок	II	
2		4	15	11	Глина песчаная	III	
3		15	40	25	Песок глинистый водонасыщенный	II	
4		40	60	20	Глина плотная	IV	
5		60	110	50	Известняк плотный доломитизированный	VI	
6		110	150	40	Кремнистые сланцы	VIII	
7		150	250	100	Альбитофиры трещиноватые	IX	
8		250	290	40	Руда магнетитовая	X	
9		290	320	30	Альбитофиры трещиноватые	IX	

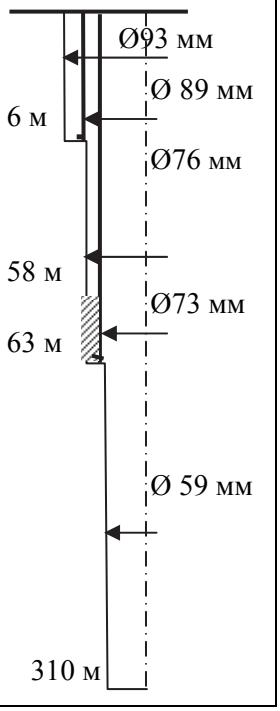


Рис. 4.5. Геологическая колонка и соответствующая геологическим условиям конструкция скважины

Описание геологического строения данного участка работ должно отражать литологический состав горных пород, физико-механические свойства и категории по буримости, трещиноватость пород, раздробленность, сыпучесть, плывучесть, набухаемость, наличие водоносных горизонтов, зоны поглощения промывочной жидкости, наличие напорных вод, наличие карстовых полостей и заброшенных горных выработок.

Выбор конечного диаметра скважины зависит от цели бурения. При бурении разведочной скважины на твердые полезные ископаемые диаметр скважины должен обеспечить достаточный диаметр керна. В благоприятных геологических условиях (относительно устойчивые породы) зазор между двумя соседними обсадными колоннами (между колонной и стенкой

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

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

Целью колонкового бурения является получение керна, достаточного для опробования полезного ископаемого и получения другой необходимой информации. Конечный диаметр скважины зависит от минимально допустимых диаметров керна, обеспечивающих необходимую достоверность опробования, а также от размеров геофизической и другой аппаратуры, применяемой при геофизических, гидрогеологических и других исследованиях в скважине.

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

Для твердосплавного бурения основными диаметрами скважин являются 59, 76 и 93 мм. При бурении на каменные угли основной конечный диаметр 76 мм (в плотных углях – 59 мм), на минеральные соли – 93 мм, на бокситы – 93 и 112 мм (в плотных бокситах – 59 мм).

С целью разработки наиболее экономичной конструкции скважины следует стремиться к уменьшению конечного диаметра скважины без ущерба достоверности опробования, так как при этом повышается устойчивость стенок скважины и производительность. Однако в сложных горно-геологических условиях (наличие зон дробления, трещиноватости, карстовых образований) при недостаточной изученности геологического разреза в начальной стадии геологоразведочных работ выбранный допустимый диаметр скважины рекомендуется оставлять запасным. Если геологический разрез слабо изучен или возможны различные осложнения при бурении, то выбранный конечный диаметр скважины оставляют запасным. В этом случае вся проектная конструкция скважины должна быть на один диаметр больше.

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

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

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

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

В зависимости от назначения и срока эксплуатации скважин тампонирование производят:

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

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

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

Шифр конструкции скважины: 1 200 А 59 II 11 (108Н) 160 (89Н) 76 Ш 800.

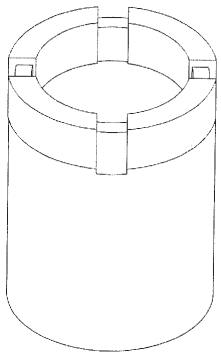


Рис. 4.6. Башмак для обсадной колонны компании Boart Longyear

Обсадные колонны составляют из обсадных труб безниппельного (труба в трубу) и ниппельного соединения по ГОСТ 6239–77. В настоящее время широко применяют обсадные трубы зарубежных компаний. В табл. 4.1 приведена краткая характеристика обсадных труб.

Нижняя часть обсадной колонны оснащается башмаком. Компания Boart Longyear выпускает армированные башмаки для осуществления задавливания, бурения и обуривания при спуске обсадных колонн в скважину (рис. 4.6).

Таблица 4.1

Основные размеры обсадных труб и башмаков для обсадных колонн

Обсадные трубы компании Boart Longyear					
Типоразмер	AW	BW	NW	HWT	PWT
Наружный диаметр, мм	51,7	73	88,9	114,3	139,7
Внутренний диаметр, мм	48,4	60,3	76,2	101,6	127,0
Вес 1 м трубы, кг	5,7	10,4	12,8	17,4	21,4
Обсадные трубы ниппельного соединения по ГОСТ 6238-77					
Наружный диаметр, мм	73	89	108	127	146
Внутренний диаметр, мм	63	79	98	117	136
Внутренний диаметр ниппеля, мм	62	78	95,5	114,5	134
Вес 1 м трубы, кг	8,4	10,4	12,7	15	17,4
Башмаки обсадных труб компании Boart Longyear					
Наружный диаметр, мм	59,6	75,3	91,8	117,5	143,5
Внутренний диаметр, мм	48,2	60,2	76	100,9	123,8
Башмаки «ЭЗТАБ», Россия					
Наружный диаметр, мм			93	120	
Внутренний диаметр, мм			76	99	

Пример 2. Обосновать конструкцию скважины на рудном месторождении. Проектируемый конечный диаметр – 76 мм. Бурение проектируется в следующих горно-геологических условиях: в интервале 0–55 м галечно-щебнистые отложения, породы многолетнемерзлые VI–VII категории по буримости; интервал 55–420 м представлен окварцованными песчано-глинистыми сланцами IX–X категорий буримости.

На основании геологического разреза устанавливается необходимое количество колонн обсадных труб. В данном случае необходимо установить на глубину 3–5 м направление для закрепления устья скважины и до глубины 57–58 м опустить кондуктор для перекрытия неустойчивых многолетнемерзлых пород. Затрубное пространство направления и кондуктора должно быть зацементировано.

Интервал от башмака кондуктора до конечной глубины скважины может быть пройден без крепления обсадными трубами с использованием алмазного бурения. При заданном конечном диаметре скважины 76 мм кондуктор должен быть из обсадных труб диаметром 89 мм ниппельного соединения. Под кондуктор скважина может бурится твердосплавными коронками или шарошечными долотами диаметром 93 мм.

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

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

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите параметры заложения и возможные траектории скважин.
2. Дайте определение многоствольной скважины.

3. Каковы основные положения при проектировании траектории скважины?

4. Каковы основные требования к конструкции скважины?

5. Назовите основные требования к конечному диаметру скважины и количеству интервалов скважины, бурение которых осуществляется буровым инструментом разного диаметра.

6. В чем главные основные особенности конструкции обсадных колонн?

7. Объясните методику составления шифра конструкции скважины.

5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРОВЫХ РАБОТ

5.1. Технология бестраншейного строительства подземных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения

Технологии горизонтального направленного бурения (ГНБ) предназначены для прокладки коммуникаций бестраншейным способом. Это прежде всего прокладка и ремонт трубопроводов, прокладка электрокабелей, средств теле- и радиовещания и др.

Данные технологии отличаются экономичностью, оперативностью и в большей степени отвечают требованиям экологии, чем траншейная прокладка коммуникаций, а также возможностью выполнения работ в местах, где традиционные методы неприменимы или затруднены: водные преграды, автотрассы, железнодорожные пути, аэродромы, здания и сооружения, прокладка коммуникаций в городских условиях. При этом на таких объектах не требуется приостанавливать деятельность или транспортные потоки в период работ по прокладке коммуникаций, что, безусловно, выгодно экономически.

Работы по технологии горизонтального направленного бурения начинаются с бурения пилот-скважины (рис. 5.1, *а*).

Направленное бурение пилот-скважины – особо ответственный этап работ, поскольку именно пилот-скважина задает трассу будущего подземного сооружения. Бурение пилот-скважины осуществляется при помощи специального породоразрушающего инструмента – буровой головки *1* (рис. 5.1, *а*) со встроенным излучателем и скосом в торце съемной лопатки. Бурение производится по заранее рассчитанной траектории или с поверхности земли, или из предварительно выполненного углубления.

Контроль над соблюдением расчетной трассы осуществляется с помощью компьютера.

Буровая головка соединяется посредством полого корпуса с гибкой приводной штангой *2*, что позволяет управлять процессом горизонтального бурения пилот-скважины и обходить выявленные препятствия в любом направлении в пределах естественного изгиба протягиваемой рабочей нити. Буровая головка имеет отверстия для подачи бурового глинистого раствора.

Контроль над местом и положением буровой головки в скважине осуществляется с помощью приемного устройства локатора (система Digi Trak),

который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика *3*. Предельная глубина, позволяющая контролировать положение головки, составляет 10–12 м.

На мониторе локатора отображается визуальная информация о месте и положении, уклоне, азимуте плоскости скоса буровой головки. Информация о положении буровой головки отображается на дисплее оператора буровой установки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода проектной.

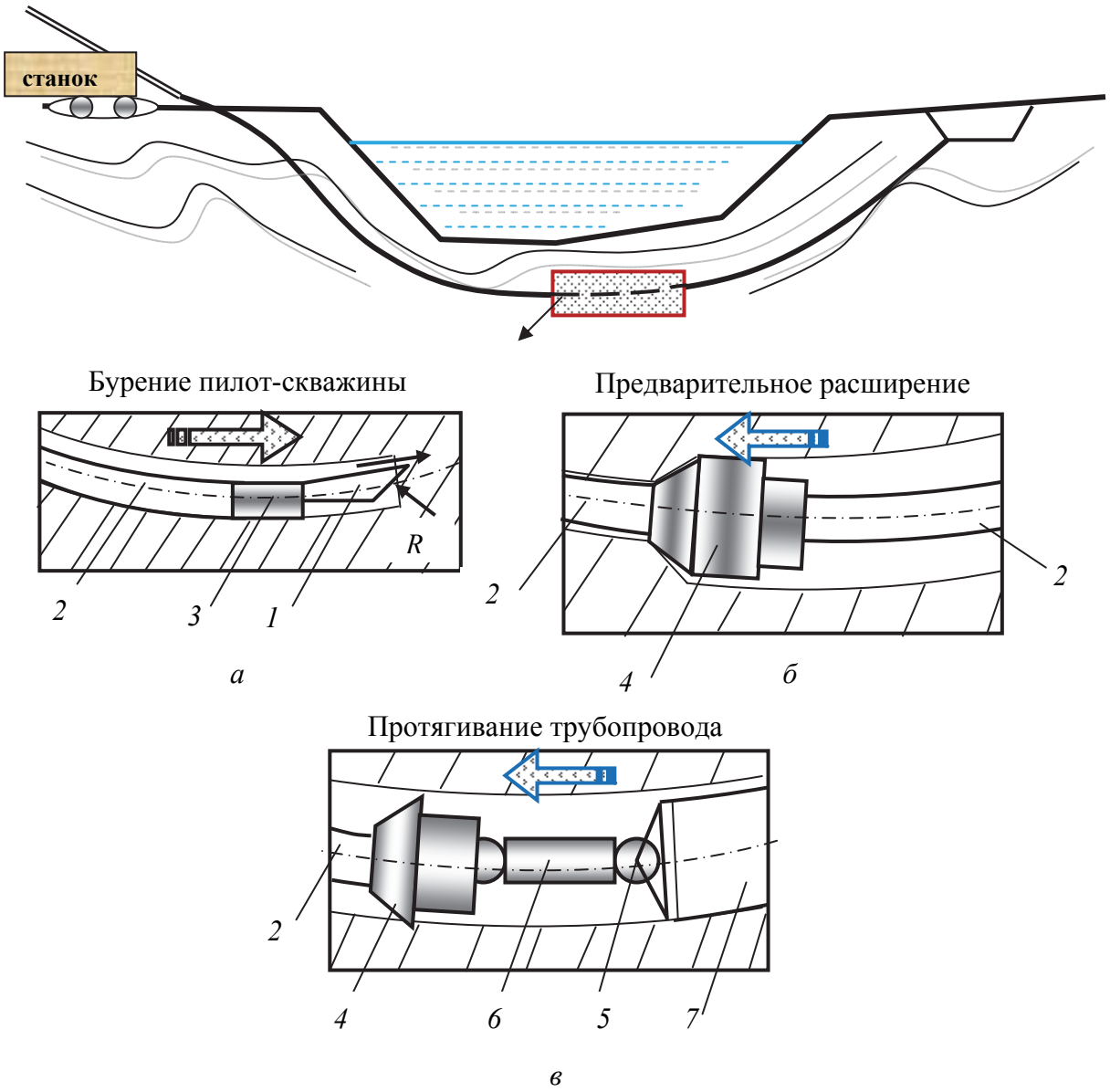


Рис. 5.1. Схемы поэтапного сооружения трубопровода под водоемом по технологии горизонтального направленного бурения: *1* – буровая головка; *2* – буровые трубы; *3* – навигационное оборудование; *4* – расширитель; *5* – вертлюг; *6* – серьга; *7* – трубопровод. Стрелкой показано направление перемещения инструмента

а *б* *в*

Рис. 5.2. Инструмент для горизонтального бурения фирмы Tracto Technik:
а – съемные направляющие лопатки; *б* – буровая головка с лопаткой; *в* – расширитель

При отклонении буровой головки от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг и устанавливает скос буровой головки в нужном положении с целью корректировки траектории бурения. Затем осуществляется задавливаение буровых штанг без вращения, буровая головка, ориентированная скосом лопатки в нужном направлении, надвигается на забой, что обеспечивает ее отклонение в направлении, противоположном скосу под действием реакции R (см. рис. 5.1, *а*). Ориентирование головки производится проворачиванием колонны труб. Контроль положения осуществляется через локатор.

Направленное бурение пилот-скважины завершается выходом буровой головки в заданной проектом точке (рис. 5.1, *а*). Угол наклона буровой головки в некоторых конструкциях может изменяться дистанционно, что позволяет управлять кривизной ствола скважины без извлечения колонны и замены буровой головки, имеющей иной угол скоса торца (см. рис. 5.2, *а*, *б*).

Предварительное расширение скважины (рис. 5.1, *б*) осуществляют после завершения бурения пилот-скважины. При этом буровая головка отсоединяется от буровых штанг и вместо нее присоединяется расширитель (см. рис. 5.2, *в*) обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением расширитель протягивается через скважину в направлении буровой установки, расширяя пилот-скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубопровода через расширенную скважину ее диаметр должен на 25–30 % превышать диаметр трубопровода.

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая плеть трубопровода. Перед протягиванием трубопровода (рис. 5.1, *в*) к переднему концу серьги *6* крепится оголовок с воспринимающим тяговое усилие вертлюгом *5* и расширителем *4*. Вертлюг вращается с буровой колонной *2* и расширителем и в то же время не передает вращательное движение на трубопровод *7*. Для успешного протягивания

трубопровода на его поверхности через 15–20 м устанавливают роликовые опоры.

Таким образом буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода по проектной траектории.

Важнейшим фактором эффективного применения технологии горизонтального направленного бурения является использование на всех этапах производства работ высококачественных буровых растворов.

Угол забуривания ствола для прокладки коммуникаций может быть самым различным. Если бурение ведут из углубления или, например, в откос дороги, то этот угол может быть незначительным. Если бурение производится с горизонтальной площадки, то угол может быть 25–90º и во многом определяется возможностями конкретного бурового станка.

Основные производители техники для горизонтального бурения – фирмы Vermeer, Ditch Witch, Robbins, Flexi Drill, Straightline и др. (США), Tracto Technik (Германия).

Станки фирмы Vermeer:

- PL 8000 – силовой агрегат на автомобиле, станок устанавливается в котловане, бурит пилот-скважину диаметром 51 мм с расширением до 300 мм, предельная длина скважины – 95 м;
- Navigator D24×40A бурит пилот-скважину диаметром 89 мм с расширением до 600 мм, длина скважины 320 м, радиус изгиба бурильных труб не менее 33 м, диаметр труб – 60 мм, длина – 3,0 м;
- Navigator D50×100A используется при бурении пилот-скважины диаметром 114 мм с расширением до 1 000 мм, длина скважины до 600 м, радиус кривизны труб – 51 м, диаметр труб – 73 мм, длина труб – 4,6 м. В арсенале компании есть и еще более мощный станок Navigator D100×120 с тягловым усилием более 45 т, который позволяет прокладывать нефте- и газопроводы.

Станки фирмы Tracto Technik – Grundodrill 10X, 20S отличаются тем, что оснащены машинами ударного действия, что позволяет наряду с осевым усилием обеспечивать ударное воздействие на породу и прокладывать коммуникации через отвалы и грунты, насыщенные валунами. Десятитонный станок Grundodrill 20S (рис. 5.3) на гусеничном ходу способен проложить коммуникации в стволе диаметром 750 мм с радиусом изгиба 75 мм, длиной 800 м.

Станки компании Flexi Drill очень мобильны, так как их устанавливают вместо ковша экскаватора. Стрела экскаватора может направить и забурить ствол практически под любым углом на удалении несколько метров от транспортной базы.

В России выполнены значительные работы по горизонтальному направленному бурению при переходах через реки Тобол, Обь и Иртыш

(прокладка электро- и оптоволоконных кабелей). Станком фирмы Robbins Compact HDD произведена прокладка коммуникаций длиной 1 688 м в стволе диаметром 406 мм под дном реки Янцзы у города Нанкин (Китай) за 15 дней. Примеры показывают значительные и все более возрастающие возможности горизонтального направленного бурения с целью прокладки коммуникаций.

Рис. 5.3. Установка Grundodrill для проведения трубопроводов

В то же время данное оборудование предназначено для работ в грунтах, т. е. горных породах мягких и достаточно легко деформируемых и разрушаемых.

Разработка технологий и техники для прокладки коммуникаций в твердых породах может базироваться на технологиях направленного бурения скважин буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений.

Для реализации горизонтального направленного бурения в твердых породах могут быть перспективны забойные гидродвигатели и гидропневмомашины ударного действия, например, отклонитель для ударно-вращательного бурения. Для бурения горизонтальных стволов под различными объектами в твердых породах компанией Atlas Copco разработан комплекс Simmetrix, реализующий проходку скважины в режиме ударно-вращательного бурения.

Перспективы развития технологий ГНБ связаны с тем, что прокладка трубопроводов, сопровождающаяся нанесением ущерба природе, может быть ограничена в природоохраняемых зонах, что, безусловно, оправданно. В этом случае представляется целесообразной и обоснованной прокладка значительных интервалов трубопровода или всего трубопровода только с применением горизонтально-направленного бурения и выходом на поверхность только в отдельных точках.

Условия, обеспечивающие такое широкое применение ГНБ при прокладке трубопроводов, возможны тогда, когда установленная стоимость восстановления природного ландшафта существенно выше затрат

на реализацию горизонтального бурения или будут действовать запретительные меры, ограничивающие негативные воздействия на природу охраняемых территорий.

5.2. Технология прокладки трубопроводов с помощью шнековых буровых машин

Шнековые буровые установки предназначены для выполнения высокоточной бестраншейной прокладки стальных футляров диаметром от 300 мм до 1 420 мм. При этом работы осуществляются в четыре основных этапа.

Первый этап – подготовка рабочего и приемного котлованов. Их размеры зависят от типа установки, глубину котлована рассчитывают в зависимости от глубины прокладки трубы.

Второй этап – монтаж шнековой установки в котловане.

Третий этап – пилотное управляемое бурение с последующей прокладкой трубопровода. Направление проходки контролируется лазером.

При помощи пилотных штанг с оптическим коридором, управляемой головки, а также лазерного теодолита с ПЗС-камерой и монитором выполняют управляемое бурение от шахты до шахты. При этом пилотные штанги выдавливаются в приемный котлован обсадными трубами и извлекаются, разработанный грунт из зоны расширителя транспортируется с помощью шнека, вращающегося против часовой стрелки, в приемную шахту (рис. 5.4).

Рис. 5.4. Прокладка трубопровода шнековыми буровыми машинами

Четвертый этап – завершение работ. После выхода трубопровода в приемный котлован шнеки вытаскивают в обратной последовательности. Из стартового котлована извлекают установку и шнеки.

5.3. Современные методы проведения и ремонта подземных коммуникаций

Микротоннелирование

Микротоннелирование отличается быстрой скоростью проходки и высокой точностью, возможностью работать на больших глубинах и сооружения участков большой длины без промежуточных шахт. Методом микротоннелирования прокладывают коммуникации почти без отклонений от оси (самотечную канализацию, водосток) в стесненных городских условиях. Тоннелепроходческие комплексы предназначены для сооружения тоннелей диаметрами от 1,0 до 12,0 м в самых сложных гидрогеологических условиях (песчаные грунты, плывуны, твердые скальные породы и т. д.), в условиях плотной городской застройки без применения специальных работ (водопонижение, замораживание и т. д.).

Метод замены труб

Для выполнения работ по замене дефектных трубопроводов или увеличению диаметра существующей коммуникации применяется пневмопробойник. В качестве нового трубопровода используют короткие патрубки, монтаж которых выполняют из колодца с помощью резьбовых соединений. С помощью лебедки и троса выдерживается направление движения пневмопробойника. Данный метод разрушения позволяет отремонтировать участки канализационных сетей, имеющие небольшие провалы и смещение труб относительно друг друга. Если на участке трубопровода есть большие провалы и восстановить его указанным методом не удается, то производят локальную раскопку трубы и ее замену традиционным способом.

Ремонт изношенных коммуникаций осуществляют:

- методом замещения старого трубопровода (сталь, чугун, керамика) на защитный футляр (сталь, чугун);
- методом разрушения старого водопровода (сталь, чугун, керамика, железобетон, асбест) с последующим протягиванием внутри образовавшегося тоннеля новой трубы.

Преимуществом первого метода является сохранение давления на близко лежащие коммуникации. При данном методе происходит выдавливание старого трубопровода с одновременной прокладкой футляра по существующей оси. Новый трубопровод монтируется специальными фиксаторами и гарантированно центрируется в футляре. Система позволяет в случае повреждения рабочего трубопровода в считанные часы произвести ремонт без вскрытия поверхности.

Второй метод ремонта изношенных коммуникаций – один из самых высокоскоростных, экономичных и легких в применении. Возможна замена

участка изношенного трубопровода длиной 200–250 м за один этап с сохранением или увеличением диаметра.

Пневмоударная прокладка (забивка) труб

Установка для забивки труб располагается на специальном лафете в начальном котловане, к установке через систему переходников закрепляют трубу, которую и забивают в грунт (рис. 5.5). Для производства работ не требуется упорная задняя стенка. После того как труба или часть трубы уже забита, установку оттаскивают назад, прикрепляют к новой части трубы, которую в свою очередь приваривают к уже забитой части. Во время забивания за счет возникающей вибрации грунт в трубе становится неплотным и частично может выходить в рабочий котлован.

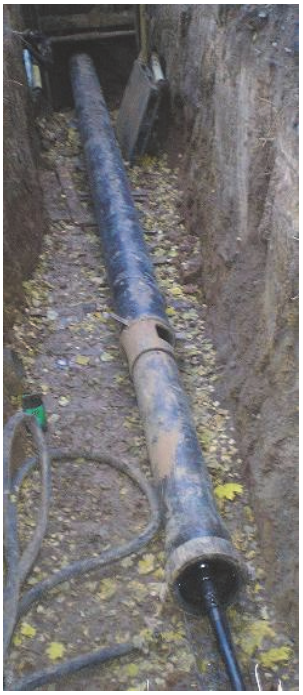


Рис. 5.5. Пневмоударная прокладка труб

После того как вся труба забита, ее очищают при помощи компрессора или при больших диаметрах совмещенным методом с применением воды и сжатого воздуха или при помощи малой механизации. Очень важно, что при забивании трубы таким способом исключены провалы грунта при дальнейшей эксплуатации трубопровода.

Установка работает от компрессора или нескольких компрессоров (в зависимости от его мощности).

Преимущества системы пневмоударной прокладки труб следующие:

- отсутствие необходимости в сооружении упорной стенки в котловане;
- минимальное время монтажа на стройплощадке, простая конструкция;
- при большом диаметре открытая труба может принять большие камни;
- возможность работы в стесненных условиях;
- возможность работы с трубами нескольких диаметров;
- предотвращается деформация трубы;
- исключена деформация и проседание грунта;
- возможность контроля продвижения машины.

Санация труб

Метод бестраншейного восстановления трубопроводов – это введение в старый трубопровод «чулка», выполненного из синтетического войлока, пропитанного смолой с последующим ее отверждением. Таким образом внутри старого трубопровода формируется новая труба, обладающая

свойствами новой трубы. Диаметры санируемого трубопровода составляют от 100 мм до 2 м.

Этапами работы санации являются промывка старого трубопровода, телевизионная диагностика и установка «чулка».

Метод продавливания

Бестраншейная прокладка труб продавливанием отличается тем, что прокладываемую трубу открытым концом, снабженным ножом, вдавливают в массив грунта, а грунт, поступающий в трубу, разрабатывают ручным способом и удаляют из забоя. Для продавливания труб применяют нажимные насосно-домкратные установки. Для производства работ достаточно одного рабочего котлована размером 4×2 м.

Способом продавливания ведут прокладку не только стальных труб, но и железобетонных коллекторов и тоннелей из элементов различной замкнутой по периметру формы.

Продавливание стальных труб диаметром до 350 мм может производиться без выемки грунта. В этом случае грунт уплотняют вокруг трубы.

Метод прокола

Прокол обычно производится под дорогами следующим образом. С обеих сторон дороги создают котлованы размером со стороны проходки 4×1,5 м; с другой стороны располагается свободная поверхность для выхода трубы. В рабочем котловане на направляющем устройстве устанавливают стальную трубу с конусом или открытым концом и гидродомкратной установкой, которая задавливает трубу в грунт.

После задавливания одной секции трубы к ней приваривается другая. Когда задавлены все трубы, в нее затягивается рабочая пластиковая труба, а стальная труба работает как футляр.

Метод раскатки скважин

Метод раскатки скважин производится при помощи специального проходчика (рис. 5.6). Устройство работает следующим образом. При вращении приводного вала *1* от электропривода колеса *3*, перемещаясь вдоль витков условной винтовой линии и обкатываясь по своим забоям, формируют стенку скважины и создают вектор силы тяги в направлении движения, обеспечивая продольную подачу устройства. Формируется скважина с плотными гофрированными стенками. Длина скважины определяется количеством присоединенных штанг.

Конструкция раскатчика обеспечивает условия для создания осевых и радиальных сил до 100 кН. Эти составляющие, во-первых, создают вектор силы тяги в направлении перемещения (не требуется усилие поджатия) и, во-вторых, формируют скважину с плотными стенками.

В комплект оборудования входят колонковые буры, алмазные коронки для сухого бурения, позволяющие сохранять направленность сква-

жины при наличии в грунте инородных тел (строительного мусора, корней деревьев).

В настоящее время широко применяются следующие марки раскатчиков: раскатчик пилотный РП-80; раскатчик расширитель РР-200; раскатчик расширитель секционный РР-370.

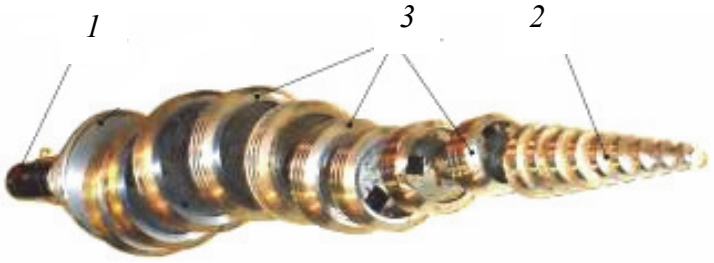


Рис. 5.6. Раскатчик скважин

Цифра в марке раскатчика означает наружный диаметр устройства.

Малые габариты позволяют проводить работы по прокладке и замене инженерных коммуникаций в стесненных условиях колодца. Время развертывания оборудования составляет 10 мин, в разобранном виде оборудование размещается в легковом автомобиле.

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы основные этапы в бестраншейной прокладки коммуникаций?

2. Назовите основные элементы колонны для прокладки коммуникаций методом ГНБ.

3. Назовите основные буровые агрегаты для реализации метода ГНБ.

4. Каковы основы технологии прокладки трубопроводов с помощью шнековых машин?

5. Назовите основные методы ремонта и прокладки коммуникаций.

6. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ И КЕРНОМЕТРИЯ

6.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин

Компоновки для снижения естественного искривления скважин при колонковом бурении

Наиболее распространенным техническим решением по снижению естественного искривления скважин при бурении с отбором керна является центрирование колонковых наборов. Для снижения интенсивности естественного искривления скважин эффективной может быть достаточно простая буровая компоновка, включающая кернорватель-центратор над коронкой, втулку-центратор в верхней части набора и ниппель-центратор в средней его части. Использование центрирующих наборов позволяет в 2,5 раза снизить искривление скважин и повысить выход керна.

При определении мест установки центраторов буровой компоновки можно использовать результаты изучения износа колонковых труб при проходке скважин в конкретных горно-геологических условиях.

Основным недостатком жестких центрированных буровых компоновок является быстрый износ центраторов (ресурс 35–50 м), что снижает эффективность их использования и значительно увеличивает затраты на бурение.

Колонковый набор ТСБИС (рис. 6.1, *а*) для бурения скважин диаметром 76 и 59 мм имеет повышеный (до 120–150 м) ресурс за счет исполнения верхнего центратора *1* с невращающимся при бурении корпусом (рис. 6.1, *б*). В состав ТСБИС входит также нижний гидродинамический центратор *2* с каналами для прохода промывочной жидкости, нарезанными по винтовой линии. Центрирование нижней части снаряда происходит как за счет минимального зазора между центратором *2* и стенкой скважины, так и вследствие возникновения при высокой частоте вращения колонны гидродинамического центрирующего эффекта. На колонковой трубе выполнены наплавки релита или сормайта *3* длиной 3–6, шириной 0,8–1,2 см, расположенные на поверхности трубы в шахматном порядке.

В ПГО «Сосновгеология» достаточно эффективными показали себя компоновки, состоящие из стандартного колонкового набора *1* и размещаемых над ним специальных труб *2* с центрирующими вставками *3* из твердого сплава. Трубы *2* могут использоваться одновременно в составе буровых компоновок и при бурении шарошечными долотами (рис. 6.1, *в*).

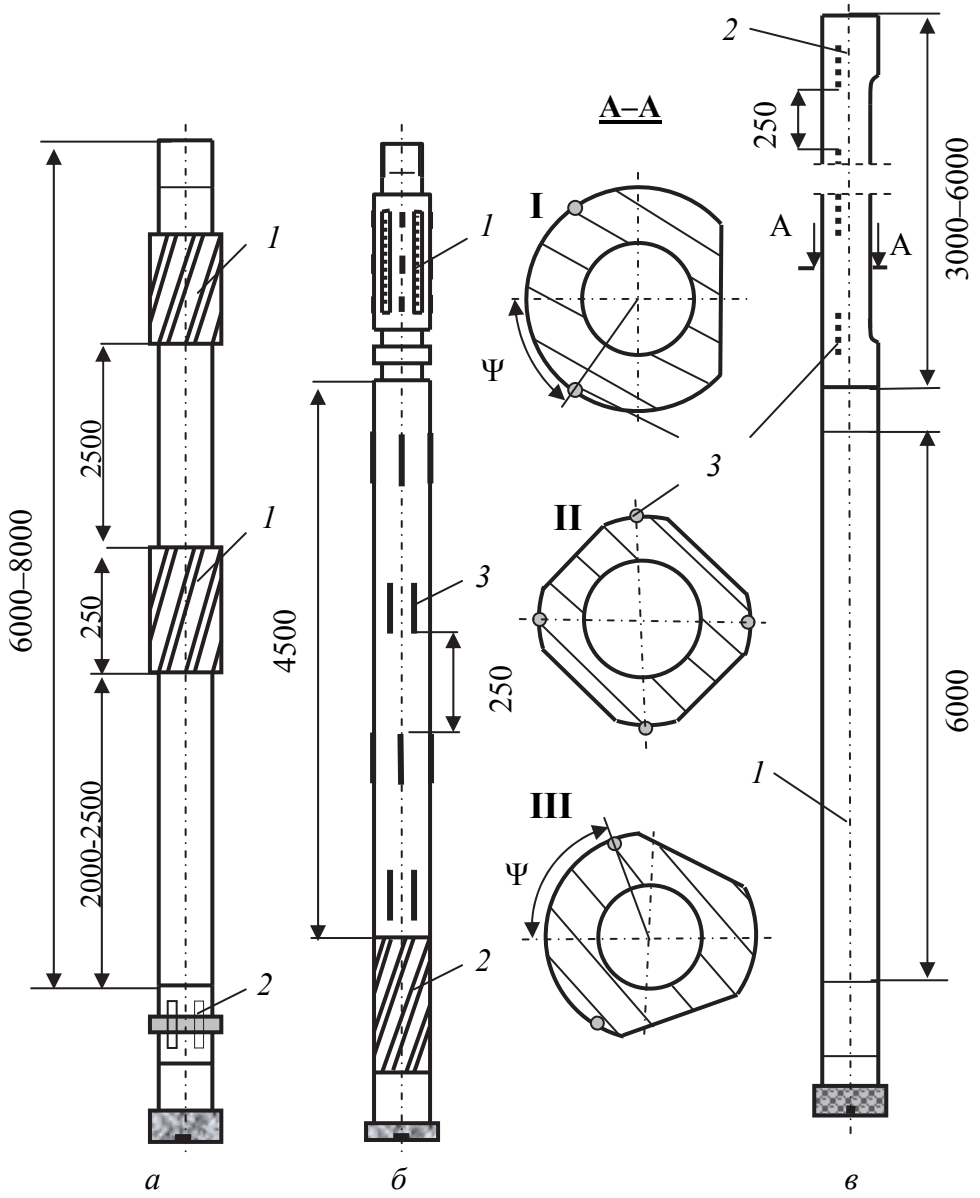


Рис. 6.1. Схемы колонковых наборов для снижения интенсивности естественного искривления: *а* – колонковый набор с центраторами; *б* – компоновка ТСБИС; *в* – колонковый набор с четырехгранным стабилизатором или с трубами со смещенным центром тяжести поперечного сечения

В одном из вариантов использовался четырехгранный стабилизатор *2* (II вариант поперечного сечения А-А), в других – трубы со смещенным центром тяжести – одногранные (I вариант сечения А–А) и двухгранные (компоновка с поперечным сечением А–А, вариант III), что позволяло получить компоновку со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ). Четырехгранный стабилизатор позволяет снизить искривление, так как уменьшается изгиб колонкового набора за счет центрирования его верхнего конца и снижения величины изгибающего момента, действующего со стороны колонны бурильных труб на буровую компоновку.

Применение КСМ позволяет буровому набору в скважине при бурении двигаться в режиме близком к вращению вокруг оси скважины, что приводит к снижению искривления скважин, вибрации бурильной колонны, затрат мощности на бурение и повышению механической скорости бурения.

Применение центрированных буровых компоновок для снижения искривления скважин будет более эффективно, если над ними установить высокочастотный гидроударник типа ГВ. В этом случае эффект по снижению искривления скважин повышается за счет роста механической скорости бурения при умеренных осевых нагрузках, снижения подклинивания керна, улучшения условий работы бурильной колонны.

Компоновки для алмазного бурения снарядами со съемным керноприемником

При бурении снарядами со съемным керноприемником проблема естественного искривления является актуальной. Анализ закономерностей искривления скважин, буримых ССК, позволяет сделать следующие основные выводы.

1. Скважины, буримые ССК, имеют характер и закономерности искривления, аналогичные таковым при обычном алмазном бурении.

2. При снижении диаметров коронок ССК интенсивность искривления, как правило, увеличивается. Например, интенсивность зенитного искривления на месторождениях в Таджикистане: Дальнее при бурении ССК-59 i_θ = 0,48 град/ 100 м, ССК-46 – 0,63; Кызкырбулак при бурении ССК-59 i_θ = 0,35, ССК-46 – 0,8 град/м.

При бурении глубоких скважин снарядами ССК типоразмера NQ и BQ в Родезии отмечено, что более жесткая колонна NQ (69,8 мм) меньше искривляет ствол, чем BQ (55,6 мм). Применение простейших стабилизаторов колонкового набора позволило снизить интенсивность искривления при бурении колонной BQ с 17 до 8 град/100м. При бурении колонной NQ интенсивность искривления в среднем составила 4,16 град/100 м.

3. Увеличение осевых нагрузок приводит к росту интенсивности искривления скважин, буримых ССК, причем рост более значителен в случае бурения в сложных горно-геологических условиях, что является следствием увеличения деформации колонкового набора – повышения прогиба колонкового набора и угла перекоса инструмента на забое. Поэтому основные мероприятия по снижению искривления стволов скважин должны быть направлены на предотвращение потери устойчивости труб колонкового набора и обеспечение их вращения без перекоса по отношению к оси скважины. Первое может быть достигнуто снижением осевых нагрузок с одновременным ростом частоты вращения колонны. Оптимальное сочетание частоты вращения и нагрузки в ряде случаев обеспечивает желательный эффект по снижению искривления скважин. При этом значительную роль

при определении рациональных параметров режима бурения играет правильный подбор коронки для бурения, твердость матрицы которой должна соответствовать типу горной породы, обеспечивая своевременное обнажение алмазных резцов и возможность бурения на умеренных осевых нагрузках. Снижение осевых нагрузок при бурении скважин в условиях естественного их искривления можно обеспечить применением тонкоматричных алмазных коронок. Зарубежные компании, такие как Atlas Copco, Boart Longyear, производят специальные ССК, в которых используются коронки с утонченными матрицами, что повлекло за собой изготовление и тонкостенных колонковых наборов типоразмера AQ, BQ, NQ, HQ.

Как показал опыт применения ССК с утонченными матрицами, при пониженных осевых нагрузках и высоких частотах вращения колонны (1 100–1 400 мин$^{-1}$) обеспечивается снижение интенсивности искривления скважин до минимальных значений (1–3 град/100 м), достигается повышение механической скорости бурения и увеличение размера керна.

4. Увеличение механической скорости бурения за счет роста частоты вращения колонны и других технологических мероприятий, исключающих повышение осевого усилия, ведет к снижению интенсивности искривления скважин. Например, отмечено, что если механическая скорость бурения ССК-46 в 1,5–2,0 раза превышает механическую скорость бурения ССК-59, то интенсивности искривления этими снарядами равны или при бурении ССК-46 меньше.

5. В сложных геолого-технических условиях бурения интенсивность искривления скважин, буримых ССК, может быть весьма значительной (до 9–10 град/100 м). При бурении скважин в Семипалатинской экспедиции отмечено, что скважины, буримые ССК, стремятся занять тот же угол встречи с напластованием пород, что и скважины обычного алмазного бурения, только происходит это более интенсивно. Максимальные значения интенсивности искривления ССК-59 достигали $i_{ССК}$ = 1,01 град/10 м, а при обычном алмазном бурении $i_{а.б}$ = 0,54 град/10 м. Причинами более интенсивного искривления скважин, буримых ССК, в сложных горно-геологических условиях, являются увеличенная (на 60 %) площадь, а также конусно-ступенчатая форма торца коронок (данные А. И. Уржумова).

6. Для снижения искривления скважин, буримых ССК, более рациональны закругленные, плоские или гребешковые (W-профиль) формы торца коронок (рис. 6.2). Это связано, во-первых, с тем, что, W-профиль создает свободные поверхности разрушаемой породы, а следовательно, позволяет бурить достаточно производительно при умеренных осевых нагрузках. Во-вторых, форма профиля способствует соосному со скважиной положению коронки на забое без значительных поперечных перемещений и ударных воздействий на керн. И наконец, W-профиль достаточно

рационально «организует» напряжения под торцом, направляя их прежде всего, навстречу под прямым углом от плоскостей торцевых граней, что предохраняет от излишних напряжений и разрушения керн и стенку скважины.

Импрегнированные коронки ССК типа Craelius, Hobic (Atlas Copco), α-bit (Boart Longyear) различной конструкции оснащаются W-профилем, который может иметь разнообразные размеры и твердость матриц.

Сравнительное бурение коронками К-01 (ступенчатый внешний конус) с коронками БС-09 с двойным конусом показало, что наблюдается существенное снижение искривления при бурении коронками БС.

Компания Boart Longyear для бурения в условиях искривления скважин предлагает однослойные коронки с двухступенчатым профилем типа *F* (пилотный профиль) и расширитель Premium Stabilized – стабилизированная версия расширителя Premium при необходимости бурения глубоких скважин с минимальным искривлением ствола.

На одном из месторождений ПГО «Запказгеология» КССК использовали как средство бурения направленных скважин. С этой целью проводили мероприятия по уменьшению деформации колонкового набора: на нижнем конце колонкового набора устанавливался расширитель, а на верхнем – комбинированный центратор, включающий твердосплавный центратор и алмазный расширитель. Интенсивность искривления скважин, проходимых снарядом КССК с центрированным набором, оказалась в 2,5 раза меньше интенсивности искривления ранее пробуренных обычным снарядом соседних скважин.

Повышение жесткости и соосности колонковых труб, их центрирование в скважине являются первоочередными и важнейшими мерами для повышения устойчивости компоновок и снижения искривления скважин, буримых ССК.

Компоновки для ССК, снижающие естественное искривление скважин, разработаны ВИТР, КазИМС, ПГО «Восказгеология», «Ташкентгеология», «Кировгеология». Основное направление этих работ – создание центрирующих (жестких) колонковых наборов.

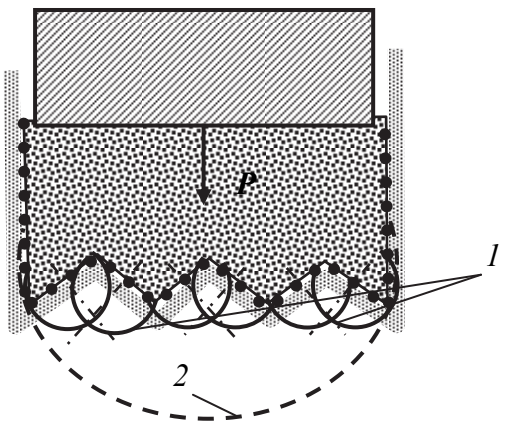


Рис. 6.2. Схема распределения напряжений под торцом коронки с W-профилем: *1* – линии напряжений от резцов каждой грани выступа; *2* – линия суммарных напряжений

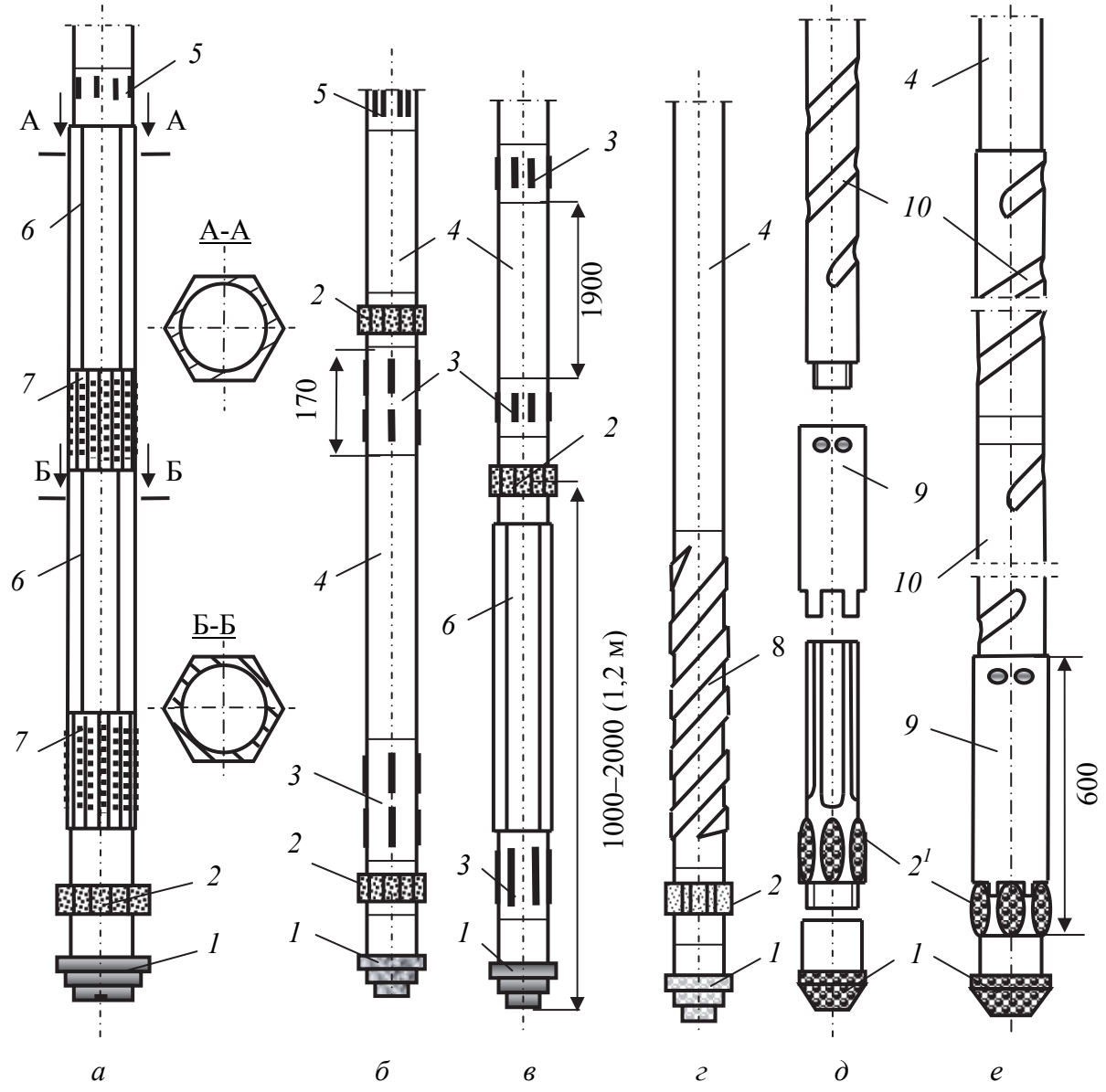


Рис. 6.3 . Схемы центрирующих (жестких) компоновок ССК

На рис. 6.3, *а* показана компоновка, разработанная в ПГО «Кировгеология». Центраторы *7* этой компоновки выполнены с применением вставок сверхтвердого материала *славутич*, что существенно повысило их ресурс. В компоновке использованы две профилированные шестигранные трубы *6* длиной до 600 мм, что позволило получить длинный центрирующий набор. Компоновка позволяет снизить интенсивность искривления скважин при бурении ССК-59 в 2–2,5 раза.

Центрирующие колонковые наборы конструкции ВИТР разработаны двух модификаций. Набор первой модификации (рис. 6.3, *б*) состоит из двух наружных колонковых труб *4*, между которыми расположен центратор *3* совместно с алмазным расширителем *2*. Другой расширитель *2*

и центратор *3* располагаются над коронкой *1*, а в верхней части набора – переходник *5* с наплавками релита. Набор второй модификации отличается тем, что в средней части бурового набора расположен только центратор без расширителя. При этом даны рекомендации об установке третьей пары центраторов-расширителей в верхней части набора при его длине более 3,5 м. Центрирующие элементы центраторов выполнены в виде наплавок релита или сормайта.

На рис. 6.3, *в* представлена компоновка ЖК-5, разработанная в ПГО «Восказгеология». В компоновке ЖК-5 расширитель *2* установлен над профильной трубой *6*, нижний твердосплавный центратор *3* выполнен более длинным, а его диаметр на 0,2–0,1 мм меньше диаметра коронки *1*. Согласно исследованиям автора разработки, расстояние от торца коронки *1* до расширителя *2* в компоновке должно быть 1–2 м, а наиболее оптимальным по результатам испытаний оказалось расстояние 1,2 м. Ресурс компоновки ЖК-5 составляет 220–260 м.

Задача повышения ресурса коронок и центрирующих элементов компоновки ЖК-5 решена в Приморье. Наваривание полос на корпус коронок ССК с наклоном к оси корпуса (наклон в сторону, противоположную направлению вращения коронки) позволило повысить ресурс коронок на 21 %, снизить расход алмазов на 20 % и обеспечить более стабильную работу ЖК-5 по снижению искривления (рис. 6.4).

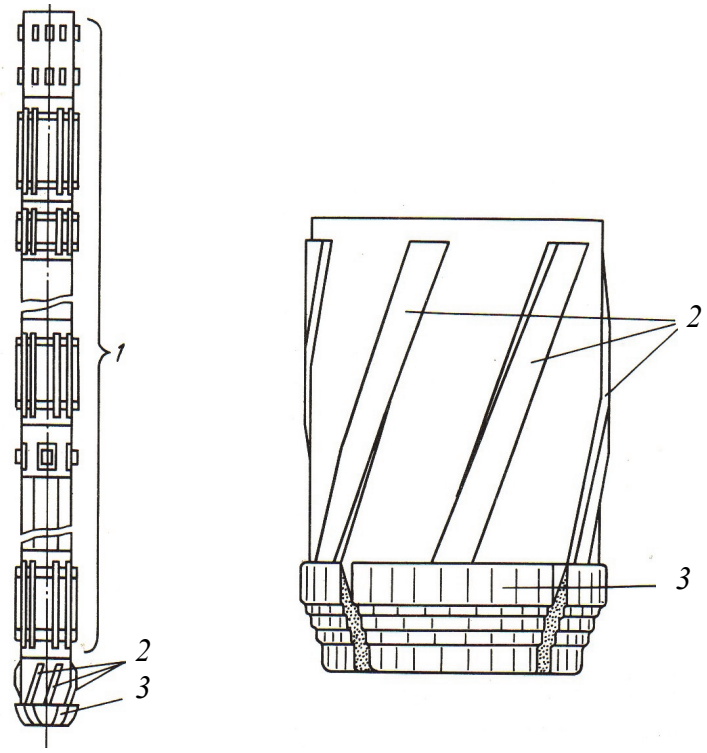


Рис. 6.4. Компоновка ЖК-5, оснащенная коронкой со стабилизирующими ребрами: *1* – ЖК-5; *2* – стабилизирующие ребра; *3* – коронка

На рис. 6.3, *г* показана компоновка ССК-ТКСВ (труба колонковая стабилизирующая винтовая), разработанная в ПГО «Ташкентгеология». Особенность компоновки – наличие трубы с винтовой нарезкой *8*, которая является гидромеханическим центратором-стабилизатором набора и, кроме того, обеспечивает более эффективное удаление шлама из забоя. По данным разработчика, компоновка позволяет бурить скважины с минимальным искривлением (по зениту интенсивность – не более 1,3–1,6 град/100 м, по азимуту – 0,5–0,9 град/100 м). Ресурс компоновки 500–1 000 м.

Примером подхода зарубежных компаний к разработке компоновки для ССК может являться компоновка Mini-Deve (рис. 6.3, *д*, *е*) канадской фирмы Whell Trucing Tool.

Компоновка выпускается четырех типоразмеров AQ (диаметры коронки наружный и внутренний – 47,6/27,0; колонны 44,5/34,9), BQ (59,6/36,4; 55,6/49,5), NQ (75,3/47,6; 70/60,3) , HQ (96,1/61,1; 88,9/77,8). В состав компоновки (рис. 6.3, *д* – компоновка разобрана, рис. 6.3, *е* – собрана) входят коронка *1*, оригинальный расширитель 2^1, имеющий удлиненный корпус, на который надевается втулка *9*. Наружный диаметр этой втулки близок к диаметру расширителя 2^1. Между верхней частью корпуса расширителя 2^1 и внутренней поверхностью втулки *9* образуется канал для прохода жидкости, которая выходит через отверстия во втулке *9*. Выше втулки *9* ставят два-три стабилизатора *10* со спиральными канавками. Длина расширителя *2* и втулки *9* равна 600 мм. Предусмотрена возможность установки дополнительных центрирующих узлов на расстоянии 2,1 и 3,6 м от коронки *1*. Зазор между снарядом Mini-Deve и стенками скважины составляет не более 0,15 мм.

Компоновки для управления направлением горизонтальных скважин

Одной из основных тенденций при искривлении горизонтальных, пологовосстающих и пологонаклонных скважин является их выкручивание и отклонение по азимуту влево.

Для устранения выкручивания горизонтальной скважины можно использовать буровую компоновку, действие которой основано на эффекте «рычага» (рис. 6.5). Отклоняющее усилие, нейтрализующее вес призабойной части колонны, обеспечивает фрезерование стенки скважины в направлении выкручивания и может определяться из зависимости

$$R_0 = \frac{G_c \cdot l_2}{l_1}, \qquad (6.1)$$

где G_c – вес колонковой трубы выше опоры (расширитель), переходника и УБТ, кН;

l_1 и l_2 – плечи «рычага» – расстояния от мест приложения сил R_0 и G_c до опоры, м.

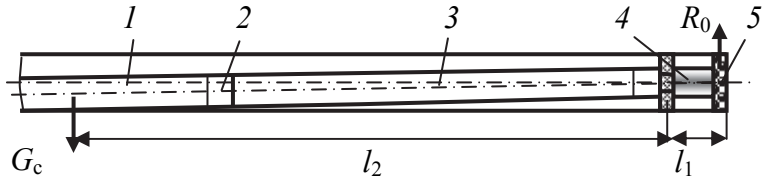


Рис. 6.5. Схема компоновки для бурения горизонтальных скважин: *1* – утяжеленная бурильная труба; *2* – переходник; *3* – колонковая труба; *4* – расширитель (опорно-центрирующий элемент); *5* – коронка

Для стабилизации направления скважины по азимуту колонковый набор рекомендуется центрировать тремя центраторами, которые устанавливаются в нижней, верхней и центральной частях бурового набора.

Буровые компоновки для бурения шарошечными долотами

Наиболее распространенным техническим средством для снижения интенсивности естественного искривления скважин при бескерновом бурении шарошечными долотами малых диаметров является компоновка с трехгранным стабилизатором, предложенная КазИМСом. Компоновка успешно применялась в ПГО «Кировгеология», «Сосновгеология» и др. организациях.

Схема компоновки с трехгранным стабилизатором представлена на рис. 6.6, *а*. В компоновку входит долото *1*, центратор *2*, трехгранный стабилизатор *3*, твердосплавные вставки *4*, размещаемые в щелевидных фрезерованных канавках. При использовании компоновки рекомендуется применение гидроударника ГВ-5 или ГВ-6. Трехгранный стабилизатор *3* изготавливается из толстостенной трубы с образованием трех лысок и канавок на ребрах трубы для размещения и припаивания твердосплавных вставок. Твердосплавные вставки *4* могут размещаться в канавках по схеме в соответствии с рис. 6.6, *а*. Диаметр стабилизатора за счет размещения твердосплавных вставок *4* равняется диаметру долота *1*, в то же время твердосплавные вставки *4* служат для защиты стабилизатора от износа.

В ПГО «Кировгеология» трехгранные стабилизаторы (УСЦ), изготовленные из толстостенных труб, выпускали трех типоразмеров для бурения скважин диаметром 76, 59 и 46 мм. Грани компоновки армированы твердым сплавом ВК-8.

Как показал опыт эксплуатации трехгранных компоновок, для успешного их применения достаточно иметь над долотом один стабилизатор длиной 6 м.

По результатам работ ПГО «Сосновгеология» компоновки с трехгранными стабилизаторами позволяют успешно бурить скважины в сложных геологических условиях. При этом:

- обеспечивается снижение интенсивности естественного искривления в 2–3 раза;

• улучшаются условия работы долот, что проявляется в увеличении углубления за рейс на 10–20 %;

• компоновки имеют более значительный ресурс при оснащении граней твердым сплавом (около 500 м с двумя реставрациями резьбовых соединений).

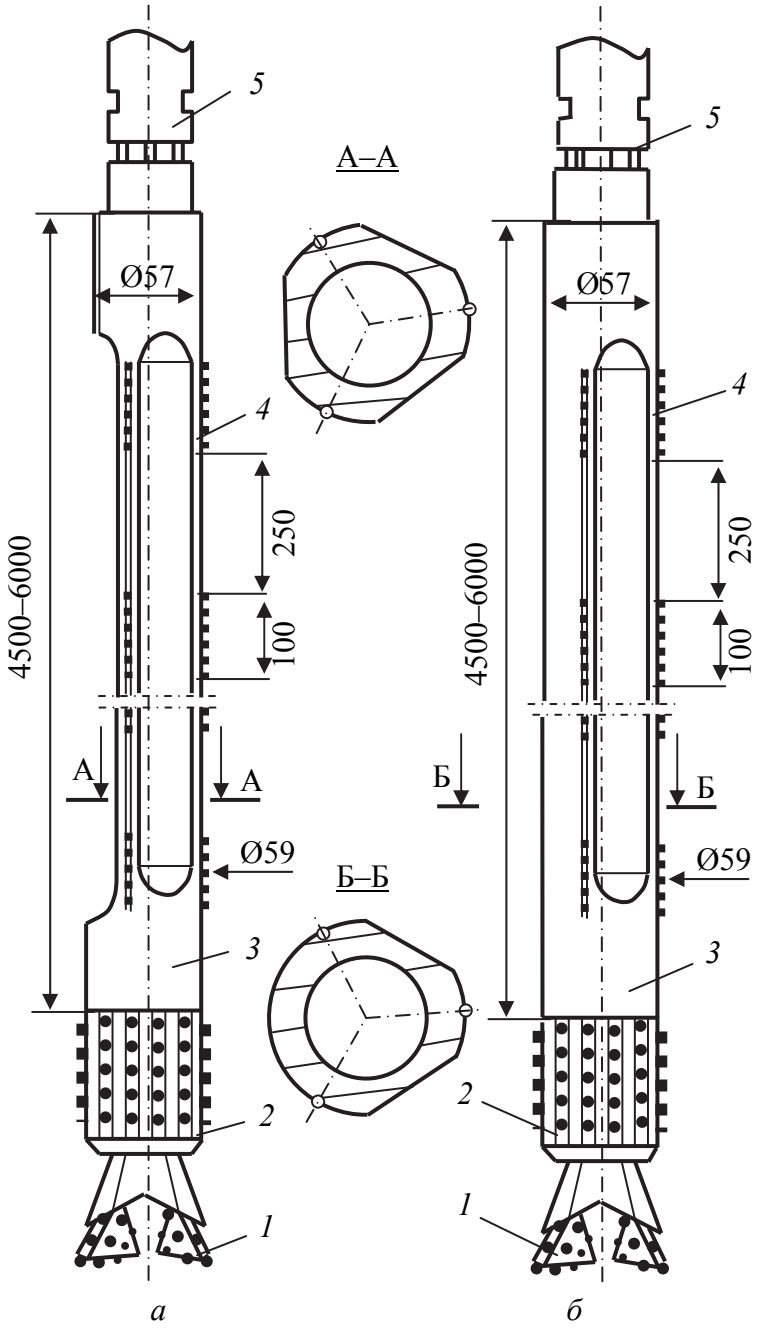


Рис. 6.6. Схемы компоновок для бурения шарошечными долотами: *1* – долото; *2* – центратор; *3* – трехгранный стабилизатор (сечение А–А) или труба со смещенным центром тяжести поперечного сечения (сечение Б–Б); *4* – центрирующие элементы; *5* – гидроударник ГВ

Основным недостатком компоновок с центраторами является небольшой ресурс центрирующих элементов и соответствующее снижение эффективности по стабилизации направления скважин.

Достаточно эффективна при бурении шарошечными долотами буровая компоновка КСМ (рис. 6.6, *б*). В состав компоновки КСМ входят долото *1*, центратор *2*, труба со смещенным центром тяжести *3* с твердосплавными вставками *4* и гидроударник *5*.

Применение КСМ при бескерновом бурении позволяет:

- уменьшить искривление скважин в 3–5 раз;
- увеличить проходку на долото на 10–40 % за счет уменьшения вибрации и ударных нагрузок на долото при бурении;
- увеличить механическую скорость бурения на 5–6 % за счет изменения характера работы долота и нижней части колонны (трансформация вида движения от вибрационного к равномерному обращению вокруг оси скважины);
- повысить ресурс компоновки до 500–600 м, причем по мере износа центрирующих граней компоновок КСМ их эффективность по снижению искривления скважин уменьшается незначительно, что выгодно отличает данные технические средства от центрирующих компоновок;
- бурильная колонна с КСМ работает в скважине с минимальной вибрацией, что обеспечивает более высокие показатели бурения.

Роль гидроударника *5* при бурении шарошечными долотами состоит в том, что обеспечивается повышение механической скорости бурения – фактора, снижающего кривизну скважины, а шлицевой разъем ГВ выполняет функцию шарнирного соединения, снижающего влияние прогиба бурильной колонны на деформацию компоновки, что повышает её ресурс и стабилизирующую способность.

6.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении

При выполнении работ по искусственному искривлению скважин применяются:

- отклонители;
- технологические снаряды;
- ориентаторы.

Отклонители предназначены для отклонения ствола скважины с естественного или искусственного забоя и разделяются на три основные группы:

- стационарные клиновые отклонители;

- извлекаемые (съемные) клиновые отклонители;
- отклонители непрерывного действия (ОНД).

Технологические снаряды – буровые компоновки или наборы, предназначенные для реализации отдельных операций цикла искусственного искривления скважины: подготовка забоя скважины для постановки отклонителя, устранение резкого перегиба ствола скважины (снаряды-фрезеры, снаряды плавного искривления) и др.

Ориентаторы – приборы или механизмы для ориентирования отклонителей.

Стационарные клиновые отклонители

Стационарный клиновой отклонитель, или стационарный клин, – устройство с отклоняющим узлом в виде направляющего ложка и отбурочным набором, используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается.

Угол скоса ложкá клина определяется размерами ложкá: $d_к$ – диаметром и $l_к$ – длиной ложкá:

$$\alpha_л = \text{arctg}\frac{d_к}{l_к}. \qquad (6.2)$$

Основной элемент стационарного клина – ложок клина. Ложок клина имеет желоб, вытянутый вдоль оси клина со скосом. Угол скоса обычно составляет 1–3º, а длина желоба 1,5 м.

Клинья открытого типа соединяют с колонной бурильных труб для спуска в скважину с помощью заклепок (или штифтов), которые при установке клина на забой срезают под действием осевой нагрузки. Осевая нагрузка, достаточная для срезания заклепок (или штифтов), должна быть существенно выше (в 1,5 раза) усилия, необходимого для срабатывания распорного механизма клина, предназначенного для закрепления клина в скважине. После извлечения отсоединенной колонны бурильных труб из скважины такой клин становится открытым, что позволяет применить при операции отклонения буровой инструмент того же диаметра, что и диаметр ствола в месте установки клина.

Закрытый клин в верхней части снабжен переходником в виде кольца (или патрубка), с помощью которого он соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину. Использование соединительного кольца уменьшает диаметр забуриваемой от клина скважины.

Стационарные клинья применяют в основном для решения задач по забуриванию дополнительных стволов при бурении многоствольных скважин и обходе аварийных интервалов.

Для искривления скважин используют серийно выпускаемые клинья открытого типа КОС.

При отсутствии стационарного клина в случае необходимости экстренного обхода аварийного интервала стационарный клин можно изготовить из обсадной трубы.

В этом случае рассчитывают длину ложка клина по зависимости

$$l_{\text{л}} = \frac{Д_{\text{т}}}{\text{tg}\alpha_{\text{л}}}, \tag{6.3}$$

где $Д_{\text{т}}$ – диаметр трубы, м;

$\alpha_{\text{л}}$ – угол скоса ложка, градус.

Угол скоса ложка клина выбирают в пределах 1–4º в зависимости от твердости горных пород. Меньшее значение соответствует более твердой горной породе.

На рис. 6.7 приведены схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина из обсадной трубы.

Трубу в соответствии с разметкой разрезают и отделенную меньшую часть трубы приваривают к вырезу другой части, но повернув относительно оси трубы на 180°.

Срезные штифты, которыми крепятся между собой клин и установочный патрубок, срезаются при установке клина в скважину под действием осевого усилия $P_{\text{ос}}$. Диаметр d срезных штифтов можно определить по зависимости

$$d = 2\sqrt{\frac{P_{\text{ос}}}{\pi\sigma_{\text{ср}}}}, \tag{6.4}$$

где $\sigma_{\text{ср}}$ – предел прочности стали на срез, Па.

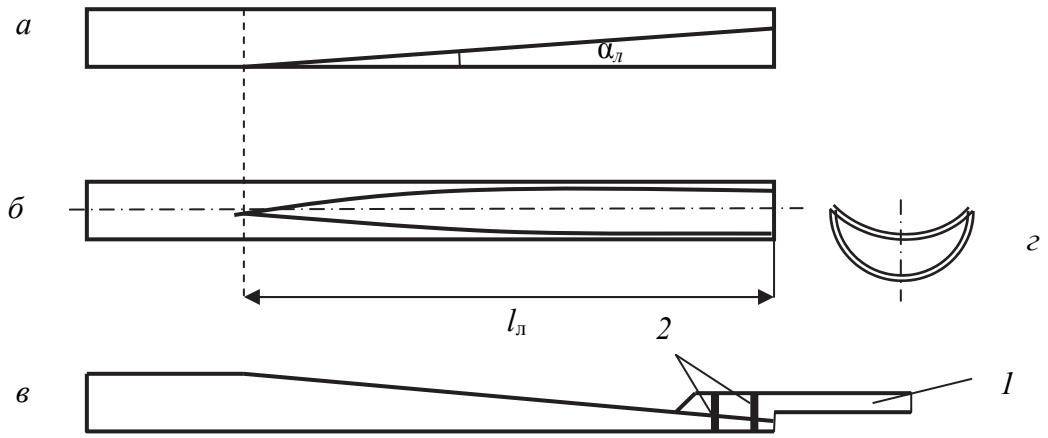


Рис. 6.7. Схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина: *а*, *б* – разметка линии отреза при изготовлении ложка; *в* – схема клина с установочным патрубком *1* и срезными штифтами *2; г* – поперечное сечение ложка клина

Закрепление клина, изготовленного из обсадной трубы, в скважине производится, как правило, с помощью цементного раствора.

Извлекаемые (съемные) клиновые отклонители

Клиновые отклонители, извлекаемые после изменения направления скважины, достаточно просты в изготовлении, работе и являются относительно надежными техническими средствами направленного бурения. Съемные клинья позволяют за один цикл работ, который включает установку отклонителя, отбуривание, расширение и проработку отклоненного ствола, изменить направление скважины на 0,5–6º и могут применяться многократно.

В съемных клиновых отклонителях применен клин закрытого типа, поэтому отбурочный набор клина имеет породоразрушающий инструмент на один или два размера меньше, чем диаметр ствола в интервале установки отклонителя. На первом этапе цикла искусственного искривления осуществляется забуривание пилот-скважины непосредственно от ложка клина, а затем, после подъема клинового отклонителя, расширение пилот-скважины с одновременным углублением и последующей проработкой интервала искривления.

Расширение и проработка ствола скважины требуют специальных буровых технологических снарядов, включаемых в комплект отклонителей.

Комплект инструмента для искривления скважины съемным клином СНБ-КО включает конусный отбурник (рис. 6.8, *а*), собственно клин СНБ-КО (рис. 6.8, *б*) и снаряд плавного искривления (СПИ) – рис. 6.8, *в*.

Закрепление клина СНБ-КО в скважине достаточно эффективно производится в конусном углублении забоя *7* (рис. 6.8, *б*). Конусное углубление выполняют специальным снарядом – конусным отбурником. Этот снаряд состоит из породоразрушающего инструмента *1*, конусного, армированного твердым сплавом, наконечника *2*, патрубка *3*, армированного переходника *4*, ниппеля замка *5*. Поскольку конусный забой служит для закрепления ложка клина, то его глубина зависит от размеров ложка. Обычно длина конусного забоя при нормальных условиях не должна превышать 0,2–0,3 м, а длина наконечника – 0,35–0,4 м.

Клин СНБ-КО в сборе приведен на рис. 6.8, *б*. Он предназначен для бурения пилот-скважины *8* по заранее заданному направлению и состоит из клина-ложка, изготавливаемого из колонковой трубы диаметром 73 или 57 мм, и отбурочного набора. Проследний включает породоразрушающий инструмент *1* (для СНБ-КО-76\59 диаметром 59 мм и для СНБ-КО-59\46 диаметром 46 мм), удлинитель *2*, шарнир *3* с переходником и бурильную трубу *4* (для СНБ-КО-76\59 диаметром 42 мм и для СНБ-КО-59\46 диаметром 33,5 мм).

Во время спуска и ориентирования отклонителя отбурочный набор соединяют через ниппель-втулку с клином-ложком с помощью шпильки *5*.

После ориентирования отклонитель спускают на забой и нижний конец ложка *6*, усиленный накладкой с гребешковым вооружением твердым сплавом, входит в конусное углубление *7*. Далее при повышении осевой нагрузки производится срезание шпилек *5*, вдавливание и фиксирование ложка клина в конусном углублении. Верхний конец отклонителя фиксируется в скважине при помощи твердосплавных вставок *8*. После срезания шпильки *5* начинают бурение пилот-скважины *9*.

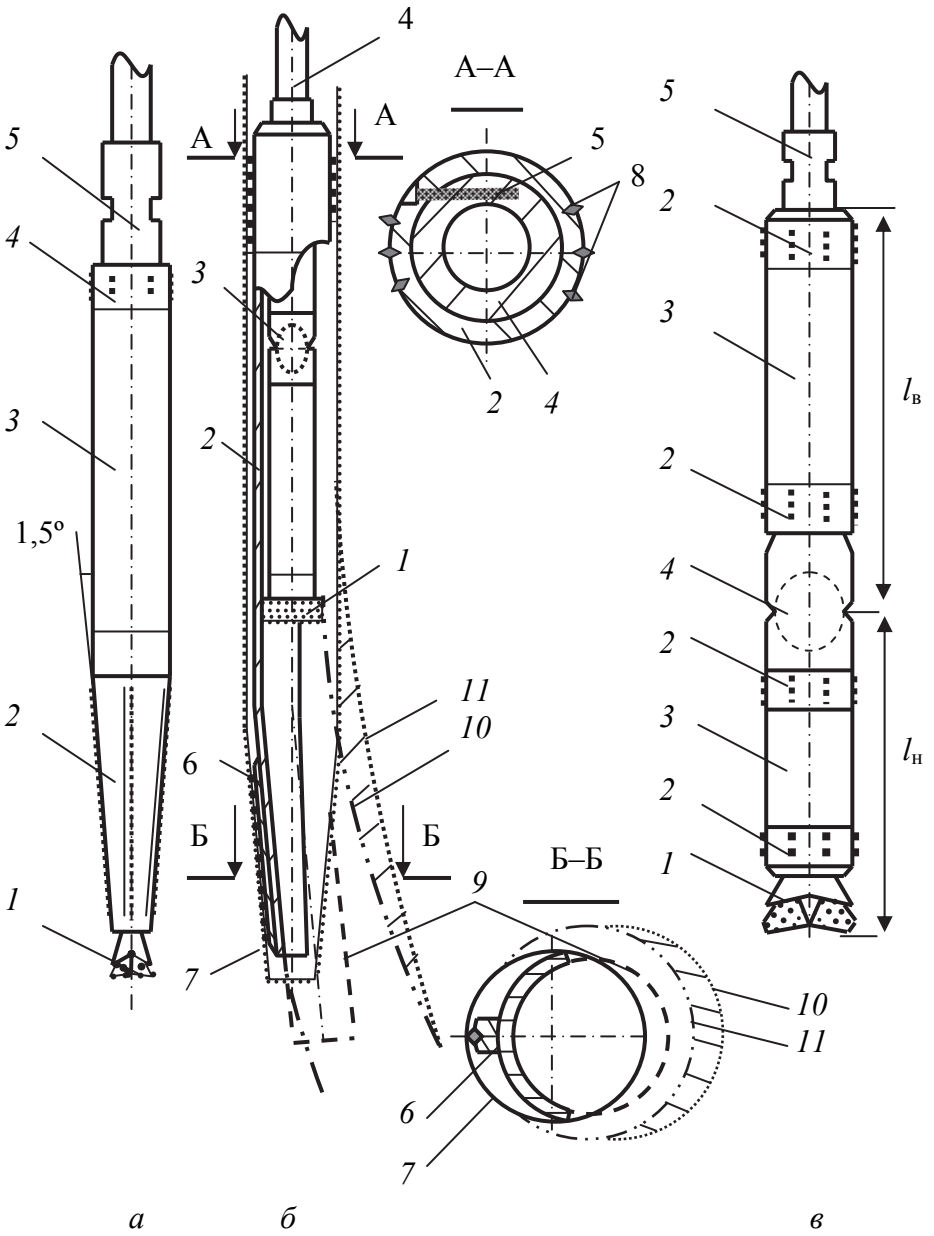


Рис. 6.8. Комплект технических средств для искривления скважин клиновым отклонителем СНБ-КО: *а* – конусный отбурник; *б* – отклонитель СНБ-КО в скважине; *в* – снаряд плавного искривления (СПИ)

Для расширения пилот-скважины *9* и дальнейшего развития искривления служит шарнирная компоновка – снаряд плавного искривления (СПИ). СПИ (рис. 6.8, *в*) состоит из породоразрушающего инструмента *1*, соответствующего диаметру основного ствола, переходников-расширителей *2*, армированных твердым сплавом, патрубков *3*, выполненных из колонковых труб диаметром 57 или 73 мм, шарнира *4*, ниппеля замка *5* и бурильной трубы *6* диаметром 42 мм.

С помощью СПИ в направлении забуренной пилот-скважины *9* формируется ствол *10* номинального диаметра. При этом СПИ обеспечивает проработку ствола скважины вооружением переходников-расширителей *2* путем удаления резкого перегиба ствола *10* и создания более плавной дуги ствола скважины *11*. При бурении СПИ ствол скважины может углубляться на 5–6 м. В то же время для условий, при которых наблюдается значительное естественное искривление скважин, например вследствие анизотропии горных пород, длину рейса СПИ следует уменьшить до 1,0–1,5 м во избежание отклонения ствола от заданного пилот-скважиной направления.

В дальнейшем в скважину спускают укороченные колонковые наборы длиной 2,0; 3,0 и 4,5 м для более качественной проработки кривизны и дальнейшего углубления скважины. Особенно тщательно проработку интервала искривления производят в твердых горных породах. Ориентиром достаточной проработанности искривлённого ствола будет свободный спуск в скважину колонкового набора длиной не менее 6,0 м.

Приведем расчет параметров отклонителя СНБ-КО.

1. Угол скоса ложка β выбирают в зависимости от твердости горной породы:

- до VII категории по буримости – β = 4–6 град;
- VII – IX – β = 4–3 град;
- от IX и выше – β =1,5–2,5 град.

2. Определяют размеры отбурочного набора исходя из условия его свободного прохождения по скосу клина:

$$l_{от} \le \frac{114,6(D_{скв} - t_к - d_к)}{\beta \cdot k}, \qquad (6.5)$$

где $D_{скв}$– диаметр скважины, м;

$t_к$ – толщина стенки ложка клина, м;

$d_к$– диаметр колонковой трубы отбурочного набора, м.

Если диаметр бурового шарнира превышает диаметр корпуса отбурочного набора, то в формулу (6.5) следует поставить значение диаметра шарнира вместо значения $d_к$.

Согласно производственным данным при сходе с ложка клина отбурочный набор, как правило, увеличивает угол искривления, который может

превышать угол скоса ложка β в среднем в 1,5 раза. Поэтому в формуле (6.5) значение угла β умножают на коэффициент *k*, который может быть равен 1,2–2. При этом меньшее значение повышающего коэффициента *k* применяют, если породы средней твердости и большее, если породы твердые.

3. Определяют длину нижнего звена шарнирной компоновки СПИ (рис. 6.8, *в*) $l_н$:

$$l_н = \sqrt{\frac{337{,}1 h_ш (D_{скв} - d_п)}{\delta - \beta}}, \qquad (6.6)$$

где $h_ш$ – углубка шарнирной компоновкой, м;

$d_п$– диаметр патрубка нижнего звена компоновки, м;

δ – полный угол искривления за цикл, град;

β – угол скоса ложка клина, град.

Для горных пород VIII–X категорий по буримости значение $l_н$ может составить значение, равное 0,6–1,0 м.

4. Длина верхнего звена СПИ $l_в$ изменяется в пределах от 1 до 2 м. При этом, исходя из требуемой интенсивности искривления i_d, длину верхнего звена компоновки $l_в$ определяют по формуле

$$l_в = \sqrt{11{,}7 \frac{(D_{скв} - D_и)}{i_d} 57{,}3}, \qquad (6.7)$$

где $D_и$ – диаметр верхнего звена СПИ, м.

Искусственное искривление считается удовлетворительным при наборе полного угла от 2 до 5º за одну постановку съемного клина СНБ-КО.

Пример. Рассчитать параметры отклонителя СНБ-КО 76/59 для использования в твердых породах. Угол β принимаем равным 2º.

Длина отбурочного набора при $k = 1{,}5$ будет равна

$$l_{от} \le \frac{114{,}6(0{,}076 - 0{,}0045 - 0{,}057)}{2 \cdot 1{,}5} = 0{,}55 \text{ м}.$$

Длина нижнего звена СПИ для реализации искривления на угол δ = 5º при углубке $h_ш = 1{,}5$ м будет равна

$$l_н = \sqrt{\frac{337{,}1 \cdot 1{,}5(0{,}076 - 0{,}073)}{5 - 2}} = 0{,}71 \text{ м}.$$

Длина верхнего звена СПИ при требуемой интенсивности искривления $i_d = 1$ град/м будет равна

$$l_в = \sqrt{11{,}7 \frac{(0{,}076 - 0{,}073)}{1} 57{,}3} = 1{,}42 \text{ м}.$$

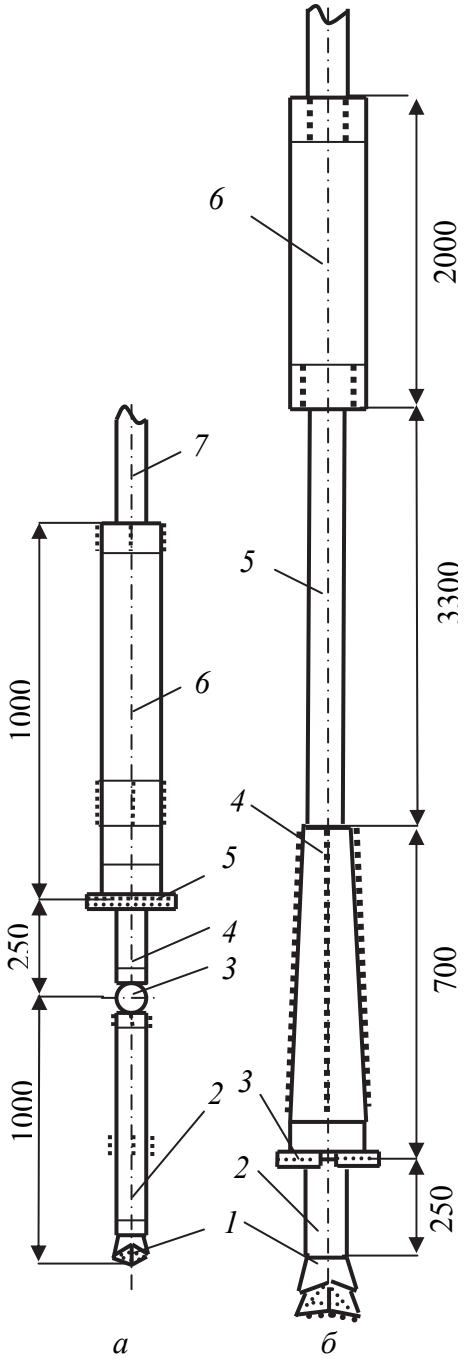


Рис. 6.9. Технологические снаряды
а – РШС-59/46; *б* – КЖК-59

Опыт применения СНБ-КО с СПИ показал, что в твердых и очень твердых горных породах при наличии трещиноватости или анизотропии наблюдаются повышенные затраты времени на цикл искусственного искривления, нестабильность набора кривизны, провороты клиньев в скважине, зарезка ложков клина. В твердых породах в интервале искривления формируется резкий перегиб ствола, который, как правило, не удаётся устранить с использованием традиционных технологии и технических средств.

Для решения этих проблем предложены иные технологические снаряды: расширители ступенчатые РШС-59/46 и РШС-76/59 и жесткие конусные компоновки КЖК-59 и КЖК-76 (рис. 6.9).

РШС-59/46 (рис. 6.9, *а*) состоит из породоразрушающего инструмента *1* диаметром 46 мм, нижнего плеча 2 длиной 1 м и диаметром 44 мм, шарнира *3* с углом перекоса 1,5º, патрубка *4*, алмазной коронки *5* диаметром 59 мм и верхнего плеча *6* диаметром 57 мм и длиной 1 м, соединенного с бурильными трубами *7*. РШС позволяет сохранить направление отбуренной пилот-скважины и предотвратить искривление скважины по азимуту.

Для развития искривления после расширения пилот-скважины РШС и плавного увеличения угла с интенсивностью 0,5–0,8 град/м предназначена компоновка КЖК-59 (рис. 6.9, *б*). КЖК состоит из породоразрушающего инструмента *1*, патрубка *2* диаметром 44 мм, алмазной коронки *3* диаметром 59 мм, конусного переходника *5* (конусность при переходе с диаметра 57 мм на диаметр 52 мм), бурильной трубы *6* диаметром 42 мм и верхнего плеча-патрубка *7*, диаметром 57 мм.

Опыт применения снарядов РШС и КЖК показал, что удаётся реализовать плавный (до 6–7º) набор угла искривления, развивая направление пилот-скважины, сформированной СНБ-КО.

Отклонители непрерывного действия

Отклонители непрерывного действия (ОНД) – одни из основных инструментов управления кривизной скважины в современном направленном бурении. ОНД разделяются на отклонители:

- с механическими распорными устройствами скользящего типа;
- гидромеханическими распорными устройствами скользящего типа.

Основная функция распорного устройства состоит в фиксации корпуса-статора ОНД в скважине (рис. 6.10) от проворота при передаче крутящего момента $M_{кр}$ от бурильной колонны к долоту через вал-ротор. Различие распорных устройств заключается в том, под действием каких усилий происходит их срабатывание. Механические распорные устройства срабатывают под действием осевого усилия $P_{ос}$, а гидромеханические распорные устройства – под действием перепада давления промывочной жидкости на входе и выходе из ОНД.

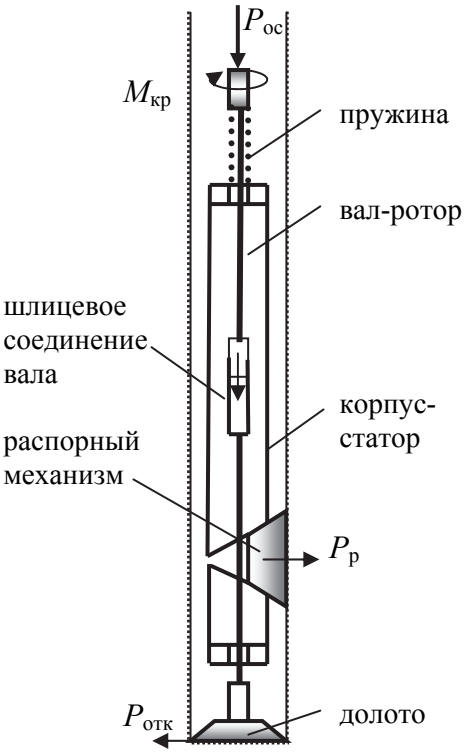


Рис. 6.10. Схема ОНД

Любой ОНД включает следующие основные конструктивные элементы: вал-ротор, соединяемый с бурильной колонной для передачи крутящего момента $M_{кр}$ и осевого усилия $P_{ос}$ к отклонителю, невращающийся при бурении корпус-статор с распорным механизмом скользящего типа для фиксации корпуса-статора ОНД при вращении ротора, обеспечивающего продольное перемещение в процессе углубления и набора кривизны ОНД, а также долото.

Кроме названных составных частей в конструкции любого ОНД обязательны подшипники радиальные и радиально-упорные, устанавливаемые между валом-ротором и корпусом-статором, резиновые уплотнения для защиты подшипников от абразивных частиц, пружины для передачи осевых усилий и возврата частей ОНД в исходное положение (например, распорного механизма), после того как силовое воздействие на конструкцию ОНД прекращено. Как один из необходимых элементов в конструкции ОНД присутствует стопорный замок, обеспечивающий сцепление вала-ротора и корпуса-статора при спуске ОНД (транстпортное положение) и его ориентирование в скважине. Стопорный замок раскрывается и освобождает вал-ротор или под действием осевого усилия (ОНД с механическими

распорными устройствами), или давления промывочной жидкости (ОНД с гидромеханическими распорными устройствами).

Вал-ротор ОНД с механическим распорным механизмом (рис. 6.10), как правило, состоит не менее чем из двух частей, связанных между собой шлицевым соединением, которое обеспечивает продольное перемещение частей вала и его укорачивание под действием осевого усилия, что необходимо для срабатывания распорного механизма. Распорный механизм, срабатывая, выдвигается в поперечном направлении до упора в стенку скважины. Со стенкой скважины ползун распорного механизма соединяется катками или ребрами с острыми твердыми краями для фиксации корпуса ОНД от проворота.

Подобные схемы ОНД реализованы в отклонителях типа ТЗ (тарбаган забайкальсткий), «КЕДР» конструкции ЗабНИИ, СБС и ОБС (снаряд или отклонитель бесклиновой скользящий) конструкции ВИТР и др.

Вал-ротор ОНД с гидромеханическим распорным устройством не имеет шлицевого соединения, поскольку ползун выдвигается под давлением промывочной жидкости. В этом случае не требуется продольного перемещения и укорачивания вала-ротора и корпуса-статора отклонителя, так как поперечное перемещение ползуна в направлении стенки скважины обеспечивается за счет расширения эластичной гидрокамеры, в которую под давлением нагнетается промывочная жидкость.

Примерами ОНД с гидромеханическими распорными механизмами могут служить отклонители СНБ-ГМ (снаряд направленного бурения гидромеханический), ОГМ-59 (отклонитель гидромеханический) конструкции КазИМС и отклонитель для искривления с отбором керна, конструкции ВИТР – ОКГ (отклонитель колонковый гидромеханический).

Несмотря на многообразие технических решений, использованных при разработке ОНД, все они являются прототипами и аналогами по принципу реализуемого процесса набора кривизны – основной характеристики, определяющей конструктивную схему, свойства, характеристики и эффективность снарядов при их использовании в тех или иных горно-геологических и технико-технологических условиях.

Классификация ОНД по признаку реализуемого процесса набора кривизны при искривлении

I. ОНД, реализующие асимметричное разрушение забоя вследствие перекоса породоразрушающего инструмента;

II. ОНД, реализующие фрезерование стенки скважины породоразрушающим инструментом под действием отклоняющего усилия;

III. ОНД, реализующие совместное фрезерование стенки скважины и асимметричное разрушение забоя. Подразделяются на две группы:

а) ОНД, у которых процессы фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя не совпадают по направлению;

б) ОНД, реализующие набор кривизны за счет совпадающих по направлению процессов фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя.

Забойный комплекс «КЕДР» разработан в ЗабНИИ для искусственного искривления скважин диаметром 59 и 76 мм. Создан также вариант отклонителя для искривления горизонтальных и восстающих скважин, который имеет маркировку «КЕДР-ГБ».

Комплекс «КЕДР» обеспечивает:

- реализацию требуемой интенсивности искривления в диапазоне 0,2–1,5 град / м, при этом возможна предварительная настройка отклонителя на заданную интенсивность искривления перед спуском его в скважину;
- самоориентирование комплекса в скважине при зенитных углах 3–60º (у отклонителя «КЕДР-ГБ» этот диапазон расширен до 120º), причем процесс ориентирования на заданный угол установки может повторяться многократно в течение одного рейса, время ориентирования 0,1 ч;
- контроль ориентирования на заданный угол установки отклонителя после окончания искривления и подъема отклонителя из скважины;
- раскрепление в скважинах диаметром не менее 91 и 71 мм для отклонителей с корпусом диаметром 73 и 57 мм соответственно;
- искривление скважины с отбором керна.

Комплекс «КЕДР» содержит отклоняющее устройство с регулируемым углом перекоса, распорное устройство в виде выдвижного ползуна клинового типа, выполненного по схеме, аналогичной распорному устройству отклонителя ТЗ; ориентирующее устройство в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости скважины шариком; контрольное устройство точности ориентирования в виде датчика апсидального угла шарикового типа.

Все устройство забойного комплекса «КЕДР» (рис. 6.11, *а*) скомпоновано в три сборочные единицы: I – распорно-отклоняющий блок; II – ориентирующе-регистрационный блок; III – шлицевой узел.

Отклонитель «КЕДР» реализует искривление за счет асимметричного разрушения забоя. Интенсивность искривления рассчитывается по формуле

$$i = \frac{57,3(D_{\text{и}} - d_{\text{к}})}{l^2}, \qquad (6.8)$$

где $D_{\text{и}}$ – диаметр породоразрушающего инструмента, м;

$d_{\text{к}}$ – диаметр корпуса ОНД в месте излома распорно-отклоняющего блока I (рис. 6.11), м;

l – расстояние от торца инструмента до места излома распорно-отклоняющего блока I, м.

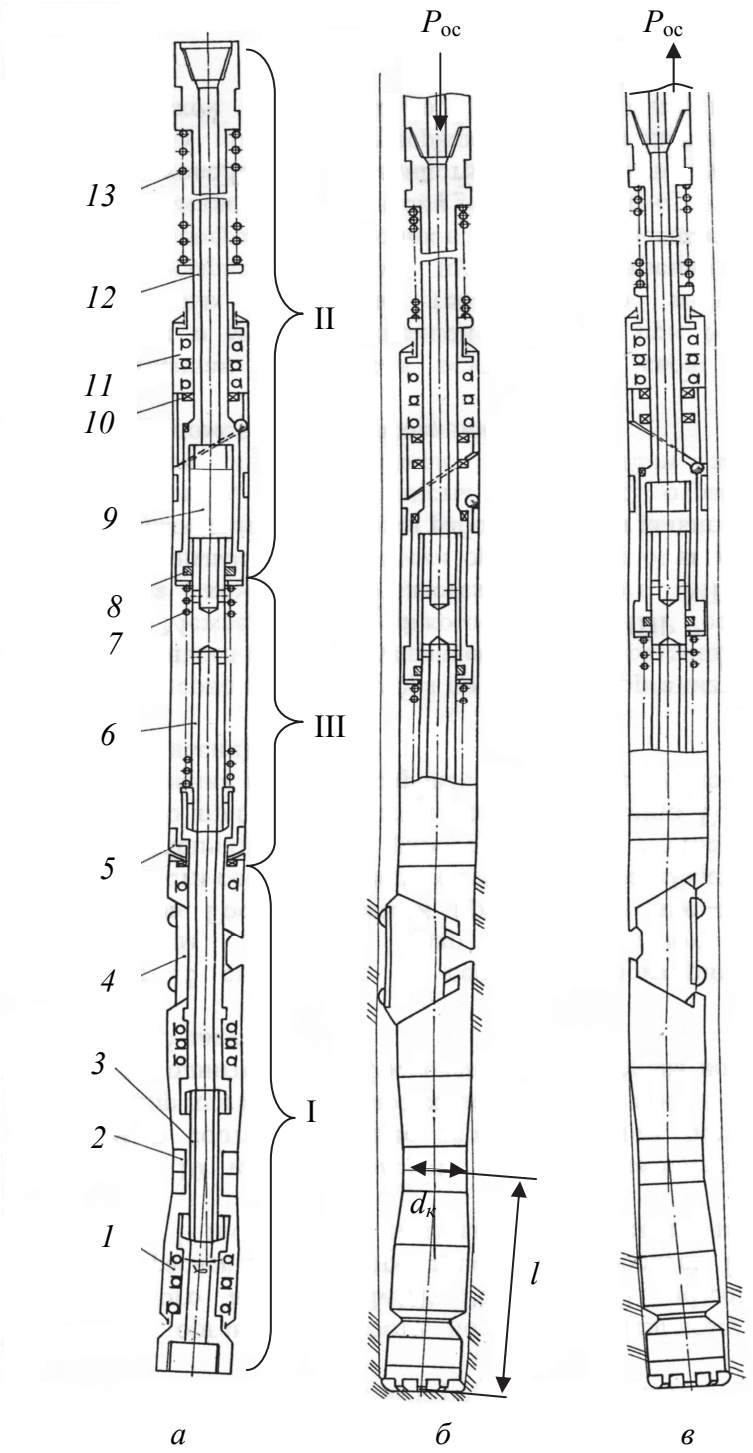


Рис. 6.11. Отклонитель «КЕДР»: *а* – транспортное положение; *б* – постановка отклонителя на забой и создание осевой нагрузки (рабочее положение); *в* – ориентирование (отрыв отклонителя от забоя)

Регулирование интенсивности искривления осуществляется изменением угла излома распорно-отклоняющего блока I, что позволяет получить значения интенсивности от 0,2 до 1,5 град/м.

Конструктивно «КЕДР» представляет собой корпус с жёстким сменным искривленным патрубком *2*, в подшипниковых узлах *1* которого размещен роторный вал *3* с двумя внутренними шарнирами. Стабилизирующее распорное устройство выполнено в виде подпружиненного выдвижного клинового ползуна *4*, снабжённого катками. Наружный шарнир *5* обеспечивает гибкую связь и регулируемую угловую установку нижней и верхней секций относительно апсидальной плоскости.

Ориентирующее устройство выполнено в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости шариком. Устройство для ориентирования отклонителя содержит средний роторный вал *6* с заглушенным центральным каналом и двумя боковыми промывочными отверстиями и шлицевыми выступами на верхнем конце, возвратную пружину *7*, разделительное кольцо *8*, втулку *9* с шлицами в верхней части, узел блокировки *10* верхнего роторного вала *12* с пружиной *11*. На верхнем роторном валу *12* размещена пружина *13*, обеспечивающая передачу усилия на корпус, упругое выдвижение и продольное перемещение по образующей ствола скважины ползуна распорного устройства.

При установке отклонителя на забой (рис. 6.11, *б*) верхний роторный вал перемещается вниз на величину хода в шлицевой втулке *9*, верхняя пружина параллельно перемещает корпус вниз до выхода ползуна, упора его в стенку скважины и создания перекоса нижней секции отклонителя.

Одновременно с этим шарик ориентирующего блока освобождается и занимает нижнее положение в апсидальной плоскости. После этого размыкается блокировка верхнего роторного вала с корпусом, отмечается кратковременный рост давления промывочной жидкости, наблюдаемый по манометру бурового насоса. Повышение и снижение гидравлического давления является сигналом силового контакта долота с забоем.

Для ориентирования (рис. 6.11, *в*) отклонитель «КЕДР» следует приподнять на 0,2–0,5 м над забоем, при этом клиновой ползун втягивается в габариты корпуса. Зафиксированный в апсидальной плоскости шарик, взаимодействуя с винтовой поверхностью стакана ориентирующего устройства, обеспечивает поворот и установку отклонителя в заданное положение. При подъеме отклонителя над забоем разделительное кольцо *8* вновь разъединяет осевые каналы лицевого вала, что также сопровождается кратковременным повышением давления промывочной жидкости, а затем возвратом давления до рабочих параметров. Последовательное повышение и снижение давления промывочной жидкости при подъеме отклонителя над забоем скважины свидетельствует об окончании процесса ориентирования. После получения сигналов об ориентации отклонителя и постановки его на забой создается рабочая осевая нагрузка, включается вращатель бурового станка и производится бурение скважины. Асимметричное разрушение

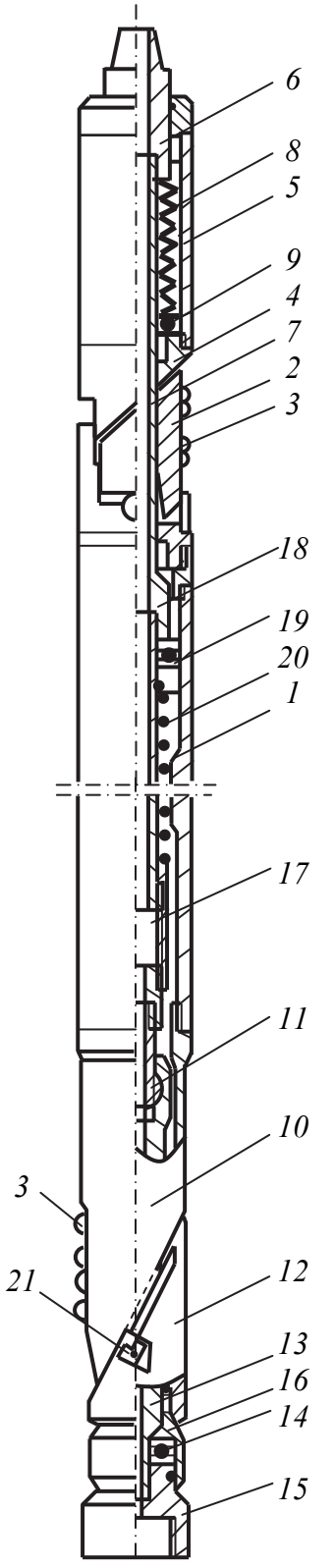


Рис. 6.12. Отклонитель СБС

забоя скважины и её искривление осуществляется за счет наклона оси породоразрушающего инструмента к оси скважины. При бурении рекомендуется осевая нагрузка 800–3 000 даН, частота вращения не более 600 мин$^{-1}$, расход промывочной жидкости 30 л/ мин.

Отклонитель «КЕДР» также может применяться с колонковой трубой для бурения с отбором керна. В этом случае колонковая труба устанавливается вместо нижнего искривленного узла распорно-отклоняющего блока I отклонителя (рис. 6.11) при соединении с валом через шарнирный переходник. Длина колонковой трубы может составлять 0,5–1,2 м, что позволяет получить интенсивность искривления 0,8–1,0 град/м при длине колонковой трубы 0,5 м, 0,3–0,4 град/м при длине колонковой трубы 1,0 м и 0,2 град/м при длине колонковой трубы 1,2 м.

Забойный комплекс «КЕДР» позволяет выполнять искусственное искривление на больших глубинах и при использовании вязких буровых растворов, обеспечивает дохождение до забоя по шламу, прохождение по зауженным участкам ствола и выполнение работ в неустойчивых породах за счет возможного многократного повторного ориентирования в течение рейса. Возможность регулирования интенсивности искривления в широких пределах и плавный набор кривизны позволяют использовать комплекс при всех видах разведочного бурения, в том числе комплексом ССК.

Отклонители СБС (ОБС) типоразмера 76, 59 и 46 мм аналогичны по конструкции и состоят из двух основных частей: не вращающегося при наборе кривизны корпуса-статора и вращающегося внутреннего вала-ротора (рис. 6.12). Не вращающаяся при работе ОНД часть состоит из корпуса *1*, в котором размещена выдвижная каретка *2* с роликами *3*. Торец каретки *2* скошен под углом 45º и соприкасается с клином *4* раскрепляющего узла. Последний

состоит из муфт и корпуса-трубы *5*, посаженных на радиальные подшипники на верхнюю часть составного рабочего вала *6* и *7*. Передача осевой нагрузки производится с помощью тарельчатых пружин *8* и упорного подшипника *9*. С нижней частью корпуса соединяется отклонитель *10* с внутренним отверстием овального сечения для размещения вала шарнира *11*. Отклоняющий узел также снабжен роликами 3 для удержания корпуса снаряда от проворота в скважине при перемещении в процессе бурения интервала искривления. Отклонитель находится в контакте со сместителем *12*, помещенным на радиальном подшипнике, на ведомом валу *13* и опирающимся на упорный подшипник *14* и переходник *15*, с которым соединяется породоразрушающий инструмент. Муфта закрывает радиально-упорный подшипник *16*.

Вращающаяся часть снаряда представляет собой составной рабочий вал, состоящий из ведущего *6*, *7*, шлицевого *17* и ведомого *13* валов и шлицевого шарнира *11*. Верхний элемент ведущего вала *6* опирается на тарельчатые пружины *8* и через муфту *18* – на упорный подшипник с кольцом *19* и на упорно-возвратную пружину *20*. Далее расположен шлицевой шарнир *11*, позволяющий ведомому валу *13* изменять свое положение в овальном отверстии отклонителя *10* и образовывать заданный угол перекоса при смещении сместителя *12*. Перемещение сместителя *12* определяется шириной паза, который образуется при постановке съемных ограничителей различного размера *21*. В зависимости от размера ограничителя интенсивность искривления скважины может задаваться в пределах 0,5–1,5 град/м.

Опыт применения отклонителей СБС на различных месторождениях позволил установить зависимость интенсивности искривления от зазора в отклоняющем узле (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Зависимость интенсивности искривления от зазора в отклоняющем узле отклонителей СБС и ОБС

Зазор, мм	5	6	7	8	9
Средняя интенсивность искривления, град/м	до 0,7	0,7–1,0	1,0–1,3	1,3–1,5	1,5

Отклонитель СБС работает следующим образом. После ориентирования снаряда его без вращения устанавливают на забой и передают осевую нагрузку, которая через ведущий вал *6* передается на тарельчатые пружины *8*, подшипник *9* и клин *4*.

Клин *4* перемещается вниз и выдвигает распорную каретку *2* за пределы размеров корпуса, ролики *3* краями врезаются в стенку скважины и удерживают снаряд от проворота. При этом подшипниковый узел *19*

сжимает пружину *20* и кольцом упирается в муфту корпуса *18* и; таким образом осевая нагрузка передается на долото по наружному невращающемуся корпусу к отклонителю *10*. Последний надвигается на сместитель *12* и смещает его от оси снаряда на расстояние, определяемое шириной паза ограничителей. Ведомый вал *13* изменяет свое положение, поворачиваясь на некоторый угол в шарнире *11*, что вызывает отклонение переходника *15*.

Осевая нагрузка от отклонителя *10* передается на сместитель *12*, муфту *16* и подшипниковый узел *14*, а затем на переходник *15* и долото, в то время как вращение передается по внутреннему рабочему валу. Одна из проблем эксплуатации отклонителей СБС состояла в том, что в ряде случаев происходило заклинивание верхнего раскрепляющего узла при подъеме снаряда из скважины. Поэтому была произведена модернизация верхнего распорного механизма, который был позаимствован у отклонителя типа ТЗ. Таким образом, отклонитель ОБС-59 имеет верхний узел раскрепления в виде выдвижного ползуна с катками.

В зависимости от величины зазора (табл. 6.1), устанавливаемого ограничителями *21* (рис. 6.12), отклонители СБС и ОБС могут обеспечивать набор кривизны или преимущественно за счет перекоса вала *1*, т. е. асимметричного разрушения забоя при зазоре до 5 мм, или совместными фрезерованием под действием $P_{\text{отк}}$ и асимметричным разрушением забоя при зазоре более 5 мм, но уже в основном за счет фрезерования стенки скважины. При величине зазора c = (6–7) мм отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования, рассчитывается без учета деформации вала по формуле

$$P_{\text{отк}} = \frac{P_{\text{ос}} a}{l} \text{tg}\varphi, \tag{6.9}$$

где φ – угол скоса полуклиньев в месте их соединения (равен 30º) , град;

l – длина нижнего вала *1* отклонителя, м;

a – длина вала *1* от шарнира *2* до середины скоса полуклиньев, м.

При величине зазора d = (8–9) мм возможен прогиб; в этом случае отклоняющее усилие можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{отк}} = \frac{3EI}{ab^2} X \sin\varphi, \tag{6.10}$$

где EI – жесткость вала *1*, Па м^4;

b – длина вала *1* от середины скоса полуклиньев до торца инструмента, м;

X – прогиб вала *1*, равный разности установленной величины зазора d и предельной величины зазора, позволяющей смещаться валу в корпусе без деформации c (5 мм), м.

Пример. Рассчитать интенсивность искривления отклонителем ОБС-59 при установленном сменном ограничителе зазора (табл. 6.1), равного 5 мм.

В этом случае интенсивность искривления определится по формуле (6.8):

$$i = \frac{57,3(D_{\text{и}} - d_{\text{к}})}{l^2} = \frac{57,3(0,059 - 0,057)}{0,41^2} = 0,68 \text{ град/м}.$$

При увеличении зазора, задающего смещение нижнего полуклина сменным ограничителем зазора до c = (6–7) мм (табл.6.1), на долоте будет проявляться значительная по величине отклоняющая сила, которая приведет к повышению набора кривизны до 1,0–1,5 град/м. Величина этой силы, рассчитанная по формуле (6.9), будет равна

$$P_{\text{отк}} = \frac{1500 \cdot 0,15}{0,41} \text{tg}30^\circ = 317 \text{ даН}.$$

При увеличении зазора сменным ограничителем до d = 9 мм (табл. 6.1) возможен прогиб вала и изменение отклоняющего усилия, которое рассчитывается по формуле (6.10):

$$P_{\text{отк}} = \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \text{Па} \cdot 0,05(0,03^4 - 0,01^4)}{0,15 \cdot 0,41^2}(0,009 - 0,005)\sin 30^\circ = 200 \text{ даН}.$$

Таким образом, при работе отклонителя величина $P_{\text{откл}}$ будет варьировать в интервале 200–300 даН, что и обеспечивает набор кривизны фрезерованием и асимметричным разрушением забоя.

Бурение интервала искусственного искривления отклонителями СБС или ОБС производится при определенных режимных параметрах. После постановки отклонителя на забой создается осевая нагрузка в 2 000 даН для СБС (ОБС)-59 и 1500 даН для СБС (ОБС)-46 для врезания роликов раскрепляющего и отклоняющих узлов в стенку скважины. Затем осевую нагрузку следует снизить до 1500 даН для СБС (ОБС)-59 и 1000 даН для СБС (ОБС)-46, включить I, а после приработки долота II скорость бурового станка.

Выбирать параметры режимов бурения снарядами фрезерующего типа, к которым относятся и отклонители СБС и ОБС, необходимо с учетом обеспечения оптимальной механической скорости бурения, которую нужно поддерживать в пределах 0,8–1,0 м/ч. При меньшей скорости бурения интенсивность искривления может увеличиться по сравнению с проектной и, наоборот, при скорости выше 1,0 м/ч возможно уменьшение запроектированной интенсивности.

После окончания бурения СБС заданного интервала искусственного искривления скважины останавливают вращение колонны, снимают осевую нагрузку и приподнимают отклонитель от забоя на 15–20 см. При медленном движении шпинделя вверх производят 1–2 оборота колонны вправо, при этом происходит блокировка вала отклонителя в корпусе. Дальнейший подъем отклонителя осуществляется обычным способом.

Снаряд направленного бурения для ССК компании Devico

Направленное бурение с отбором керна обеспечивается специальным колонковым набором Devi-drill, который может применяться с серийным снарядом типоразмера NQ (75,4 мм), наружный диаметр колонкового набора 72 мм. Данный колонковый набор представляет собой отклонитель, обеспечивающий искривление скважины с интенсивностью 0,3 град/м и отбор керна диаметром 31,5 мм на всем интервале работы отклонителя. Длина керноприемной трубы составляет 3,0 м.

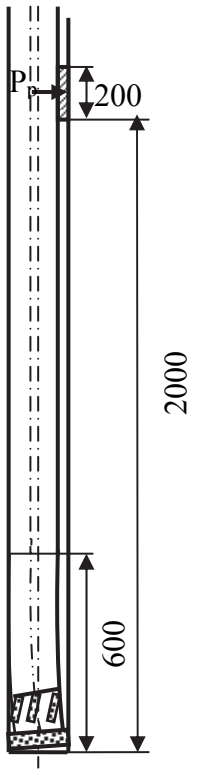


Рис. 6.13. Схема отклонителя Devi-drill

Принцип работы устройства Devi-drill заключается в использовании ведущего вала (бурильной колонны), проходящего через втулку, смещенную от центральной оси устройства, что обеспечивает изгиб колонкового набора под действием осевого усилия и перекос коронки (рис. 6.13). В верхней части набора на расстоянии 2 м устройство имеет выдвижную накладку, которая работает под давлением промывочной жидкости и воздействует на стенку скважины. Накладка выдвигается за пределы поверхности колонкового набора и, упираясь в стенку скважины с усилием $P_р$, фиксирует плоскость изгиба колонкового набора. Внутренние составляющие снаряда включают в себя средства ориентирования отклонителя, съемный керноприёмник, систему переводников, трубу с инструментом для инклинометрии, который фиксирует данные с последующей их передачей на компьютер. Информация записывается внутри устройства и загружается на компьютер после каждого рейса.

6.3. Ориентаторы и приемы работы с ними

Для ориентирования отклонителей используются приборы и *методы прямого ориентирования* по азимуту требуемого направления искривления, приборы, а также *методы косвенного ориентирования* по углу установки ω_o отклонителя.

В качестве метода прямого ориентирования применяют спуск в скважину ориентированного по направлению искривления отклонителя.

Для ориентирования по углу установки отклонителя применяют различные конструкции ориентаторов, которые можно разделить на устройства:

- механического типа (ШОК, самоориентатор ОП-3, ориентатор отклоняющего комплекса «КЕДР»);
- электромеханического типа (Луч, УШО, КУРС, ОЭ, ОБ);
- гидромеханического типа (ОШГ, АЗОР).

Ориентаторы механического типа. Самоориентаторы

Среди ориентаторов механического типа наиболее известен ориентатор ШОК (штыревой ориентатор клиньев). ШОК разработан не менее полувека назад для ориентирования отклоняющих клиньев в наклонных скважинах. Важнейшим достоинством данного ориентатора является простота его конструкции, что позволяет осуществить его изготовление в самой простой механической мастерской. Конструкция ШОКа и правила работы с ним даны в работе [16].

Самоориентатор ОП-3 разработан ЗабНИИ для ориентирования ОНД типа ТЗ и устанавливается непосредственно над отклонителем (рис. 6.14). Он включает переходник *1* с резьбой для соединения с корпусом ОНД, шарнирную втулку *2* и контргайку *3*, кольцо *4* и штифты *5*, обеспечивающие шарнирное соединение отклонителя с ориентатором. Вал *6* с резьбой для соединения с валом отклонителя находится внутри корпуса, в котором на подшипниках дисбалансом помещен свинец эксцентричного груза *7*. Вес груза *7* должен быть достаточным для проворота отклонителя на заданный угол ориентирования. В корпусе *8* подшипникового узла имеется пята *9*, подшипник *10* и две половины сцепной муфты *11* и *12*.

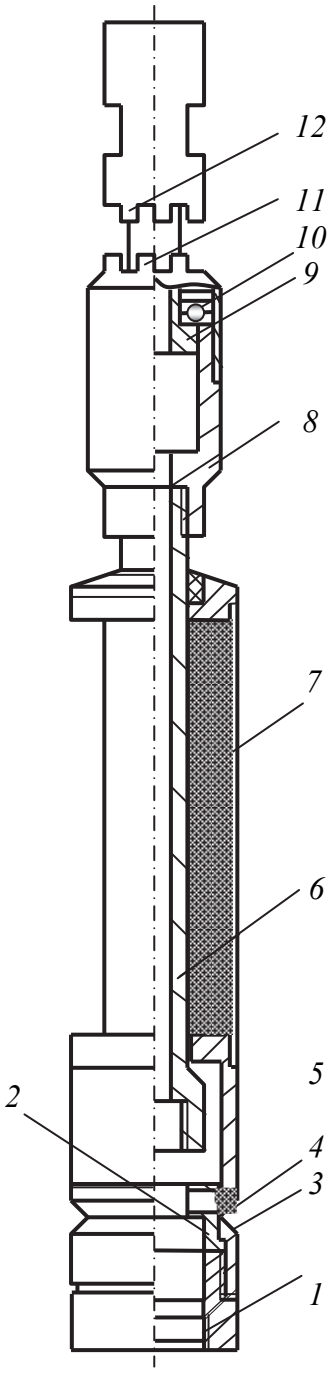


Рис. 6.14. Ориентатор ОП

Для настройки отклонителя на заданный угол установки эксцентричный груз *7* перед спуском в скважину ориентируют на заданный угол установки отклонителя, а это положение эксцентричного груза *7* относительно корпуса ОНД фиксируют с помощью контргайки *3*.

С этой целью отклонитель с присоединенным самоориентатором ОП укладывают на горизонтальную поверхность, отвинчивают контргайку *3* и свободно вращающийся относительно эксцентричного груза корпус отклонителя

поворачивают в положение угла $\omega_o = 0^o$ установки. Для ТЗ или ТЗ-3П это положение соответствуют случаю, когда ползун отклонителя с катками-роликами направлен строго вертикально вниз и совпадает с положением эксцентричного груза *7*, который под действием веса эксцентрика занимает нижнее положение (см. рис. 6.15, *а*). Далее, не меняя положение эксцентричного груза *7*, корпус отклонителя поворачивают на заданный угол ω_o установки. Контроль угла поворота следует вести с помощью устройства ПУ *5* (см. рис. 6.15, *б*), предварительно закрепленного на корпусе ОНД в положении, при котором стрелка ПУ строго совпадает с направлением, в котором происходит искривление скважины отклонителем (в сторону, противоположную ползуну с катками-роликами *3* см. рис. 6.15, *а*).

Полученное положение груза *7* относительно корпуса и ползуна отклонителя фиксируют с помощью контргайки *3*.

На рис. 6.15 представлены схемы, поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП-3 и отклонителя ТЗ-3 на угол установки отклонителя ω_o, равный 90º (искривление вправо с увеличением азимута без изменения зенитного угла).

На рис. 6.15 обозначены: *1* – эксцентричный груз, занимающий положение под действием силы тяжести и веса груза *G* (соединен с корпусом отклонителя и фиксируется с ним контргайкой); *2* – вал самоориентатора (соединен с валом отклонителя); *3* – катки-ролики ползуна отклонителя ТЗ или ТЗ-3П; *4* – направление искривления отклонителем; *5* – устройство ПУ; *6* – шарик-указатель угла установки отклонителя устройства ПУ.

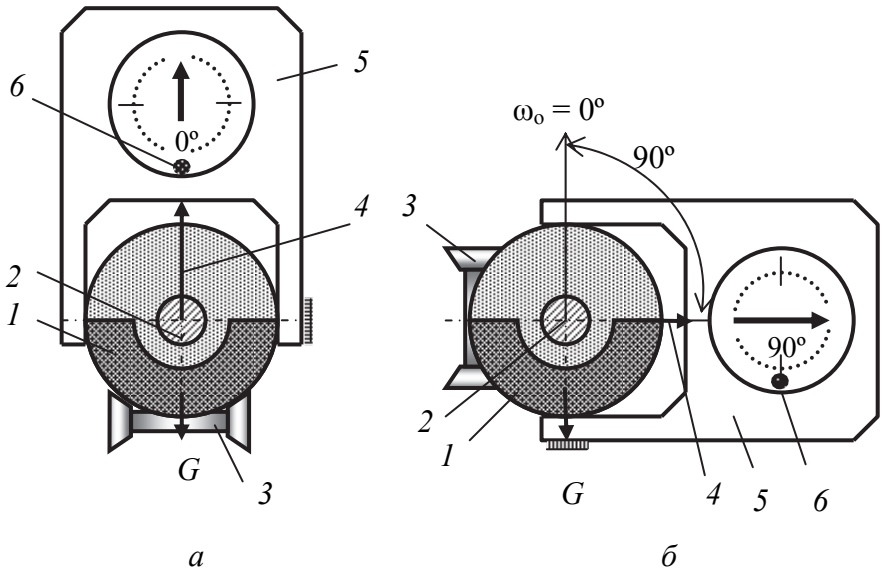


Рис. 6.15. Схемы, поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП и отклонителя типа ТЗ на угол $\omega_o = 90^\circ$ установки отклонителя

На левой схеме отклонитель установлен в исходное при настройке положение, когда угол установки отклонителя равен 0º, на правой схеме отклонитель повернут по часовой стрелке на четверть оборота, что соответствует углу установки 90º. Зафиксированные в таком положении контргайкой *3* эксцентричный груз *7* ориентатора (см. рис. 6.14) и отклонитель спускают в наклонную скважину.

При спуске в скважину груз *7* (рис. 6.14) и отклонитель находятся в свободно подвешенном состоянии на пяте *9* и подшипнике *10*, а поэтому эксцентричный груз *7* проворачивается под действием силы тяжести и проворотом устанавливает отклонитель на заданный угол ориентации.

При постановке на забой верхняя часть *12* сцепной муфты и пята *9* опускаются вниз, зубцы двух половин *11* и *12* сцепной муфты входят в зацепление, обеспечивая передачу крутящего момента и осевого усилия от колонны к валу *6* и далее к долоту ОНД. В результате обеспечиваются закрепление отклонителя и углубление забоя с искривлением скважины в заданном направлении.

Ориентаторы электромеханического типа

В качестве примера ориентатора электромеханического типа рассмотрим ориентатор УШО. Он состоит из наземного прибора – миллиамперметра, соединяемого через бурильную колонну и провода *4* со скважинным ориентатором (рис. 6.16, *а*).

Скважинный прибор включает корпус *1*, отвес *2*, группу контактов *3*, электрический провод *4* и наконечник *5* фасонной перьевой формы с продольным пазом *6* для фиксации ориентатора ножом-ловителем *7* ориентирующего переходника *8* (рис. 6.16, *б*). Ориентирующий переходник *8* с ножом-ловителем *7* устанавливается над отклонителем. Группа контактов *3* соединена по мостовой схеме таким образом, что в зависимости от

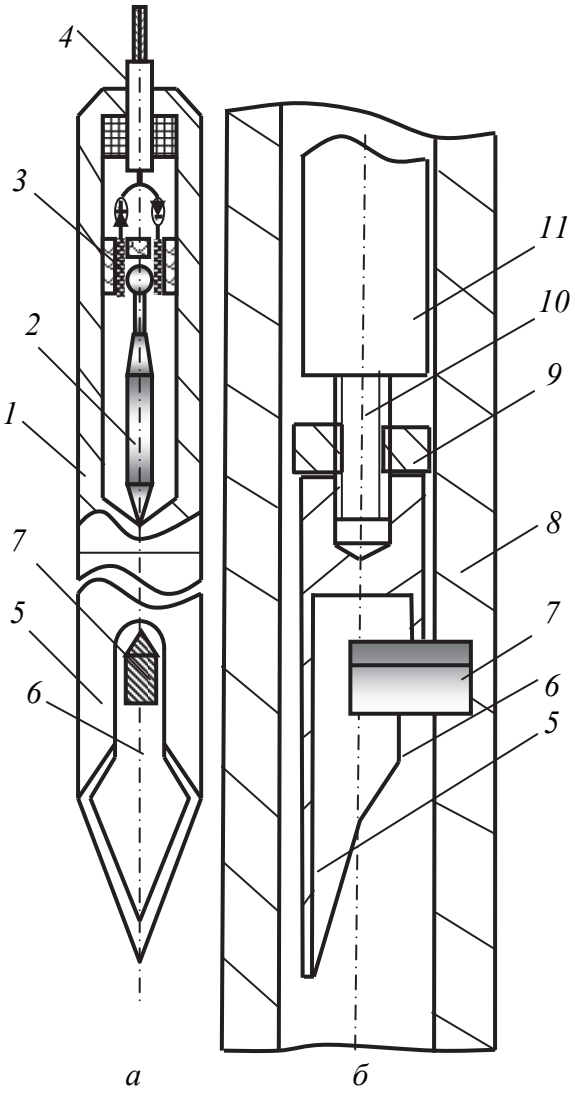


Рис. 6.16. Схема устройства ориентатора УШО (*а*) и положение наконечника ориентатора в переходнике над отклонителем при его ориентировании (*б*)

того, замкнут правый или левый контакт *3* отвесом *2*, электрический ток по схеме проходит в прямом или обратном направлении. При определенных положениях отвеса *2* контакты *3* не будут не замкнуты. Каждое из положений отвеса *2*, а таких положений может быть четыре, соответствует определенным показаниям наземного прибора. В том случае, если замыкаются правый или левый контакты *3*, стрелка миллиамперметра отклоняется соответственно вправо или влево. Если отвес *2* не замыкает контакты *3*, то миллиамперметр показывает 0. Таких положений стрелки миллиамперметра два. Это так называемые «длинный ноль» и «короткий ноль». При этом перечисленные четыре положения отвеса *2*, по отношению к контактам *3* будут реализовываться поочередно при вращении датчика ориентатора вокруг собственной оси в наклонной скважине, а сигналом правильной установки отклонителя на заданный угол будет положение стрелки миллиамперметра «короткий ноль».

Электромеханические ориентаторы УШО, «Луч», «Курс» наиболее распространены при производстве работ по направленному бурению. Они универсальны и достаточно эффективны. Но, тем не менее, не лишены недостатков. Это прежде всего малая точность ориентирования при малых зенитных углах (3–5º), невозможность ориентирования в вертикальных скважинах и при сильной минерализации промывочной жидкости, трудность спуска в вязких буровых растворах при зенитных углах 25–30º и более, невозможность их применения для ориентирования отклонителей в пологонаклонных, горизонтальных и восстающих скважинах.

Ориентаторы гидромеханического типа

Гидромеханический ориентатор ОШГ (ориентатор шариковый гидравлический) предназначен для производства работ по направленному бурению горизонтальных скважин (рис. 6.17). Диаметр ориентатора 57 мм, погрешность ориентирования ±4º, перепад давления промывочной жидкости 3–5 МПа.

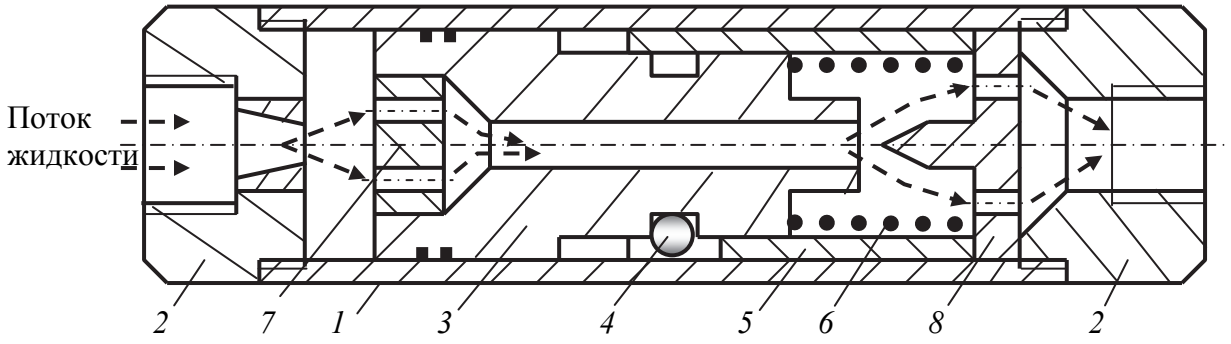


Рис. 6.17. Ориентатор ОШГ

Ориентатор устанавливается непосредственно в бурильную колонну над отклонителем и позволяет при включенном насосе и провороте бурильной колонны добиться нужного положения отклонителя в скважине,

ориентируясь на изменение давления промывочной жидкости по показаниям манометра, установленного на линии нагнетания жидкости в скважину. Сигналом верного ориентирования будет некоторое заданное повышение давления промывочной жидкости в системе «колонна–скважина».

Ориентатор ОШГ включает корпус *1*, верхний и нижний переходники *2*, поршень *3* с резиновыми уплотнениями и кольцевой проточкой для размещения шарика *4*, втулку *5* с продольным пазом, шириной, равной диаметру шарика *4*, пружину *6*, дроссель *7* и шайбу *8* с конусным наконечником.

Ориентатор работает следующим образом. На поверхности производится настройка ориентатора на заданный угол установки. С этой целью на корпусе *1* напротив паза во втулке *5* сделана метка, которая позволяет установить отклонитель под заданным углом установки по отношению к ориентатору.

Отклонитель присоединяется к правому переходнику *2*, а ориентатор с отклонителем – к колонне бурильных труб левым переходником *2*. После спуска в скважину и размещения отклонителя над забоем включается буровой насос, оборудованный манометром. Под давлением жидкости поршень *3* перемещается и сжимает пружину *6*.

Перемещение поршня *3* ограничивается шариком *4*, который упирается в торец втулки *5*. При этом шарик *4* занимает положение в кольцевой проточке поршня *3* и свободно в ней перемещается, что приводит к тому, что шарик *4* занимает под действием силы тяжести самое нижнее положение в корпусе *1* ориентатора. При вращении колонны бурильных труб с ориентатором с периодическим включением и отключением бурового насоса добиваются положения, при котором шарик оказывается напротив паза втулки *5*. В этот момент шарик *4* входит в паз втулки *5*, поршень *3*, не имея ограничения смещению, перемещается в направлении шайбы *8*, а конусный наконечник входит в отверстие поршня *3*, но не закрывает его полностью. Соответственно с уменьшением площади канала течения жидкости через поршень *3* возрастает давление промывочной жидкости, фиксируемое манометром, что и служит сигналом ориентирования отклонителя.

6.4. Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин

Число постановок отклонителя для решения поставленной задачи определится путем деления требуемого угла набора кривизны (δ) на допустимое значение угла набора кривизны за одну постановку ($\delta_д$):

$$n = \frac{\delta}{\delta_д}. \qquad (6.11)$$

Таблица 6.2

Допустимые значения интенсивности искривления по условию прочности бурильной колонны

Тип бурильной колонны	Допустимые значения интенсивности искусственного искривления, град/м
ЛБТН-54	0,33–0,5
СБТМ-50	0,4–0,6
СБТМ-54	0,43–0,6
ССК-46	0,33–0,4
ССК-59	0,25–0,3
ССК-76	0,16–0,24

Выбор значения угла набора кривизны за одну постановку $\delta_д$ следует производить с учетом ряда факторов технического и геологического характера. К фактору технического характера следует отнести тип применяемой бурильной колонны. Известно, что в интервале работы отклонителей могут происходить обрывы бурильной колонны, при этом важной характеристикой для обоснования параметров искусственного искривления является величина допустимой по условиям прочности колонны интенсивности искривления.

В табл. 6.2 приведены результаты расчетов, полученные для условий резкого локального и плавного искривлений с запасом прочности колонны 1,5 при глубине скважины 1 000 м и частоте вращения 700 мин$^{-1}$. Расчеты проведены для наиболее слабого элемента бурильной колонны – резьбового соединения.

Из приведенных данных следует, что существенное значение на потенциальную аварийность имеет характер искривления, а именно величина набора угла искривления, и то, как этот угол набора кривизны распределен по интервалу искривления – равномерно или с резкими перегибами.

Приведенные в табл. 6.2 значения интенсивности имеют отношение к уже проработанным участкам искривлений. То есть при выполнении работ по искривлению интенсивность, реализуемая непосредственно отклонителем, обычно бывает выше в 2–3 раза, а в ряде случаев и более.

На рис. 6.18 приведены графики, отражающие связь величины угла набора кривизны отклонителем с возможным числом обрывов бурильной колонны, вызванных влиянием кривизны ствола скважины. Базовой на рис. 6.18 является первая кривая, полученная на основе обработки данных о результатах искривления скважин с интенсивностью от 0,5–2,0 и более град/м. По этим данным вероятность одного обрыва в интервале искривления становится возможной при $\delta_д$ = 3,3°. Если предположить, что интенсивность искривления не превышает установленных границ (кривые *2* и *3* на рис. 6.18), то очевидно, что вероятность обрыва в интервале искривления будет значительно меньше среднестатистической (кривая *1*).

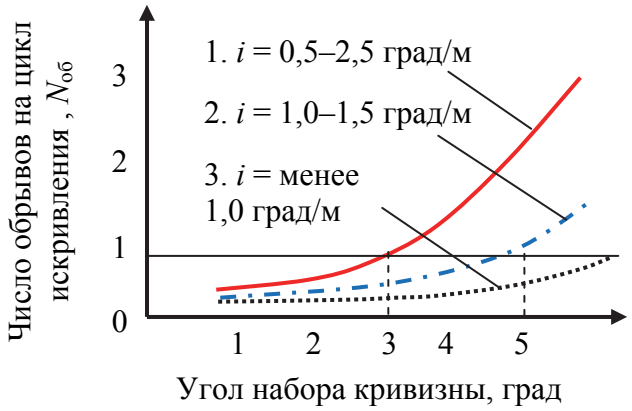


Рис. 6.18. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины угла набора кривизны при различных значениях интенсивности искривления

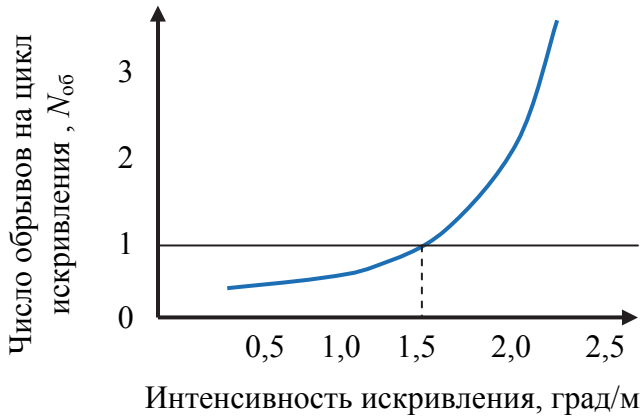


Рис. 6.19. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины интенсивности искривления

Влияние интенсивности искривления на аварийность с бурильными трубами представлено в виде кривой на рис. 6.19, полученной на основе анализа статистических данных. Из этих данных следует, что критической может быть интенсивность искривления, превышающая 1,5 град/м.

При выборе рациональной интенсивности искривления важны и экономические аспекты. С учетом затрат на искривление установлено, что минимальная стоимость градуса искривления C_0, а значит, и совокупные затраты на направленное искусственное искривление возможны при управляемой реализации искусственного искривления с интенсивностью 1,0–1,4 град/м. При этом более низкая стоимость градуса искривления получена для стальных бурильных труб (СБТ) в сравнении с легкосплавными бурильными трубами (ЛБТ), эксплуатация которых требует более плавного набора кривизны в интервале искусственных искривлений ствола (рис. 6.20).

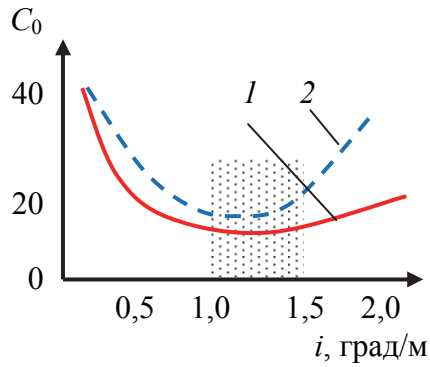


Рис. 6.20. Зависимость стоимости градуса искривления (C_0) от интенсивности искривления (i): *1* – СБТ; *2* – ЛБТ

Графики на рис. 6.20 получены в ценах 1980 г., которые не соответствуют современным и могут рассматриваться как условные. В то же время различие в ценах не может изменить в значительной степени технического существа рассматриваемой задачи.

Таким образом, можно считать обоснованным, что при реализации искусственного искривления наиболее приемлемой будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,5 град/м, а угол набора кривизны за один цикл ориентировочно может составить 3–5 градусов.

При этом меньшие значения интенсивности искривления должны соответствовать большим значениям угла набора кривизны за одну постановку отклонителя. Например, задаваясь интенсивностью искривления 0,8–1,0 град/м, можно произвести набор угла искривления 5–6º, если же интенсивность искривления планируется 1,5 град/м, угол набора кривизны, особенно в твердых породах, следует ограничить 3–3,5º.

Безаварийная работа бурильной колонны определяется не только интенсивностью искривления скважины, но и формой её ствола. При равномерном, плавном искривлении ствола нередки случаи, когда бурильные трубы надежно работают на интервалах скважин, имеющих кривизну, превышающую предельные нормы. Однако при резких перегибах стволов, особенно в местах установки стационарных клиньев, съемных клиновых отклонителей, число обрывов бурильных труб увеличивается, что существенно снижает производительность бурения и повышает его стоимость.

Важнейшим обстоятельством при выборе i и $\delta_д$ является качество проработки интервала искривления технологическим снарядом. Здесь важны как правильно выбранные параметры технологического снаряда, так и тщательность выполнения операции проработки интервала кривизны, параметры которой должны соответствовать требуемым с позиций безаварийной эксплуатации бурильных колонн значениям (табл. 6.2).

Нужно учитывать, что на качество проработки интервала искривления значительное влияние оказывает твердость горных пород. Поэтому при выполнении работ в твердых горных породах следует дополнительно ограничивать интенсивность искривления скважины отклонителем во избежание возможных резких искривлений, не поддающихся проработке технологическими снарядами. Оптимальной в твердых породах будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,2 град/м.

При бурении скважин в породах средней твердости полученный при искривлении перегиб ствола достаточно легко сглаживается и без интенсивной проработки, не вызывая усталостного износа труб и их обрывов. В таких горно-геологических условиях могут применяться искривления с повышенными значениями интенсивности набора кривизны (1,2–1,8 град/м).

В случаях, когда интенсивность искривления ОНД находится в пределах 0,5–0,8 град/м, величина набора угла искривления $\delta_д$ может быть увеличена и составлять шесть и более градусов. Подобные параметры искусственного искривления могут использоваться и при искривлении скважин, буримых ССК, но при условии качественной проработки интервала искривления специальными технологическими снарядами, настроенными на проработку перегиба до допустимых (по условиям эксплуатации колонн значений) интенсивности искривления (табл. 6.2).

Длина рейса ОНД определяется исходя из выбранных значений угла набора кривизны $\delta_д$ и интенсивности искривления, реализуемой отклонителем $i_{от}$ и может рассчитываться по зависимости

$$l_р = \frac{\delta_д}{i_{от}}. \qquad (6.12)$$

6.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов

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

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

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

Первый метод предполагает бурение основного ствола до проектной глубины с последующим заложением и бурением дополнительных стволов на более глубоких интервалах ствола с переходом к менее глубоким. При этом дополнительные стволы могут закладываться не только из основного, но и из пробуренных ранее дополнительных (рис. 6.21, *а*).

Метод бурения многоствольной скважины по схеме «сверху-вниз» предполагает бурение основного ствола до определенной глубины, а затем создание «ответвления» дополнительного ствола. После завершения буре-

ния дополнительного ствола продолжают углубку того ствола, из которого забурен дополнительный ствол. Так последовательно строят «корневую» систему многоствольной скважины (рис. 6.21, *б*). Возможен вариант совмещения обоих методов, когда часть стволов закладываются и бурят по методу «сверху-вниз», а нижние стволы по методу «снизу-вверх».

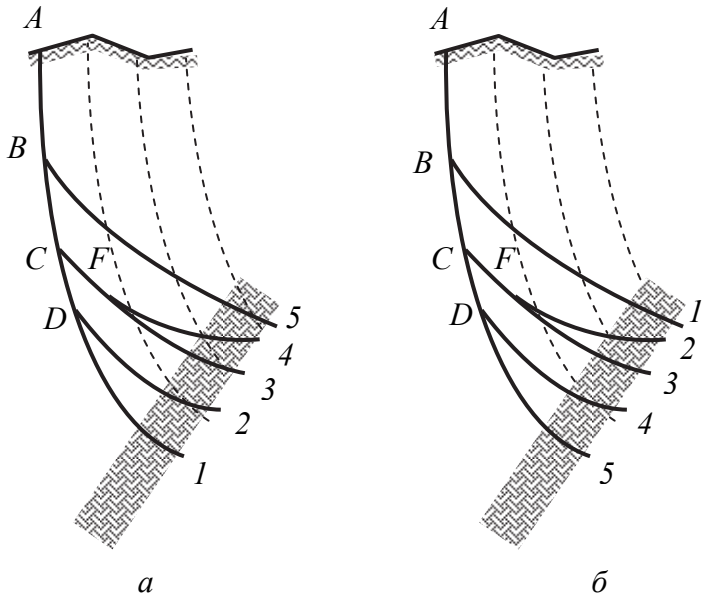


Рис. 6.21. Схемы построения одной многоствольной скважины взамен четырех одноствольных: *а* – по методике «снизу-вверх» – основной ствол – *AB*, дополнительные по порядку бурения – *B1*, *D2*, *C3*, *F4*, *B5*; *б* – по методике «сверху-вниз» – основной ствол – *AB*, дополнительные по порядку бурения – *B1*, *B2*, *C3*, *C4*, *D5*

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

Забуривание дополнительных стволов может производиться:

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

В случае забуривания дополнительного ствола с применением стационарного клина необходимо перекрытие клина обсадной колонной, поскольку высока вероятность аварии.

Съемные клиновые отклонители, особенно отклонитель СНБ-КО, более всего соответствуют условиям забуривания дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых и очень твердых горных породах. Причина этого в том, что клиновой отклонитель имеет направляющий желоб, который значительно повышает вероятность забуривания дополнительного ствола даже с забоев незначительной прочности в твердых породах.

Высокая твердость горных пород при забуривании дополнительных стволов является основной технической проблемой, решение которой требует применения специальных технологических приемов, инструментов и даже отклонителей.

Применение отклонителей непрерывного действия для забуривания дополнительных стволов сдерживается именно тем, что при забуривании в твердых и очень твердых породах высока вероятность неудачных попыток. Например, существуют достаточно категоричные рекомендации, согласно которым применение ОНД возможно, если твердость забоя выше или, по крайней мере, равна твердости горных пород. Если это условие не выполняется, то следует использовать для забуривания дополнительных забоев съемные клиновые отклонители. Таким образом, одной из проблем забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев является создание искусственных забоев высокой твердости, которая должна быть близка к твердости горных пород. В то же время важным является обстоятельство, связанное с затратами времени на установку и отверждение искусственного забоя.

Анализ применения различных материалов и возможных условий создания искусственных забоев показывает, что в настоящее время сложно подобрать отверждаемые (и другие приемлемые) материалы для создания искусственных забоев, твердость которых была бы выше твердости горных пород VIII категории по буримости. Среди апробированных практикой работ известны свойства искусственных мостов из цементных смесей, синтетических смол, эпоксидных смол с песчаным и цементным наполнителями. Наиболее прочные из них – эпоксидные композиции – тем не менее, соответствуют по буримости лишь породам до VIII категории. При этом технология создания искусственных забоев из эпоксидных смол достаточно трудоемка и сложна, требует значительных затрат времени на установку и отверждение смеси композиции.

Таким образом, при использовании отклонителей непрерывного действия для забуривания дополнительных стволов следует использовать отклонители, наиболее подходящие по своим техническим характеристикам условиям забуривания, а к искусственным забоям предъявляются требования высокой твердости и адгезии с породой, минимальных сроков установки и стоимости, возможности оперативного удаления искусственного забоя,

например при ремонте скважин. Условия и возможные технические и технологические решения забуривания дополнительных стволов отклонителями изложены в работе [16].

Технологии забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев любыми типами отклонителей проектируются по методу бурения многоствольных скважин «снизу-вверх», так как искусственный забой перекрывает нижний интервал ствола, что предполагает возможность проведения каких-либо работ только на интервале скважины от устья до созданного искусственного забоя.

Забуривание дополнительного стола спрямлением основного (бесклиновой способ забуривания) является эффективным способом, широко используется в практике многоствольного бурения при реализации метода многоствольного бурения «сверху-вниз». Работы выполняются оперативно и без значительных затрат. При использовании этого метода нет необходимости устанавливать искусственный забой, поэтому забуривание дополнительных стволов производят поочередно из основного ствола в интервале его искривления, а после окончания бурения дополнительного ствола продолжают бурение основного ствола. В то же время этот способ забуривания дополнительного ствола не всегда можно реализовать из-за неподходящих горно-геологических и иных условий бурения, например, наличия в интервале выполнения работ по забуриванию очень твердых или, напротив, слабых, трещиноватых или дробленых пород.

6.6. Технические средства и технологии отбора ориентированного керна

Ориентированный керн – керн с нанесенной на его торцевую или боковую поверхность меткой, положение которой зафиксировано относительно оси и апсидальной плоскости скважины. Наличие метки в совокупности с информацией о значениях зенитного и азимутального углов скважины в интервале отбора ориентированного керна позволяет определить элементы залегания горных пород на глубине, с которой поднят керн.

В вертикальных скважинах для отбора ориентированного керна используют прямое ориентирование при спуске бурового снаряда со средством нанесения метки, когда единственно известным направлением, относительно которого может фиксироваться положение метки, считается направление на магнитный или географический полюс.

В наклонных скважинах (зенитный угол более 5°) применяют метод косвенной ориентации, при котором положение метки фиксируется относительно апсидальной плоскости скважины. В этом случае для определе-

ния элементов залегания горных пород определяется апсидальный угол керноскопа $\varphi_к$ – угол, измеряемый по часовой стрелке, между двумя линиями:

- линией, соединяющей центр керна с центром метки на торце керна;
- следом апсидальной плоскости скважины на торце керна.

Керноскопы для получения ориентированного керна состоят из двух основных узлов:

- узла для нанесения метки на керн (маркирующий узел);
- узла ориентирования керна, с помощью которого фиксируют пространственное положение метки.

Нанесение метки царапанием боковой поверхности керна осуществляется разработанными в опытно-методической партии новой техники ПГО «Иркутскгеология» керноскопами КС и КШ (рис. 6.22, *а*, *б*).

Керноскоп КС (рис. 6.22, *а*) представляет собой съемную керноприемную трубу для комплексов ССК или КССК и включает колонковую трубу *1*, корпус кернорвателя *2* с кернорвательным кольцом *3* и детали подшипникового узла *4* и *5*. Дополнительно керноприемник оборудован жидкостным апсидоскопом *6* – ориентатором отбираемого керна, резцом *7* для нанесения метки на боковую поверхность керна и направляющей керн вставкой *8*. Апсидоскоп *6* представляет собой герметичную емкость объемом 100 мл, внутри которой размещен полированный металлический стержень. Внутрь апсидоскопа перед спуском керноскопа в скважинку заливают раствор медного купороса.

Керноскоп КШ выполнен на базе двойной колонковой трубы и включает коронку *1*, подшипниковый узел *2*,

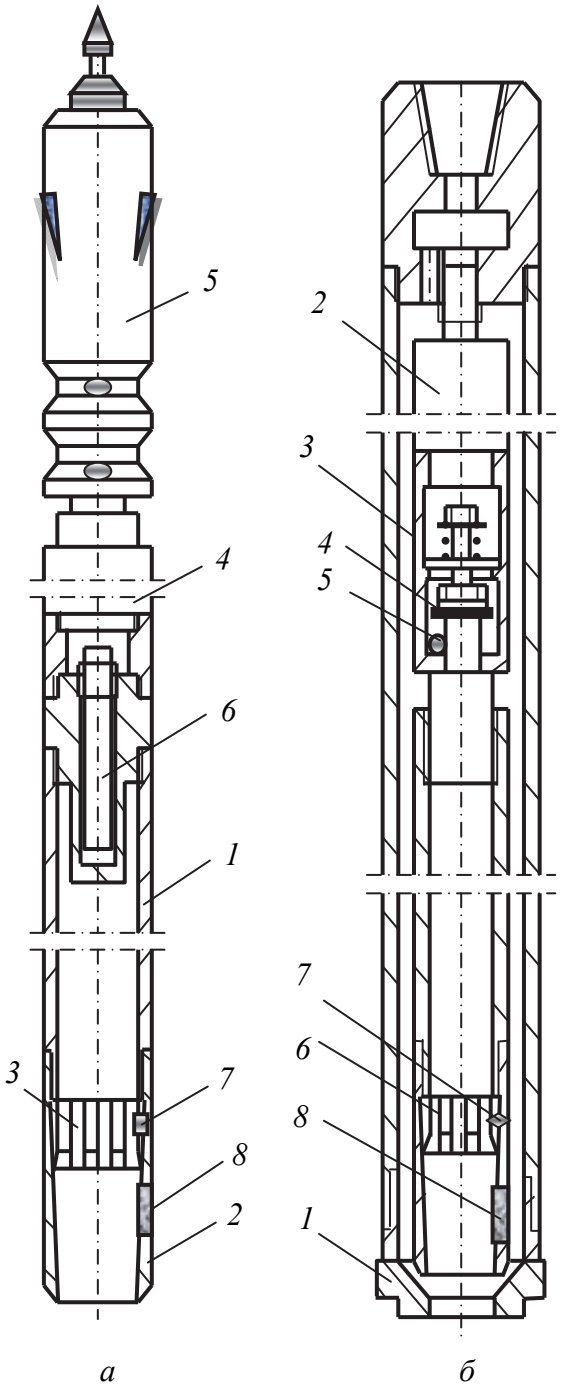


Рис. 6.22. Керноскопы КС (*а*) и КШ (*б*) ОМПНТ ПГО «Иркутскгеология»

узел шарикового апсидоскопа *3*, в котором основными элементами являются свинцовая печать *4* и шарик *5*. Узел нанесения метки включает кернорвательное кольцо *6*, резец для нанесения метки *7* и вставку *8*, которая выполняет функцию направляющего для керна элемента.

Керноскоп КС может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом. Снарядом ССК или КССК, в котором отсутствует кернорвательное кольцо, выбуривается керн ограниченной длины (10–20 см). После этого керноприемная труба извлекается на поверхность, а на ее место спускается подготовленный для работы керноскоп КС. Керноскоп при посадке на выбуренный керн резцом *7* наносит метку на боковую поверхность керна. После этого керноскоп оставляют в покое на 25–30 мин для того, чтобы образовался след залитой в емкость апсидоскопа *6* жидкости на поверхности стержня апсидоскопа, который образуется вследствие осаждения на поверхность стержня апсидоскопа *6* меди из раствора медного купороса – Cu_2SO_4.

В наклонной скважине след поверхности жидкости на поверхности стержня апсидоскопа образует овал, через большую ось которого проходит апсидальная плоскость, которая и позволяет с помощью метки определить угол керноскопа.

Керноскоп КШ (рис. 6.22, *б*) может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом. Предварительно стандартным колонковым набором без кернорвательного кольца на забое скважины выбуривается керн. После извлечения колонкового набора из скважины в неё спускают керноскоп КШ. В момент посадки на выбуренный керн резец *7* наносит метку на боковую поверхность керна. В то же время кернопримная труба, подпружиненная относительно корпуса, при посадке на керн приподнимается, и сориентированный под действием собственного веса относительно апсидальной плоскости шарик *5*, соприкасаясь со свинцовой печатью *4*, оставляет отпечаток. Таким образом, фиксируется положение апсидальной плоскости, поскольку в данном случае апсидальная плоскость определяется как вертикальная плоскость, проходящая через центр отпечатка шарика *5* на свинцовой печати *4* и центр печати *4*. То есть появляется возможность определения угла керноскопа $\varphi_к$, а также установить связь между этим параметром, зенитным и азимутальным углами с элементами залегания горных пород.

При бурении горизонтальных скважин ориентированный керн можно получить нанесением метки на боковую поверхность керна резцами буровой коронки под действием силы тяжести опирающегося на керн бурового набора. С этой целью снаряд нужно немного оторвать от забоя и провернуть (выполняют без кернорвательного кольца). На керне останется след внутренних резцов коронки, который позволяет найти положение апси-

дальной плоскости и при известных значениях азимутального и зенитного углов определить элементы залегания горных пород.

Ориентированный керн может быть получен при производстве работ по искусственному искривлению скважины клиновым отклонителем, поскольку в этом случае на керне сохраняется след стенки ствола, из которого выполнено искривление, в виде желоба. Поскольку отклонитель ориентируется в скважине относительно апсидальной плоскости, а положение апсидальной плоскости четко определяется азимутом скважины в точке отбора ориентированного керна, возникает возможность определения элементов залегания горных пород по керну, полученному в интервале искусственного искривления скважины.

Для получения ориентированного керна зарубежные компании предлагают ряд современных керноскопов. Рассмотрим некоторые из них.

Керноскоп Ezy-Mark компании 2iC (Австралия) разработан для использования в комплексах ССК и представляет (рис. 6.23) систему, оснащенную механической печатью (узел I на рис. 6.23) в виде набора металлических стержней *2* и апсидоскопа (узел II на рис. 6.23).

Механическая печать устроена следующим образом. Копиры-стержени *2* способны продольно перемещаться и фиксироваться в отверстиях диска *4*, копируя, таким образом, рельеф поверхности торца керна *1*. В состав механической печати входит так же цветной карандаш *5*, который оставляет цветную метку на поверхности керна *1*, что способствует более точному определению положения керна *1*, особенно в том случае, если плоскость скола керна *1* не является ярко характерной, например, плоской.

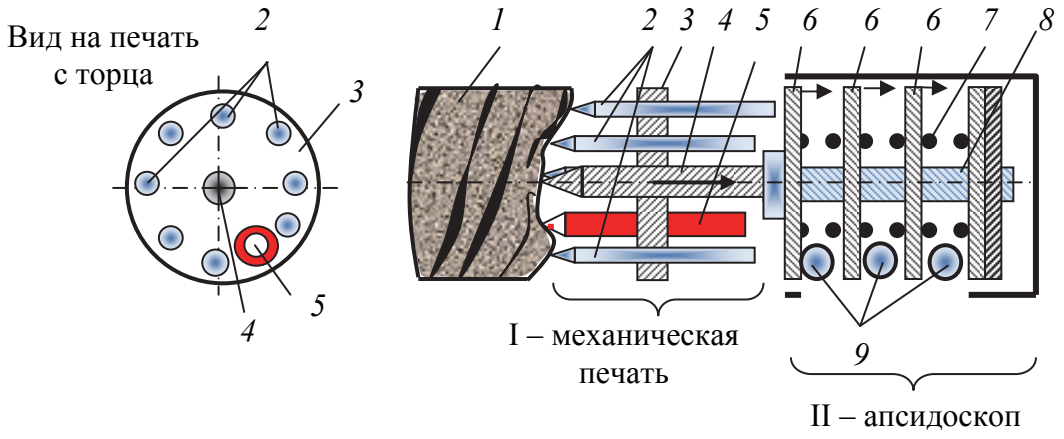


Рис. 6.23. Схема керноскопа Ezy-Mark: *1* – керн; *2* – копиры-стержни механической печати; *3* – диск печати; *4* – стержень; *5* – карандаш для нанесения метки; *6* – диски; *7* – пружина; *8* – шарики апсидоскопа

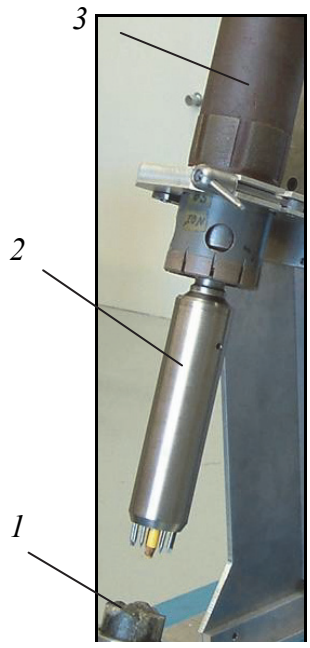


Рис. 6.24. Керноскоп Ezy-Mark в колонковом наборе над забоем скважины: *1* – керн; *2* – керноскоп; *3* – колонковая труба

В керноскопе Ezy-Mark апсидоскоп выполнен в виде трех шариков *9*, располагаемых между дисками *6*. Шарики *8* свободно перемещаются, занимая положение в апсидальной плоскости скважины. Это положение шариков *8* в момент отбора ориентированного керна фиксируется путем сжатия пружины *7*, дисков *6* и их закрепления в сжатом состоянии специальным фиксатором (на схеме не показан). Положение шариков 6 определяют через отверстие в корпусе керноскопа.

Керноскоп Ezy-Mark работает следующим образом. Его спускают в скважину через бурильную колонну, которая находится в подвешенном состоянии на расстоянии 0,5 м над забоем. Положение керноскопа перед получением метки на керне показано на рис. 6.24.

После фиксации керноскопа внутри снаряда колонну опускают до контакта керноскопа с керном *1*. Механическая печать упирается в керн *1* своими копирами-стержнями *2*, которые фиксируют профиль торца керна *1*. Карандаш *5* (см. рис. 6.23) оставляет метку на поверхности керна *1*. При дальнейшем плотном контакте керна *1* и механической печати через стержень 4 продольное усилие передается на диски *6* апсидоскопа, которые, перемещаясь, фиксируют положение шариков *9*, определяя таким образом положение апсидальной плоскости скважины и керна *1*. После получения профиля керна *1* механической печатью и фиксации шариков *6* керноскоп Ezy-Mark лебедкой ССК поднимают на поверхность и спускают обычную керноприемную трубу, с помощью которой срывают и поднимают на поверхность керн *1*. После подъема керна определяют параметры керноскопа – положение апсидальной плоскости и метки, угол керноскопа. С этой целью керн и керноскоп помещают в специальную трубу *4* (рис. 6.25), в которой совмещают механическую печать *2* и керн *1*. Через отверстие в корпусе керноскопа и в специальной трубе определяют положение апсидальной плоскости по трем шарикам *3*, которые должны быть зафиксированы строго в ряд. Полученные параметры позволяют определить элементы залегания горных пород.

Компания 2iC (Австралия) предлагает и другой керноскоп под маркой Verti-ori (рис. 6.26 и 6.27), который предназначен для отбора ориентированного керна при зенитных углах менее 10°, в отличие от керноскопа Ezy-Mark, рассчитанного для отбора керна в скважинах с зенитными углами более 10°.

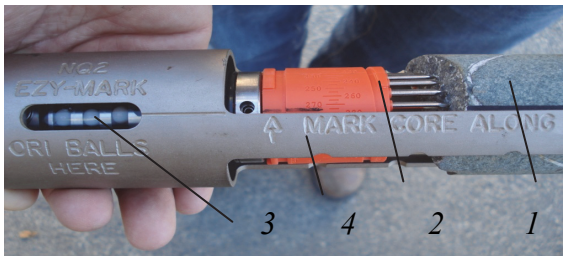


Рис. 6.25. Керноскоп Ezy-Mark в момент определения параметров керноскопа: *1* – керн; *2* – механическая печать; *3* – шариковый апсидоскоп; *4* – корпус для фиксации керна и керноскопа при определении параметров после подъема керна из скважины

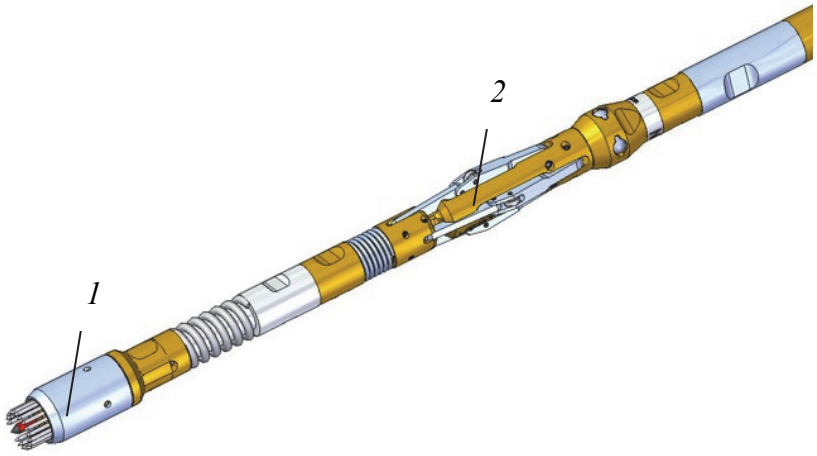


Рис. 6.26. Керноскоп Verti-ori: *1* – механическая печать; *2* – центраторы

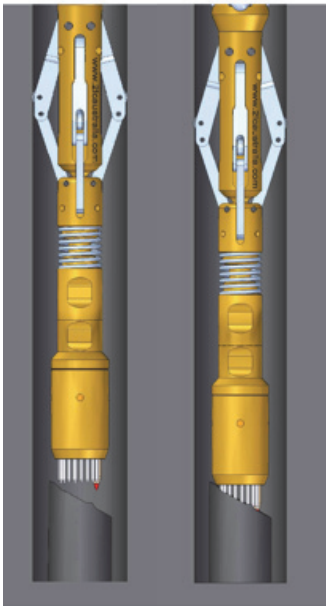


Рис. 6.27. Нанесение метки в виде печати керноскопом Verti-ori

Керноскоп Verti-ori также имеет механическую печать для определения положения керна аналогичной конструкции печати керноскопа Ezy-Mark (рис. 6.23), но используется несколько иная компоновка узлов. Керноскоп Verti-ori сочетает в себе механическую печать и средство многократного измерения зенитного и азимутального углов. В результате данный керноскоп позволяет получать ориентированный керн, в том числе и в вертикальной скважине. Керноскоп Verti-ori работает в открытом стволе скважины и за счет системы самонастраивающихся центраторов его можно использовать в скважинах различного диаметра. Для получения ориентированного керна снаряд с извлеченной керноприемной трубой поднимают над забоем на расстояние не менее 6 и не более 6,5 м. Керноскоп опускают через колонну бурильных труб до контакта печати керноскопа с керном. После этого снимают показания и поднимают керноскоп. После подъема керна производят определение параметров залегания горных пород по имеющейся копии торца керна и значений зенитного и азимутального углов.

Наиболее инновационной разработкой в области керноскопов является аппаратура для отбора ориентированного керна компании ACT Training Guide (Австралия). Керпоскоп данной компании под маркой Reflex выполнен в электронном исполнении в виде небольшого, не более 40 см длиной, узла, устанавливаемого в съемный керноприемник ССК над керноприемной трубой. Перед установкой керноскопа настраивается электронный узел, что позволяет после подъема керна в керноприемной трубе определить положение апсидальной плоскости и провести измерения параметров залегания горных пород вращением керноскопа вокруг собственной оси с целью поиска определенного значка на дисплее, указывающего на зафиксированное в скважине положение апсидальной плоскости.

Среди современных керноскопов нашел применение снаряд Fordia, созданный в Канаде. Он имеет апсидоскоп конструкции, очень похожей на апсидоскоп Ezy-Mark (рис. 6.23). В то же время керноскоп Fordia не имеет механической печати или иного устройства для нанесения метки на керн. Керноскоп размещается в керноприемный узел ССК непосредственно над керноприемной трубой. При заполнении керноприемной трубы керн оказывает давление на подпружиненный осевой стержень, который, перемещаясь, фиксирует положение шариков апсидоскопа в апсидальной плоскости. Фиксация шариков апсидоскопа сопровождается повышением давления промывочной жидкости, что служит сигналом о прекращении бурения и необходимости срыва керна. После срыва керна керноприемный снаряд поднимают на поверхность и на зафиксированном керне делают метку апсидальной плоскости, которая совпадает с положением линии шариков в керноскопе.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные буровые компоновки для снижения естественного искривления скважин при алмазном бурении и бурении шарошечными долотами.

2. Назовите основные технические средства для искривления скважин в любом заданном направлении.

3. В чём основное различие между стационарным клином и съемным клиновым отклонителем?

4. Как классифицируют отклонители непрерывного действия по реализуемому механизму набора кривизны и конструкциям распорных устройств?

5. Объясните устройство принцип работы отклонителя «КЕДР».

6. В чём существо, каково назначение операции ориентирования отклонителей? Дайте определение понятиям «угол установки отклонителя» и «апсидальная плоскость».

7. В чём назначение и основные типы ориентаторов?

8. Назовите основные положения методики выбора параметров искусственного искривления скважины.

9. В чём назначение и каковы основные технические средства проработки интервала искусственного искривления скважины?

10. Назовите способы и технологии бурения многоствольных скважин.

11. В чём назначение технологии отбора ориентированного керна?

12. Назовите основные способы и конструкции средств отбора ориентированного керна.

7. СРЕДСТВА МЕХАНИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

7.1. Средства механизации бурения

Основными разделами технологического цикла при бурении скважин, требующими механизации, являются спуско-подъемные операции и операция приготовления бурового раствора.

При проведении спуско-подъемных операций механизируют процесс свинчивания (при спуске колонны в скважину) и развинчивания (при подъеме колонны из скважины) бурильных труб, процесс удержания бурильных труб на устье скважины и процесс отсоединения бурового элеватора как при спуске, так и при подъеме бурильной колонны, процесс перемещения бурильных труб от устья скважины к стеллажу или свечеприемнику при подъеме колонны и в обратном направлении при спуске колонны в скважину.

В качестве средств свинчивания-развинчивания бурильных труб могут применять автономные труборазвороты типа РТ-1200 и РТ-1200М (рис. 7.1), предназначенные для работы с бурильными трубами *7* ниппельного или муфто-замкового соединения, выполненные со специальными прорезями *8* для установки подкладных *5* и ведущих вилок *6*. Труборазворот устанавливается над устьем скважины с совмещением осей проходного отверстия и скважины, через которое извлекаются из скважины и опускаются в скважину бурильные трубы.

Труборазворот РТ-1200 имеет привод в виде электродвигателя *1*, который через редуктор *2* обеспечивает вращение вращателя *3* с вертикальной стойкой – водилом *4*. Для удержания колонны бурильных труб *7* на устье скважины используется подкладная вилка *5*, которая фиксируется в прорези 8 замка бурильной трубы и опирается на корпус редуктора *2* труборазворота. Верхняя вилка *6* устанавливается в прорези *8* верхней трубы (трубы, которая будет откручиваться или закручиваться). Откручивание и закручивание труб производится путем реверса направления вращения электродвигателя *1* и в конечном счете вращателя *3* и водила *4*. При этом вращение вращателя обеспечивает вращение водила *4*, а последний, ударяя по верхней вилке *6* и затем, вращаясь, обеспечивает откручивание или закручивание резьбового соединения в зависимости от направления вращения, задаваемого электродигателем *1*. Электродвигатель *1* включается специальной кнопкой с двумя позициями, определяющими направление

вращения труборазворота. По правилам безопасности расстояние от труборазворота до кнопки должно составлять расстояние, при котором невозможно помощнику бурильщика одновременно включать привод вращателя и держаться за подкладную *5* или верхнюю вилку *6*.

Труборазворот ТР-1200 монтируется под вращателем бурового станка и совместим с различными типами буровых агрегатов, обеспечивая механизацию спуско-подъемных операций при бурении скважин свыше 200–300 м. Труборазворот РТ-1200 применяется при использовании станков с механизмом подачи шпиндельного типа (ЗИФ-650, ЗИФ-1200, станки СКБ – рис. 7.1), которые не имеют специального механизма для свинчивания и развинчивания бурильных труб при проведении спуско-подъемных операций.

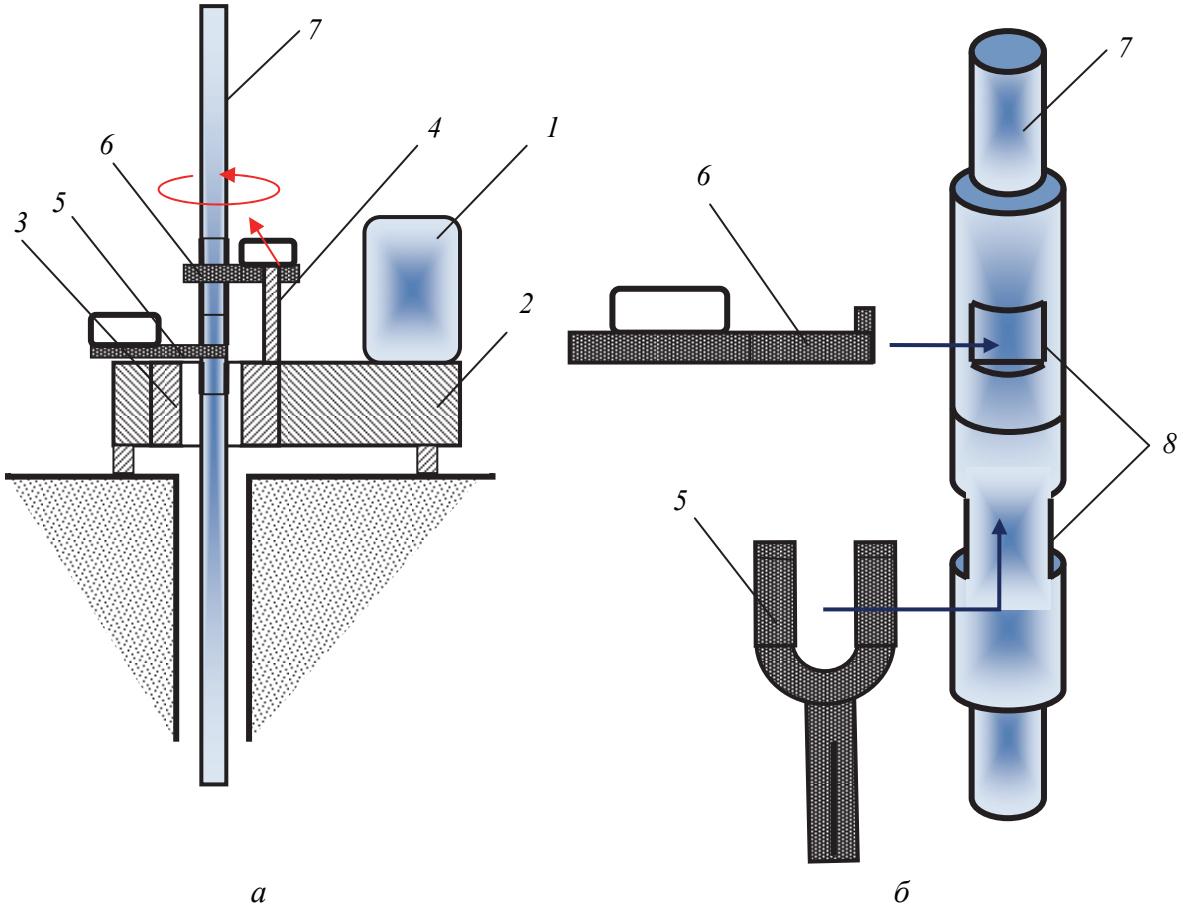


Рис. 7.1. Схема устройства для развинчивания-свинчивания бурильных труб РТ-1200: *а* – схема свинчивания-развинчивания бурильных труб; *б* – схема взаимодействия подкладной *5* и верхней *6* вилок с бурильными трубами *7*, через прорези *8* в замковых соединениях бурильных труб; *1* – электродвигатель РТ-1200; *2* – редуктор труборазворота в корпусе; *3* – вращатель труборазворота; *4* – водило; *5* – подкладная вилка; *6* – верхняя вилка; *7* – бурильная колонна; *8* – прорези в замках бурильных труб

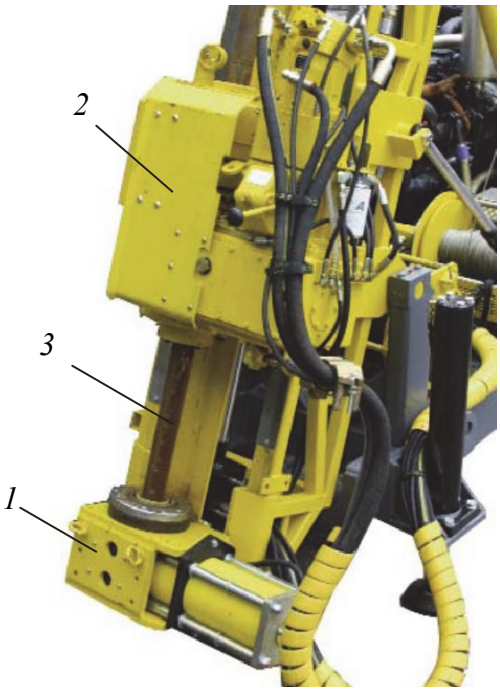


Рис. 7.2. Штангодержатель с гидроприводом бурового станка Cristensen CS10: *1* – штангодержатель; *2* – гидропривод; *3* – ведущая бурильная труба

По аналогичной с РТ-1200 схеме выполнен труборазворот РТ-300, рассчитанный для использования на агрегатах типа СКБ-3.

На современных станках с подвижным вращателем (см. рис. 3.19, 3.25, 3.29) типа LF, Diamec, DE и других роль труборазворота выполняет сам вращатель станка, захватывающий бурильную трубу под действием гиравлического захватного механизма. Для удержания труб станки оснащаются специальными трубозахватными устройствами со сменными плашками и с гидро- или пневмоприводом для надежного удержания колонны бурильных труб. Чаще всего для открытия штангодержателя применяют гидропривод, а для закрытия, с целью ускорения процесса в случае аварийной ситуации, – давление в специальном пневматическом или ином газовом баллоне.

Компанией Sandvik буровые установки оснащаются универсальным труборазворотом Safe-T-Spin, который обеспечивает механизацию свинчивания-развинчивания бурильных труб различного размера, существенно повышая производительность буровых работ.

Для удержания труб станки оснащаются специальными трубозахватными устройствами – штангодержателями со сменными плашками и с гидро- или пневмоприводом для надежного удержания колонны бурильных труб. Чаще всего для открытия штангодержателя применяют гидропривод, а для закрытия (с целью ускорения процесса в случае аварийной ситуации) – давление в специальном пневматическом или ином газовом баллоне. На рис. 7.2 показан штангодержатель *1* с гидроприводом *2* бурового агрегата Cristensen CS10. Штангодержатель приводится в действие гидравлическим приводом и смыкается под давлением газа. Величина давления составляет 6,5 МПа.

Осевое удерживающее усилие штангодержателя – 133 кН, количество захватов – 2; максимальный размер фиксируемой в штангодержателе бурильной трубы – 117,5 мм.

Для перемещения бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций для облегчения работы применяют быстросъемные захваты для

ручной переноски труб, находящихся в подвешенном состоянии, или трубные манипуляторы, которые полностью исключают ручной труд при перемещении бурильных труб.

Переход на подвижный вращатель, ход которого равен длине штанги для наращивания, исключает перехват ведущей штанги из перечня операций цикла по углублению скважины, а значит, обеспечивает сокращение затраты времени на вспомогательные операции.

Ход подачи, величина которого обеспечивает наращивание колонны (ход подачи равен длине бурильной трубе) и не требует перекрепления, позволяет автоматизировать процесс СПО при углублении скважины и при подъеме колонны из скважины при помощи специальных манипуляторов и кассет бурильных труб (рис. 7.3).

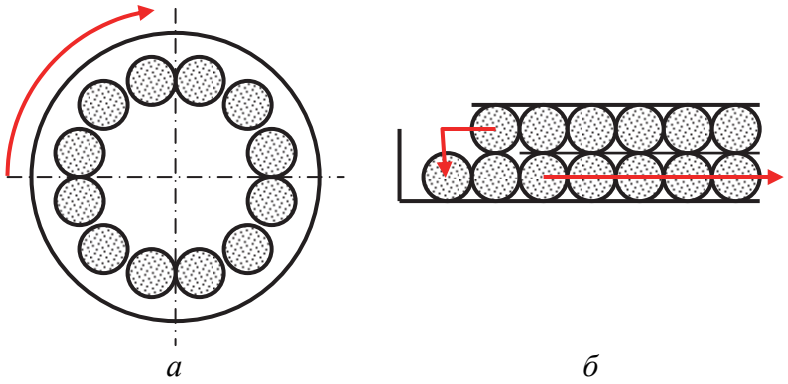


Рис. 7.3. Схемы кассет бурильных труб для автоматизации СПО: *а* – кассета в виде вращающегося барабана; *б* – кассета в виде накопителя скользящего типа

Кассеты бурильных труб могут быть следующего типа:

- роторного или барабанного, при работе которого труба подается вращением кассеты;
- скользящего, при котором трубы, установленные в кассете, подаются последовательным перемещением по направляющим кассеты.

Например, кассеты барабанного типа используются при изготовлении станков компанией Schramm. На рис. 3.22 показана буровая установка компании Schramm с подобной кассетой объемом 15 труб и длиной 6 м. Таким образом, скважины глубиной более 90 м могут буриться с полной механизацией процессов свинчивания-развинчивания колонны при наращивании в процессе углубки скважины и при проведении спуско-подъемных операций.

Третий возможный вариант автоматизации СПО при бурении предполагает установку или укладку труб манипулятором в пределах бурового здания на специальные стеллажи.

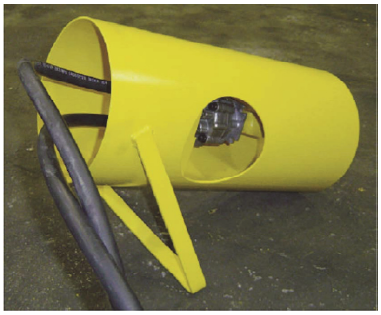


Рис. 7.4. Автономная гидравлическая винтовая мешалка для приготовления бурового раствора

Для выполнения спуско-подъемных операций буровые агрегаты могут комплектоваться трубным манипулятором компании Sandvik DA554, который является высокоэффективным погрузчиком двойных труб для бурения по технологии RC и труб для бурения скважин большого диаметра. Этот манипулятор обеспечивает поворот на 270° над основанием мачты. Возможна его отладка для работы с большинством типов вращателей буровых станков. Манипулятор имеет дистанционный гидравлический пульт управления процессом, он предназначен для работы с трубами длиной до 6 м, диаметром до 87–90 мм. Масса манипулятора 850 кг.

Для приготовления бурового раствора используют глиномешалки различного типа и производительности. В условиях работы буровых установок крайне важно иметь производительное, но малогабаритное устройство для приготовления бурового раствора. Современные буровые агрегаты оснащаются миксерами-смесителями различного типа для перемешивания раствора в открытой емкости с высокой (более 2 000 мин$^{-1}$) частотой вращения вала. В ряде случаев используют небольшие по размеру, но производительные герметизированные мешалки (рис. 7.4).

7.2. Контрольно-измерительная аппаратура для контроля технологических параметров бурения

Условия эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры в бурении резко отличаются от условий эксплуатации её в любой другой отрасли. К таким условиям следует отнести сильную вибрацию, динамические нагрузки, разброс температуры окружающего воздуха, его влажности, давления, колебаний напряжения питания и частоты электрического тока. Особые условия эксплуатации приборов связаны с обслуживанием и надзором над аппаратурой. Как правило, такое обслуживание не всегда своевременно и квалифицированно. Именно поэтому эксплуатациионные требования к буровой контрольно-измерительной аппаратуре предполагают наличие таких качеств, как высокая надежность, простота устройства и эксплуатации, невысокая стоимость.

Аппаратура для контроля параметров процесса бурения. Для эффективного бурения, а именно соблюдения условий рациональной отра-

ботки бурового инструмента и достижения высокой механической скорости бурения, следует контролировать ряд параметров, таких как значение осевой нагрузки на инструмент, частоты вращения бурильной колонны, параметров режима промывки или продувки скважины, крутящего момента, затрат мощности на бурение. На современных станках основные индикаторы, обеспечивающие управление процессом бурения, выведены на пульт управления (рис. 7.5).

Измерители веса снаряда и осевой нагрузки. Аппаратура для измерения осевой нагрузки на буровых установках применяется в обязательном порядке и является чаще всего элементом механизма подачи бурового станка.

Задание осевой нагрузки на инструмент всегда начинается с взвешивания бурильного снаряда в условиях его нахождения в скважине (с вращением снаряда, промывкой и перемещением со скоростью, равной скорости механического бурения). Затем вес снаряда Q или учитывается при задании осевой нагрузки, или компенсируется гидравлической системой станка.

Осевая нагрузка $P_{\text{ос}}$ на буровой инструмент при учете веса снаряда Q определяется по зависимости

$$P_{\text{ос}} = Q \pm P,$$

где P – дополнительное усилие, прикладываемое к верху бурового снаряда (когда вес снаряда меньше осевой нагрузки, то со знаком «+», когда вес снаряда больше осевой нагрузки, то со заком «–»).

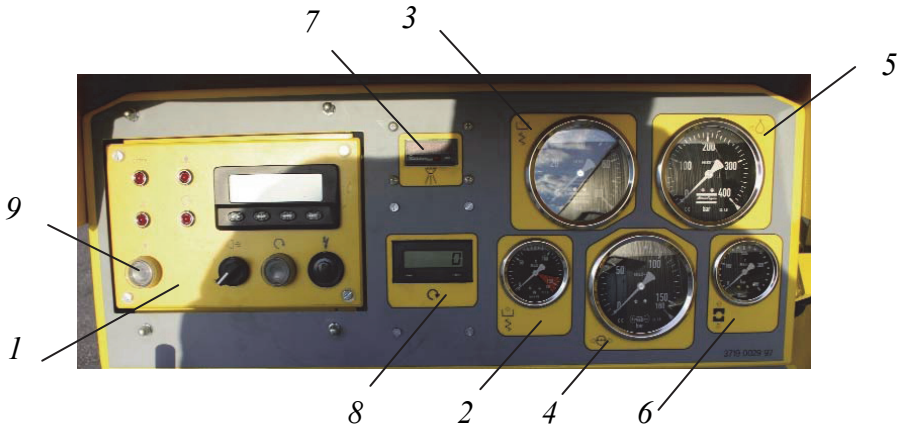


Рис. 7.5. Панель управления станком Cristensen CS10: *1* – пусковая панель с ключом зажигания; *2* – датчик усилия поддержки; *3* – датчик усилия подачи; *4* – манометр бурового насоса; *5* – манометр главного гидронасоса; *6* – манометр вспомогательного насоса; *7* – расходомер; *8* – датчик скорости вращения – цифровой тахометр; *9* – кнопка блокировки автоматического управления

В процессе бурения поддержание осевой нагрузки на одном уровне или её изменение (регулирование) производится путем корректировки параметра P (рис. 7.6).

Пример. Вес колонны Q и заданная технологическими параметрами осевая нагрузка на буровой инструмент $P_{ос}$ определяют величину и направление прилагаемого со стороны гидросистемы бурового станка усилия P. Например, если заданная $P_{ос}$ = 20 000 Н, а вес снаряда Q = 10 000 Н, то гидросистемой станка следует создать усилие нагружения бурильной колонны P = 10 000 Н. Такая ситуация возникает при бурении относительно неглубоких скважин (рис. 7.6, *а*).

При бурении глубоких скважин, когда вес бурильной колонны превышает требуемую для успешного бурения осевую нагрузку, бурение осуществляется с разгрузкой, т. е. усилие со стороны гидросистемы станка P направляется вверх, колонна разгружается (рис. 7.6, *б*). Например, если по мере углубления скважины вес колонны Q повысился до 25 000 Н, то при $P_{ос}$ =20 000 Н, усилие разгрузки колонны $P = (Q - P_{ос})$ будет равно 5 000 Н.

В современных буровых станках, оснащенных, как правило, гидравлической системой подачи, регулирование осевой нагрузки выполняется в соответствии со схемой, представленной на рис.7.6, *а*, *б*.

По показаниям приборов можно определять давление в элементах гидросистемы станка и рассчитывать возможные значения усилий, обеспечивающие перемещение станка и создание осевых нагрузок на колонну.

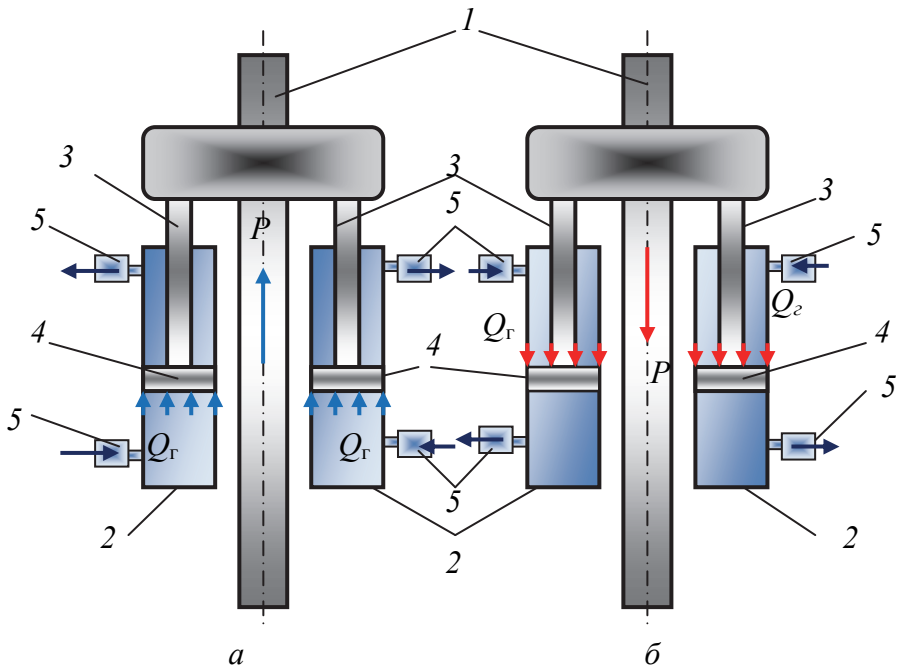


Рис. 7.6. Схемы создания гидросистемой станка усилий нагружения (*а*) и разгрузки (*б*) бурильной колонны: *1* – ведущая бурильная труб; *2* – гидроцилиндры; *3* – штоки; *4* – порни; *5* – штуцера с датчиками усилий подачи МКН

Значение усилий подачи вверх и вниз в гидросистеме станка может определяться по формуле общего вида:

$$P = Q_{\text{т}} \times F,$$

где $Q_{\text{г}}$ – давление в полости гидроцилиндра *2*, Па;

F – площадь поршня *4* гидроцилиндра *2* со стороны верхней или нижней полостей, м^2.

Учитывая, что площади верхней и нижней поверхностей поршней *4* различны, определяются значения перепада давления, обеспечивающие равенство усилий подачи и подъема, т. е. момент, при котором поршни *4* и штоки *3* остаются неподвижными. Разность в площадях верхней и нижней поверхностей поршней *4* возникает в результате того, что часть верхней поверхности занята штоком *3* гидроцилиндра *2*.

Таким образом, если диаметр штока *3* равен $d_{\text{ш}}$, а диаметр поршня *4* – $D_{\text{п}}$, то усилие в верхней полости гидроцилиндра *2* $P_{\text{в}}$ при давлении $Q_{\text{г}}$ будет равно

$$P_{\text{в}} = \frac{\pi Q_{\text{г}}}{4}(D_{\text{п}}^2 - d_{\text{ш}}^2).$$

В нижней полости гидроцилиндра *2* при таком же давлении масла усилие будет иным:

$$P_{\text{н}} = \frac{\pi Q_{\text{г}}}{4} D_{\text{п}}^2.$$

Таким образом, разность усилий ($P_{\text{н}} – P_{\text{в}}$) равна

$$\frac{\pi Q_{\text{г}}}{4} d_{\text{ш}}^2.$$

Учитывая, что у станков с гидравлическим механизмом подачи шпиндельного типа имеются два гидроцилиндра при расчете усилий $P_{\text{н}}$, $P_{\text{в}}$, ($P_{\text{н}} – P_{\text{в}}$), то полученные значения нужно умножать на два.

При управлении станком для бурения с разгрузкой для создания усилия, направленного вверх, достаточно уравновесить давление в верхней и нижней полостях гидроцилиндров *2* или создать более высокое давление в нижних полостях гидроцилиндра *2* (рис. 7.6, *а*).

При бурении с дополнительной нагрузкой, для создания усилия направленного вниз избыточное давление создают в верхних полостях гидроцилиндров *2* (рис. 7.6, *б*).

В гидравлической системе станка для измерения давления масла в гидросистеме устанавливаются соответствующие датчики *5*, показывающие давление в верхних и нижних полостях гидроцилиндров бурового станка.

Датчики, связанные с гидравлической системой станка, преобразуют давление масла в силу и далее в зависимости от конструкции датчика: в прогиб мембраны, ход подпружиненного поршня, деформацию трубки Бурдона, изменение ферромагнитных свойств материала и др. Это позволяет с помощью числовых индикаторов различного типа снимать показания давлений, усилий и др.

Кроме указанной системы датчиков измерение осевой нагрузки может осуществляться по натяжению неподвижного конца талевой системы. Среди подобных приборов наиболее распространен ГИВ-6, который фиксирует усилие натяжения неподвижного конца талевого каната *P* с записью показаний на бумажной круговой (суточной) диаграмме и с фиксацией усилия на числовом указателе стрелочного типа (рис. 7.7). Корпус *1* прибора устанавливают на канате *2* таким образом, что с помощью оттяжных боковых роликов *3* и среднего ролика *4* образуется изгиб талевого каната *2*. При натяжении каната *2*, возрастающим усилием *P*, что связано с подъемом груза на талевом блоке системы, возникает усилие *R*, которое перемещает канат *2* в месте излома на расстояние Δl и одновременно средний ролик *4* и поплавок с мембраной *5*. В результате в камере с жидкостью *6* повышается давление, и жидкость по трубопроводу *7* передает давление к индикаторам на приборной панели *8*. На панели приборов *8* имеется два индикатора – числовой стрелочный и индикатор с устройством записи усилия в виде механического чернильного пера.

По диаграмме, на которой фиксируются значения нагрузки устройством записи усилия за весь период работы в течение суток, можно определить перечень выполненных на буровой работ и их длительность, например, время бурения, выполнения спуско-подъемных операций или длительность непроизводительного времени.

Другой вариант измерения усилия в неподвижном конце талевой системы состоит в использовании магнитоупругого измерителя нагрузки МКН-1, в котором усилие в талевом канате преобразуется не в гидравлический сигнал, как в ГИВ-6, а в электрический, фиксируемый регистрирующим прибором. В этом случае (по аналогии с прибором ГИВ-6) перемещение среднего ролика *4* (рис. 7.7) преобразуется не в гидравлический сигнал, а в электрический через датчик прибора МКН-1.

Для станков с гидравлической системой подачи используется измеритель нагрузки МКН-2, в котором давление масла в гидравлической системе преобразуется в электрический сигнал. В этом случае датчики МКН-2 подключаются к верхним и нижним полостям гидроцилиндров механизма подачи станка (см. рис. 7.6).

Измерители давления широко используют в системе приборов бурового агрегата для измерения давления масла в гидросистеме бурового

станка и давления промывочной жидкости или воздуха в системе промывки или продувки скважины. В качестве таких измерителей применяют различного вида манометры.

Измерители расхода промывочной жидкости необходимы для контроля процесса циркуляции промывочной жидкости. Датчики расхода промывочной жидкости должны отвечать ряду достаточно сложных условий, так как параметры таких жидкостей достаточно разнообразны и изменчивы, промывочная жидкость содержит значительное число абразивных частиц и может быть химически активной. При её прокачивании в широких пределах могут изменяться как расход, так и давление, наблюдаться резкие колебания расхода и давления, гидравлические удары.

В бурении используются расходомеры различного принципа действия: электромагнитные, тахометрические, ультразвуковые и др.

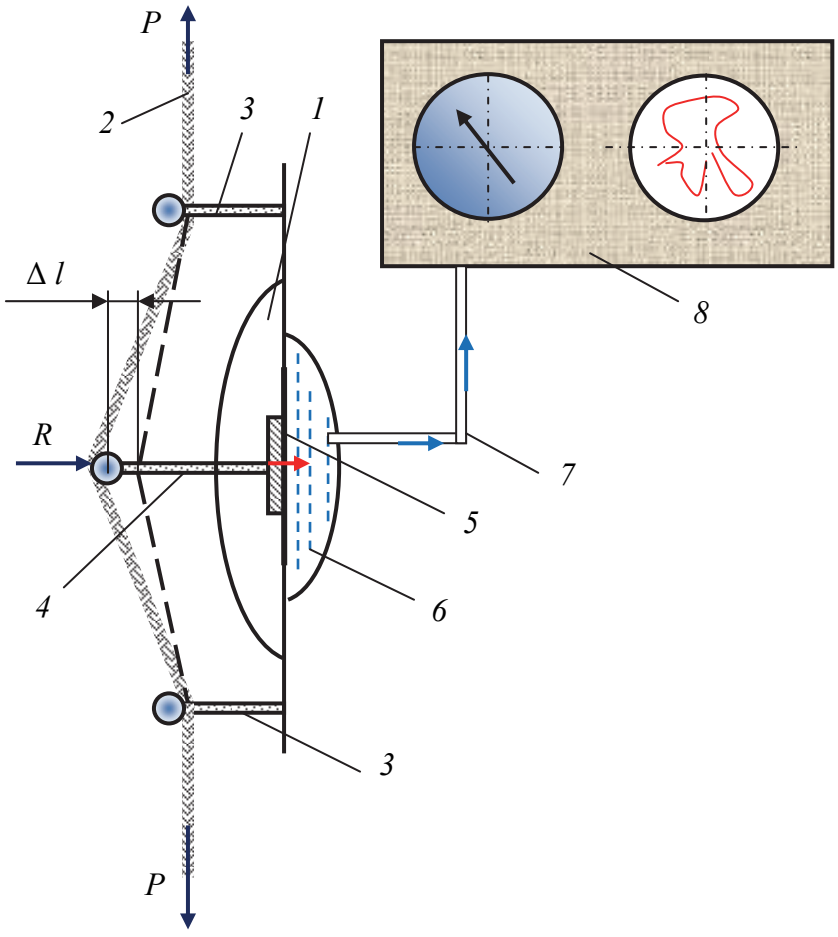


Рис. 7.7. Схема прибора ГИВ-6: *1* – корпус; *2* – талевый канат; *3* – оттяжные боковые ролики; *4* – средний ролик; *5* – мембрана с поплавком; *6* – камера с жидкостью; *7* – трубопровод; *8* – указатели нагрузки – числовой со стрелкой и с записью суточной диаграммы

Электромагнитные расходомеры ЭМР (ЭМР-1, ЭМР-2, ЭМР-3, ЭМР-4), предназначенные для измерения расхода воды и глинистого раствора, обеспечивают непрерывный визуальный контроль и постоянную точность измерения расхода жидкости при широком изменении её физико-механических свойств: вязкости, плотности, температуры, давления.

Действие расходомера основано на преобразовании в электромагнитном датчике расхода жидкости в электрическое напряжение, что позволяет при изменении этого параметра фиксировать и фактический расход очистного агента.

Наиболее распространен расходомер ЭМР-3, который может применяться в условиях, когда в промывочной жидкости содержатся маслянистые жидкости, что практически неизбежно при бурении. Расходомер способен измерять расход жидкости в пределах 0–300 л/мин при давлении до 10 МПа и температуре до +40 ºС.

В бурении также широко применяется расходомер РПЛ-1 с поворотной лопастью, который относится к расходомерам обтекания. Под действием потока жидкости лопасть датчика отклоняется на соответствующий угол, приоткрывая отверстие для прохода жидкости, что и служит мерой её расхода. Противодействующей напору потока жидкости является упругость подвески лопасти, которая выполняет роль сердечника индуктивного преобразователя. С поворотом лопасти изменяется рабочая площадь индуктивного датчика, что ведет к изменению выходного сигнала через изменение напряжения тока, который, поступая в электроизмерительный прибор, дает показания по шкале, проградуированной в л/мин. Возможности расходомера охватывают широкий спектр параметров жидкости, таких же, как и для расходомера ЭМР-3, но давление жидкости ограничено параметром 6,3 МПа, а плотность может составлять от 0,9 до 1,3 гр/см^3.

Рис. 7.8. Расходомер, установленный в линию нагнетания насоса TRIDO бурового агрегата Cristensen CS10

Регулятор расхода буровой жидкости, применяемый на станках типа Diamec или Cristensen, включается в нагнетательную линию бурового насоса (рис. 7.8). Расходомер состоит из электронного блока и фитинга со встроенным лопастным колесом. Лопастное колесо вращается под действием промывочной жидкости, а частота его вращения пропорциональна расходу жидкости.

Настройка элемента коммутации осуществляется с помощью трех переключателей, расположенных под дисплеем. Дополнительно настройка может осуществляться через внешний регулятор.

Электрическое соединение происходит через разъем, а показания расхода выведены на главный пульт буровой установки (см. рис. 7.5).

Устройство функционирует в трех рабочих режимах. При работе в нормальном режиме возникает отображение измеренного расхода и программных порогов переключения.

Из нормального режима можно перейти в режимы калибровки и моделирования. Режим калибровки обеспечивает доступ к программированию всех параметров (единица расхода, калибрование в режиме обучения, мощность, фильтрация, гистограмма и др.).

В режиме моделирования осуществляется ввод теоретического значения расхода для тестирования конфигурации, программируемой в режиме калибрования.

Измерители и ограничители крутящего момента. Ваттметры. Крутящий момент является важным параметром процесса бурения. Контроль крутящего момента на шпинделе (роторе) бурового станка дает возможность контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении, судить о загрузке привода бурового станка и о состоянии скважины (зашламование, вывалы), резких искривлениях ствола, степени износа инструмента, например, заклинивании шарошек долота. Ограничение предельных значений крутящего момента позволяет избежать ряд осложнений и аварий в процессе бурения.

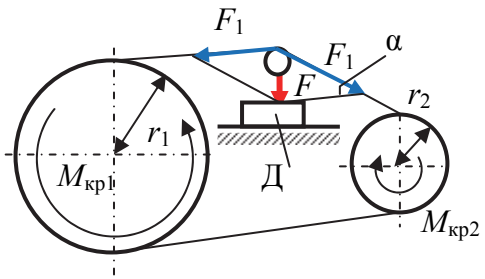


Рис. 7.9. Схема преобразования крутящего момента в силу

Крутящий момент $M_{кр}$ в системе привода бурового станка может определяться через произведение силы F на плечо r: $M_{кр} = F\,r$. Имея в кинематике передачи крутящего момента $M_{кр}$ элемент радиусом r (вал, шестерня), можно, измеряя силу на этом элементе F, измерять и контролировать крутящий момент (рис. 7.9). Как следует из схемы, момент $M_{кр1} = F_1\,r_1$, где сила $F_1 = F/\sin\alpha$. Таким образом, измеряя силу F динамометром Д, можно в итоге определить крутящие моменты $M_{кр1}$ и $M_{кр2}$.

В датчиках ДМ для измерения крутящего момента используется эффект изменения магнитных характеристик материала вала механизма под действием крутящего момента.

При использовании асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент может быть определен косвенно по величине потребляемой электродвигателем активной мощности в соответствии с формулами

$$M_{кр} = \frac{N}{n}, \qquad (7.1)$$

$$N = 3U\,I\cos\varphi, \qquad (7.2)$$

где N – активная мощность, кВт;

n – частота вращения двигателя, мин$^{-1}$;

U – напряжение, Вт;

I – сила тока, А.

Из данных формул следует, что по параметрам электрического тока, проходящего через обмотку асинхронного двигателя, можно определить активную мощность и рассчитать крутящий момент.

Для измерения крутящего момента на шпинделе бурового станка требуются датчики напряжения и силы тока, включенные в одну из фаз электродвигателя. Данный принцип измерения крутящего момента на шпинделе станка и усилия на крюке установки используется в приборе ОМ-40. Прибор ОМ-40 имеет диапазон измерения крутящего момента на шпинделе станка 0–2,5 кН м и диапазон измерения усилия на крюке талевой системы при оснастке 2×3 0–250 кН; при оснастке 1×2 0–125 кН и оснастке 0×1 0–62,5 кН.

При использовании для привода буровых станков электродвигателей постоянного тока крутящий момент на их валу определяется по току возбуждения и току в якорной цепи электродвигателя (датчик момента ДМ аппаратуры КУРС-613).

Самопишущий ваттметр Н-348 широко применяется для измерения и непрерывной записи на ленте активной или реактивной мощности в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Активная мощность N, потребляемая трехфазным электродвигателем от сети, определяется по формуле (7.2). Подключенный к фазе двигателя ваттметр измеряет мощность данной фазы. Шкала ваттметра градуируется в единицах крутящего момента, который пропорционален отношению полезной мощности на валу приводного электродвигателя и частоты вращения (см. формулу (7.1)). Показания записываются на диаграммной ленте, скорость движения которой может быть задана в пределах 20; 60; 180; 600; 1 800 и 5 400 мм/ч.

На рис. 7.10 приведена лента с записью процессов бурения скважины.

По измеряемой мощности на валу электродвигателя определяются мощность и крутящий момент на шпинделе станка, что позволяет получить информацию о состоянии породоразрушающего инструмента, ситуации на забое скважины, работе бурильной колонны, затратах времени на выполнение операций. Кроме непосредственной информации о затратах мощности по диаграмме можно составить баланс рабочего времени, а при известном углублении за рейс рассчитать усредненную механическую и рейсовую скорости бурения.

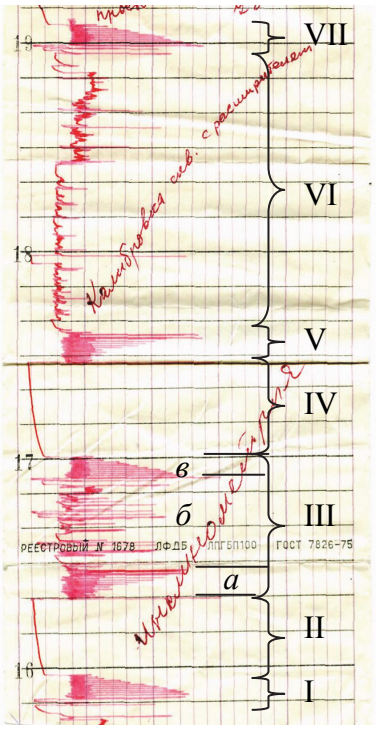


Рис. 7.10. Лента записи затрат мощности с указанием затрат времени на проведение операций: I – подъем снаряда из скважины (9 мин); II – инклинометрия (спуск и подъем инклинометра из-за невозможности дальнейшего спуска – 11 мин); III – проработка ствола с целью подготовки скважины для инклинометрии (*а* – спуск снаряда – 9 мин, *б* – проработка ствола – 40 мин; *в* – подъем снаряда – 7 мин); IV – инклинометрия; V – с снаряда – 9 мин; VI – проработка ствола скважины – 1 ч 20 мин; VII – подъем снаряда – 7 мин

Например, зная, что интервал углубления между перекреплениями шпинделя станка равен ходу шпинделя (0,4 м для станка ЗИФ-650), можно определить механическую скорость, зафиксировав время бурения этого интервала по ленте.

Диаграмма позволяет расшифровать причины некоторых аварий, определить уровень вибрации и другие параметры.

Измерители скорости бурения применяются для оценки эффективности процесса бурения. В качестве измерителей скорости бурения применяются приборы типа ИСП и ИСБ. Данные приборы определяют скорость бурения по скорости подачи бурового инструмента, при этом первый используется на буровых агрегатах с подачей бурового инструмента лебедкой, а второй – на станках с гидравлической подачей типа ЗИФ и СКБ.

Индикатор частоты вращения гидродвигателей современных буровых станков с автономным питанием DITAK 9 или DITAK 7 применяют в средне- и высокоскоростных устройствах.

Данный индикатор частоты вращения идеален для использования в магнитных датчиках или других биполярных сенсорах, работающих при частоте более 30 Гц. Блок характеризуется возможностью выбора временного диапазона, коэффициента скорости и числа десятичных знаков с помощью двух клавиш на лицевой панели. В блок входит 5-разрядный ЖК-дисплей с цифрами высотой 11,7 мм, работающий либо в позитивном (темные цифры на светлом фоне), либо в негативном (красные или желтые / зеленые цифры на темном фоне) отображении. Питание индикатора напряжением 3,0 В

обеспечивается от литиевых аккумуляторов, которые позволяют бесперебойно работать в течение 7 лет. Модели с подсветкой работают от внешнего источника питания постоянного тока с напряжением 9–28 В. Корпус блока изготовлен из легкого, высокопрочного пластика, имеет смотровое стекло. При правильной установке герметичная лицевая панель отвечает техническим требованиям для функционирования во влажных и запыленных условиях.

Современные буровые агрегаты оснащаются дизельным приводом с системами контроля и управления Например, система Messenger отслеживает такие параметры двигателя, как обороты двигателя, давление масла, температура охлаждения, давление наддува, нагрузка двигателя; расход, давление и температура топлива, температура воздуха на входе, уровень топлива, температура масла, уровень охлаждающей жидкости, напряжение аккумулятора, исходное положение дроссельной заслонки, дифференциальное давление масляного фильтра, уровень масла двигателя, необходимые обороты двигателя, давление и температура охлаждения выходного холодильника, загрязнение правого и левого входного отверстия, давление воздухоприемника, давление охлаждающей жидкости, температура выхлопных газов в патрубке и др.

Аппаратура контроля параметров режима бурения типа КУРС (КУРС-411, КУРС-613, КУРС-713) предназначена для комплектования буровых установок серии УКБ.

Аппаратура КУРС в сочетании с регистратором позволяет повысить производительность буровых работ. Достигается это за счет эксплуатационных качеств аппаратуры, обеспечивающих поиск оптимальных параметров режима бурения, предупреждение аварий и осложнений в скважине. Эта аппаратура состоит из ряда систем, каждая из которых предназначается для измерения одного из перечисленных параметров:

- измерения осевой нагрузки на буровой инструмент и усилия на крюке;
- скорости бурения;
- давления и расхода промывочной жидкости;
- частоты вращения бурильной колонны;
- крутящего момента.

Аппаратура КУРС-411 позволяет вести визуальный контроль ряда перечисленных параметров и обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при аварийном снижении расхода промывочной жидкости.

Аппаратура КУРС-613 и КУРС-713 полностью выполняет функции КУРС-411 и, кроме того, позволяет вести визуальный контроль частоты вращения и крутящего момента предельно допустимых величин. В аппаратуре может быть подключен шестиканальный универсальный регистратор

режимов бурения РУМБ-1. Он предназначен для оснащения буровых установок УБК-7 и УКБ-8 при использовании соответственно КУРС-613 и КУРС-713, а также буровых установок со станками ЗИФ-1200МР. При совместном применении аппаратуры КУРС м РУМБ-1 используют сигналы датчиков аппаратуры; в другом варианте регистратор РУМБ-1 поставляется с комплектом соответствующих датчиков.

7.3. Общие сведения об автоматизированных системах управления

Современное бурение невозможно без использования средств контроля, анализа и автоматизации операций технологического цикла. В данном случае на *первом этапе* оснащения буровых агрегатов средствами контроля могут применяться контрольно-измерительные приборы, которые регистрируют различные параметры бурового процесса и позволяют достаточно точно контролировать и устанавливать заданные технологические режимы.

На *втором этапе* совершенствования системы управления буровые агрегаты, оснащенные комплексами контрольно-измерительных приборов, должны включать системы автоматического управления процессом бурения, которые решают задачу поиска оптимальных условий бурения и поддержания выбранных параметров в заданных пределах. К таким средствам можно отнести такие отечественные системы, как АСУТП-Б и «Карат-2» ПГО «Кировгеология» и САОПБ-1 ПГО «Севукргеология».

Третий этап создания автоматизированных систем управления в бурении связан с появлением буровых установок, способных работать автономно в автоматическом режиме: на первом этапе при углублении скважины, а на втором этапе и при проведении спуско-подъемных операций. При этом система управления бурением, управляемая процессором, руководствуется программой и критериями, ориентированными на поиск оптимальных условий и параметров режима бурения. К таким средствам в настоящее время можно отнести буровые агрегаты компании Atlas Copco с системами АРС и роботизированную буровую систему РБК-4.

Автоматизация производства – процесс в развитии технической системы, при котором функции управления и контроля, ранее выполнявшиеся человеком, передаются приборам и автоматическим устройствам.

Цель автоматизации производства заключается в повышении эффективности и безопасности производства, оптимальном использовании производственных ресурсов.

Основа автоматизации производства – автоматическое управление – совокупность действий, направленных на поддержание или улучшение функционирования управляемого объекта без непосредственного участия человека в соответствии с заданной целью управления.

Алгоритм управления производственным процессом в обязательном порядке должен включать функции поиска оптимальных условий.

Цель управления тем или иным образом связывается с изменением во времени регулируемой (управляемой) величины – *выходной величины управляемого объекта*. Для осуществления цели управления, с учетом особенностей управляемых объектов различной природы и специфики отдельных классов систем, организуется воздействие на управляющие органы объекта – *управляющее возмущение*. Оно компенсирует эффект *внешних возмущающих воздействий*, стремящихся нарушить требуемое поведение регулируемой величины. Управляющее воздействие вырабатывается устройством управления.

При бурении в качестве факторов управляющего возмущения применяются параметры режима бурения: осевая нагрузка, частота вращения, количество и качество очистного агента, подаваемого в скважину, и др.

Параметры режима бурения, их вариация оказывают управляющее воздействие на объект – процесс углубления скважины с учетом внешних возмущающих воздействий, изменчивых по своим физико-механическим свойствам горных пород, изменяющейся глубины, профиля и состояния ствола скважины, проявления последствий геологических осложнений бурения и др.

Выходные величины процесса бурения – механическая скорость бурения, углубление за один оборот, выход керна, износ истирающих материалов – являются параметрами, которые оценивают качественные и количественные стороны процесса бурения и могут выступать как критерии управления процессом бурения путем взвешенной корректировки управляющих воздействий.

В основе автоматического управления процессом находится вырабатываемое *управляющее воздействие* на объект или систему объектов.

Управляющее воздействие вырабатывается по одному из двух фундаментальных принципов: *регулирования и поиска*.

Соответственно все системы делятся на два класса: системы регулирования и системы поиска.

В *автоматической системе регулирования* управляющие воздействия вырабатываются в результате сравнения истинного значения управляемой величины с её предписанным значением. Системы регулирования применяют для управления несложными объектами, характеристики которых заранее изучены и для которых известно, в каком направлении и на-

сколько нужно изменить управляющее воздействие при определенном отклонении управляемой величины от заданного значения. Например, это системы подогрева воды, воздуха в помещении или агрегатах, автоматического отключения набора воды в емкость и др.

В *автоматической системе поиска* основные управляющие воздействия формируются с помощью пробных управляющих воздействий и путем анализа результатов пробных воздействий. Такую процедуру поиска правильных управляющих воздействий приходится применять в случаях, когда характеристики объекта меняются или известны не полностью. Например, известен тип зависимости управляемой величины от управляющего воздействия, но неизвестны числовые значения параметров данной зависимости. Поэтому системы поиска называют также системами с неполной информацией.

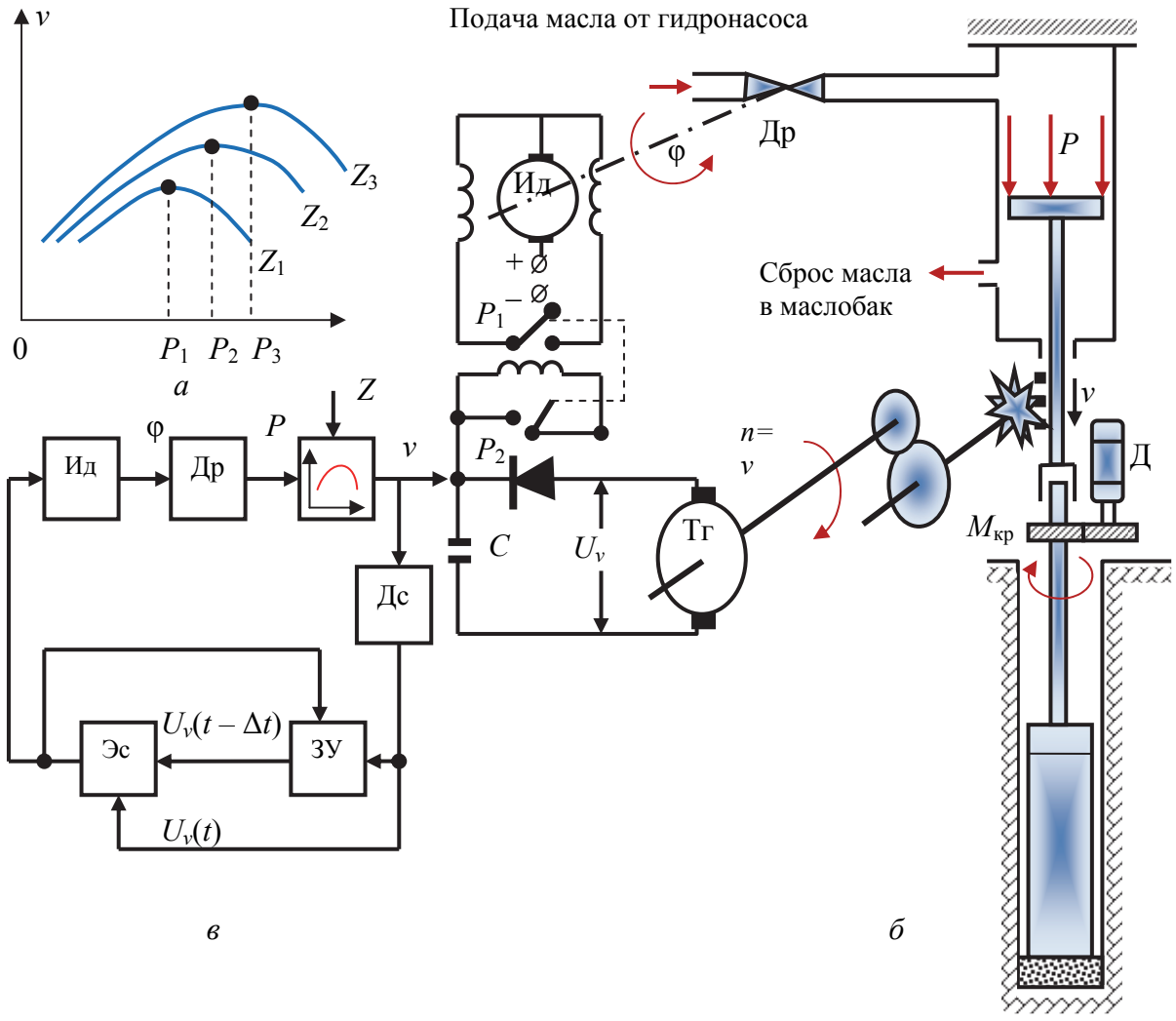


Рис. 7.11. Система управления буровым станком: *а* – характеристика процесса бурения; *б* – принципиальная схема системы; *в* – функциональная схема

Наиболее часто принцип автоматического поиска применяют для управления объектами, характеристики которых имеют экстремальные значения параметров. Целью управления является отыскание и поддержание управляющих воздействий, соответствующих экстремальному значению управляемой величины. Такие системы поиска называют *экстремальными системами.*

Экстремальная система управления – это система управления процессом бурения.

На рис. 7.11 приведена упрощенная принципиальная схема экстремальной системы управления буровым станком с гидравлической системой подачи бурового инструмента. Принцип действия системы основан на экстремальном характере зависимости механической скорости бурения v от усилия подачи P инструмента в скважину. Каждому значению твердости горной породы Z соответствует определенное значение осевого усилия P, при котором механическая скорость бурения будет максимальной. Осевое усилие P на инструмент обеспечивается гидроприводом путем подачи масла от гидронасоса в гидроцилиндр бурового станка. Основная задача системы управления процессом бурения – отыскивать при разных, заранее не известных твердостях пород Z оптимальное значение осевого усилия P на инструмент. В качестве отклика может использоваться не механическая скорость бурения v, а иной параметр, например, углубление за один оборот инструмента на забое или величина крутящего момента $M_{кр}$.

Скорость бурения измеряется в системе при помощи тахогенератора (Тг), кинематически связанного с буровой штангой и выполняющего функции датчика скорости бурения (Дс). Поскольку усилие подачи P создается гидроцилиндром, в который через дроссель Др поступает рабочая жидкость, величина усилия P подачи зависит от положения дросселя. На дроссель воздействует исполнительный двигатель (Ид). Направление вращения двигателя Ид зависит от положения контакта P_1 электромагнитного реле. Реле является исполнительным элементом и одновременно выполняет вместе с запоминающим устройством (ЗУ) некоторые логические функции. Запоминающее устройство состоит из диода и конденсатора (C), на который подается напряжение U_x, пропорциональное скорости бурения v.

Поиск оптимальных значений усилия подачи инструмента P происходит следующим образом. Если усилие подачи меньше того, которое обеспечивает максимальную механическую скорость бурения, то двигатель перемещает дроссель в сторону увеличения усилия (дроссель приоткрывается). Пока скорость возрастает – диод открыт, напряжение на обмотке реле равно нулю, контакт P_1 находится в таком положении, которое соответствует увеличению усилия подачи. Как только усилие превысит оптимальное значение, скорость v начнет уменьшаться. В этом случае на-

пряжение U_x также начнет уменьшаться, и на обмотке реле появится напряжение, равное разности двух значений: предыдущего, которое теперь находится в памяти конденсатора, и текущего, пропорционального скорости бурения в данный момент. Реле включится и изменит направление вращения двигателя Ид в сторону закрытия впускного дросселя. Одновременно через контакт P_2 произойдет разряд конденсатора (сброс старого значения U_x). Теперь усилие подачи начнет уменьшаться, и скорость бурения будет приближаться к максимальному значению по противоположной ветви экстремальной характеристики (рис. 7.12, *а*). В дальнейшем этот процесс реверсирования двигателя Ид многократно повторяется, благодаря чему бурение происходит в основном при оптимальном усилии подачи.

7.4. Автоматизированные системы управления процессом бурения скважин

Автоматическая система управления технологическим процессом бурения скважин АСУТП-Б (Кировское ПГО) предназначена для осуществления технологического процесса управления углубки скважины алмазным инструментом в автоматическом или ручном режиме управления.

Система АСУТП-Б обеспечивает:

- оптимизацию технологического процесса по критерию стоимости 1 м бурения или реализацию управления по частным критериям (максимум производительности с ограничением по расходу алмазов или минимум расхода алмазов с ограничением по производительности);
- качественное выполнение буровых работ по выходу керна;
- предупреждение технологических осложнений и аварий;
- улучшение организации труда буровой бригады;
- снижение психологических нагрузок на бурильщика в условиях форсированного технологического процесса;
- независимость технико-экономических показателей бурения от квалификации персонала буровой бригады;
- возможность оперативной корректировки технологического процесса программными средствами;
- возможность создания разветвленной автоматизированной системы производством буровых работ по всему геологоразведочному объекту.

АСУТП-Б включает в себя комплект средств управляющей вычислительной техники, программное обеспечение, телевизионный индикатор.

Применяется для управления буровым агрегатом СКБ-5 и его модификациями и включает комплект серийных преобразователей параметров режима бурения.

При работе в автоматическом режиме управления выполняются следующие операции:

- промывка скважины;
- постановка на забой породоразрушающего инструмента в начале рейса;
- приработка породоразрушающего инструмента;
- поиск оптимальных значений осевой нагрузки, расхода промывочной жидкости и скорости вращения бурового снаряда;
- корректировка параметров режима бурения в соответствии с изменяющимися геолого-техническими условиями;
- контроль и предупреждение аварийно опасных ситуаций;
- отображение основных параметров бурения на телевизионном индикаторе в виде гистограмм;
- вывод оперативных сообщений и подача звукового сигнала при возникновении аномальных ситуаций в технологическом процессе;
- прекращение рейса при реализации замера или возникновении неликвидируемой аварийно опасной ситуации.

В автоматическом режиме работы система АСУТП-Б позволяет:

- –проводить бурение в режиме ручного управления при отображении параметров технологического процесса на телевизионном индикаторе;
- выполнять цикл операций в автоматическом режиме при ручном регулировании скорости вращения бурового снаряда;
- переходить с автоматического на ручной режим управления и обратно без остановки процесса углубления скважины;
- проводить оперативную корректировку технологического процесса путем оперативной замены уставок, используемых в алгоритме, а также осуществлять подрыв бурового снаряда и возврат к бурению в любой момент рейса по желанию бурильщика.

При проведении работ в автоматическом режиме функции бурильщика заключаются в выполнении спуско-подъемных операций, наращивании бурового снаряда, пуске системы, техническом обслуживании оборудования, подготовке к работе технологического инструмента.

По данным испытаний и производственной эксплуатации АСУТП-Б в условиях пород IX, X категорий по буримости получены следующие технико-экономические показатели: механическая скорость 3–4 м/ч; расход алмазов 0,3–0,5 кар/м; длина рейса и выход керна на 5–10 % выше, чем при ручном управлении.

Устройство управления процессом углубления скважин «Карат-2» (рис. 7.12), созданное в ПГО «Кировгеология», успешно эксплуатируется на буровых агрегатах СКБ-4, СКБ-5, СКБ-7, причем наличие на них регулируемого электропривода не обязательно. «Карат-2» может быть уста-

новлен также на буровом агрегате ЗИФ-650М, но для этого необходимо оснастить агрегат гидропультом станка СКБ-5 или провести доработку его гидросистемы.

Устройство «Карат-2» обладает таким достоинством: способностью адаптироваться к изменению пород в процессе бурения, что повышает его эффективность в условиях перемежаемых, трещиноватых и дробленых пород.

Примером создания полностью автоматизированного бурового агрегата является система РБК-4 – роботизированная буровая установка для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые.

Автоматизированной системой управления процессом бурения оснащены буровые агрегаты Diamec U6 APC и Diamec U8 APC компании Atlas Copco.

Компьютерная система управления APC на основе операционной системы MS Windows обеспечивает полную автоматизацию процесса бурения, повышая производительность и снижая риск ошибок из-за «человеческого фактора», а также гарантирует гибкость и дистанционную диагностику неисправностей, вывод на дисплей инструкций по эксплуатации агрегата и каталогов запасных частей. В модификации APC один оператор может выполнять весь перечень необходимых работ благодаря новой конструкции позиционирования станка, ускоряющей подготовку машины без перемещения лебедки при смене направления бурения, и полуавтоматическому режиму спуско-подъемных операций.

Агрегаты Diamec U6 APC и Diamec U8 APC оснащены электронной системой управления Candus, которая позволяет сокращать количество шлангов и гидроприводов, обеспечивает диагностику неисправностей.

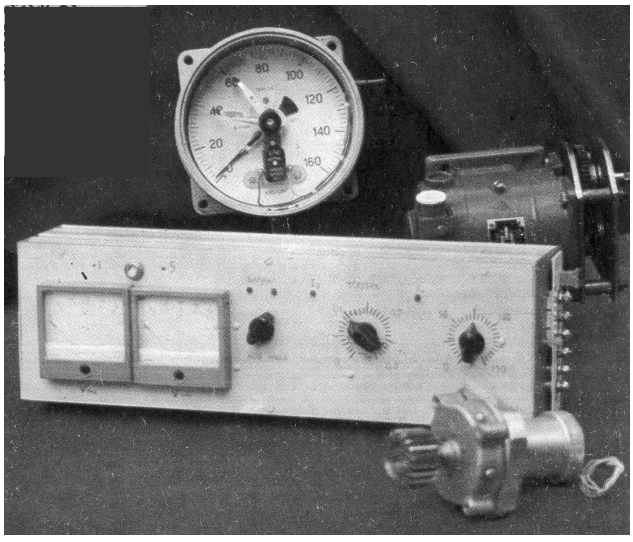


Рис. 7.12. Устройство управления процессом углубления скважин «Карат-2»

Применение современных станков с автоматизированной системой управления дает очень высокие результаты производительности бурения. В США (шт. Айдахо) на станке Diamec U8 APC при колонковом алмазном бурении в автоматическом режиме за 10-часовую смену проходка достигала 185,6 м. Полученный результат показывает возможности автоматизированных систем, способных оптимально управлять процессом бурения.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные средства механизации бурения.
2. Назовите основные средства механизации спуско-подъемных операций при бурении.
3. Назовите основную контрольно-измерительную аппаратуру, используемую при бурении.
4. Назовите назначение ваттметра Н-348.
5. Каковы основные направления автоматизации бурового процесса?
6. Какие средства управления процессом углубления скважины вам известны?
7. Назовите известные системы управления процессом бурения скважин.
8. Назовите основные возможности автоматизированных систем управления бурением буровых установок типа Diamec.

8. КОНСТРУКЦИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ И ДРУГИХ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

8.1. Конструкции бурильных труб и колонковых наборов

Бурильные колонны при современном колонковом бурении состоят из бурильных труб, утяжеленных бурильных труб (УБТ), колонковых наборов, центраторов, переходников.

Бурильные трубы изготавливаются цельнотянутыми бесшовными из высокачественных сталей или специальных сплавов с резьбовыми соединениями трех типов: муфто-замковым, ниппельным и «труба в трубу». Резьбовые соединения могут иметь как правую, так и левую резьбу.

Стальные бурильные трубы (СБТ) изготавливают из сталей марок Д, 36Г2С, 38ХНМ; легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) – из сплава Д16Т; соединительные резьбовые элементы бурильных труб – из сталей марок 40Х, 45У, 40ХН.

Бурильные трубы муфто-замкового соединения имеют высаженные внутрь концы для увеличения прочности в местах соединений и наружную резьбу для соединения труб в колонну соединительными муфтами и бурильными замками. Муфты предназначены для соединений труб в свечи, они имеют внутреннюю резьбу. Бурильные замки служат для соединения свечей в колонну. Бурильные трубы муфто-замкового соединения и соединительные муфты к ним изготавливают в соответствии с ГОСТ 7009–56, бурильные замки – в соответствии с ГОСТ 7918–75.

Муфто-замковые соединения обеспечивают повышенную прочность бурильной колонны, и поэтому бурильные трубы муфто-замкового соединения применяются при основных способах бурения, в том числе при алмазном бурении скважин глубиной свыше 1 000 м.

Основные размеры бурильных труб муфто-замкового соединения приведены в табл. 8.1.

Бурильные трубы ниппельного соединения имеют высаженные внутрь концы, на каждом из которых нарезана внутренняя резьба для соединения труб и свечей ниппелями. Бурильные трубы ниппельного соединения имеют ниппели двух типов: типа А – однопрорезные или гладкие с наружной резьбой на обоих концах, служащие для соединения бурильных труб в свечи; типа Б – двухпрорезные с наружной резьбой на одном

конце и внутренней на другом, служащие для соединения свечей в колонну. Основное отличие труб ниппельного соединения от бурильных труб муфто-замкового соединения – одинаковый наружный диаметр трубы и соединительного ниппеля, что позволяет применять эти колонны при высоких частотах вращения из-за минимального зазора между колонной и стенкой скважины.

Бурильные трубы ниппельного соединения и их элементы изготавливают в соответствии с ГОСТ 8482-57 (и дополнения к ним ТУ 14-3-679–78).

Основные размеры стальных бурильных труб ниппельного соединения для алмазного бурения приведены в табл. 8.2.

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) изготавливают с муфто-замковыми соединениями (ЛБТМ) и ниппельного соединения (ЛБТН). ЛБТ изготавливают прямостенными без высадки концов, но с большей толщиной стенки (7–9 мм), что обеспечивает их достаточную прочность и износостойкость.

Таблица 8.1

Размеры бурильных труб муфто-замкового соединения

Параметры	Наружный диаметр труб, мм			
	42	50	63,5	73
Толщина стенки, мм	5,0	5,5	6,0	7,0 и 9,0
Наружный диаметр муфты, мм	57	65*	83	95
Наружный диаметр замка, мм	57	65*	83	95
Наименьший внутренний диаметр замка, мм	22	28	40	32
Длина труб, м	1,5; 3,0;4,5	1,5; 3,0;4,5	3,0; 4,5;6,0	6,0; 8,0; 11,0
Масса 1 м трубы, кг	4,56	6,04	8,51	11,4;14,2

*Возможен вариант применения муфт и замков диаметром 57 мм.

Таблица 8.2

Размеры стальных бурильных труб ниппельного соединения

Параметры	ТУ 14.3.679–78			ГОСТ 846–57		
Наружный диаметр трубы, мм	42	54	68	33,5	42	50
Толщина стенки, мм	4,5	4,5	4,5	4,75	5,0	5,5
Наружный диаметр ниппеля, мм	42,5	54,5	68,5	34,0	44,0	52,0
Внутренний диаметр ниппеля, мм	16	22	28	14	16	22
Длина труб, м	1,5; 4,5	1,5; 4,5	1,5; 4,5	1,5; 3,0	1,5; 3,0;4,5	1,5; 3,0;4,5
Масса 1 м колонны в сборе, кг	4,89	6,48	8,68	3,7	5,15	6,81

Краткая техническая характеристика ЛБТ приведена в табл. 8.3.

Легкосплавные бурильные трубы обеспечивают возможность бурения на большие глубины с высокими частотами вращения и с меньшими затратами мощности на вращение, в сравнении со стальными колоннами за счет меньшей массы колонны, а соответственно, и меньших сил трения колонны о стенку скважины. Более высокая эффективность труб ЛБТ достигается также за счет более высокой сбалансированности колонн, особенно ниппельного соединения. Отмечено, что применение ЛБТ снижает затраты мощности на вращение колонны на 20 % и обеспечивает рост производительности на 20–25 % [13]. При бурении ЛБТ примерно на 20 % ниже гидравлические сопротивления.

Таблица 8.3

Техническая характеристика ЛБТ

Параметры	ЛБТН-42	ЛБТН-54	ЛБТН-68	ЛБТМ-54
Наружный диаметр трубы, мм	42	54	68	54
Толщина стенки, мм	7,0	9,0	9,0	7,5
Наружный диаметр замков, мм	42,5	54,0	68,0	65,0
Внутренний диаметр замков, мм	15,0	23,0	42,0	28,0
Длина труб, м	4,7	4,7	4,7	4,5
Масса 1 м, кг	3,08	4,74	5,46	4,5

Использовать ЛБТ не рекомендуется при резких искривлениях ствола скважины, при температурах свыше 150 ºС, при наличии в скважине промывочной жидкости с pH > 10.

Один из путей повышения работоспособности бурильных колонн – совершенствование их соединений. Хорошо зарекомендовали себя соединения бурильных колонн типа КВС (конусно-винтовые соединения), созданные в ПГО «Сосновгеология». КВС предназначены для соединения стальных и легкосплавных бурильных труб, применяемых при высокочастотном алмазном бурении (свыше 800 мин$^{-1}$). Особенно заметны преимущества соединений КВС при бурении кавернозных скважин, когда поперечные деформации достигают критических значений.

Соединение КВС показано на рис. 8.1. При навинчивании на бурильную трубу муфты или замка в конусном сочленении происходит натяг. Именно конусное соединение передает осевые нагрузки и крутящий момент, а также полностью воспринимает изгибающие нагрузки, разгружая резьбу. На резьбу при бурении действует только часть осевой нагрузки. В результате существенно возрастает прочность резьбового соединения и надежность бурильной колонны.

После сборки соединения торец трубы не доходит до упора, поэтому при ослаблении прессовой посадки в конусном сочленении труба

ввинчивается дальше, и тем самым постоянно обеспечивается напряженная посадка в конусной паре.

Основные размеры КВС приведены в табл. 8.4.

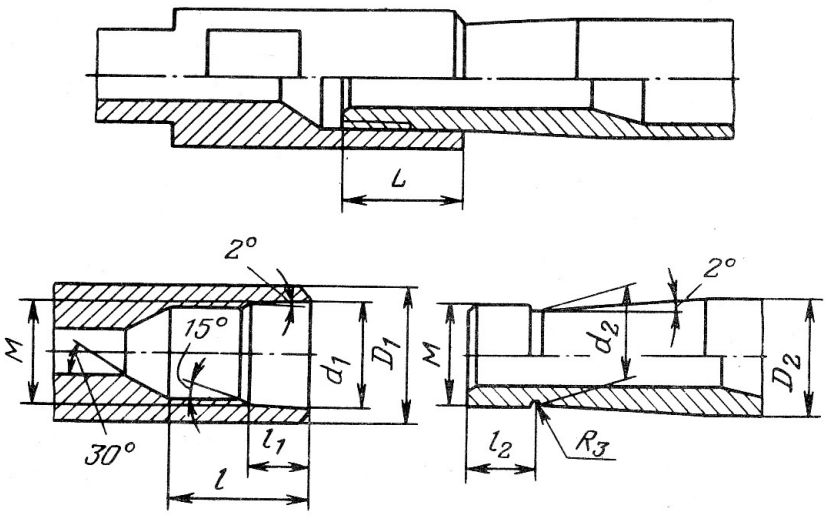


Рис. 8.1. Конусно-винтовое соединение бурильных труб

Таблица 8.4

Размеры КВС

Тип соединения	Основные размеры КВС, мм								
	D_1	D_2	d_1	d_2	l	l_1	l_2	M	L
КВС-44/42	44	42	35,1	33,6	50	20	22	33×2	41,4
КВС-57/42	57	42	41,7	40,6	60	25	28	39×2	46,4
КВС-57/50	57	50	45,7	44,6	60	25	28	43×2	51,4
КВС-65/50	65	50	50,1	48,6	65	30	30	46×2	56,4
КВС-83/63,5	83	65,5	63,0	61,05	75	35	35	58×2,5	61,4

Опытные испытания соединений КВС-57/42, КВС-57/50 и КВС-65/50 показали, что наработка на каждое соединение в 1,35–1,5 раза выше, чем на соединения, выпускаемые серийно. Наибольший эффект получен при бурении скважин, искривленных отклонителями, и скважин с большими кавернами. Применение бурильных колонн с соединениями КВС позволило за счет использования более высоких частот вращения колонн повысить производительность алмазного бурения в 1,6 раза. Ресурс бурового снаряда с КВС в условиях ПГО «Сосновгеология» составил 3 500–4 000 ч или 10–12 тыс. м на 800-метровую колонну.

Один из путей совершенствования бурильных колонн – метод селективной сборки. Он заключается в отбраковке труб со значительными значениями кривизны и несоосности с дальнейшим их использованием при

бурении неглубоких скважин. Наибольшие требования по величине кривизны бурильных труб и их несоосности должны предъявляться к трубам, применяемым при бурении глубоких скважин. При этом трубами с наименьшими значениями кривизны и несоосности следует комплектовать сжатую зону колонны [5].

Одним из прогрессивных способов колонкового бурения, позволяющего повысить производительность бурения в 1,5–2 раза и довести выход керна до 85–100 % с сохранением его структуры, является бурение снарядами со съемными керноприемниками.

Для бурения снарядами со съемными керноприемниками (ССК и КССК) применяют бурильные трубы с соединением «труба в трубу» для ССК и замковым для КССК.

Бурильные трубы для ССК изготавливают с высокой точностью из высококачественных сталей (38ХНМ) с гладкой наружной и внутренней поверхностью, тонкостенными, с большим внутренним проходным сечением и малым радиальным зазором – зазором между колонной и стенкой скважины.

Бурильные трубы для КССК, в отличие от ССК, имеют специальные замковые соединения, позволяющие механизировать процесс свинчивания и развинчивания труб, так как замки имеют прорези для подкладных вилок труборазворота типа РТ-1200. Именно это отличие от ССК делает данный снаряд более удобным при бурении особенно глубоких скважин. В то же время колонны КССК имеют более значительный вес. Бурильные трубы для КССК изготавливают из стали марки 36Г2С, замки – из стали марки 40ХН.

Краткая техническая характеристика труб для ССК и КССК приведена в табл. 8.5.

Зарубежные производители, прежде всего такие компании, как Atlas Copco и Boart Longyear, выпускают только колонны ССК, но номенклатура этих снарядов существенно более разнообразна, процесс механизации сборки-разборки колонн ССК решен за счет применения станков с подвижным вращателем, у которых для свинчивания-развинчивания труб используются вращатель станка и трубозахватный механизм с зажимными плашками.

Для подземного бурения компаниями Atlas Copco и Boart Longyear выпускают специальные овершоты и устройства для герметизации устья скважины, позволяющие бурить ССК пологонаклонные, горизонтальные и восстающие скважины, в которых досылка овершота и его возврат с керноприемной трубой производятся за счет давления промывочной жидкости.

В табл. 8.6 приведены некоторые размеры снарядов со съемными керноприемниками компании Atlas Copco.

Таблица 8.5

Техническая характеристика труб ССК и КССК

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметр коронки, мм	46	59	76	76
Диаметр бурильных труб, мм:				
наружный;	43	55	70	70
внутренний	33,4	45,4	60,4	61
Внутренний диаметр высаженной части, мм				53
Наружный диаметр бурильного замка и муфты, мм				73
Толщина стенки, мм	4,8	4,8	4,8	4,5
Масса 1 м, кг	4,5	6,0	7,7	8,3

Таблица 8.6

Размеры снарядов со съемными керноприемниками компании Atlas Copco

Серия колонкового набора и его особенность	Диаметры, мм			
	Коронки	Керна	Бурильной трубы	
			наружный	внутренний
AGM-тонкостенный	47,6	30,3	44,5	36,8
CORAC A	47,6	27,0	44,5	34,9
BGM-тонкостенный	59,6	42,0	56,5	49,5
CORAC B	59,6	36,5	55,6	48,8
BQ	59,6	36,5	55,6	48,8
BQ3-трехтрубный	59,6	33,5	55,6	48,8
NGM-тонкостенный	75,2	56,1	73,0	
CORAC N	75,2	47,6	70,0	60,3
CORAC N3	75,2	45,1	60,3	
NQ	75,2	47,6	70,0	60,3
NQ3-трехтрубный	75,2	45,1	70,0	60,3
CORAC H	95,7	63,5	90,0	77,8
HQ	95,7	63,5	90,0	77,8
CORAC H3	95,7	61,1	90,0	77,8
HQ3-трехтрубный	95,7	61,1	90,0	77,8
PG	122,1	85,0	117,5	
PQ3-трехтрубный	122,1	83,0	117,5	
GEOBOR S-трехтрубный	146	102,0	139,7	
GEOBOR S-трехтрубный	150	102,0	139,7	
GEOBOR S-трехтрубный со специальным кернорва-тельным кольцом	146	102,0	139,7	

Для ССК компании Atlas Copco (рис. 8.2) характерны следующие технические особенности:

- замок овершота имеет независимые фиксаторы повышенной надежности;

Рис. 8.2. Снаряд ССК серии CORAC компании Atlas Copco: *1* – оврешот с шарниром для работы в стесненных условиях; *2* – верх керноприемной трубы; *3* – овершот для бурения горизонтальных скважин; *4* – наружная труба с коронкой и расширителем

- овершот для ССК серии CORAC, разделен на две составляющие его части с шарнирным соединением и упрощает работу с овершотом и керноприемной трубой, особенно при проведении буровых работ в ограниченном пространстве подземных горных выработок или в буровом здании;
- стандартный овершот для вертикальных и наклонных скважин может переоборудоваться в овершот для бурения горизонтальных скважин;
- керноприемная часть снаряда может удлиняться на расстояние, кратное 1,5 и 3,0 м;
- конструкция снаряда имеет двойной запас прочности, что позволяет работать при значительных перегрузках;
- снаряды обеспечивают выход керна более 95 % и снижение искривления скважин за счет специальной системы подвески подшипников внутренней трубы и наличия алмазного стабилизатора на внешней трубе;
- возможность дополнения стандартной ССК третьей разъемной трубой для повышения выхода керна при работе по мягким и неустойчивым породам (рис. 8.3).

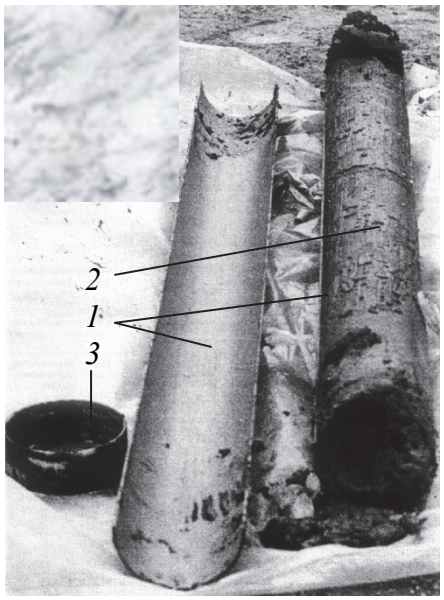


Рис. 8.3. Внутренняя разъемная керноприемная труба *1* и извлеченный из колонкового набора керн *2*; *3* – кольцо для фиксации частей трубы

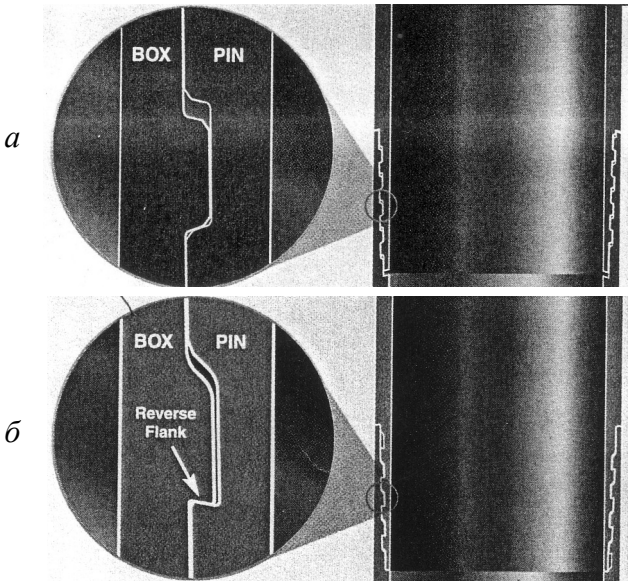


Рис. 8.4. Резьбовые соединения ССК компании Boart Longyear: *а* – трапецеидальный профиль Q®; *б* – профиль RQ®HP с дополнительным усилением за счет исполнения профиля в форме «hooks – крюка»

Одной из основных проблем эксплуатации бурильных колонн ССК являются достаточно малопрочные резьбовые соединения, которые из-за малой высоты профиля резьбы не способны выдерживать значительные, а часто достаточные для разрушения породы, осевые нагрузки. Резьбы отечественных и зарубежных ССК выполнены трапецеидальными.

На рис. 8.4. *а*, *б* представлены резьбовые соединения компании Boart Longyear трапецеидального профиля и усиленного профиля типа «крюк». За счет наличия дополнительного усиления профиля резьбы, по данным компании, ресурс бурильных труб с резьбами типа RQ®HP увеличился в 2,5 раза в сравнении с ресурсом труб с соединениями типа Q®.

Дополнительными факторами повышения прочности резьбовых соединений также являются мероприятия, связанные с их качественным изготовлением и упрочнением поверхности резьб.

При колонковом бурении снарядами без съемных керноприемников применяются одинарные и двойные колонковые трубы. Одинарные колонковые трубы выпускаются в соответствии с ГОСТ 6238–77 и применяются в условиях, когда выход керна бывает достаточным без дополнительных мероприятий по его сохранению при бурении (при бурении монолитных горных пород). Длина применяемых колонковых труб обычно бывает не менее 3 м и не превышает 10–12 м. Обычная длина колонковой трубы составляет 6 м, более длинные колонковые трубы собирают из отдельных труб с соединением их ниппелями.

Двойные колонковые трубы применяют для повышения выхода керна при бурении в сложных горно-геологических условиях. В двойной колонковой трубе наружная труба соединяется через переходник с бурильными трубами и служит для передачи на буровой инструмент крутящего момента, а внутренняя труба предназначена для приема и сохранения керна.

Подробное описание этих снарядов дано в работах [6; 9; 19; 20].

Интерес представляют двойные колонковые снаряды зарубежных производителей, в частности компании Atlas Copco (рис. 8.5).

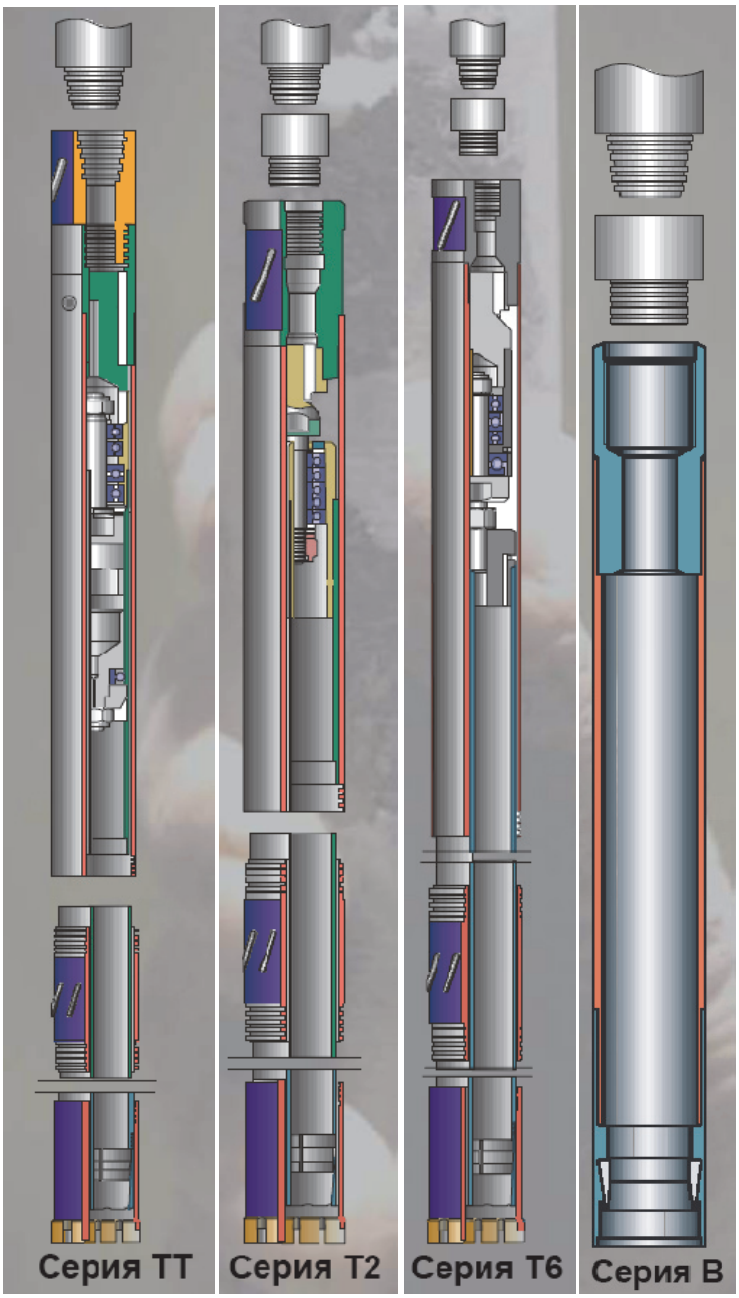


Рис. 8.5. Колонковые снаряды компании Atlas Copco

Таблица 8.7

Колонковые буровые снаряды компании Atlas Copco

Серия колонкового снаряда	Марка снаряда	Диаметр скважины, мм	Диаметр керна, мм	Диаметр бурильной трубы, мм	Частота вращения, мин$^{-1}$	Осевое усилие, кН	Кол-во промывной жидкости, л/мин
TT/TTG	46TT	46,0	35,3	43,0	1200–1800	22	15–30
	48TT	48,0	35,3	44,5	1200–1800	27	15–30
	56TT	56,5	45,2	53,5	1000–1400	25	10–25
	60TT	60,0	45,2	55,5	1000–1400	32	10–25
	46TTG	46,0	35,3	43,0	1200–1800	22	15–30
	56TTG	56,5	45,2	53,3	1000–1400	25	10–25
T2	46T2	46,5	31,7	43,0	1200–1800	25	10–25
	56T2	56,5	41,7	53,0	1000–1400	30	15–30
	66T2	66,5	51,7	53,0	850–1450	14–20	27–44
	76T2	76,5	61,7	70,0	750–1250	16–24	16–26
	86T2	86,5	71,7	70,0	650–1100	18–27	44–70
	101T2	101,5	83,7	70,0	550–950	28–38	93–147
T6	76T6	76,3	57,0	70,0	750–1250	20–30	16–25
	86T6	86,3	67,0	70,0	650–1100	23–35	44–70
	101T6	101,3	79,0	70,0	550–950	28–38	84–118
	116T6	116,3	93,0	70,0	500–850	31–46	136-190
	131T6	131,3	108,0	70,0	400–700	35–53	146–205
	146T6	146,3	123,0	89,0	400–600	34–59	212–297
B	46B	46,3	31,7	43,0	900–1350	15–25	15–30
	56B	56,3	41,7	53,0	850–1300	14–20	27–44
	66B	66,3	51,7	53,0	800–1200	16–24	16–25
	76B	76,3	61,7	70,0	750–1100	20–30	16–25
	86B	86,3	71,7	70,0	650–1000	23–35	44–70
	101B	101,3	86,7	70,0	550–950	28–38	84–118
	116B	116,3	101,7	70,0	500–850	31–46	136–190

Таблица 8.8

Типоразмеры колонковых снарядов компании Sandvik

Стандартные (от вертикального бурения вниз до угла наклона ствола – 45°)			Тонкостенные (вертикальное бурение вверх и вниз)		
типоразмер	диаметр скважины, мм	диаметр керна	типоразмер	диаметр скважины, мм	диаметр керна
B	59,9	36,4	56	56,8	39,0
N	75,7	47,6	66	67,1	50,0
N2	75,7	50,7	66–3	67,1	46,0
N3	75,7	45,1	76	76,3	57,0
H	96,1	63,5	76–3	76,3	51,0
H3	96,1	61,1	103	102,8	80,0
P	122,6	85,0	103–3	102,8	75,5
P3	122,6	83,1			

Таблица 8.9

Типоразмеры бурильных труб компании Sandvik

Типоразмер	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса, кг
B	1,5 3,0	55,6	46,1	9,42 18,58
N	1,5 3,0	69,9	60,3	11,95 23,56
H	1,5 3,0	88,9	77,8	17,93 35,84
P*	1,5 3,0	114,3	101,6	26,79 52,56
56	1,5 3,0	53,2	47,2	4,7 9,4
66	1,5 3,0	63,9	57,0	7,7 15,3
76	1,5	69,7	60,3	11,1

*Имеется вариант использования термозакаленных труб размера P.

Двойные снаряды серии T6 предназначены для бурения мягких пород и пород средней твердости. В качестве промывочной жидкости могут использоваться как вода, так и глинистый раствор.

Одинарные колонковые снаряды серии B предназначены для забуривания скважин во всех типах горных пород и могут использоваться как обсадные трубы.

Колонковые снаряды компании Atlas Copco оснащены усовершенствованным подшипниковым узлом внутренней трубы и стабилизирующими элементами для снижения искривления скважин, регулируемой системой промывки. Керноприемная часть снарядов может удлиняться на 1,5 или 3,0 м (стандартная длина отрезков внешней и внутренней труб с резьбовыми соединениями).

В табл. 8.7 приведены основные размеры колонковых труб компании Atlas Copco и рекомендуемые компанией параметры режима бурения.

Снаряд серии TT предназначен для бурения горных пород средней твердости, твердых и очень твердых. Снаряды этой серии имеют модификации с уменьшенной толщиной внешней и внутренней колонковых труб (TTG). Эти снаряды используются для увеличения диаметра керна, снижения осевого усилия и количества подаваемой промывочной жидкости и могут рекомендоваться для бурения очень твердых анизотропных горных пород, когда необходимо снизить искривление скважин и повысить механическую скорость бурения.

Универсальные двойные колонковые снаряды серии T2 предназначены для бурения пород малой, средней и высокой твердости.

На рынке востребованы бурильные трубы, колонковые снаряды ССК, а еще такие инструменты и оборудование, как вертлюги, переходники, овершоты, обсадные трубы компании Sandvik.

В табл. 8.8 и 8.9 представлены основные типоразмеры колонковых снарядов и бурильных труб компании Sandvik.

8.2. Система GEOBOR S

Для отбора керна при бурении в самых сложных горно-геологических условиях компанией Atlas Copco разработана система GEOBOR S, которая позволяет бурить скважины диаметром 146–150 мм и отбирать керн диаметром 102 мм. Область применения системы – рыхлые породы, горные породы малой и средней твердости. При этом колонковый набор может быть оснащен спускаемым на тросе через колонну бурильных труб инструментом различного типа и назначения, выбор которого производится с учетом буримых пород. В зависимости от инструмента предложено к использованию 7 методов бурения. В основу системы GEOBOR S положен принцип бурения со съемным керноприемником.

Поскольку в процессе бурения имеется возможность менять и использовать различные по конструкции керноприемники и грунтоносы, возможна оперативная реализация отбора как твердых монолитных горных пород, пластичных пород средней твердости, рыхлых и сыпучих пород, осуществлять гидроиспытания в скважине и бурить без отбора керна.

При реализации методов 1–3 керноотборник GEOBOR S пригоден для работы с промывкой водой, глинистым раствором, а также при продувке и предназначен для отбора ненарушенных образцов керна. Керноотборник представляет собой тройную колонковую трубу с вкладной керноприемной гильзой (табл. 8.6, рис. 8.3). Третья (внутренняя) труба выполнена из пластика, что значительно уменьшает трение при входе керна в пробоотборник. Пластиковая труба также позволяет извлекать керн из снаряда без нарушения его структуры и применяется для транспортирования керна.

GEOBOR S целесообразно использовать при бурении скважин глубиной более 15 м. В мелких скважинах отбор образцов следует производить колонковыми керноотборниками типа T6-S.

GEOBOR S представляет собой тросовый пробоотборник, который извлекается из скважины лебедкой без подъема бурильной колонны, выполняющей роль обсадной. Это позволяет бурить скважины в любых по состоянию устойчивости осадочных породах.

GEOBOR S позволяет бурить скважины глубиной до 200 м. Если используется дополнительная обсадная колонна для крепления верхнего интервала ствола с внутренним диметром 155 мм, то глубина бурения может быть удвоена при условии достаточной мощности привода бурового станка.

Замена бурового инструмента, установленного на колонне труб, возможна только при подъеме из скважины всего снаряда, что требует осуществлять выбор инструмента таким образом, что бы его ресурса хватало для проходки всего ствола скважины до заданной глубины.

Отбор проб системой GEOBOR S может осуществляться во всех направлениях, например при бурении горизонтальных или восстающих скважин. При этом керноприемник и ловитель доставляют в скважину промывочной жидкостью, нагнетаемой буровым насосом.

Для бурения системой GEOBOR S могут применяться буровые установки, отвечающие следующим требованиям:

- при глубине бурения 35 м рекомендуемый крутящий момент 1 570 Н·м;
- при глубине бурения 100 м крутящий момент 4410 Н·м;
- при глубине бурения 200 м крутящий момент 8830 Н·м;
- частота вращения рекомендуется в пределах 25–300 мин$^{-1}$, предпочтительно с плавной бесступенчатой регулировкой;
- максимальное тяговое усилие извлечения снаряда из скважины должно составлять 60–80 кН, рабочее 40–50 кН;
- вышка и лебедка должны обеспечивать возможность перемещения керноприемника длиной 2,5 и 1,5 м или буровых штанг длиной 3,0 м;
- шлангодержатель должен обеспечивать возможность работы с трубами диаметром 150 мм;
- промывочный насос должен иметь производительность 120–200 л/мин и развивать давление до 5 МПа.

В зависимости от вида грунта GEOBOR S может быть оборудован различным инструментом, размещаемым на внутренней, фиксируемой в наружной колонне, съемной трубе. При этом при реализации всех методов колонна бурильных остается одинаковой, а варьируются (в зависимости от метода) конструкции буровой коронки, грунтоноса и внутренней съемной трубы.

Метод 1. Метод рекомендуется при бурении осадочных горных пород, а также связанных грунтов. При исполнении метода могут использоваться:

- стандартные буровые коронки с центральной промывкой;
- буровые коронки с фронтальным отводом промывки;
- направляющие буровые коронки с фронтальным отводом промывки.

Названные коронки могут оснащаться резцами типа DIAPAX (рис. 2.17, 2.18 и 2.19), алмазными вставками и призматическими резцами с температурной компенсацией и др.

Буровые коронки с фронтальным отводом жидкости оснащены промывочными канавками, проходящими сквозь фронтальную часть коронки и матрицу (рис. 2.17, 2.18, *в* и 2.19), поэтому при бурении этой коронкой контакт между керном и промывочной жидкостью будет минимальным.

Направляющие буровые коронки с фронтальным отводом жидкости используются преимущественно при проведении буровых работ в рыхлых или мягких осадочных породах и частично в твердых. Вследствие специальной конструкции направляющей коронки контакт промывочной жидкости с керном практически исключен (рис. 8.6).

Метод 2. Метод предназначен для бурения почвогрунтов, слабосцементированных выветрелых и очень мягких грунтов, а также солей и др.

В этом случае используется двухсекционная буровая коронка (рис. 8.7) с вооружением в виде твердосплавных вставок: одна ее часть является направляющей коронкой (установлена на внутренней керноприемной трубе), а другая – расширительной (установлена на наружной трубе снаряда). Промывочный агент подается между этими частями коронки, не взаимодействуя, таким образом, с керном. Длина направляющих коронок может быть 60 или 110 мм.

При реализации методов 1 и 2 керн выбуривается за счет режущего действия вращающейся буровой коронки, а затем перемещается в невращающийся грунтонос и далее во внутреннюю пластиковую трубу. После отбора пробы внутренняя керноприемная труба с керном поднимается на поверхность.

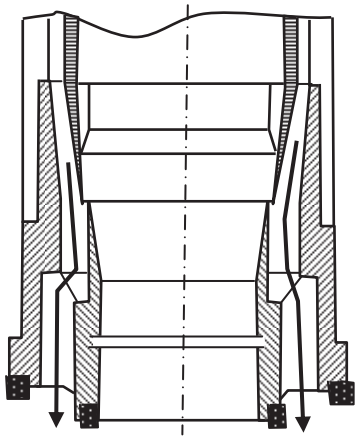


Рис. 8.6. Схема направляющей коронки с фронтальным отводом промывки (стрелками показано направление потока жидкости)

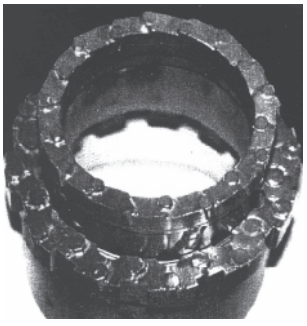


Рис. 8.7. Коронка для бурения снарядом GEOBOR S (метод 2)

Метод 3. Метод используется при отборе проб в мелкозернистых и рыхлых несвязных грунтах, например песках.

При исполнении метода 3 корпус грунтоноса выдвигается из буровой коронки и керн напрямую штампуется и попадает вовнутрь грунтоноса и внутреннюю пластиковую трубу, т. е. отбор керна производится опережающим штампованием в отличие от методов 1 и 2.

Буровые коронки, используемые при методе 3, также выполняют функции направляющей (установлена на внутренней керноприемной трубе) и расширительной (установлена на наружной трубе снаряда). При этом расширительная коронка применяется такая же, что и при методе 2, а направляющая коронка имеет иную конструкцию, которая обеспечивает возможность длинному грунтоносу выдвигаться за пределы этой коронки для штампования керна.

Метод 4. Метод применяется для бурения рыхлых, несвязных грунтов, песков пробоотборником Mazier.

Инструмент для реализации метода состоит из втягиваемого пробоотборника. В этом случае корпус грунтоноса также, как и у инструмента при использовании метода 3, выдвигается за пределы буровой коронки, но вследствие того, что внутренняя труба подпружинена, выступающая часть выдвигается на расстояние 0–50 мм, в зависимости от степени твердости грунта.

На рис. 8.8 показана схема снаряда GEOBOR S, оснащенного для реализации метода 4. Снаряд, в соответствии со схемой на рис. 8.8 включает коронку *1*, корпус грунтоноса *2*, корпус кернорвателя *3*, наружную трубу *4*, внутреннюю стальную трубу *5* грунтоноса, пластиковую разъемную трубу *6*, пружину *7*, подшипниковый узел *8* и фиксатор керноприемной трубы *9*.

Отбор керна производится штампованием подпружиненным невращающимся грунтоносом.

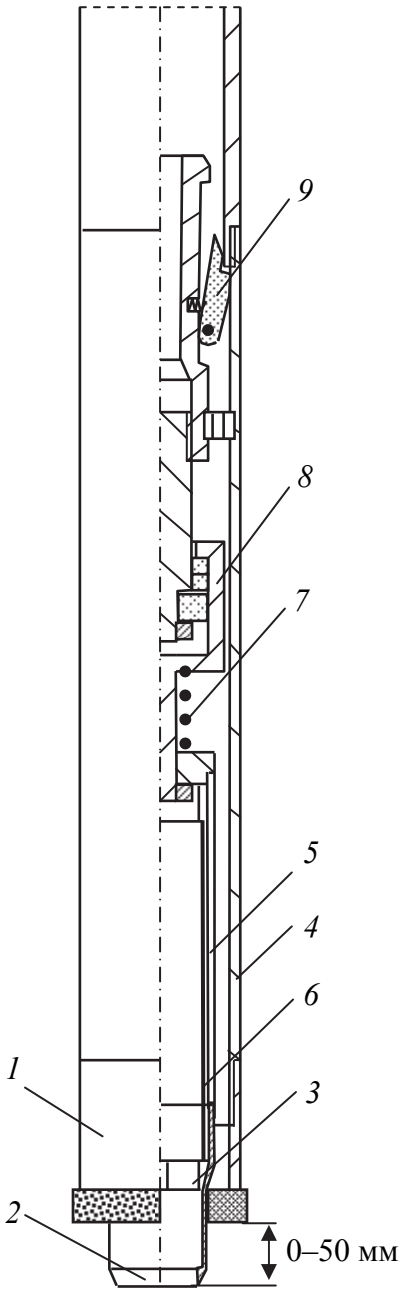


Рис. 8.8. Схема снаряда GEOBOR S для бурения по методу 4

Метод 5. При реализации метода используется пробоотборник типа Shelby, принцип работы которого основан на вдавливании тонкостенной трубы-грунтоноса *1* в мягкий и рыхлый грунт (рис. 8.9). Зажимные фиксаторы *9* (показаны на рис. 8.8) могут передавать осевое усилие при штамповании до 70 кН. Грунтонос выступает за пределы коронки на расстояние $l_г$ = 762 или 915 мм и позволяет отбирать образцы диаметром до 95 мм. Изменение диаметра пробы осуществляется заменой выступающего грунтоноса.

Для отбора пробы весь снаряд (после установки съемной внутренней трубы с грунтоносом) поднимается на расстояние порядка 1 м над забоем и грунтонос вдавливается в породу, перемещаясь вместе с колонной бурильных труб. Отбор пробы проводят без промывки или продувки. После отбора пробы грунтонос поднимают на поверхность лебедкой с помощью овершота.

Метод 6. Используемый снаряд позволяет бурить без отбора керна или пробы. В этом случае внутренняя съемная труба с переходником *3* оснащается долотом *2* (рис. 8.10).

Зазор между внутренней и наружной трубой, при установке внутренней трубы, герметизируется кольцевыми уплотнениями *4*, что обеспечивает прохождение потока промывочной жидкости через долото.

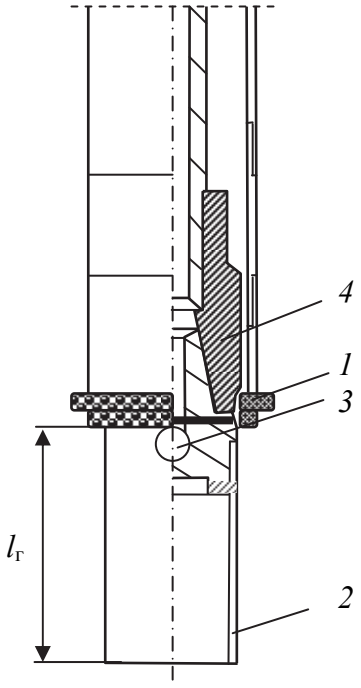


Рис. 8.9. Наконечник снаряда GEOBOR S для бурения в соответствии с методом 5: *1* – коронка; *2* – грунтонос; *3* – шарик; *4* – переходник

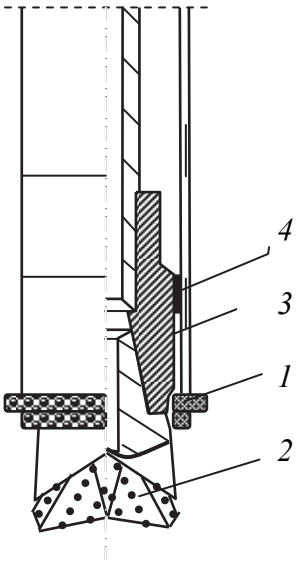


Рис. 8.10. Наконечник снаряда для бурения без отбора керна: *1* – коронка; *2* – долото; *3* – переходник; *4* – уплотнение

Метод 7. Позволяет устанавливать внутренний съемный снаряд для проведения гидроиспытаний при отборе керна, например при бурении опорных скважин под основания плотин.

8.3. Вспомогательные элементы бурильной колонны

Наряду с бурильными трубами и колонковыми снарядами бурильные колонны могут комплектоваться утяжеленными бурильными трубами (УБТ). Их применяют при бурении скважин диаметром 76 мм и более при бескерновом и колонковом бурении. В первом случае УБТ устанавливают над долотом, во втором – над колонковым снарядом. В настоящее время выпускают УБТ с приваренными муфтами и ниппелями типа УБТ-РПУ-89 и УБТ-Р-73.

Для бурения скважин диаметром 76, 59 мм при бескерновом и колонковом бурении более целесообразно применение специальных буровых компоновок, изготовленных из толстостенной трубной заготовки. Это прежде всего трехгранные стабилизаторы и компоновки со смещенным центром тяжести (КСМ). В отличие от стандартных УБТ специальные компоновки эффективнее при бурении: значительнее снижается искривление скважин, повышается ресурс бурового инструмента, а при использовании КСМ повышается механическая скорость бурения и снижается вибрация снаряда, а также затраты мощности на бурение [16].

Шламовые трубы, предназначенные для улавливания крупного шлама, изготавливают размерами, аналогичными колонковым трубам. В нижней части они имеют внутреннюю левую резьбу под тройной переходник для соединения с колонковой трубой и бурильными трубами. Длина шламовых труб 1,5–2,0 м. Переходники служат для соединения колонны бурильных труб с колонковыми снарядами и шламовыми трубами. Изготавливают переходники из стали марок 45 и 50 по ГОСТ 8004–80 девяти типов [14].

Переходник-центратор служит для соединения колонковой трубы с бурильной трубой и одновременно для центрирования верхнего конца колонкового снаряда в скважине с целью снижения вибрации и уменьшения износа колонковых труб. Переходник-центратор имеет увеличенный диаметр корпуса, близкий к диаметру скважины. Боковая поверхность переходника армируется твердым сплавом.

Клапанный переходник – это переходник с обратным шариковым клапаном, который предотвращает излив промывочной жидкости через верхний конец свечи при спуске снаряда в скважину с высоким уровнем жидкости в ней.

Отсоединительный переходник предназначен для отвинчивания бурильной колонны от колонкового снаряда в случае прихвата его в скважине. Рекомендуется для использования при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях.

Переходник обратной промывки предназначен для обеспечения обратной призабойной циркуляции жидкости при бурении.

Специальный переходник служит для соединения двух колонковых труб разного диаметра.

Ступенчатые колонковые снаряды применяют при переходе с большего диаметра скважины на меньший, чтобы обеспечить соосность ствола скважины.

С целью повышения эффективности бурения и надежности работы колонны бурильных труб должна использоваться рациональная компоновка бурового снаряда, обеспечивающая минимальные зазоры между колонной бурильных труб и стенками скважины.

Для колонкового бурения установлены следующие рациональные соотношения диаметров бурильных колонн и скважины:

- 0,88–0,925 – для бурильных колонн, предназначенных для алмазного бурения с высокими частотами вращения бурового снаряда;
- 0,83 – для бурильных колонн, предназначенных для бурения глубоких скважин со сниженными частотами вращения бурового снаряда;
- 0,6 – для бурильных колонн муфто-замкового соединения при бурении с невысокими частотами вращения снаряда и большими расходами промывочной жидкости (бескерновое бурение, бурение скважин большого диаметра твердосплавными коронками и др.).

При бурении скважин со ступенчатым открытым стволом рекомендуется применять и ступенчатую бурильную колонну с целью сохранения рационального соотношения диаметров ствола и колонны. В случае отсутствия таких колонн бурение следует вести при сниженной частоте вращения бурового снаряда [14].

8.4. Основы механики бурильных колонн и расчет бурильных колонн на прочность

Современная технология бурения геологоразведочных скважин в твердых породах предусматривает использование сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами. Однако статически сбалансированные колонны оказываются динамически несбалансированными из-за высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление возмущающих равномерное вращение сил трения, а характер движения колонны становится вибрационным.

Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности бурения, поскольку колонна по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения теряет свои качества канала передачи энергии и разрушающих усилий к забою скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны и породоразрушающего инструмента, увеличиваются затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна и возрастает кривизна скважин.

Согласно экспериментальным данным, наиболее устойчивый вид движения статически сбалансированных колонн на форсированных режимах – обратная прецессия (явление качения деформированной колонны по стенке скважины), с которой связаны все основные нежелательные влияния на процесс и показатели бурения.

Причины возникновения обратной процессии и нерегулярностей в движении буровой компоновки состоят в том, что при изгибе труб в скважине (рис. 8.11) возникает центробежная сила, которая определяет в основном силу прижатия $P_{\text{п}}$ и силу трения колонны о стенку скважины $F_{\text{т}}$. При определенном значении $F_{\text{т}} = F_{\text{т.к}}$ сила трения вызывает качение деформированного участка колонны в направлении n (рис. 8.12).

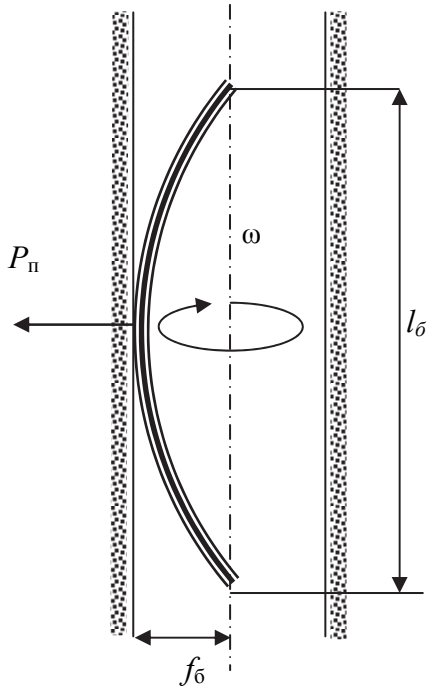


Рис. 8.11. Схема для рассмотрения условий работы колонны в скважине

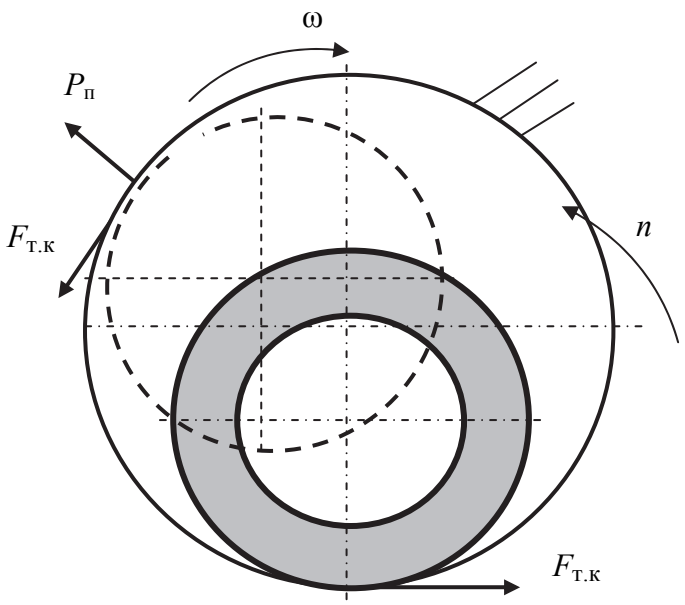


Рис. 8.12. Схема для анализа условий работы в скважине бурильной колонны: ω – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком; n – направление качения колонны

Рассмотрим это положение более подробно.

Сила прижатия $P_{\text{п}}$ в общем виде может определяться зависимостью

$$P_{\text{п}} = F_{\text{ц}} + F_{\text{ос}} - F_{\text{уп}}, \tag{8.1}$$

где $F_{\text{ц}}$ – сила прижатия вследствие действия центробежной силы;

$F_{\text{ос}}$ – сила прижатия вследствие действия осевой нагрузки;

$F_{\text{уп}}$ – сила упругости деформированной бурильной колонны.

Основной в формировании силы прижатия деформированной колонны к стенке скважины является центробежная сила, которая равна

$$F_{\text{ц}} = \frac{f_{\text{б}} q_{\text{б}} \omega^2 l_{\text{б}}}{2g}, \tag{8.2}$$

где $f_{\text{б}}$ – прогиб бурильной колонны в скважине в пределах радиального зазора;

$l_{\text{б}}$ – длина полуволны бурильной колонны;

$q_{\text{б}}$ – масса 1 м бурильной колонны;

ω – частота вращения бурильной колонны;

g – ускорение свободного падения.

Из формулы (8.2) следует, что центробежная сила пропорциональна квадрату частоты вращения, поэтому при работе колонны на высокой частоте вращения центробежная сила в основном и определяет силу прижатия колонны к стенке скважины.

Силу прижатия колонны к стенке скважины вследствие действия центробежной силы можно рассчитать по зависимости

$$F_{\text{ос}} = \frac{\pi^2 P_{\text{ос}} f_{\text{б}}}{2 l_{\text{б}}}, \tag{8.3}$$

где $P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка.

Снижение $F_{\text{ос}}$ связано прежде всего с уменьшением прогиба колонны и осевого усилия.

Сила упругости деформированной колонны рассчитывается по формуле

$$F_{\text{уп}} = \frac{49 E J f_{\text{б}}}{l_{\text{б}}}, \tag{8.4}$$

где EJ – жесткость бурильной колонны.

Сила трения скольжения труб о стенку скважины препятствует вращению участка колонны в направлении, задаваемом буровым станком, а достигая определенной величины $F_{\text{т.к}}$, вызывает качение по стенке скважины (рис. 8.12).

Качение колонны связано с тем, что, прижимаясь к стенке скважины гребнем полуволны, колонна в точке прижатия воспринимает действие силы трения $F_т$. В момент контакта – это сила трения скольжения, оказывающая тормозящее действие на вращение колонны. Под действием силы трения полуволна колонны поворачивается на некоторый угол $\alpha_с$, что приводит к тому, что направление силы прижатия колонны к стенке скважины $P_п$ ориентировано уже не в точку контакта, а смещается по направлению вращения колонны. Таким образом, устанавливается баланс сил, который дан в виде схемы на рис. 8.13.

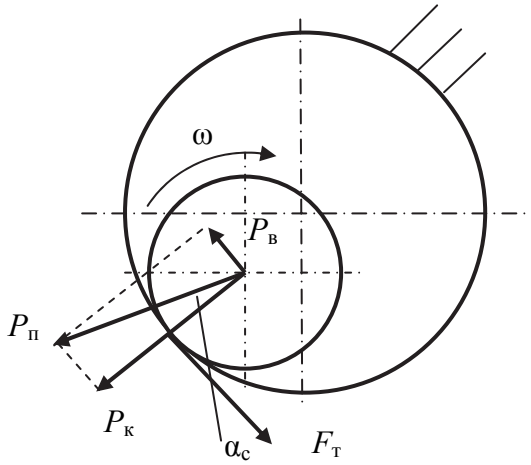


Рис. 8.13. Схема к анализу работы бурильной колонны

Сила трения в этом случае будет равна

$$F_т = P_к \, \mu_с \cos \alpha_с, \qquad (8.5)$$

где $\mu_с$ – коэффициент трения скольжения колонны о стенку скважины.

Если сила прижатия колонны к стенке скважины $P_п$ увеличивается, например вследствие роста частоты вращения колонны, то при определенном значении этой силы сила трения становится способной провернуть колонну вокруг её оси и заставить катиться по стенке скважины. Учитывая, что коэффициент трения скольжения $\mu_с = 0{,}1–0{,}2$, а коэффициент трения качения $\mu_к = 0{,}01–0{,}02$, т. е. меньше примерно в 10 раз, то качение колонны по стенке скважины будет вполне устойчивым видом движения, так как сила трения скольжения больше силы трения качения.

При этом связанный с колонной породоразрушающий инструмент, вместо вращения вокруг своей оси, увлекаемый катящимся по стенке скважины участком колонны, совершает окатывание по периметру забоя скважины (нутационное движение относительно ее оси), проявляющееся в виде периодически повторяющихся полных остановок породоразрушающего инструмента, а также в образовании отличного от круглой формы многоугольного забоя, винтовой многозаходной формы ствола скважины и столбика керна. Подобный режим работы инструмента и бурильных труб приводит к раскручиванию колонны, т. е. в бурильной колонне возбуждаются крутильные фрикционные автоколебания. Последние крайне нежелательны с позиций кернообразования, энергоемкости бурового процесса и ресурса инструмента.

Таким образом, решение проблемы повышения показателей буровых работ, связанных с работой колонны, состоит в том, чтобы подобрать значения параметров системы «колонна – скважина», которые бы снижали

вероятность возникновения обратной прецессии, вибрацию и колебания колонны.

В процессе бурения возникают крутильные, поперечные и продольные колебания бурового инструмента.

Крутильные колебания бурового инструмента сопровождаются скручиванием-раскручиванием бурильной колонны, что обуславливает изменение угловой скорости вращения колонны вокруг геометрического центра поперечного сечения. Таким образом, крутильные колебания приводят к неравномерному вращению бурового инструмента и соответственно к колебаниям величины передаваемых на забой крутящего момента и усилия резания-скалывания породы.

Поперечные колебания бурового инструмента задаются режимом движения бурильной колонны, а также действием поперечных усилий со стороны забоя, которые возникают как реакция разрушаемой горной породы на буровой инструмент. Эти реакции будут максимально проявляться при следующих условиях:

- при бурении трещиноватых, неоднородных по структуре, анизотропных и перемежающихся по твердости горных пород;
- значительной деформации буровой компоновки и перекосе бурового инструмента.

Поперечные колебания приводят к снижению эффективности бурения вследствие неоправданного дополнительного разрушения горной породы стенки скважины и соответственно к повышенному износу бурового инструмента, снижению механической скорости бурения.

Продольные колебания бурового инструмента возникают в процессе крутильных колебаний бурильной колонны, а также в результате динамического режима взаимодействия бурового инструмента с забоем. Последнее из названных явлений может происходить в процессе бурения шарошечными долотами твердых пород в режиме дробяще-скалывающего действия, а также при ударно-вращательном бурении в случае недостаточной осевой нагрузки, обеспечивающей прижатие инструмента к забою.

В процессе продольных колебаний происходит значительное изменение действующей осевой нагрузки на буровой инструмент, что существенно влияет на механическую скорость бурения и ресурс бурового инструмента.

Основными причинами возникновения колебаний бурового инструмента являются:

- несовершенство системы подачи буровых станков;
- наличие упругой и деформируемой бурильной колонны между буровым инструментом и буровым станком, которая может иметь свою чрезвычайно сложную динамику;

• неравномерность резания-скалывания, дробления горной породы, чему способствует перекос бурового инструмента на забое.

Для снижения вибраций снаряда при бурении нужно использовать бурильные колонны, изготовленные с соблюдением высоких требований к соосности соединений и иным размерам, выбирать колонны и конструкции скважин таким образом, чтобы радиальные зазоры были по возможности минимальными и обеспечивали снижение сил трения на контакте бурильной колонны со стенкой скважины за счет применения промывочных жидкостей со специальными смазывающими добавками, а также использовать смазки бурильной колонны.

Расчет колонны бурильных труб на прочность

В процессе бурения скважины колонна бурильных труб подвергается воздействию ряда усилий, различных по величине, характеру и направлению действия, т. е. колонна находится в сложном напряженном состоянии.

На колонну бурильных труб действуют:

• осевые усилия, вызывающие напряжения растяжения и сжатия;

• крутящий момент, вызывающий касательные напряжения, увеличивающиеся при вращении колонны от забоя по направлению к устью скважины;

• изгибающий момент, возникающий в результате совместного действия осевых и центробежных сил при вращении колонны, а также при работе колонны в криволинейном стволе скважины;

• колебания, возникающие при вращении колонны в скважине.

Таким образом в процессе бурения скважины бурильные трубы испытывают статические напряжения растяжения, сжатия, кручения и переменные изгиба и растяжения-сжатия в результате продольных колебаний колонны.

Для проведения расчета на прочность колонну бурильных труб условно делят на две зоны:

• растянутую верхнюю;

• сжатую нижнюю.

Известно, что статические нагрузки, действующие на колонну бурильных труб, увеличиваются с приближением к устью скважины, тогда как переменные нагрузки возрастают в обратном направлении, т. е. к забою. Исходя из этого проверочный расчет колонны бурильных труб при бурении рекомендуется производить в верхнем сечении на статическую прочность и в нижних сечениях на выносливость.

Бурильные колонны, работающие в искривленных или горизонтальных скважинах, рассчитывают на выносливость. Наиболее нагруженным сечением в колонне бурильных труб, работающих в горизонтальном стволе, является сечение у устья скважины.

1. Условие прочности колонны бурильных труб при действии статических нагрузок в процессе бурения определяется выражением

$$n_c = \frac{[\sigma_т]}{\sqrt{\sigma_р^2 + 4\tau^2}} \geq 1{,}5 - 1{,}7, \tag{8.6}$$

где $[\sigma_т]$ – предел текучести стали, МПа;

$\sigma_р$ – напряжение растяжения, действующее в сечении бурильной колонны, МПа;

τ – напряжение кручения, действующее в сечении бурильной колонны, МПа.

Напряжение растяжения может быть рассчитано по формуле

$$\sigma_р = \frac{G}{F}, \tag{8.7}$$

где G – вес колонны бурильных труб, действующих в рассматриваемом сечении, Н;

F – площадь поперечного сечения трубы, м^2.

При расчете веса бурильной колонны могут быть рассмотрены следующие случаи:

а) в процессе бурения в сечении у устья скважины

$$G = gq(L - l_0)(1 - \frac{\rho}{\rho_м})(\cos\Theta_{ср} + \mu\sin\Theta_{ср}); \tag{8.8}$$

б) в процессе бурения в любом сечении колонны, расположенном на расстоянии l_1 от устья скважины

$$G = gq(L - l_1 - l_0)(1 - \frac{\rho}{\rho_м})(\cos\Theta_{ср} + \mu\sin\Theta_{ср}); \tag{8.9}$$

в) при подъеме колонны бурильных труб из скважины в сечении у устья скважины

$$G = K_{пр}g[(L - l_0)q + l_0 q_0](1 - \frac{\rho}{\rho_м})(\cos\Theta_{ср} + \mu\sin\Theta_{ср}), \tag{8.10}$$

где $K_{пр}$ – коэффициент, учитывающий наличие и влияние резко искривленных участков ствола скважины, влияние кривизны самой колонны бурильных труб, влияние состояния ствола скважины, т. е. всех тех факторов, которые вызывают дополнительные сопротивления при подъеме бурового снаряда из скважины;

L – длина колонны бурильных труб, м;

l_0 – длина сжатой части колонны, м;

l_1 – расстояние от устья скважины до рассматриваемого сечения, м;

q – масса 1 м колонны бурильных труб, в сборе, кг/ м;

q_0 – масса 1 м труб, весом которых создается требуемая нагрузка на буровой инструмент, кг/м;

ρ – плотность промывочного агента, кг/м^3;

$\rho_м$ – плотность материала труб, кг/м^3 (для стали 7,85 ×10^3, для сплава Д16Т 2,8×10^3 кг/м^3);

$\theta_{ср}$ – средний зенитный угол скважины, град;

g = 9,81 м/с^2;

μ – коэффициент трения бурильных труб о породу.

Длина сжатой части колонны бурильных труб рассчитывается по формуле

$$l_o = \frac{P}{gq_0(1-\frac{\rho}{\rho_м})\cos\Theta_{ср}}, \qquad (8.11)$$

где P – осевая нагрузка на буровой инструмент, Н.

Значения μ могут быть ориентировочно приняты в соответствии со следующими данными:

сухая скважина	0,3–0,4
вода	0,2–0,4
эмульсия	0,12–0,2
нигрол-канифольная смазка	0,1–0,15

Опытные значения коэффициента $K_{пр}$ для различных условий могут быть приняты в соответствии со следующими данными:

- вертикально заданные скважины, пробуренные в твердых породах при небольшой степени искривленности скважин, – 1,2;
- скважины диаметром более 76 мм, пробуренные в твердых породах при средней интенсивности искривления 0,02 град/м,– 1,3;
- скважины, пройденные в мягких породах, склонных к набуханию, – 1,4;
- скважины, пробуренные в твердых породах под углом наклона 80–75° при средней интенсивности искривления 0,035 град/м, –1,6;
- сильно искривленные скважины малого диаметра (менее 76 мм) –1,8.

Касательные напряжения τ пропорциональны крутящему моменту, передаваемому колонной бурильных труб на буровой инструмент и расходуемому на вращение самой колонны. Максимальных значений касательные напряжения достигают у устья скважины:

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_р}, \qquad (8.12)$$

где $W_р$ – полярный момент сопротивления труб при кручении, м^3;

$M_{кр}$ – крутящий момент в рассматриваемом сечении колонны, Н·м.

Полярный момент сопротивления и крутящий момент определяются по зависимостям

$$W_р = \frac{\pi(d^4 - d_1^4)}{16d}; \tag{8.13}$$

$$M_{кр} = \frac{N_б}{\omega}, \tag{8.14}$$

где d, d_1 – наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, м;

$N_б$ – мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент в процессе бурения, Вт;

ω – угловая скорость вращения колонны бурильных труб, с$^{-1}$.

При расчете мощности $N_б$ можно руководствоваться следующими формулами в зависимости от положения рассматриваемого сечения колонны:

- мощность на устье

$$N_{бу} = N_{хв} + N_д + N_з; \tag{8.15}$$

- мощность для любого сечения колонны на расстоянии l_1 от устья скважины (длина бурильной колонны в этом случае равна $L - l_1$)

$$N_{б\,I–I} = N_{хв\,I–I} + N_д + N_з; \tag{8.16}$$

- мощность в нулевом сечении (длина колонны $L = l_о$)

$$N_{б\,0–0} = N_{хв\,0–0} + N_д + N_з; \tag{8.17}$$

- мощность в нижнем сечении у забоя скважины принимается равной

$$N_б = 1{,}5\, N_з. \tag{8.18}$$

При проведении проверочного расчета бурильных труб на статическую прочность рекомендуется принимать $M_{кр}$ больше расчетного на 20–30 %.

2. Условие прочности колонны бурильных труб при сложном напряженном состоянии и переменных напряжениях, т. е. условие прочности на выносливость, определяется выражением

$$n_\Sigma = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1{,}3, \tag{8.19}$$

где n_Σ – суммарный коэффициент запаса прочности по нормальным и касательным напряжениям;

n_σ – коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям;

n_τ – коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям.

В свою очередь

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{-1из}][\sigma_1]}{[\sigma_т]\sigma_{из} + [\sigma_{-1из}]\sigma_{ос}} \tag{8.20}$$

и, принимая постоянным $M_{кр}$,

$$n_\tau = \frac{[\tau_т]}{\tau}. \tag{8.21}$$

Значение $\sigma_{ос}$ в приведенной формуле зависит от положения рассматриваемого сечения: $\sigma_{ос} = \sigma_{сж}$ – для сжатой части бурильной колонны; $\sigma_{ос} = \sigma_р$ – для растянутой части бурильной колонны.

Для нулевого сечения $\sigma_{ос} = 0$, а касательные напряжения малы, поэтому коэффициент запаса прочности может быть определен по зависимости

$$n_{0-0} = \frac{[\sigma_{-1из}]}{\sigma_{из}} \geq 1{,}3. \tag{8.22}$$

В приведенных формулах $\sigma_т$ – предел текучести при растяжении, МПа; $[\tau_т]$ – предел текучести при кручении, МПа; $[\sigma_{-1из}]$ – предел выносливости труб, МПа.

Напряжения изгиба $\sigma_{из}$ могут быть рассчитаны по следующим формулам:

- для вертикальной или наклонной скважины, не имеющей искривления

$$\sigma_{из} = \frac{EJf\pi^2}{l_п^2 W_о}; \tag{8.23}$$

- для искривленной вертикальной или наклонной скважины

$$\sigma_{из} = \frac{Ed}{2R_0} + \frac{EJf\pi^2}{l_п^2 W_о}, \tag{8.24}$$

где E – модуль упругости, Па (для стали $2\cdot10^{11}$ Па, для алюминиевых сплавов $0{,}7\cdot10^{11}$ Па);

f – прогиб труб, м, равный $0{,}5\cdot(1{,}2\,D - d)$;

d – наружный диаметр трубы, м;

R_0 – радиус кривизны ствола скважины, м, равный $57{,}3°/I_\theta$;

I_θ – интенсивность зенитного искривления ствола скважины, град/м;

$l_п$ – длина полуволны деформированной колонны, м;

W_o – осевой момент сопротивления при изгибе, м^3;

I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4.

Осевой момент сопротивления при изгибе рассчитывается по формуле

$$W_o = \frac{\pi}{32}\frac{(d^4 - d_1^4)}{d}, \tag{8.25}$$

где d_1 – внутренний диаметр бурильных труб, м.

Осевой момент инерции определяется по зависимости

$$I = \frac{\pi}{64}(d^4 - d_1^4) = 0,5(d^4 - d_1^4), \tag{8.26}$$

Длина полуволны колонны может быть рассчитана по формулам:

- для вертикальной скважины

$$l_п = \frac{3,65}{\omega}\sqrt{\pm 0,5zg + \sqrt{0,25(zg)^2 + 2,68\frac{EJ\omega^2}{q}}}; \tag{8.27}$$

- для искривленной скважины

$$l_п = \frac{3,65}{\omega}\sqrt{\pm 0,5zg\cos\Theta_{ср} + \sqrt{0,25(zg\cos\Theta_{ср})^2 + 2,68\frac{EJ\omega^2}{q}}}, \tag{8.28}$$

где z – расстояние от нулевого сечения до рассматриваемого, м.

Знак «минус» в формулах принимается при расчете полуволны для сжатой части бурильной колонны.

Длина полуволны для нулевого сечения рассчитывается по формуле

$$l_{п0-0} = \frac{3,65}{\omega}\sqrt[4]{2,68\frac{EJ\omega^2}{q}}. \tag{8.29}$$

Если длина полуволны, рассчитанная по приведенным формулам, будет больше расстояния между замками, то следует брать длину полуволны равной расстоянию между замками. Если длина полуволны будет меньше расстояния между замками, то нужно принимать расчетную длину полуволны.

Наиболее опасными сечениями в колонне бурильных труб при работе в скважине в процессе бурения считают сечение у устья скважины, нулевое сечение, а также сечения труб, находящиеся в зоне интенсивного искривления ствола скважины. Расчет предельно допустимых значений режимных параметров позволяет произвести расчет с коэффициентом запаса прочности 1,6.

Предельно допустимая частота вращения колонны рассчитывается по зависимости

$$n = \frac{19\sqrt{C_2}}{C_1(1,2D - d_з)}, \tag{8.30}$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты, значения которых для бурильных труб муфто-замкового соединения приведены в табл. 8.10;

D – диаметр породоразрушающего инструмента, м;

$d_з$ – диаметр замка трубы, м.

Таблица 8.10

Значения коэффициентов C_1 и C_2 для бурильных труб муфто-замкового соединения

Коэффициенты	Соединение труб с замком диаметром, мм			Замковая резьба			Соединение УБТ	
	42	50	63,5	З-42	З-50	З-63,5	УБТ-73	УБТ-89
C_1	7,1	9,3	16,2	3,6	4,3	5,8	6,9	7,9
C_2	36,2	50,0	83,8	36,2	50,0	83,8	109,3	168,6

Предельно допустимая нагрузка исходя из условия прочности сжатой части колонны рассчитывается по формуле

$$P = \frac{M_{\text{пред}}}{1{,}6(1{,}2D - d_з)}, \tag{8.31}$$

где $M_{\text{пред}}$ – предельный знакопеременный изгибающий момент для бурильных труб, Н·м (табл. 8.11).

Таблица 8.11

Значения предельного момента для бурильных труб

Тип резьбы	Предельный знакопеременный изгибающий момент, Н·м, при типоразмере соединений бурильных труб, мм				
	42	50	63,5	УБТ-Р-73	УБТ-89
Замковая	902,8	1470	2440	2254	3410
Трубная	450,8	686	1087,2		

Пример 1. Проверить прочность колонны бурильных труб в процессе бурения в верхнем сечении у устья, в нулевом сечении и в сечении на глубине 700 м, где наблюдается значительная разработка ствола скважины.

Исходные данные для расчетов: глубина скважины L = 1 500 м; диаметр коронки D = 76 мм; на глубине 700 м диаметр скважины составляет 1,6 D; нагрузка на буровой инструмент P = 950 даН; частота вращения 350 мин$^{-1}$; промывочный раствор – вода; колонна бурильных труб диаметром 50 мм муфто-замкового соединения, сталь категории прочности Д. В состав снаряда включены УБТ-Р-73.

1. Площадь поперечного сечения трубы:

$$F = 0{,}785(0{,}05^2 - 0{,}039^2) = 7{,}69\cdot10^{-4}\ \text{м}^2.$$

2. Площадь поперечного сечения УБТ:

$$F_{\text{УБТ}} = 0{,}785(0{,}073^2 - 0{,}035^2) = 3{,}22\cdot10^{-3}\ \text{м}^2.$$

3. Полярный момент сопротивления кручению, формула (8.13):

$$W_{\text{р}} = \pi/16(0{,}05^4 - 0{,}039^4)/0{,}05 = 1{,}57\cdot10^{-5}\ \text{м}^4.$$

4. Осевой момент инерции, формула (8.21):

$$I = \pi/64(0{,}05^4 - 0{,}039^4) = 1{,}97\cdot10^{-7}\ \text{м}^4.$$

5. Осевой момент сопротивления при изгибе, формула (8.25):

$$W_{\text{о}} = \pi/32(0{,}05^4 - 0{,}039^4)/0{,}05 = 7{,}85\cdot10^{-6}\ \text{м}^3.$$

6. Полярный момент сопротивления кручению для УБТ, формула (8.13):

$$W_{\text{р УБТ}} = \pi/16(0{,}073^4 - 0{,}035^4)/0{,}073 = 1{,}1\cdot10^{-2}\ \text{м}^3.$$

7. Осевой момент инерции для УБТ, формула (8.26):

$$I_{\text{УБТ}} = \pi/64(0{,}073^4 - 0{,}035^4) = 2{,}05\cdot10^{-4}\ \text{м}^4.$$

8. Осевой момент сопротивления при изгибе для УБТ, формула (8.25):

$$W_{\text{о УБТ}} = \pi/32(0{,}073^4 - 0{,}035^4)/0{,}073 = 5{,}5\cdot10^{-3}\ \text{м}^3.$$

9. Массу 1 м колонны бурильных труб в сборе определяем по формуле

$$q = \frac{\frac{q_1 l + q_2}{l} L + q_3 n + q_4 n_1}{L},$$

где q_1, q_2, q_3, q_4 – массы 1 м гладкой трубы, увеличение массы трубы вследствие высадки концов трубы, соединительной муфты и бурильного замка соответственно, кг;

n_1 – число свечей в колонне $n_1 = 1\ 500/14 = 107$;

n – число муфт в колонне $n = 107\cdot2 = 214$;

L – длина колонны бурильных труб, м.

$$q = \frac{\frac{6{,}04\cdot4{,}5 + 0{,}96}{4{,}5}1500 + 1{,}7\cdot214 + 6{,}8\cdot107}{1500} = 6{,}98\ \text{кг/м}.$$

Для стали группы прочности Д $\sigma_{\text{т}}$, предел текучести при растяжении, равен 372 МПа, $[\tau_{\text{т}}]$, предел текучести при кручении, равен 186 МПа, $[\sigma_{-1\text{из}}]$, предел выносливости труб, равен 93 МПа.

Приведем расчет коэффициента прочности для верхнего сечения колонны бурильных труб при действии статической нагрузки.

1. Рассчитаем необходимую длину УБТ при условии, что масса трубы УБТ длиной 4,625 м составляет 118 кг ($q_{\text{УБТ}} = 118/4{,}625 = 25{,}51$ кг/м), осевая нагрузка на коронку $P = 950$ даН, коэффициент $a = (1{,}25–1{,}5)$:

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{aP}{gq_{\text{УБТ}}} = \frac{1{,}25\cdot9500}{25{,}51\cdot9{,}81} = 47{,}45\ \text{м}.$$

2. Длина сжатой части колонны, формула (8.11):

$$l_{\text{о}} = \frac{9500}{9,81 \cdot 25,51 \cdot (1 - \frac{1000}{7850})} = 43,5 \text{ м.}$$

3. Вес, растягивающий колонну бурильных труб в процессе бурения, формула (8.8):

$$G = 9,81\ (91\ 500 - 43,5)\ 6,98 + 2,75 \cdot 25,51(1 - \frac{1000}{7850}) = 87\ 667 \text{ Н.}$$

4. Напряжения растяжения, формула (8.7):

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{87667}{7,69 \cdot 10^{-4}} = 1,14 \cdot 10^{8} \text{ Па.}$$

5. Мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент, рассчитывается по формулам:

$$N_{\text{з}} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 950 \cdot 350 \cdot 0,068 = 4,5 \text{ кВт;}$$

$$N_{\text{д}} = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 950 \cdot 350 \cdot \frac{0,076 - 0,05}{2} = 1,06 \text{ кВт;}$$

$$N_{\text{хв}} = (2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,98 \cdot 1,3 \cdot 10^{-2} \cdot 350^{2} + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 6,98 \cdot 0,05^{2} \cdot 350) \cdot 1500 = 40,63 \text{ кВт;}$$

$$N_{\text{б}} = 46,2 \text{ кВт.}$$

6. Угловая скорость колонны составит

$$\omega = \pi \cdot 350/30 = 36,6 \text{ с}^{-1}.$$

7. Крутящий момент рассчитывается по формуле (8.14)

$$M_{\text{кр}} = \frac{46200}{36,6} = 1\ 262,3 \text{ Н м.}$$

8. Касательные напряжения определяются по формуле (8.12)

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 1262,3}{1,57 \cdot 10^{-5}} = 1,045 \cdot 10^{8} \text{ Па.}$$

9. Коэффициент запаса прочности в верхнем сечении у устья скважины, формула (8.6)

$$n_{\text{с}} = \frac{372}{\sqrt{114^{2} + 4 \cdot 104,5^{2}}} = 1,56.$$

Полученный коэффициент запаса прочности в сечении у устья скважины в процессе бурения находится в допускаемых пределах.

Приведем расчет колонны бурильных труб для сечения на глубине 700 м от устья скважины и в нулевом сечении на выносливость.

1. Вес колонны бурильных труб для сечения на глубине 700 м, формула (8.9):

$$G = 9,81\ [(1\ 500 - 700)\ 6,98 + 2,75 \cdot 25,51]\ 0,873 = 48,423 \text{ Н.}$$

2. Напряжения растяжения, формула (7.2)

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{48423}{7,69 \cdot 10^{-4}} = 63 \text{ МПа}.$$

3. Стрела прогиба

$$f = \frac{1,2 \cdot 1,6 \cdot 0,076 - 0,05}{2} = 4,79 \cdot 10^{-2} \text{ м}.$$

4. Длина полуволны, формула (8.28)

$$l_{\text{п}} = \frac{3,65}{36,6}\sqrt{0,5 \cdot 700 \cdot 9,81 + \sqrt{0,25(700 \cdot 9,81)^2 + 2,68\frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 36,6^2}{6,98}}} = 12,2 \text{ м}.$$

5. Напряжение изгиба находят по формуле (8.23)

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{3,94 \cdot 10^4 \cdot 4,79 \cdot 10^{-2} \cdot 9,86}{12,2^2 \cdot 7,85 \cdot 10^{-6}} = 16 \text{ МПа}.$$

6. Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям – по формуле (8.20)

$$n_{\sigma} = \frac{50 \cdot 372}{372 \cdot 16 + 50 \cdot 63} = 2,04.$$

7. Мощность, передаваемую от бурового станка колонне бурильных труб, рассчитывают по формуле

$$N_{\text{хв}} = (2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,98 \cdot 3,58 \cdot 10^{-2} \cdot 350^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 6,98 \cdot 0,05^2 \cdot 350)800 = 52,8 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{з}} + N_{\text{д}} = 5,56 \text{ кВт}; \quad N_{\text{б}} = 5,56 + 52,8 = 58,46 \text{ кВт}.$$

8. Крутящий момент – по формуле (8.14)

$$M_{\text{кр}} = \frac{58460}{36,6} = 1\,596,7 \text{ Н·м}.$$

9. Касательные напряжения, формула (8.12)

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 1596,7}{1,57 \cdot 10^{-5}} = 132 \text{ МПа}.$$

10. Коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям:

$$n_{\tau} = \frac{186}{132} = 1,41.$$

11. Суммарный коэффициент запаса прочности рассчитывают по формуле (8.19)

$$n_{\Sigma} = \frac{2,04 \cdot 1,41}{\sqrt{2,04^2 + 1,41^2}} = 1,15,$$

что меньше допустимого. Из этого следует, что колонна бурильных труб, работающая в разработанном стволе скважины, испытывает значительные напряжения. Это может привести к обрыву труб. Для предотвращения этого нужно снизить частоту вращения колонны или перекрыть участок ствола с разработанностью обсадной колонной.

Приведем расчет для нулевого сечения колонны.

1-й случай. В нулевом сечении работают УБТ.

1. Рассчитаем длину полуволны по формуле (8.27)

$$l_{n0-0} = \frac{3,65}{36,6}\sqrt[4]{2,68\frac{2\cdot10^{11}\cdot2,05^{-4}\cdot36,6^2}{25,51}} = 27,48 \text{ м}.$$

2. Прогиб колонны:

$$f = \frac{1,2\cdot0,076-0,073}{2} = 9,1\cdot10^{-3} \text{ м}.$$

3. Напряжение изгиба для нулевого сечения, формула (8.23)

$$\sigma_{из} = \frac{2\cdot10^{11}\cdot2,05\cdot10^{-4}\cdot9,1\cdot10^{-3}\cdot9,86}{27,48^2\cdot5,5\cdot10^{-3}} = 0,89 \text{ МПа}.$$

4. Запас прочности по нормальным напряжениям в нулевом сечении по формуле (8.22)

$$n_{\sigma 0-0} = \frac{50}{0,89} > 1,3.$$

2-й случай. При увеличении нагрузки на инструмент нулевое сечение переместится и попадет на сечение бурильных труб.

Длина полуволны бурильных труб определится по формуле (8.27)

$$l_{n0-0} = \sqrt[4]{2,68\frac{3,94\cdot10^4\cdot36,6^2}{6,98}} = 6,69 \text{ м}$$

и напряжения изгиба будут равны

$$\sigma_{из} = \frac{3,94\cdot10^4\cdot4,79\cdot10^{-2}\cdot9,86}{6,69^2\cdot7,85\cdot10^{-6}} = 53 \text{ МПа}.$$

Запас прочности по нормальным напряжениям:

$$n_{\sigma 0-0} = \frac{50}{53} = 0,94 < 1,3.$$

Как показывают расчеты, при работе в сжатой части колонны при глубоком бурении УБТ напряжение не выходит за пределы допустимых значений. При работе в сжатой части колонны обычных бурильных труб возможны обрывы.

Пример 2. Проверить прочность колонны бурильных труб в процессе бурения в верхнем и нулевом сечениях.

Исходные данные: глубина бурения L = 2 000 м; диаметр коронки D = 0,046 м; нагрузка на буровой инструмент P = 900 даН; частота вращения n = 600 мин$^{-1}$; промывочный агент – глинистый раствор с ρ = 1 200 кг/м^3.

Колонна составлена из ЛБТН-42 и в нижней части для создания осевой нагрузки на буровой инструмент взяты трубы СБТН-42. Сталь марки 36Г2С.

1. Площадь поперечного сечения тела трубы:

для ЛБТН-42 $F = 0,785(0,042^2 - 0,028^2) = 7,69\cdot10^{-4}$ м^2;

для СБТН-42 $F = 0,785(0,042^2 - 0,033^2) = 5,29\cdot10^{-4}$ м^2.

2. Полярный момент сопротивления при кручении
для ЛБТН-42 $W_р = 0{,}2(0{,}042^2 - 0{,}028^2)/0{,}042 = 1{,}19\cdot10^{-5}$ м^3;
для СБТН-42 $W_р = 0{,}2(0{,}042^2 - 0{,}033^2)/0{,}042 = 9{,}18\cdot10^{-6}$ м^3.
3. Осевой момент инерции
для ЛБТН-42 $I = 1{,}25\cdot10^{-7}$ м^4;
для СБТН-42 $I = 9{,}65\cdot10^{-8}$ м^4.
4. Осевой момент сопротивления при изгибе
для ЛБТН-42 $W_о = \pi/32\ (0{,}042^4 - 0{,}028^4)/0{,}042 = 5{,}83\cdot10^{-6}$ м^3;
для СБТН-42 $W_о = \pi/32\ (0{,}042^4 - 0{,}033^4)/0{,}042 = 4{,}5\cdot10^{-6}$ м^3.
5. Масса 1 м колонны бурильных труб
для ЛБТН-42 $q_{ЛБТ} = 3{,}08$ кг/м;
для СБТН-42 $q_{СБТ} = 4{,}89$ кг/ м.
6. Для ЛБТ $[\sigma_т] = 294$ МПа, $[\tau_т] = 162$ МПа, $[\sigma_{из\text{-}1}] = 53$ МПа;
для СБТН $[\sigma_т] = 490$ МПа, $[\tau_т] = 244$ МПа, $[\sigma_{из\text{-}1}] = 80$ МПа.
С учетом действия промывочной среды предел выносливости составит
для ЛБТ $[\sigma_{из\text{-}1}]_р = [\sigma_{из\text{-}1}]0{,}5 = 27$ МПа
для СБТ $[\sigma_{из\text{-}1}]_р = [\sigma_{из\text{-}1}]0{,}5 = 40$ МПа.

Приведем расчет коэффициента запаса прочности для верхнего сечения колонны бурильных труб при действии статических нагрузок в процессе бурения.

1. Рассчитаем необходимую длину СБТН-42:

$$l_{СБТ} = \frac{1{,}25\cdot900}{4{,}89} = 230 \text{ м}.$$

2. Длина сжатой части колонны определяется по формуле (8.11):

$$l_0 = \frac{9000}{9{,}81\cdot4{,}89\cdot0{,}848} = 221 \text{ м}.$$

3. Вес, растягивающий колонну бурильных труб при бурении, равен (формула 8.8)

$$G = 9{,}81\ [(2\ 000 - 230)\ 3{,}08 + 9\cdot4{,}89]\ 0{,}848 = 45{,}7 \text{ кН}.$$

4. Напряжения растяжения в верхнем сечении у устья скважины рассчитаем по формуле (8.7)

$$\sigma_р = \frac{45700}{7{,}69\cdot10^{-4}} 59{,}45\cdot10^6 \text{ Па}.$$

5. Мощность, передаваемая от бурового станка на породоразрушающий инструмент, составит

$$N_з = 2\cdot10^{-4}\cdot900\cdot0{,}038\cdot600 = 4{,}1 \text{ кВт};$$

$$N_д = 2{,}45\cdot10^{-4}\cdot900\cdot600\frac{0{,}046 - 0{,}042}{2} = 0{,}265 \text{ кВт};$$

$$N_{хв} = 1{,}5(2\cdot10^{-6}\cdot3{,}29\cdot2\cdot10^{-3}\cdot600^2 + 0{,}8\cdot10^{-3}\cdot3{,}29\cdot0{,}042^2\cdot600)\cdot2000 = 22{,}54 \text{ кВт};$$

$$N_б = 27 \text{ кВт}.$$

При расчете затрат мощности на холостое вращение принималась средняя масса 1 м бурового снаряда, составленного из ЛБТН и СБТН:

$$q_{\text{ср}} = \frac{1770 \pm 3,08 + 230 \cdot 4,89}{2000} = 3,29 \text{ кг/м.}$$

6. Угловая скорость

$$\omega = \pi\, 600/30 = 62,8 \text{ с}^{-1}.$$

7. Крутящий момент рассчитывается по формуле (8.14)

$$M_{\text{кр}} = \frac{27000}{62,8} = 429,9 \text{ Н м.}$$

8. Касательные напряжения, действующие в колонне, будут равны

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 429,9}{1,19 \cdot 10^{-5}} = 46,96 \text{ МПа.}$$

9. Коэффициент запаса прочности у устья скважины при действии статических нагрузок будет

$$n_{\text{с}} = \frac{294}{\sqrt{59,45^2 + 4,46 \cdot 96^2}} = 2,6, \text{ что достаточно.}$$

Приведем расчет колонны бурильных труб СБТН-42 на выносливость в нулевом сечении.

1. Длина полуволны

$$l_{\text{п0–0}} = \frac{3,65}{62,8} \sqrt[4]{2,68 \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 9,47 \cdot 10^{-8} \cdot 62,8^2}{4,89}} = 4,65 \text{ м.}$$

2. Прогиб колонны

$$f = \frac{1,2 \cdot 0,046 - 0,042}{2} = 6,6 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

3. Напряжение изгиба в нулевом сечении

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 9,47 \cdot 10^{-8} \cdot 6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 9,86}{4,65^2 \cdot 4,5 \cdot 10^{-6}} = 1,26 \text{ МПа.}$$

4. Запас прочности по нормальным напряжениям

$$n_{\sigma} = \frac{40}{1,26} > 1,3.$$

5. Мощность, передаваемая на колонну в нулевом сечении, составляет

$$N_{\text{б}} = 4,1 + 0,265 + 2,6 = 7 \text{ кВт.}$$

6. Крутящий момент

$$M_{\text{кр}} = \frac{7000}{62,8} = 111,5 \text{ Н м.}$$

7. Касательные напряжения

$$\tau = \frac{1,3 \cdot 111,5}{9,18 \cdot 10^{-6}} = 15,8 \text{ МПа.}$$

8. Запас прочности по касательным напряжениям

$$n_\tau = \frac{244}{15,8} = 10,25.$$

9. Суммарный запас прочности по переменным напряжениям, т. е. запас прочности на выносливость, составит

$$n_\Sigma = \frac{21,8 \cdot 10,25}{21,8^2 + 10,25^2} = 9,3 > 1,3.$$

Таким образом, условие по запасу прочности колонны в нулевом сечении выполняется.

Расчет бурильных колонн на прочность в интервале искривления ствола скважины необходим в случае, если проектируется бурение многоствольных скважин или при бурении предполагается использовать искусственное искривление скважин.

8.5. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб

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

Таблица 8.12

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

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

Для обсадных труб, учитывая статический характер работы обсадных колонн, допустимый радиус кривизны может рассчитываться по зависимости [7]

$$R_M = \frac{Ed_н}{2\sigma_т}, \qquad (8.32)$$

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

$d_н$ – наружный диаметр труб, м;

$\sigma_т$ – предел текучести материала, из которого изготовлены трубы, МПа.

Для стальных труб ($E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа и $\sigma_т = 220$ МПа) в табл. 8.12 приведены результаты расчетов радиуса и кривизны для обсадных колонн.

Для бурильных колонн, особенно работающих в условиях высокочастотного бурения (частота вращения 700–1 000 и более мин$^{-1}$), расчет допустимых значений минимального радиуса кривизны и предельной интенсивности искривления следует производить с учетом предельных значений выносливости материала, из которого изготовлены трубы, на изгиб при симметричном цикле деформирования. Как известно, в этом случае предел выносливости на изгиб σ_{-1} составляет 0,45 предела прочности материала – $\sigma_в$. Для стальных бурильных колонн (сталь 36Г2С) предел прочности на растяжение 600–700 МПа, поэтому σ_{-1} = 200–300 МПа [7].

С учетом запаса прочности в 1,3 напряжения изгиба в колонне бурильных труб не должны превышать предела выносливости материала в соответствии со следующим условием прочности [5]:

$$\sigma_{из} = \frac{EI_о i_п}{W_о} \le \frac{[\sigma_{-1}]}{1{,}3}, \qquad (8.33)$$

где E – модуль упругости материала, МПа;

$I_о$ – осевой момент инерции поперечного сечения трубы по резьбе, м^4;

$W_о$ – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы по резьбе, м^3;

$i_п$ – предельное значение интенсивности искривления, рад/м.

Неравенство (8.33) представим в виде уравнения для расчета предельного (по условиям эксплуатации бурильной колонны) значения интенсивности искривления скважины:

$$i_п = \frac{[\sigma_{-1}]W_о}{1{,}3EI_о} 57{,}3 \text{ [град/м]}. \qquad (8.34)$$

Различные участки бурильной колонны передают осевые растягивающие (верхний участок) и сжимающие (нижний участок) нагрузки. Напряжение сжатия или растяжения рассчитывают как соотношение осевой нагрузки $P_{ос}$, действующей в сечении трубы на определенной глубине площади поперечного сечения трубы, и площади этого поперечного сечения – F: $\sigma_{ос} = P_{ос} / F$. С учетом напряжений сжатия или растяжения, в соответствии с работой [5], формула для расчета предельного (по условиям экс-

плуатации бурильной колонны) значения интенсивности искривления скважины будет выглядеть следующим образом:

$$i_{\text{п}} = 0,77\frac{[\sigma_{-1}]([\sigma_{\text{т}}]-1,3\sigma_{\text{ос}})W_{\text{о}}}{[\sigma_{\text{т}}]EI_{\text{о}}}57,3 \text{ [град/м]}. \quad (8.35)$$

В формуле (8.35) осевой момент инерции труб определяется по формуле (8.26), осевой момент сопротивления $W_{\text{о}}$ можно рассчитать по формуле

$$W_{\text{о}} = 0,1\frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}}, \quad (8.36)$$

где $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр трубы, м.

Для определения знака осевых напряжений (сжатие или растяжение) необходимо определить положение нулевого сечения колонны бурильных труб:

$$Z_{0-0} = \frac{P_{\text{ос}}}{q\left[1-\left(\frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)\right]}, \quad (8.37)$$

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

$\gamma_{\text{ж}}$, $\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес соответственно промывочной жидкости и материала труб, даН/ м^3.

Таким образом, интервал колонны выше нулевого сечения работает на растяжение, ниже – на сжатие. Максимальные напряжения растяжения в колонне будут у устья скважины, а сжатия – у забоя.

Анализ формулы (8.35) показывает, что наиболее жесткие требования к кривизне ствола скважины предъявляются для участков колонны, работающих на растяжение. Это значит, что при проектировании скважин и их бурении недопустимы значительные искривления скважин на верхних интервалах.

Пример. Определить допустимую кривизну ствола скважины исходя из условия прочности колонны бурильных труб ССК-59 в зоне нулевого сечения, у забоя при осевой нагрузке 15 000 Н и на расстоянии от забоя 700 м.

Параметры труб ССК-59: вес 1 метра трубы – 60 Н; изготовлена из стали марки 38ХНМ, наружный диаметр трубы $d_{\text{н}}$ = 55 мм; внутренний $d_{\text{в}}$ = 45,4 мм; высота профиля резьбы 0,9 мм; внутренний диаметр трубы в месте резьбы $d_{\text{р}}$ = 54,1 мм.

Осевой момент инерции по резьбе:

$$I_{\text{о}} = 0,05(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{р}}^4) = 0,05(0,055^4 - 0,0463^4) = 2,3\cdot10^{-7} \text{ м}^4.$$

Осевой момент инерции по трубе:

$$0,05(0,055^4 - 0,0454^4) = 2,45\cdot10^{-7} \text{ м}^4.$$

Осевой момент сопротивления по резьбе (формула 8.36):

$$W_{\text{о}} = 0,1\frac{0,055^4 - 0,0541^4}{0,055} = 1,06\cdot10^{-6}\ \text{м}^3.$$

Площадь сечения трубы по резьбе

$$F = \frac{\pi(d_{\text{н}}^2 - d_{\text{р}}^2)}{4} = \frac{3,14(0,055^2 - 0,463^2)}{4} = 6,9\cdot10^{-4}\ \text{м}^2.$$

Характеристика стали 38ХНМ: модуль упругости $E = 2,1\cdot10^{11}$ Па; предел текучести $\sigma_{\text{т}} = 540$ МПа; предел прочности $\sigma_{\text{в}} = 755$ МПа; предел выносливости при симметричном цикле $\sigma_{-1} = 0,45\ \sigma_{\text{в}} = 340$ МПа; для практических расчетов принимаем $\sigma_{-1} = 300$ МПа.

Определим положение нулевого сечения колонны бурильных труб при бурении (формула 8.37), учитывая, что удельный вес промывочной жидкости (воды) 1 гр/ см^3, а стали 7,8 гр/см^3:

$$Z_{0-0} = \frac{15000}{60\left[1-\left(1/7,8\right)\right]} = 286\ \text{м}.$$

Допустимая кривизна ствола скважины в зоне нулевого сечения (286 м от забоя) будет равна (формула 8.34):

$$i_{\text{п}} = \frac{30\cdot10^7\cdot1,06\cdot10^{-6}}{1,3\cdot2,1\cdot10^{11}\cdot2,3\cdot10^{-7}}57,3 = 0,3\ \text{град/м}.$$

Нормальные напряжения от действия осевой нагрузки составят

$$\sigma_{\text{ос}} = \frac{P_{\text{ос}}}{F} = \frac{15000}{6,9\cdot10^{-4}} = 2,17\cdot10^7\ \text{Па}.$$

Допустимую кривизну скважины у забоя определим по формуле (8.35):

$$i_{\text{п}} = \frac{0,77\cdot30\cdot10^7\cdot(540\cdot10^6 - 1,3\cdot2,17\cdot10^7)}{540\cdot10^6(2,1\cdot10^{11}\cdot2,3\cdot10^{-7}/1,06\cdot10^{-6})}57,3 = 0,27\ \text{град/м}.$$

Допустимую кривизну ствола скважины на расстоянии 700 м от забоя (зона растяжения колонны) определим с учетом нормальных напряжений растяжения, которые при погружении колонны в промывочную жидкость будут равны

$$\sigma_{\text{ос}} = \frac{q\left[1-\left(\gamma_{\text{ж}}/\gamma_{\text{м}}\right)\right]L}{F} = \frac{60\left[1-\left(1/7,8\right)\right]700}{6,9\cdot10^{-4}} = 5,3\cdot10^7\ \text{Па}.$$

Допустимая кривизна ствола в интервале работы растянутого участка колонны будет равна

$$i_{\text{п}} = \frac{0,77\cdot30\cdot10^7(540\cdot10^6 - 1,3\cdot5,3\cdot10^7)}{540\cdot10^6(2,1\cdot10^{11}\cdot2,92\cdot10^{-8}/1,06\cdot10^{-6})}57,3 = 0,25\ \text{град/м}.$$

Таким образом, минимальная допустимая величина кривизны ствола, по условиям работы бурильной колонны ССК, получена для растянутого участка. С увеличением глубины скважины будут нарастать напряжения растяжения, а допустимое значение интенсивности искривления – уменьшаться.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные элементы конструкции бурильных труб и типы бурильных колонн.

2. Назовите основные элементы конструкции соединений бурильных труб.

3. Дайте характеристику бурильным трубам ССК и КССК.

4. Назовите основные элементы конструкции колонковых наборов ССК.

5. Каковы типоразмеры и основные конструкции колонковых наборов компании Atlas Copco?

6. Дайте характеристику буровой системы GEOBOR S.

7. Назовите основные вспомогательные элементы бурильной колонны.

8. Назовите основные положения механики бурильных колонн при их работе в скважинах – вертикальной, наклонной, горизонтальной.

9. Назовите виды колебаний бурильных колонн и оцените их влияние на процесс углубления скважины.

10. Каковы основные положения расчета бурильной колонны на прочность?

11. Каковы основные положения расчета допустимых значений интенсивности искривления скважины по условиям прочности бурильных и обсадных труб?

9. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

9.1. Назначение буровых агентов и виды буровых растворов

Очистка забоя и ствола скважины является важнейшим элементом технологии буровых работ. В зависимости от горно-геологических условий в практике бурения применяется большое количество очистных агентов, обладающих различными структурно-механическими и физико-химическими свойствами. Очистной агент должен выполнять ряд основных и разнообразных функций.

Очистка забоя скважины от обломков выбуренной породы (шлама) и транспортировка их на поверхность. Чем быстрее очищается забой скважины от выбуренной горной породы, тем эффективнее реализуется процесс бурения. Улучшить очистку забоя от шлама можно за счет реализации интенсивной промывки или продувки забоя скважины, используя для этого оптимальные значения подачи очистного агента.

Транспортирование шлама эффективно при условии, если скорость восходящего потока будет минимально достаточной для подъема его на поверхность. В этом случае отсутствует отрицательное влияние потока очистного агента на состояние стенок скважины, а дополнительные издержки на работу системы промывки или продувки минимальны.

Удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции раствора и легкое отделение их от раствора в очистной системе. Наряду со способностью бурового раствора удерживать выбуренную горную породу при движении и покое в скважине весьма важной является способность легко отдавать шлам при очистке раствора. Эти противоречивые функции можно согласовать регулированием реологических свойств бурового раствора. Буровой раствор, удовлетворяющий данным требованиям, должен быстро восстанавливать свойства, легко разрушаться под действием внешних сил и обеспечивать отделение шлама в желобах при малых скоростях течения, в отстойниках, при прохождении через сито, в гидроциклонах.

Разрушение забоя скважины. Если струя бурового раствора направлена на забой, то возникает гидромониторный эффект разрушения горной породы, тем больший, чем выше скорость струи, выходящей из насадок долота жидкости. Кроме того, буровые растворы в зависимости от содержания в них специальных химических добавок, таких как поверхностно-активные вещества (ПАВ), влияют на эффективность разрушения горных пород

адсорбционным понижением их твердости. На скорость разрушения горной породы, кроме хорошей очистки забоя, оказывают влияние плотность, показатель фильтрации и структурная вязкость бурового раствора. Чем выше показатель фильтрации и меньше плотность и структурная вязкость, тем легче разрушает буровой инструмент горные породы на забое скважины.

Охлаждение долота и бурильных труб. При разрушении породы и вращении бурового инструмента механическая энергия переходит в тепловую. Без отвода тепла буровой инструмент быстро выходил бы из строя вследствие интенсивного износа. Поэтому охлаждение инструмента при бурении является важнейшей функцией очистного агента. Охлаждение будет тем лучше, чем выше скорость циркуляции бурового раствора, ниже вязкость и выше его теплоемкость и теплопроводность. По этим параметрам лучший агент при бурении – вода.

Создание противодавления на стенки скважины с целью предупреждения обрушения горной породы и флюидопроявлений. Горные породы, слагающие стенки скважины, испытывают горное давление. Газ, нефть и вода (пластовые флюиды) находятся в пласте под определенным давлением. В результате под действием горного давления порода стремится обрушиться, а флюиды под действием пластового давления – проникнуть в скважину. Буровой раствор, создавая гидростатическое давление в скважине, должен компенсировать и горное, и пластовое давление. В практике бурения это достигается чаще всего за счет плотности бурового раствора, что приводит к снижению эффективности бурения и повышенным затратам.

Другой путь компенсации пластовых давлений состоит в создании противодавления на устье скважины, что возможно только в том случае, если скважина герметично изолирована противовыбросовым оборудованием. Это направление позволяет осуществлять бурение в условиях высоких пластовых давлений нефти или газа очистными агентами малой плотности, вплоть до газообразных, что приводит к повышению скорости бурения и качественному вскрытию продуктивных горизонтов.

Физико-химическое воздействие на горные породы, слагающие стенки скважины, с целью предупреждения потери их устойчивости. При бурении скважины, когда ствол не закреплен обсадными трубами, буровой раствор постоянно контактирует с горными породами, слагающими стенки. При этом отдельные породы, в особенности глинистые, вступают во взаимодействие с фильтратами буровых растворов на водной основе. В результате горные породы могут набухать и обваливаться, вызывая осложнения. К буровым растворам предъявляют требования сохранения устойчивости стенок скважины при проходке набухающих горных пород.

Важным свойством бурового раствора является его коркообразующая способность. Буровой раствор должен обладать свойством образовы-

вать на стенке скважины тонкую, труднопроницаемую фильтрационную корку, препятствующую дальнейшей фильтрации бурового раствора и создающую крепящий эффект для неустойчивых горных пород.

Уменьшение силы трения бурильных труб о стенки скважины в процессе бурения и спуско-подъемных операций. С улучшением смазывающей способности буровых растворов снижаются энергетические затраты на бурение, сокращаются аварий с бурильными трубами. Смазывающие свойства буровых агентов корректируются путем специальных добавок.

Передача гидравлической или пневматической энергии забойным гидравлическим двигателям, гидро- и пневмоударникам. Очистные агенты – как растворы, так и сжатый воздух – используются в качестве носителей энергии, обеспечивающих работу гидродвигателей вращательного типа (турбобуры и винтовые забойные двигатели) и машин ударного действия (гидро- и пневмоударников). Для повышения эффективности передачи энергии в гидродвигатели буровые растворы должны иметь минимальную вязкость, что снижает гидравлические сопротивления и затраты на бурение. Наименьшие гидравлические сопротивления возникают при бурении с промывкой забоя водой и водными растворами полимеров.

Буровые растворы делятся на растворы на водной и нефтяной основе, газообразные агенты и пены.

Буровые растворы на водной основе: вода, естественные растворы, меловые растворы, глинистые растворы, полимерные растворы. Каждый из этих подтипов делится на минерализованные и неминерализованные растворы, с добавками защитных реагентов и без добавок. Глинистые растворы подразделяются на обычные (только с включением глин) и ингибированные (со специальными добавками), термостойкие и нетермостойкие, солестойкие и не стойкие к воздействию солей.

Буровые растворы на нефтяной основе могут быть известково-битумными; с дисперсной фазой из модифицированных глин; инвертные эмульсионные растворы.

Газообразные агенты: воздух, другие газы, аэрированные жидкости, газожидкостные смеси (ГЖС) или пены.

9.2. Параметры буровых растворов

В зависимости от горно-геологических условий бурения к показателям буровых растворов предъявляют различные требования, предусмотренные геолого-техническим нарядом. Для оценки показателей буровых растворов используют доступные общепринятые методы и стандартные приборы. Определен комплекс показателей, которые необходимо измерять при бурении любых скважин. Он включает измерение плотности, показателя

фильтрации, условной вязкости, статического напряжения сдвига СНС и водородного показателя pH.

Состояние бурового раствора в процессе бурения контролируют непосредственно на буровой измерением обязательных показателей проб, отобранных при циркуляции вблизи устья скважины, т. е. до очистных устройств, до того как жидкость прошла очистку и дегазацию.

Плотность – масса единицы объема бурового раствора, выражается в г/см^3. Зная плотность бурового раствора, можно определить давление, которое оказывает буровой раствор на пласты, залегающие на различных глубинах.

Это давление называется гидростатическим и в любой точке скважины определяется уравнением

$$p_{\text{с}} = \frac{\rho H}{100},$$

где ρ – плотность бурового раствора, г/см^3;

H – расстояние от уровня бурового раствора в скважине до точки, в которой рассчитывается давление, м.

Для измерения плотности бурового раствора применяют ареометр АГ-3ПП, который состоит из мерного стакана, крепящегося к поплавку со стержнем. На стрежне имеются две шкалы измерения плотности: для измерения плотности от 0,9 до 1,7 г/см^3 на мерный стакан навинчивается грузик, а при измерении плотности от 1,6 до 2,4 г/см^3 грузик снимается. Ареометр поставляют в комплекте с ведерком и крышкой для наполнения ведерка раствором.

Для проверки точности прибора стакан ареометра заполняют водой. Водой наполняют и ведерко. Плотность по ареометру должна составить 1,0 ±0,05 г/см^3.

Условная вязкость – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, измеряется в секундах временем свободного истечения определенного объема бурового раствора через вертикальную трубку. По мере увеличения условной вязкости возникают гидравлические сопротивления, ухудшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойным двигателям, ослабляется интенсивность размыва породы на забое скважины. Величина вязкости зависит от размера и формы используемого прибора.

Вискозиметр полевой ВП-5 представляет собой металлическую воронку, вмещающую 700 мл раствора. В её нижней части находится трубка диаметром 5 мм. В верхней части размещена проволочная сетка с отверстиями в 1,5 мм. В комплекте имеется кружка, разделенная на две емкости вместимостью 200 и 500 мл.

Перед измерением воронку и кружку следует промыть водой, закрыть конец трубки пальцем и измерительной кружкой залить в воронку 700 мл бурового раствора, отобранного из циркуляционного желоба. После этого из-

мерительную кружку моют и подставляют под воронку таким образом, чтобы наполняемость кружки составляла 500 мл. Открывая отверстие трубки, одновременно включают секундомер. Секундомер выключают в тот момент, когда кружка наполняется до краев, или в момент прекращения течения жидкости. В последнем случае вязкость определяется как «не течет».

Точность вискозиметра периодически следует проверять. Вискозиметр пригодный для измерения, обеспечивает истечение воды в объеме 500 мл из воронки, наполненной 700 мл воды за 15±0,5 с.

Показатель фильтрации (водоотдача) – величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины под действием перепада давления.

За показатель фильтрации принимают количество жидкости, отфильтровавшейся через круглый бумажный фильтр диаметром 75 мм за 30 мин при перепаде давления в 0,1 МПа и комнатной температуре. Для определения показателя фильтрации или водоотдачи применяют прибор ВМ-6.

В этом приборе избыточное давление в фильтрационной камере, равное 0,1 МПа, создается массой плунжера. Прибор состоит из фильтрационного стакана, напорного цилиндра с плунжером и кронштейна. Раствор помещают в фильтрационный стакан, на дне которого выкладывают бумажный смоченный водой фильтр. Давление на раствор осуществляется плунжером через масло, которым заполняется напорный цилиндр. В результате происходит фильтрование воды через фильтр и отверстия в дне фильтрационной камеры, плунжер опускается вдоль цилиндра, что и позволяет по положению плунжера относительно мерной шкалы определять значения показателя фильтрации, измеряемые в $см^3$ за 30 мин.

Наряду с показателем фильтрации после опыта можно также измерить толщину корки (толщина слоя твердой фазы бурового раствора на поверхности фильтра) и по ней судить о качестве корки, образующейся на стенках скважины, и оценивать ее крепящие свойства. Предпочтение отдается тонкой, но плотной корке, обеспечивающей крепление ствола скважины, но не дающей эффекта «липкости».

Статическое напряжение сдвига (СНС) измеряется в Па и характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в буровом растворе после нахождения в покое в течение одной ($СНС_1$) и десяти ($СНС_{10}$) минут. Первая величина характеризует удерживающую способность бурового раствора, а вторая – прочность структуры в виде напряжения, необходимого для её разрушения в момент начала прокачивания под давлением, создаваемым буровым насосом. Тиксотропность структуры определяют через соотношение $СНС_{10}$ и $СНС_1$, которое должно быть не более 1,5 во избежание гидроразрыва пластов в момент нарастания давления при прокачивании бурового раствора, находившегося в состоянии покоя.

Статическое напряжение сдвига определяют только у растворов, имеющих структуру, например глинистых растворов и растворов из полимеров.

Для определения статического напряжения сдвига применяют прибор СНС-2. Им измеряют угол закручивания стальной нити, на которой подвешен цилиндр, помещаемый в емкость с буровым раствором. Измерения производят через одну и десять минут после начала вращения емкости с буровым раствором.

Водородный показатель pH – концентрация водородных ионов, характеризующая щелочность или кислотность буровых растворов, определяется колометрически (по окраске универсальной индикаторной бумаги по сравнению с эталонами), а также потенциометрическим методом с помощью потенциометров или pH-метров.

Концентрация посторонних твердых примесей – величина, определяемая отношением количества посторонних примесей к общему объему бурового раствора. Эту величину измеряют в процентах; она характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минералогического состава. Посторонними примесями принято считать все мелкие обломки, содержащиеся в растворе. Концентрацию посторонних примесей измеряют количеством осадка, образующегося после отстаивания раствора в течение 1 мин после добавления в раствор воды в десятикратном отношении. Для определения концентрации примесей используют специальные отстойники типа ОМ-2.

9.3. Характеристика основных типов очистных агентов

В табл. 9.1 приведены основные типы очистных агентов для бурения в конкретных горно-геологических и технических условиях [1; 2; 4].

Таблица 9.1

Основные типы и условия применения очистных агентов

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Техническая вода	Вода пресная или минерализованная, возможны добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ) и средств снижения коэффициента трения	В монолитных, плотных, устойчивых породах, обладающих высокой сопротивляемостью размыванию, при глубине бурения до 2 000 м и отсутствии горизонтов с высокими пластовыми давлениями. Применение воды особенно эффективно при алмазном высокочастотном бурении.

Продолжение табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
		Вода обладает меньшей плотностью и вязкостью, высокой охлаждающей способностью, что обеспечивает улучшение условий очистки забоя, уменьшение износа бурового инструмента, повышение механической скорости бурения. Промывка скважин водой обеспечивает более низкую стоимость бурения. Промывать скважину водой не следует при бурении глинистых сланцев, аргиллитов, алевролитов, солевых отложений, многолетнемерзлых пород, толщ глин
Глинистые растворы: нормальные глинистые растворы; малоглинистые растворы	Глинопорошки (до 15–36 %), вода пресная или морская, химические реагенты Глинопорошки (до 4–8 %), вода и химические реагенты: раствор на основе КМЦ (1–2 %); раствор на основе кальцинированной соды (2,5–3 %)	В осложненных геологических условиях, когда невозможно применение технической воды. При колонковом бурении в основном в породах I–VII категорий буримости. Для повышения устойчивости стенок скважины и снижения интенсивности поглощения раствора
Полимерглинистые и полимербентонитовые растворы	Бентонит (2–5 %); вода; полимеры (0,1–0,5 %); химические реагенты	Для алмазного бурения скважин, в том числе ССК, с целью снижения коэффициента трения колонны о стенку скважины, снижения гидродинамического сопротивления, повышения устойчивости стенок скважины (в трещиноватых горных породах)
Утяжеленные глинистые растворы	Глинистый раствор утяжеляется увеличением содержания твердой фазы (ρ = 1,3–1,35 г/см^3) либо добавлением инертных утяжелителей (барит, магнетит и др.). Обрабатываются реагентами	Для бурения в обваливающихся породах, а также высоких пластовых давлениях

Продолжение табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Солестойкие глинистые растворы: слабоминерализованные (1–3 % NaCl); минерализованные (3–10 % NaCl); высокоминерализованные (> 10 % NaCl)	Приготавливаются на основе нормальных растворов путем обработки химическими реагентами – понизителями водоотдачи и вязкости, солестойкими стабилизаторами (например КССБ, гипан, КМЦ) с предварительной обработкой Na_2CO_3	Для бурения в мощных соляных пластах или при чередовании пластов соли с пропластками терригенных отложений с целью предотвращения осыпей терригенных прослоев, пластического течения солей, кавернообразований, снижения выхода керна и других осложнений
Ингибированные растворы: силикатный глинистый раствор; гипсовый глинистый раствор; известковый глинистый раствор	Приготавливаются на основе глинистых растворов введением химических реагентов. *Ингибитор* – жидкое стекло; понизитель водоотдачи – КМЦ; понизитель вязкости – нитролигнин и др. *Ингибитор* – гипс, алебастр; понизитель водоотдачи – КМЦ, вязкости – ССБ; *Ингибитор* – известь, NaOH для снижения растворимости извести; понизитель водоотдачи – УЩР, КМЦ и др.	Обеспечение устойчивости стенок скважины при проходке глинистых сланцев, аргиллитов, глин и т. п. Для повышения устойчивости стенок скважины в глинистых сланцах или осыпающихся аргиллитах. Для повышения устойчивости стенок скважины в глинистых породах в условиях высоких забойных температур (более 150 °С). Для бурения слабоустойчивых и набухающих глин при забойных температурах до 130 °С. Несовместимы с Na_2CO_3, фосфатами и др. реагентами, дающими нерастворимые кальциевые соли
Гипсоизвестковый глинистый раствор	*Ингибитор* – алебастр (гипс) 2 %; окзил 3–5 %; КМЦ-600 0,2 %; хроматы 0,05 %; нефть 8–12 %; NaOH, $Ca(OH)_2$	Для бурения слабоустойчивых набухающих глин при забойных температурах до 140–160 °С. Раствор обладает высокой подвижностью, фильтрационная корка не *коагулирует* при взаимодействии с цементных раствором, что повышает качество крепления
Хлоркальциевый глинистый раствор	*Ингибитор* – 0,3–0,6 % $CaCl_2$; регулятор щелочности – 0,1–0,15 % $Ca(OH)_2$; понизитель вязкости – 0,1–0,3 % ССБ и КССБ; понизитель водоотдачи – 1,0–1,5 % КМЦ	Для бурения неустойчивых пород, таких как глины, глинистые сланцы, аргиллиты. Применяются при забойных температурах до 100–120 °С

Продолжение табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
Безглинистые растворы на основе крахмала	Высокоминерализованный безглинистый крахмальный раствор (ВМБКР) на основе насыщенного раствора соли с обработкой крахмальным реагентом и КССБ. Высокоминерализованный кальциевый на крахмальной основе раствор (ВККР) обрабатывается каустической содой, хлористым магнием, КССБ и хлористым кальцием	ВМБКР предназначен для бурения по соленосным толщам для предотвращения осложнений и повышения выхода керна. ВККР предназначен для бурения на калийные соли для предотвращения кавернообразований и повышения выхода керна
Полимерные растворы	На основе водных растворов полимеров (ПАА, ГПАА) и сополимера М-14 с обработкой реагентами Na_2CO_3, NaOH	Для алмазного бурения, в том числе при использовании ССК. Применение полимерных растворов приводит к повышению механической скорости бурения, снижению расхода алмазов и затрат мощности на бурение. В монолитных, устойчивых породах с незначительной трещиноватостью, в породах, не содержащих глин, рекомендуется полимерный раствор на основе ПАА с введением каустической или кальцинированной соды, фосфатов натрия, жидкого стекла и мела. В породах средней устойчивости, слаботрещиноватых, с прослоями глиносодержащих пород рекомендуется полимерный раствор ГПАА с добавками (и без них) кальцинированной соды, фосфатов натрия, жидкого стекла, смеси гудронов, растительных масел, графитового порошка
Эмульсионные растворы	1. На основе пасты кожевенной эмульгирующей. Концентрация в растворе – 0,5–2 %	Для алмазного бурения с целью повышения частоты вращения снаряда, снижения вибрации снаряда и повышения выхода керна

Продолжение табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
	2. На основе нигрола (60 %), натриевых мыл смоляных кислот (30 %) с добавкой ОП-7 (1 %) и воды (9 %). Концентрация в растворе – 0,5–2 %. 3. На основе омыленной смеси гудронов (ОСГ) с концентрацией 1,5–2,5 %. 4. На основе мылонафта с концентрацией в промывочном растворе 0,5–1 %. 5. На основе нигрола (1–4 %) и ОП-7 или ОП-10 (0,4–0,5 %) – концентрация в промывочном растворе. 6. На основе ЭЛ-4 с концентрацией в промывочной жидкости 0,5–6 % можно получить эмульсию в жестких и минерализованных водах. 7. На основе ЭН-4 с концентрацией в промывочной жидкости 0,5–6 % на жесткой и минерализованной воде	Применение эмульсий дает повышение скорости бурения и стойкости бурового инструмента. Эмульсионные промывочные жидкости обладают повышенными смазочными свойствами при одновременном активном воздействии на процесс разрушения горных пород. Водомасляные эмульсии (1, 2, 3 и 4) работоспособны только в мягких водах. Предельная граница по жесткости – содержание в воде кальциевых и магниевых солей до $5–7 \cdot 10^{-3}$ моль/л. Эмульсии на основе ОСГ обладают пониженной плотностью (0,98 г/см^3), в связи с чем рекомендуются к использованию при бурении в условиях поглощения промывочного раствора. Водомасляная эмульсия (5) работоспособна в жесткой воде. Водомасляные эмульсии (6, 7) могут быть приготовлены в жесткой минерализованной воде. Эмульсия на основе ЭЛ-4 является средством для снижения вибрации снаряда и повышения частоты вращения колонны на больших глубинах, снижения износа инструмента и самозаклинивания керна. Применение водомасляной эмульсии на основе ЭН-4 повышает скорость бурения. При добавлении $CaCl_2$ эмульсия становится морозоустойчивой (до –12 °С) и может применяться в многолетнемерзлых породах
Аэрированные промывочные растворы	Смесь воды (раствора) с воздухом (газом), полученная одним из способов аэрации: механическим,	При бурении в трещиноватых, поглощающих породах с целью предотвращения поглощений промывочного раствора

Продолжение табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
	эжекционным, химическим или комбинированным (механическим и химическим)	Установлено, что применение аэрированных жидкостей увеличивает механическую скорость бурения, стойкость бурового инструмента
Пены (газожидкостные смеси – ГЖС)	Дисперсная система, в которой дисперсной фазой является воздух, дисперсионной средой – вода. Для стабилизации пены вводится ПАВ Используются пены со степенью аэрации α = 50–300 (отношение объема газа к объему всей смеси). Рабочие концентрации ПАВ составляют 0,1–1,5 %. Для повышения достаточно высокой смазывающей способности пен допустимо вводить небольшое количество наполнителя – порошка графита или молибдена	При бурении вращательным и ударно-вращательным способами по слабосцементированным породам, в породах, склонных к набуханию, поглощающих растворы породах, многолетнемерзлых, в условиях малых водопритоков (не более 60 л/мин). Пены обеспечивают устойчивость стенок скважины и предотвращают осложнения. Не следует использовать пены при бурении несцементированных, рыхлых пород при их сильном обводнении. Недопустимо использование пен и смазки КАВС одновременно, так как это приводит к разрушению пены
Сжатый воздух	С положительной и отрицательной температурами	При вращательном и ударно-вращательном бурении по трещиноватым и закарстованным породам в условиях поглощений промывочного раствора, в набухающих и склонных к потере устойчивости породах, в безводных и высокогорных районах, в районах распространения многолетнемерзлых пород. Продувку скважин рекомендуется применять во всех случаях, когда породы устойчивы и отсутствуют водопритоки, с целью повышения механической скорости бурения.

Окончание табл. 9.1

Тип промывочного раствора	Основные компоненты и примерная рецептура	Рекомендации по применению, основные характеристики
		Применение продувки не рекомендуется в сыпучих, несвязных, пластичных и вязких породах, при наличии водопритоков

Примечание.

Коагуляция (от лат. *coagulatio* – свертывание, сгущение) – укрупнение частиц в дисперсных системах (растворах).

Дисперсная система – образование из двух или большего числа фаз (тел) с сильно развитой поверхностью раздела между ними. Примерами таких систем могут быть дым, облако, горная порода, буровые растворы и др.

Ингибитор (от лат. *inhibeo* – задерживаю) – вещества, тормозящие химические процессы, например набухание глиносодержащих пород.

Эмульсия (от лат. *emulgeo* – выдавливаю) – дисперсная система, состоящая из двух не растворяющихся друг в друге жидкостей, одна из которых (фаза) распределена в другой (среде).

Буровые и тампонажные растворы для разведочного бурения компании «BAROID»(США). В настоящее время буровые растворы компании BAROID для бурения скважин приготавливают на основе следующих основных реагентов: бентопорошок «QUIK-GEL», полианионная целлюлоза PAC-R и частично гидролизованный полиакриламид EZ-MUD DP. Буровой раствор может быть приготовлен только на основе чистой воды и с обязательным соблюдением очередности введения и распускания реагентов: бентопорошок, PAC-R, EZ-MUD DP. В некоторых случаях при использовании жесткой воды (с избытком кальция), необходима добавка в раствор кальцинированной соды, которая должна вводиться в миксер в первую очередь (перед загрузкой бентопорошка) в количестве примерно 0,5–1,0 кг/м^3.

Анионный полимер EZ-MUD DP (полимерный стабилизатор сланцев) применяется как стабилизатор сланцев в буровых растворах на водной основе.

Этот полимер – белый сыпучий порошок, легко диспергируемый в воде. Материал представляет собой высокоактивный (> 99 %) частично гидролизованный полиакриламид, который обладает большой молекулярной массой (10–15 млн). Полимер EZ-MUD DP позволяет эффективно снижать интенсивность диспергирования частиц глины и сланцев в воде путем прикрепления к частицам, что сводит к минимуму проникновение воды. Полимер действует как стабилизатор, укрепляющий стенки скважины. Взвешенные частицы могут быть легко отделены от раствора на поверхности путем применения стандартного оборудования, поскольку их целостность не нарушается. Полимер EZ-MUD DP является также эффективным

средством для повышения вязкости всех буровых растворов на водной основе. Он диспергируется в воде и в результате электростатических и химических взаимодействий, образует сетку полимерных цепей. Возникновение таких полимерных цепей приводит к повышению вязкости бурового раствора.

Этот полимер при введении в очень малых количествах действует как регулятор вязкости бентонитовых глин и флокулянт разбуренных частиц породы.

❖ ***Флокуляция*** (от лат. *flocculi* – клочья, хлопья) – процесс образования агрегатов из нескольких минеральных частиц, взвешенных в растворе.

Анионный полимер EZ-MUD DP, получаемый синтетическим путем, не поддерживает роста микроорганизмов и обладает экологической безвредностью при применении в рекомендованном интервале концентраций (обычно 0,29–4,28 кг/м^3). Введение полимера не сказывается отрицательно на pH бурового раствора, так как pH раствора с концентрацией 0,5 % равно 7,0.

Рецептуры основных видов буровых растворов. Все полимерные реагенты имеют высокую стоимость и для достижения необходимого эффекта добавляются в емкость миксера дозированно в сравнительно небольших количествах. На буровом агрегате должна быть определенная объемная «мерка». В качестве таковой предлагается использовать пластмассовый защитный колпачок наружной резьбы обсадной трубы NW (диаметр 89 мм), которые имеются на всех буровых агрегатах. Объем колпачка составляет 0,35 литра. Лучше, если для каждого реагента используют отдельный колпачок.

Раствор для забуривания скважин и последующего закрепления ствола колоннами включает:

❖ бентопорошок – 15–30 кг/м^3;

❖ PAC-R – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухих литра).

Раствор готовят следующим образом. Сначала в емкость с чистой водой (при работающем миксере) постепенно засыпают бентопорошок и перемешивают до полного распускания и только потом заливают малыми порциями реагент PAC-R (сухой реагент предварительно перемешивается в ведре с небольшим количеством дизельного топлива). Одновременное введение бентопорошка и полимерного реагента PAC-R недопустимо, так как распустившийся реагент обволакивает частицы бентопорошка полимерной пленкой и не дает ему распускаться, а в результате бентопорошок выпадает в осадок на дно миксера. В случае необходимости, если используется жесткая вода, сначала в воду вводится кальцинированная сода.

Раствор для бурения в геологических условиях средней сложности (после закрепления трубами верхних интервалов скважины) состоит из:

❖ PAC-R – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухих литра);

❖ EZ-MUD DP – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухих литра).

Приготавливают этот раствор в такой последовательности: сухой реагент PAC-R перемешивают в ведре с небольшим количеством дизельного топлива, малыми порциями заливают в емкость с чистой водой при работающем миксере и перемешивают в течение 5–10 мин (в зависимости от оборотов миксера). Затем добавляют в емкость реагент EZ-MUD DP и полностью его растворяют.

Как показал многолетний опыт работы, буровой раствор на основе реагентов EZ-MUD DP и PAC-R (или их аналогов) обеспечивает определенные преимущества:

- создает на стенках скважины и керна тонкую и прочную полимерную пленку для повышения выхода керна и устойчивости стенок скважины в интенсивно трещиноватых и раздробленных породах;
- обладает хорошей смазывающей способностью для обеспечения высоких скоростей вращения снаряда и механической скорости бурения, снижения износа бурильных труб и алмазного инструмента, уменьшения нагрузок на буровой станок, снижения подклинов керна и повышения проходки за цикл;
- позволяет отделять в циркуляционной системе выбуренный шлам, что дает возможность осуществлять бурение на высоких скоростях вращения снаряда без образования корочки шлама на внутренней поверхности бурильных труб.

Основным назначением реагента EZ-MUD DP является его смазывающая способность, осаждение шлама в циркуляционной системе и повышение вязкости бурового раствора. Реагент PAC-R предназначен для снижения фильтрации (водоотдачи) бурового раствора с одновременным повышением его вязкости при бурении по раздробленным породам.

Вязкость бурового раствора на основе этих реагентов для геологических условий средней сложности должна быть по зарубежному вискозиметру Марша 34–38 с (водное число вискозиметра 26 с), по отечественному вискозиметру ВБР-1 – примерно 20–22 с (водное число вискозиметра 15 с).

Реагент ALCOMER 120L (WDS-120) является жидким аналогом порошкообразного реагента EZ-MUD DP. Реагент ALCOMER, по сравнению с реагентом EZ-MUD DP, легче и быстрее распускается, поэтому его рациональнее использовать вместо реагента EZ-MUD DP в случае, когда по какой-либо причине обороты миксера недостаточны для нормального распускания порошкообразного реагента.

При использовании этого реагента совместно с реагентом PAC-R рекомендуется следующая рецептура:

- ❖ PAC-R – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухой литр);
- ❖ ALCOMER – 4–5 колпачков/м^3 (1,4–1,7 литра).

Порядок ввода в миксер и распускания реагентов прежний – сначала PAC-R, затем ALCOMER. Поскольку ALCOMER является жидким реагентом, для него должен использоваться свой колпачок.

Реагент ENVIRO-TORQ – жидкая эмульсионно-смазывающая добавка к буровому раствору. Она предназначена для уменьшения крутящего момента при бурении, снижения износа бурильных труб и алмазных коронок, повышения выносной способности бурового раствора, снижения образования сальников из налипшего шлама на коронке. Реагент нетоксичен, стабилен при солевых загрязнениях, существенно не изменяет свойства раствора. Рациональной областью применения этого реагента является обеспечение высоких скоростей вращения колонны при использовании бурового станка недостаточной мощности или при бурении глубоких скважин. Рекомендуемая добавка к буровому раствору – 0,5–1 % (5–10 л/м^3).

Смазывающее вещество для буровых растворов. Продукт TORQ-TRIM II (ТОРК-ТРИМ® II) – это компонент буровых растворов на воде, не загрязняющий окружающую среду. Этот продукт был разработан специально для снижения трения между бурильной трубой и обсадной трубой, бурильной трубой и стенкой скважины. Продукт эффективен в буровых растворах на пресной воде при высоких pH и в буровых растворах на соленой воде.

Характеристики смазки TORQ-TRIM II в буровых растворах с высоким содержанием кальция и магния значительно улучшены по сравнению с характеристиками ранее разработанной смазки TORQ-TRIM. Продукт TORQ-TRIM II обладает биоразлагаемостью, его плотность составляет 0,89 г/см^3 при температуре 20 ºС.

Смазка TORQ-TRIM II обеспечивает снижение крутящего момента и трения труб о стенки скважины при бурении и успешно заменяет использование добавок на основе нефтепродуктов или сырой нефти, если применение запрещено. Требуемое количество продукта TORQ-TRIM II и метод обработки раствора зависят от условий бурения.

Наиболее важными индикаторами эффективности обработки являются указатель крутящего момента и индикатор веса на буровой площадке. Ниже даны рекомендации по применению продукта TORQ-TRIM II при решении конкретных проблем.

1. *Повышенный крутящий момент*

TORQ-TRIM II вводят равномерно в систему циркуляции бурового раствора при повышении крутящего момента. Требуемое количество продукта зависит в большой степени от содержания твердой фазы в растворе.

Продукт TORQ-TRIM II эффективен при использовании в малой концентрации в случае, когда содержание коллоидных глин и частиц разбуренной породы минимально. Требуемые концентрации могут находиться в пределах от 5,7 до 17,1 кг/м^3.

2. *Смазывающее действие при экстремальных давлениях*

Продукт TORQ-TRIM II обеспечивает умеренное или значительное смазывающее действие бурового раствора при экстремальных давлениях.

Условия экстремальных давлений между буровой колонной и стенками скважины могут возникать в глубоких наклонных скважинах при натяжении колонны. Смазывающее вещество TORQ-TRIM II предназначено для обеспечения смазывающего эффекта в таких условиях и в более часто встречающихся условиях меньших нагрузок.

3. *Повышенное сопротивление при погружении и извлечении буровых труб*

В этих случаях продукт TORQ-TRIM II равномерно вводят в систему циркуляции бурового раствора в концентрациях 5,7–11,7 кг/м^3.

Для снижения менее сильного сопротивления без введения данного вещества в циркулирующий буровой раствор порцию продукта (208 л) подают на вход насоса и производят обработку стенок в открытой скважине до конца последней обсадной трубы.

4. *Освобождение трубы при прихвате*

В этом случае необходимо провести испытание (30-минутное испытание по методу АНИ при давлении 0,7 МПа) бурового раствора с различными концентрациями продукта TORQ-TRIM II, пока не будет обнаружено появление продукта в фильтрате. Искомая концентрация может находиться в интервале 85,6–256,8 кг/м^3.

После определения требуемой концентрации продукт TORQ-TRIM II вводят в объем бурового раствора (7,9–23,8 м^3), предназначенного для подачи к месту прихвата трубы. После введения продукта TORQ-TRIM II этот раствор утяжеляют, чтобы привести в соответствие с весом необработанного раствора, находящегося в системе. Приготовленный таким образом раствор подают к зоне, где предполагается прихват трубы.

После перекачки раствора все остальные процедуры, такие как выдерживание раствора, манипуляции с бурильной колонной, пуск и остановка насоса, проводят идентично тому, как это делается при применении соответствующих растворов на нефтяной основе.

5. *Образование сальников на инструменте*

Предпочтительный метод обработки раствора – это подача небольшого постоянного потока продукта TORQ-TRIM II на приеме насоса.

Основные преимущества применения продукта TORQ-TRIM II:

- эффективное смазывающее действие в зоне между буровой трубой и обсадной трубой или стенкой скважины;
- работоспособность в пресной и соленой воде при различных значениях pH: продукт не вытесняется из растворов с высоким содержанием кальция или магния;

- обладает эффективным действием в различном химическом окружении, встречающемся при применении буровых растворов на водной основе;
- легкая биоразрушаемость;
- нетоксичен в применяемых концентрациях и не оказывает вредного воздействия на окружающую среду;
- слабое действие на свойства бурового раствора, в котором он находится;
- не вызывает пенообразования или флуоресценции бурового раствора;
- при добавлении к воде не вызывает появления пятен типа нефтяных;
- придает буровым растворам умеренную или высокую способность смазывающего действия при высоком давлении в добавление к смазывающему действию при низком давлении;
- стабильность при температурах свыше 205 ºС.

Реагент CANOLA/VEG OL (растительное масло) используется для смачивания порошкообразных полимерных реагентов (PAC-R, QUICK-TROL LV, DEXTRID LT, EZ-MUD DP) для улучшения их распускания в миксере вместо дизельного топлива, когда нельзя применять дизельное топливо. Чтобы не загрязнять окружающую среду.

Раствор для бурения при благоприятных геологических условиях (отсутствие зон интенсивно трещиноватых и раздробленных пород) может быть использован буровой раствор только на основе одного реагента EZ-MUD DP или ALCOMER, применение которых в основном сохраняет отмеченные выше преимущества:

- ❖ EZ-MUD DP – 3–4 колпачка/м^3 (1,0–1,4 сухих литра)
- ❖ ALCOMER – 6–1 колпачков/м^3 (2,1–2,4 сухих литра).

Этот раствор можно готовить в миксере как на чистой воде, так и на растворе с низким содержанием полимеров, который закачивается в миксер из рабочей емкости.

Раствор для бурения в сложных геологических условиях (наличие зон интенсивно перемятых пород с «глинкой трения») могут быть рекомендованы следующие рецептуры буровых растворов:

1. Бентопорошок QUIK-GEL – 5–25 кг/м^3;
PAC-R – 3–4 колпачка/м^3 (1,0–1,4 сухих литра);
EZ-MUD DP – 1–2 колпачка/м^3 (0,3–0,7 сухих литра).
2. Бентопорошок QUIK-GEL – 5–25 кг/м^3;
PAC-R – 3-4 колпачка/м^3 (1,0–1,4 сухих литра);
ALCOMER – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 литр).
3. Бентопорошок QUIK-GEL – 5–25 кг/м^3;
QUICK-TROL LV – 4–8 колпачков/м^3 (1,4–2,8 сухих литра);
EZ-MUD DP –1–2 колпачка/м^3 (0,3–0,7 сухих литра).

4. Бентопорошок QUIK-GEL – 5–25кг/м^3;

QUICK-TROL LV – 4–8 колпачков/м^3 (1,4–2,8 сухих литра);

ALCOMER – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 литр).

В двух последних рецептурах реагент PAC-R заменен реагентом QUICK-TROL LV. Оба этих реагента являются модифицированными целлюлозными полимерами и предназначены для снижения водоотдачи бурового раствора (за счет образования тонкой полимерной пленки, препятствующей проникновению воды из бурового раствора в перемятые горные породы, что предотвращает их набухание и разрушение). Однако реагент PAC-R при этом значительно повышает вязкость бурового раствора, а при добавлении реагента QUICK-TROL LV существенного повышения вязкости бурового раствора не происходит. Это позволяет добавлять в раствор больше реагента QUICK-TROL LV для получения более низкой водоотдачи раствора без значительного повышения его вязкости, что особенно важно при значительных глубинах скважин и использовании комплексов BQ с малыми межтрубными зазорами, когда возникают большие гидравлические сопротивления при прокачивании вязких буровых растворов.

5. PAC-R – 3 колпачка/м^3 (1,0 сухой литр);

DEXTRID LT – 6 колпачков/м^3 (2,1 сухих литра);

EZ-MUD DP – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухих литра).

Реагент DEXTRID LT – порошкообразный органический крахмальный реагент для снижения водоотдачи бурового раствора с минимальным увеличением его вязкости. Обволакивает частицы выбуренного шлама полимерной пленкой, устойчив к солям. Реагенты PAC-R и DEXTRID LT можно вводить в миксер с чистой водой одновременно, после их распускания добавляется реагент EZ-MUD DP

Вязкость раствора для бурения в сложных геологических условиях должна быть по зарубежному вискозиметру 38–45 с (максимальная до 50 с), по отечественному вискозиметру 22–26 с (максимальная до 30 с).

Реагенты и растворы для борьбы с поглощениями промывочной жидкости. В настоящее время компания BAROID располагает следующими тампонажными материалами для борьбы с поглощениями промывочной жидкости:

DRILLING PAPER – обработанное органическое волокно (бумага), мелко измельченное для легкого добавления в буровой раствор. Быстро диспергирует (расходится), не всплывает и не отделяется из водных растворов;

HY-SEAL –аналог реагента DRILLING PAPER, только размер частиц немного меньше;

N-SEAL – специально разработанное прессованное скрученное минеральное волокно.

Прессованные скрученные минеральные волокна образуют слабосвязанные группы (узлы), но при погружении в буровой раствор при перемешивании, узлы разделяются на отдельные волокна, что позволяет прокачивать такой раствор буровым насосом.

DIAMOND SEAL – гигроскопические полимерные гранулы размером до 4 мм, способные разбухать в воде и увеличиваться в объеме в несколько раз. В воде гранулы не растворяются.

Раствор для борьбы с частичным поглощением промывочной жидкости готовится в такой последовательности:

- готовят полимер-бентонитовый раствор и переходят на бурение этим раствором (раствор можно закачивать в скважину непосредственно из миксера). При полном восстановлении циркуляции можно снова перейти на бурение безглинистым полимерным раствором;
- в миксер с готовым полимерным раствором добавляют 8–12 кг/м^3 тампонажного материала N-SEAL и состав тщательно перемешивают. Перед загрузкой в миксер необходимо размять все комки. После подъема керноприемника полученный раствор непосредственно закачивают из миксера в колонну бурильных труб и прокачивают через скважину.

Борьбу с полным поглощением промывочной жидкости лучше проводить сразу после возникновения потерь жидкости, но предварительно закончив цикл бурения (даже с потерей промывки).

При проведении тампонажных работ с использованием имеющихся тампонажных материалов необходимо соблюдать определенную последовательность:

- извлечь керноприемник и буровой снаряд остановить в 5–10 см от забоя;
- в ведро емкостью 18,9 л залить около 14 л полимерного раствора, в которое последовательно добавлять и перемешивать такие реагенты:
  - ❖ DRILLING PAPER или HY-SEAL – 1,5–2 сухих литра;
  - ❖ N-SEAL – 1,5–2 сухих литра;
  - ❖ бентопорошок – 1,5–2 сухих литра;
  - ❖ DIAMOND SEAL – 1–1,5 сухих литра.

Бентопорошок и DIAMOND SEAL добавляют в последнюю очередь (особенно это относится к реагенту DIAMOND SEAL, который необходимо добавлять непосредственно перед заливкой, чтобы он раньше времени не разбух);

- тампонажный материал вылить из ведра в колонну бурильных труб и прокачивать буровым насосом. При повышении давления на манометре насоса включить медленное вращение снаряда и дать медленную расходку «вверх-вниз» примерно на 30 см. После падения давления на манометре (в результате продавливания тампонажной смеси через коронку

и колонковый набор) выключить буровой насос и медленно вращать буровую колонну в течение 5–10 мин. При этом часть тампонажного материала, поднятого промывочной жидкостью над зоной поглощения, опускается и снова попадает в зону поглощения. Кроме того, при вращении буровой колонны происходит механическое «затирание» тампонажного материала в трещины;

- если получен положительный результат (промывочная жидкость начала выходить из скважины), то при дальнейшем бурении подъем керноприемника (особенно первые 50 м) производить медленно (со скоростью около 0,25 м/с), чтобы за счет поршневого эффекта не выдавить тампонажный материал из трещин.

Второй вариант борьбы с полным поглощением промывочной жидкости с использованием имеющихся тампонажных материалов проводится в такой последовательности:

- операции по ликвидации поглощения по этому варианту проводят после отбуривания интервала 0,5–1,0 м и начала поглощения (на случай подсечения других параллельных трещин);
- извлекают керноприемник и буровой снаряд устанавливают на 0,5–1,0 м от забоя (над зоной поглощения);
- подготовленный, как указано выше, тампонажный материал выливают из ведра в колонну бурильных труб и прокачивают буровым насосом. В этом случае тампонажный материал более глубоко задавливают в трещины за счет давления бурового насоса. Об эффективности тампонирования этой зоны можно сразу судить по возрастанию давления на манометре бурового насоса (при этом надо убедиться, что тампонажный материал не остановился в коронке).

Приведем рецептуру тампонажной смеси на основе дизельного топлива, N-SEAL и бентопорошка. В ведро емкостью 18,9 л залить или засыпать:

- ❖ дизельное топливо – 15 л,
- ❖ N-SEAL – 2–3 сухих литра (перемешать),
- ❖ бентопорошок QUIK-GEL – 3–4 сухих литра (перемешать).

Приготовленную смесь перемешать, залить в снаряд без керноприемника и доставить на забой по изложенной схеме.

Если результат тампонажных работ отрицательный, то следует еще раз провести тампонирование с повышенным содержанием материалов. Если повторный тампонаж положительных результатов не дал, вероятно, была встречена большая трещина, которую имеющимися тампонажными материалами перекрыть невозможно.

В этом случае перекрывают ствол колонной обсадных труб (при малой глубине трещиноватой зоны и значительной проектной глубине скважины) или продолжают бурение без выхода промывки.

При катастрофическом поглощении промывочной жидкости, когда в процессе бурения давление на манометре бурового насоса отсутствует и очень трудно уловить подклинивание керна, целесообразно в керноприемнике вместо полиэтиленовой втулки индикатора посадки керноприемника установить стальную втулку и пружину (слабую – зеленую или более жесткую – синюю) – клапан «сухой» скважины.

Опишем приемы борьбы с вибрацией бурильной колонны при полном поглощении промывочной жидкости и низком статическом уровне подземных вод.

1. Использование смазки для бурильных труб IDP 214 (или аналогичной), которая наносится на трубы при спуске снаряда и на каждую бурильную трубу при наращивании.

2. Использование жидкого пенообразующего вещества QUIK-FOAM («Квик-фоум») в комбинации с реагентом EZ-MUD DP в следующей пропорции 18,9 л:

- ❖ вода – 15 л,
- ❖ QUIK-FOAM – 1–2 литра (перемешать),
- ❖ EZ-MUD DP – 1 колпачок (перемешать).

Смесь тщательно перемешать и в процессе бурения периодически подливать в зазор между обсадными и бурильными трубами.

Применение пенообразующего реагента QUIK-FOAM в качестве добавки к буровому раствору при бурении комплексами ССК нецелесообразно в связи с тем, что при срабатывании манжет сигнализатора при подклине керна давление на манометре бурового насоса поднимется не сразу, а только после сжатия пузырьков воздуха в растворе (за это время можно прижечь коронку).

Подготовка скважины к геофизическим исследованиям. Как известно, скважина считается сданной заказчику, если кроме обеспечения планового выхода керна проведены инклинометрия и весь необходимый комплекс скважинных геофизических исследований. Для этого скважина должна свободно пропускать до забоя геофизические приборы, а в процессе проведения геофизических исследований стенки ствола скважины должны сохранять устойчивость. Для обеспечения этого необходимо:

- надежно обсадить трубами четвертичные отложения и верхний интервал выветрелых и разрушенных коренных пород;
- в процессе бурения скважины использовать буровые растворы, обеспечивающие устойчивость стенок скважины;
- перед проведением геофизических исследований (или во время гамма-каротажа, который проводится в бурильных трубах без керноприемника) приготовить в миксере специальный буровой раствор по следующей рецептуре (с использованием бентопорошка):

- ❖ бентопорошок – 25–30 кг/м^3,
- ❖ PAC-R – 2–3 колпачка/м^3 (0,7–1,0 сухих литра),
- ❖ N-SEAL – 15–25кг/м^3.

После проведения гамма-каротажа закачать приготовленный раствор в бурильные трубы до выхода его из скважины. При подъеме бурильных труб производить подкачку этого раствора через отводной шланг насоса в зазор между обсадными и бурильными трубами, чтобы скважина была постоянно им заполнена.

Ниже приводится рецептура специального бурового раствора для этих же целей без использования бентопорошка:

- ❖ PAC-R – 2–4 сухих литра/м^3,
- ❖ EZ-MUD DP – 1–2 сухих литра/м^3,
- ❖ N-SEAL –15–25кг/м^3.

Пути экономии реагентов и очистка бурового раствора от шлама. В связи с высокой стоимостью реагентов и невозможностью в большинстве случаев нормально работать без них следует принимать меры по их экономии.

1. Не допускать попадания дождя и снега в мешки с реагентами, так как намокший реагент превращается в комки, которые практически невозможно распустить в миксере. Для перемешивания порошкообразных реагентов с дизельным топливом должно быть отведено специальное ведро, в которое также не должна попадать влага.

2. Надежно обсаживать трубами четвертичные отложения и верхний интервал выветрелых и разрушенных коренных пород. Это позволит в дальнейшем работать на буровых растворах с меньшим содержанием полимеров.

3. Организовать надежное улавливание выходящего из скважины бурового раствора (после установки кондуктора) с выводом его в секцию рабочей емкости для неочищенного раствора.

Оснащение бурового агрегата оборудованием и емкостями для приготовления и очистки буровых растворов. Оснащение бурового агрегата должно быть таким, чтобы, в частности, при внезапной встрече скважиной зоны интенсивно раздробленных и перемятых пород можно было без дополнительных потерь времени перейти на новый вид бурового раствора.

Приготовление раствора с помощью миксера в рабочей емкости (из которой берется раствор для подачи его в скважину) даже из одного реагента EZ-MUD DP при работающем буровом насосе нежелательно в связи с тем, что на храпке всасывающего шланга насоса могут налипать недостаточно распустившиеся частицы полимера, которые при дальнейшем распускании могут перекрыть отверстия храпка насоса, что приведет к пре-

кращению подачи раствора в скважину. Кроме того, нераспустившиеся частицы полимера могут через перегородку уходить в другую половину рабочей емкости, где будут оседать на дне. Таким образом, в рабочую емкость следует сливать уже готовый раствор, приготовленный в другой емкости.

На рис. 9.1 показана схема размещения емкостей и оборудования для приготовления и использования бурового раствора.

Каждый буровой агрегат должен быть оснащен высокооборотным миксером *3* для приготовления бурового раствора. Емкость *2* с миксером *3* должна быть расположена внутри бурового здания и иметь широкую горловину на дне емкости с пробкой для быстрого и полного слива готового раствора. Для улучшения слива раствора дно емкости должно иметь небольшой уклон в сторону горловины для слива.

Около буровой должна быть расположена двухсекционная рабочая емкость *4* с перегородкой. В одну секцию *6* сливается готовый раствор и оттуда же закачивается буровым насосом *7* раствор в скважину *8*. Выходящий из скважины раствор со шламом поступает в другую секцию емкости *5*, где шлам отстаивается, а верхняя часть отстоявшегося раствора переливается через перегородку в секцию для чистого раствора.

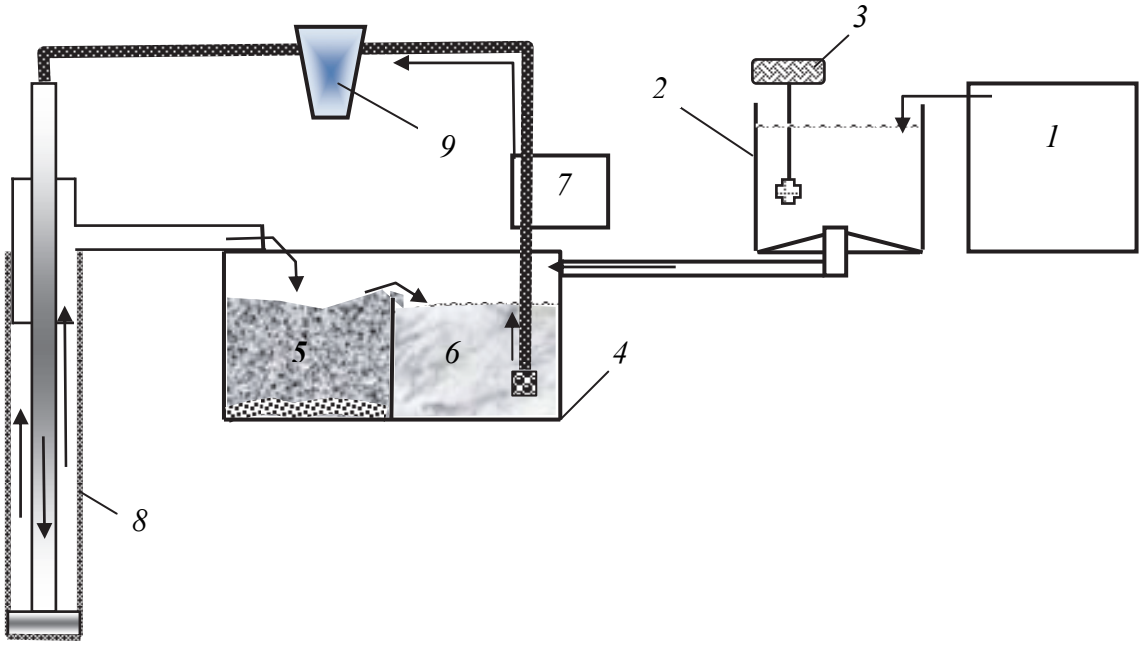


Рис. 9.1. Схема размещения емкостей и оборудования для приготовления и использования бурового раствора: *1* – емкость для чистой воды; *2* – емкость для приготовления раствора; *3* – миксер; *4* – емкость (зумпф) с используемым раствором; *5* – отдел зумпфа с поступающим из скважины раствором; *6* – отдел зумпфа с очищенным раствором; *7* – буровой насос; *8* – скважина с буровым инструментом; *9* – гидроциклон

Около буровой должна быть также емкость для чистой воды *1*, откуда вода закачивается в емкость *2* буровым насосом (во время подъема и спуска керноприемника, когда насос свободен) или другим специальным насосом. Чистая вода подается в емкость *2*. В зимнее время должно быть предусмотрено отопление и утепление емкостей.

Организовать очистку бурового раствора от шлама можно с помощью гидроциклона. Для этой цели может быть использован гидроциклон, схема которого дана на рис. 9.2.

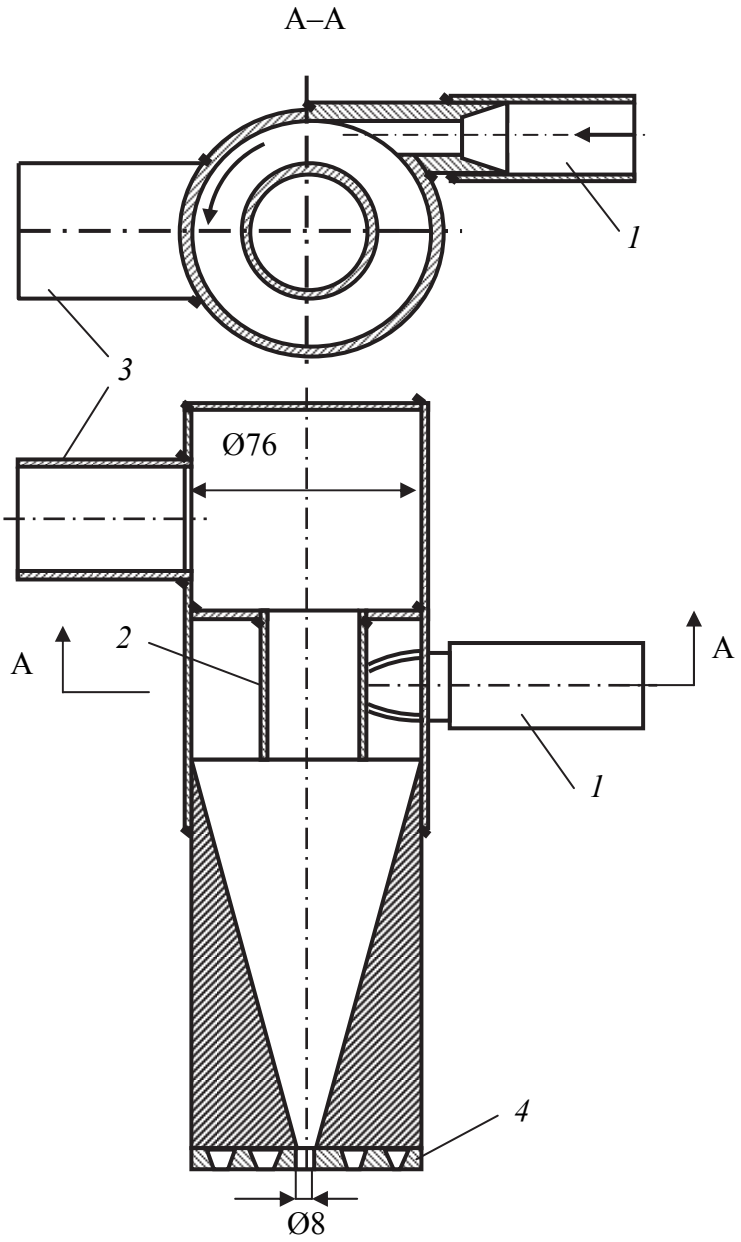


Рис. 9.2. Гидроциклон для очистки бурового раствора: *1* – патрубок для подачи раствора; *2* – центральный патрубок; *3* – боковой патрубок; *4* – пластина с отверстиями для отвода шлама

Неочищенный буровой раствор поступает от шламового насоса (насоса подающего раствор из емкости *5*, см. рис. 9.1) в патрубок *1* по касательной к внутренней поверхности цилиндрической части гидроциклона, за счет чего раствор в гидроциклоне закручивается. Внутренний диаметр цилиндрической части гидроциклона – около 76 мм. За счет центробежной силы частицы шлама отбрасываются к стенкам гидроциклона. Далее раствор поступает в коническую часть гидроциклона, при этом из центральной части вращающегося столба жидкости очищенный раствор по центральному патрубку *2* и верхнему боковому патрубку *3* выходит из гидроциклона. Шлам с небольшой частью раствора идет вниз и сбрасывается через насадку. Диаметр насадки регулируется передвижением пластины *4* и может составлять 4; 6; 8; 10 и 11 мм. Пластина к корпусу гидроциклона крепится болтом.

Очищенный раствор сливается в секцию рабочей емкости *6* (рис. 9.1), а шлам с небольшой частью раствора сбрасывается за пределы емкости с раствором.

Добавки к буровым растворам и тампонажные смеси компании Atlas Copco. Компания Atlas Copco предлагает в качестве добавок к буровым растворам четыре продукта:

Superdrill – при бурении твердых горных пород для увеличения ресурса буровых коронок, снижения трения колонны о стенку скважины и вибрации;

Supermix – при бурении рыхлых и малосвязных горных пород для повышения выхода керна и устойчивости стенок скважины;

Claystab – при бурении глиносодержащих пород для снижения набухаемости пород;

Superfoam – при бурении с очисткой забоя воздухом для снижения налипания выносимой из скважины породы, образования сальников и повышения выносной способности очистного газообразного агента.

В качестве добавки для приготовления тампонажного смеси рекомендуется Superplug – реагент для приготовления тампонажного раствора при бурении в условиях поглощения бурового раствора.

Superdrill представляет собой не загрязняющую окружающую среду, биологически разлагаемую смесь жиров в органическом растворителе. Реагент продлевает срок службы алмазной буровой коронки и улучшает эксплуатационные характеристики бурового инструмента в связи со снижением трения, что в свою очередь приводит к снижению вибрации снаряда и обеспечивает более благоприятный температурный режим работы алмазной коронки. Снижение трения и вибрации приводит к снижению крутящего момента при бурении, изнашивания бурильной колонны и другого оборудования. Отмечается также снижение коррозии бурового инструмента.

Концентрация реагента Superdrill приведена в табл. 9.2.

Добавка Superdrill имеет очень низкую токсичность, не является опасной при возникновении возгораний и попадании на кожу и не требует специальных мер предосторожности при работе с ней.

Supermix представляет собой не загрязняющий окружающую среду, нетоксичный биологически разлагаемый полимер, который при разбавлении водой образует молекулярные цепи, осаждающиеся на стенках скважины, керна, и увеличивающий их стабильность и целостность. Применение добавки приводит к повышению устойчивости стенок ствола скважины и сохранности керна при бурении рыхлых горных пород, облегчает извлечение керна из керноотборника, смазывает колонну и снижает крутящий момент при бурении. Смазывающие свойства добавки обеспечивают лучшую извлекаемость обсадных труб из скважины и повышают скорость бурения. Добавка Supermix может использоваться с соленой водой.

Концентрация добавки Supermix приведена в табл. 9.3.

При низких концентрациях Supermix перекачивается подобно воде, но при высоких концентрациях прокачиваемость раствора снижается.

Claystab представляет собой биологически разлагаемый полимер, который снижает набухаемость горных пород. Эта добавка в буровой раствор повышает эффективность бурения в вязких набухающих или пластичных породах типа вязкопластичных глин, разбухающих мергелей и др.

Основные преимущества, получаемые при использовании Claystab, состоят:

- в предотвращении разбухания керна во внутренней керноприемной трубе;
- стабилизации набухания породы и повышении устойчивости стенок скважины и уменьшении заедания инструмента в скважине;
- улучшает гидравлические характеристики и удаление бурового шлама;
- снижает крутящий момент при бурении;
- облегчает извлечение обсадных труб из скважины.

Концентрация добавки Claystab приведена в табл. 9.4.

Superfoam представляет собой не загрязняющую окружающую среду, нетоксичную, биологически разлагаемую смесь поверхностно-активных веществ и стабилизирующих полимеров. Рекомендуется применять для бурения с очисткой забоя воздухом. Реагент вызывает сильное пенообразование, способствует удалению шлама, стабилизирует глину и слабосцементированные породы. Может применяться во взаимодействии с соленой водой, при этом полностью совместим с Claystab и Supermix при бурении очень рыхлых и слабосцементированных пород.

Таблица 9.2

Концентрация реагента Superdrill

Характеристика породы	Абразивные и слабо абразивные породы средней и высокой твердости	Неабразивные породы высокой и очень высокой твердости	Сильно абразивные породы очень высокой твердости
Концентрация Superdrill	0,2 % (2 л на 1 000 л воды)	0,2–0,3 % (2–3 л на 1 000 л воды)	0,3–0,4 % (3–4 л на 1 000 л воды)

Таблица 9.3

Концентрация добавки Supermix

Условия бурения	Концентрация добавки в жидком виде	Концентрация добавки в виде порошка
Отбор керна с помощью съемного или тонкого кольцевого керноотборника	0,05–0,2 % (0,5–2 л на 1 000 л воды)	0,5–2 кг на 1 $м^3$ воды
Бурение или отбор керна в песчанистых, рыхлых песчаниках, порошковатых аспидных сланцах, распавшихся гранитах и аллювиальных породах	0,1–0,2 % (1–2 л на 1 000 л воды)	1–2 кг на 1 $м^3$ воды
Облегчение извлечения обсадных труб	0,05–0,1 % (0,5–1 л на 1 000 л воды)	0,5–1 кг на $м^3$ воды

Таблица 9.4

Концентрация добавки Claystab

Условия бурения	Концентрация реагента
Бурение и отбор керна в глинах и мергелях	0,2–0,3 % (2–3 л на 1 000 л воды)
Извлечение обсадных труб из вязких пород	0,2–0,4 % (2–4 л на 1 000 л воды)
Извлечение обсадных труб в обычных, неусложненных условиях	0,02 % (0,2 л на 1 000 л воды)

Концентрация реагента в растворе должна быть 3–7 л на 1 000 л воды. Приготовленный раствор следует вводить через бурильные трубы путем закачивания нескольких литров смеси и добавления в процессе бурения воздуха. В случае обрушения стенок скважины рекомендуется добавить еще к полученной смеси с Superfoam 1 кг Supermix.

Примеры применения добавок в буровой раствор

1. Порода: песок.

Керноотборник: Geobor S (соответствует PQ) с кернорвателем корзиночного типа и без него.

Коронка: вооружение – карбид титана, направляющий профиль.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: Supermix в количестве 1 л на 1 000 л воды. Используется также Claystab для облегчения извлечения керна из внутренней керноприемной трубы (концентрация – 1 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100%-е извлечение керна из однородного песка, керн полностью терял свое искусственно полученное сцепление через два часа.

П р и м е ч а н и е: В некоторых скважинах к буровому раствору добавляли соль для снижения обрушения породы.

2. Порода: мергели со слоями пластичной глины.

Керноотборник: Geobor S (соответствует размеру PQ).

Коронка: вооружение – карбид титана, направляющий профиль.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: Claystab в количестве 4 л на 1 000 л воды. Используется Supermix в количестве 0,3 л на 1 000 л воды.

Результаты: 100%-е извлечение керна.

3. Порода: твердый гранит.

Керноотборник: съемный размера B.

Коронка: импрегнированная алмазная коронка.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем типа Diamec.

Использованные добавки: Superdrill в количестве 4 л на 1000 л воды.

Результаты: 100%-е извлечение керна с одновременным увеличением срока службы коронки и скорости проходки на 10 %.

П р и м е ч а н и е: Обнаружено, что при добавлении 0,2 л Supermix на 1 000 л воды полностью исчезала вибрация.

4. Порода: рыхлый или слабосцементированный песок с гравием и галькой.

Керноотборник: Geobor S с гильзой из поливинилхлорида и кернорвателем корзиночного типа.

Коронка: алмазная коронка для двойных труб.

Буровой станок: вращатель шпиндельного типа.

Использованные добавки: Supermix в количестве 1 л на 1 000 л воды. Используется также Claystab (концентрация – 0,5 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100%-е извлечение керна на интервале бурения более 1 000 м.

5. Порода: сланцеватая и компактная глина с раздробленными слоями кварца.

Керноотборник: съемный размера P, H, N.

Коронка: импрегнированная алмазная коронка .

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем.

Использованные добавки: Supermix в количестве 0,7 л на 1 000 л воды. Используется также Superdrill (концентрация – 4 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100%-е извлечение керна.

П р и м е ч а н и е: Были большие потери воды, но эта проблема решена с помощью добавления 25 кг хлорида калия на 1 000 л воды.

6. Порода: сильно дробленый и растрескивающийся доломит со слоями глины и мергеля.

Керноотборник: съемный размера H.

Коронка: импрегнированная алмазная коронка.

Буровой станок: гидрофицированный вращатель шпиндельного типа.

Использованные добавки: Supermix в количестве 0,5 л на 1 000 л воды. Claystab в количестве 4 л на 1 000 л воды. Используется также Superdrill (концентрация – 2 л на 1 000 л воды).

Результаты: 100%-е извлечение керна, включая слои глины и мергеля, в течение всего срока контакта (1 500 м).

Примечание: В начале выполнения работ использовали только воду, а затем бентонит. В обоих вариантах удавалось извлекать только 5 % керна.

7. Порода: рыхлый гравий с песком и галькой.

Керноотборник: Т6-101 и Т6-131.

Коронка: импрегнированная алмазная коронка.

Буровой станок: гидравлический с подвижным вращателем (Mustang A-32).

Использованные добавки: Supermix в количестве 1–1,3 л на 1 000 л воды. Циркуляция прекращалась при следующих скоростях: для обсадных труб – при 1 000 л на метр, при отборе керна – при 500–800 л на метр.

Результаты: 100%-е извлечение керна.

Примечание: Крепление обсадными трубами проводили при бурении до 48 м, отбор керна – до глубины 160 м.

Superplug – однокомпонентная жидкость. Для сокращения времени реакции в раствор можно добавлять катализатор Superplug C. Superplug вступает в реакцию с водой, поэтому применяется для закупоривания трещин на интервалах потери циркуляции промывочного раствора или стабилизации грунта при циркуляции раствора с добавленным Superplug.

Реакция отверждения раствора с Superplug происходит в две стадии (рис. 9.3):

- индукционный период, при котором вязкость раствора остается постоянной и происходит заполнение трещин за счет давления нагнетания;
- период реакции, когда образуется твердая пена с огромным увеличением объема, что автоматически приводит к вторичному проникновению раствора в поры и трещины вне зависимости от давления нагнетания.

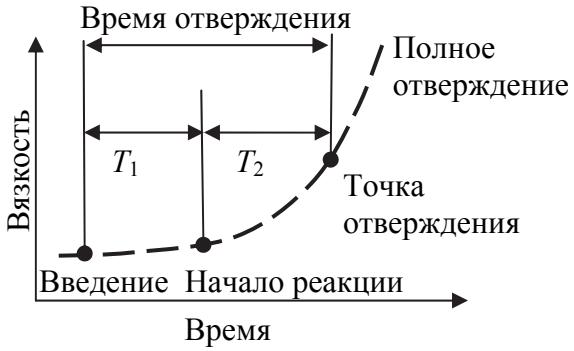


Рис. 9.3. Стадии отверждения раствора с Superplug: T_1 – индукционный период; T_2 – время реакции

Процесс отверждения заканчивается за относительно короткое время. Получаемый после отверждения материал имеет прочность до 40 даН/см^2. После отверждения пены ее можно сразу же разбуривать.

Superplug C представляет собой специальный катализатор, который можно добавлять для сокращения времени реакции до 2–20 мин. На рис. 9.4 приведен график сроков отверждения пены в зависимости от количества добавленного в раствор Superplug C.

Применение Superplug

1. Перед началом любой цементации пеной желательно провести измерения температуры, качества воды и т. п. с целью определения времени

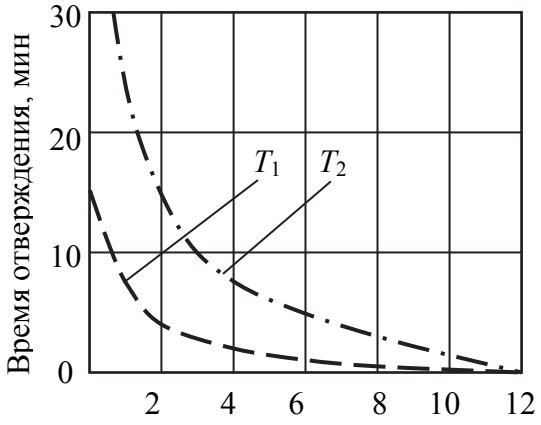


Рис. 9.4. Время отверждения раствора с Superplug в зависимости от количества добавленного Superplug C при рабочей температуре 20 °C: T_1 – индукционный период; T_2 – время реакции

реакции в конкретных условиях производства работ. Для этого следует добавить измеренное количество Superplug C в чистую и сухую емкость с известным количеством Superplug, обычно в объеме 2–10 %. Смесь смешивают с водой и дожидаются полного отверждения смеси, зафиксировав время реакции.

2. Перед тампонированием колонну бурильных труб с извлеченным из нее керноприемником (колонна ССК) подвешивают над забоем скважины на расстоянии 0,5–0,7 м, достаточном для опорожнения колонны, и снимают промывочный вертлюг. При выдавливании смеси из колонны последняя приподнимается по мере заполнения скважины с тем, чтобы выдавливаемая смесь не размазалась по стенкам скважины буровым снарядом (рис. 9.5, *а*).

3. В бурильные трубы устанавливают резиновую пробку и продвигают вниз по трубе на 1–2 м (рис. 9.5, *б*). Если в бурильных трубах имеются какие-либо высадки или муфты, то резиновую пробку нужно поставить на этом участке с суженным диаметром ствола, но для бурильных труб с внутренней высадкой не рекомендуется использовать Superplug.

4. Смешивают Superplug и Superplug C в пропорции, которую использовали при контрольных испытаниях. Приготовленную смесь заливают в колонну бурильных труб с помощью воронки (рис. 9.5, *в*).

5. Выше смеси, залитой в колонну, устанавливают одну или лучше две резиновые пробки (рис. 9.5, *г*).

6. Ставят на место промывочный вертлюг, включают буровой насос и производят продавливание пробок и смеси через колонну бурильных труб. После продавливания, когда самая верхняя пробка выйдет из колонны, давление продавливания смеси заметно упадет (рис. 9.5, *д*, *е*).

7. Как только смесь будет продавлена и давление нагнетания резко снизится, прекращается прокачивание, а колонна приподнимается, для того чтобы нижняя часть колонны отошла от смеси. Далее выдерживают временной интервал, достаточный для отверждения смеси, добавив к контрольному времени 5–10 мин (рис. 9.5, *ж*, *з*).

8. После отверждения смеси в колонну опускают керноприемник и производят разбуривание твердой пены (рис. 9.5, *и*).

Superplug можно использовать в сочетании с наполнителем (золой, цементом и т. д.).

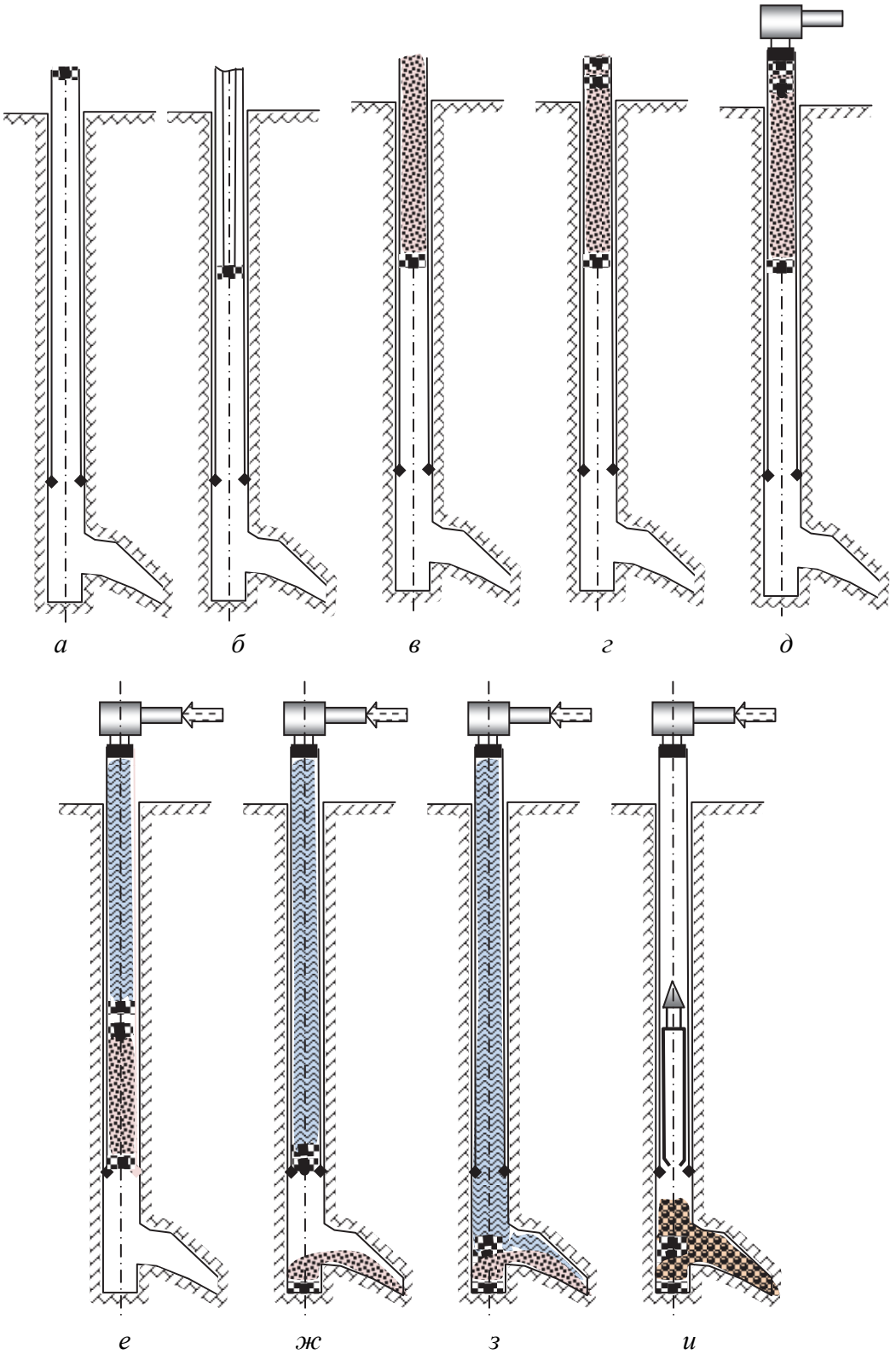


Рис. 9.5. Схемы, поясняющие процесс ликвидации осложнения при бурении с помощью смеси Superplug

Средства и технологии ликвидации геологических осложнений отечественного производства

К основным способам ликвидации геологических осложнений можно отнести тампонирование зоны осложнений цементными растворами путем закачивания их через колонну бурильных труб или доставкой в скважину в контейнере [6; 15]. В ряде случаев для ликвидации осложнений возможно применение разнообразных синтетических смол. Известны и другие способы ликвидации осложнений, которые изложены в работах [6; 14; 20].

Одним из самых эффективных и новых средств, предназначенных для предупреждения и ликвидации геологических осложнений, возникающих в процессе бурения скважин, является тампонажная смесь ЛП, разработанная специалистами НПК «Геотехнология». Она представляет собой вязкую пастообразную систему, обладающую гидроизолирующими и крепящими свойствами. После доставки в зону осложнения, взаимодействуя с водой или глинистым раствором, превращается в резиноподобную массу, увеличиваясь в объеме от 10 до 50 раз в течение 3–5 мин.

Тампонажная смесь ЛП устойчива к минерализации до 15–50 г/дм^3, плотность вещества 1,45–1,63 г/см^3, pH – 6–7; смесь не замерзает при температуре до –35 °С.

При понижении температуры ниже (–10 ºС) наблюдается увеличение вязкости смеси, но при этом характерно полное восстановление свойств после цикличного замораживания-оттаивания.

Применение тампонажной смеси ЛП при бурении скважин в сложных геологических условиях позволяет успешно решать следующие задачи:

- ликвидацию поглощений промывочной жидкости, возникающих при бурении скважин различного назначения;
- крепление неустойчивых интервалов буровзрывных скважин склонных к обрушению и вывалообразованию;
- изоляцию обсадных колон и разобщение горизонтов.

Ликвидация поглощения промывочной жидкости. Наиболее распространенным видом осложнений в практике бурения геологоразведочных скважин является поглощение промывочной жидкости, сопровождаемое потерей бурового раствора и вероятностью прихвата бурового снаряда по причине нарушения гидростатического баланса и скопления шлама в скважине.

В зависимости от назначения скважины и от применяемого бурового инструмента технология ликвидации поглощения промывочной жидкости с помощью тампонажной смеси ЛП осуществляется следующим образом.

Технология ликвидации поглощения промывочной жидкости при бурении скважин комплексом со съемным керноприемником (ССК)

1. При возникновении поглощения промывочной жидкости остановить бурение, извлечь керноприемник. В случае необходимости допуска-

ется углубка скважины, но не более чем на 1–2 м от интервала возникновения зоны поглощения.

2. После извлечения керноприемника приподнять снаряд от забоя на 0,3–0,5 м.

3. В бурильную колонну установить нижнюю продавочную пробку из плотной бумаги.

4. Протолкнуть пробку вниз по колонне с учетом предполагаемого объема заливаемой тампонажной смеси.

5. В поставляемой таре перемешать тампонажную смесь до однородного состояния.

6. Залить в бурильные трубы расчетное количество тампонажной смеси. Количество смеси зависит от технических характеристик бурового насоса и колеблется в пределах 3–5 л на одно тампонирование в зависимости от диаметра скважины (указанное количество смеси не рекомендуется превышать по экономическим соображениям).

7. Установить верхнюю продавочную пробку.

8. С помощью бурового насоса промывочной жидкостью (водой) продавить смесь, доставив ее в зону поглощения, после чего выключить насос. Сигналом доставки смеси в зону поглощения служит падение давления на манометре до минимального значения.

9. Для активации тампонажной смеси и равномерного распределения ее в поглощающем интервале произвести вращение снаряда с частотой порядка 150 мин$^{-1}$ в течение 2–3 мин.

10. Включить насос и убедиться в восстановлении циркуляции промывки.

11. Продолжить бурение.

Восстановление циркуляции промывочной жидкости после доставки смеси в зону поглощения и перемешивании (активации) её с буровым раствором происходит в течение 3–5 мин.

Технология ликвидации поглощения промывочной жидкости при бурении скважин одинарными колонковыми снарядами

1. При возникновении поглощения промывочной жидкости остановить бурение, зафиксировав керн в колонковой трубе. В случае необходимости допускается углубление скважины, но не более чем на 1–2 м ниже интервала поглощения промывочного раствора.

2. Извлечь буровой снаряд из скважины.

3. Подготовить контейнер для доставки тампонажной смеси ЛП в зону поглощения или водопроявления. С целью снижения времени на ликвидацию поглощения рекомендуется использовать колонковую трубу, которой осуществляется бурение. Для этого необходимо извлечь из нее поднятый с забоя керн, предварительно отсоединив буровую коронку.

4. В колонковую трубу, освобожденную от керна, установить пробку из плотной бумаги и протолкнуть её на глубину с учетом предполагаемого объема заливаемой смеси.

5. Приподняв нижний конец колонковой трубы, наполнить трубу расчетным количеством смеси. Для удобства заполнения контейнера (колонковой трубы) рекомендуем воспользоваться нагнетательным шприцем. Количество смеси зависит от технических характеристик бурового насоса и колеблется в пределах 3–4 л на одно тампонирование для скважин диаметром 59, 76 мм (указанное количество смеси не рекомендуется превышать по экономическим соображениям).

6. Установить нижнюю пробку из плотной бумаги в месте установки кернорвательного кольца и присоединить буровую коронку.

7. Опустить контейнер (колонковую трубу) на бурильных трубах в скважину и убедиться, что он дошел до забоя.

8. Приподнять контейнер (колонковую трубу) от забоя на величину 0,3–0,5 м.

9. С помощью бурового насоса промывочной жидкостью продавить тампонажную смесь ЛП, доставив ее в зону поглощения, после чего выключить насос. Сигналом доставки смеси в зону поглощения служит падение давления на манометре до минимального значения.

10. Для активации тампонажной смеси и равномерного распределения ее в поглощающем интервале, следует произвести вращение снаряда с частотой 150 мин$^{-1}$ в течение 2–3 мин.

11. Включить насос и убедиться в восстановлении циркуляции.

12. Восстановление циркуляции промывочной жидкости после доставки смеси в зону поглощения и активации её происходит в течение 3–5 мин.

13. После восстановления циркуляции промывочной жидкости, не извлекая бурильную колонну из скважины, продолжить бурение.

Крепление неустойчивых интервалов скважин, склонных к обрушению и вывалообразованию

При бурении по несвязным горным породам и насыпным грунтам, склонным к обрушению и вывалообразованию, возникают поглощения промывочной жидкости, вывалы и обрушения стенок скважины. Применение полимерглинистого раствора в таких случаях не всегда целесообразно, так как указанные породы имеют высокую степень проницаемости, в связи с чем имеет место полное поглощение промывочной жидкости.

Наиболее традиционным способом крепления таких зон является изоляция неустойчивых интервалов обсадными трубами методом «бурения с опережающим спуском обсадных труб». Однако этот способ связан с увеличением металлоемкости скважин и значительными затратами времени на проведение изоляционных работ.

Использование тампонажных смесей ЛП вместо обсадных труб позволяет значительно снизить стоимость метра бурения за счет снижения металлоемкости и уменьшения времени на изоляцию неустойчивых горизонтов.

Как только стало очевидно, что применяемый глинистый раствор не способствует закреплению стенок и формированию ствола скважины, нужно воспользоваться тампонажным раствором ЛП.

Технология изоляции и крепления стенок скважины при бурении по несвязным горным породам и насыпным грунтам, заключается в следующем.

1. После извлечения бурового снаряда в скважину через устье заливают тампонажную смесь ЛП в расчетном объеме, который зависит от проницаемости горных пород, диаметра скважины и мощности интервала неустойчивых пород. Имея плотность 1,5–1,6 г/см^3, тампонажная смесь опускается на забой под собственным весом.

2. Собирается тампонирующий снаряд, состоящий из колонковой трубы стандартного диаметра, приближенного к диаметру скважины, и шарошечного долота с заглушенным отверстием для промывки. Длина снаряда должна незначительно превышать мощность интервала крепления.

3. Снаряд опускается в скважину, и с минимальной частотой вращения без подачи промывочной жидкости разбуривают обрушившуюся породу. При этом тампонажная смесь, контактируя с водой, активируется, превращаясь в нетвердеющую, гигроскопичную массу, которая, проникая в пустоты и поры горной породы, связывает ее, формируя устойчивый ствол скважины.

4. Бурение по неустойчивым породам должно осуществляться с использованием глинистого раствора, обработанного полимерными реагентами.

5. Если мощность интервала неустойчивых пород составляет 10 и более метров, то тампонажную смесь, предварительно разбавленную водой до состояния, прокачиваемого буровым насосом (поршневым или плунжерным), можно применять в качестве промывочной жидкости с эффектом крепления стенок скважины.

Изоляция обсадных колонн и разобщение горизонтов

Механическое закрепление стенок скважины обсадными трубами, являясь наиболее универсальным, надежным и самым распространенным способом изоляции интервалов осложнений, в то же время значительно увеличивает себестоимость буровых работ. Процент извлечения обсадных труб после окончания бурения не превышает 30–40 %, а оставленные в скважине трубы после завершения ее бурения оказывают негативное воздействие на экологию водоносных горизонтов, вскрытых при проходке скважины. Кроме того, перекрытие обсадными трубами неустойчивых интервалов в трещиноватых породах не обеспечивает надежной изоляции скважины, вследствие чего высока вероятность выхода промывочной

жидкости в затрубное пространство обсадной колонны, что значительно осложняет процесс бурения скважины.

Для предотвращения выхода промывочной жидкости из затрубного пространства, обеспечения разобщения водоносных горизонтов, вскрытых при бурении скважины, а также для беспрепятственного извлечения колонны обсадных труб, кольцевой зазор между стенкой скважины и обсадными трубами целесообразно изолировать тампонажной смесью ЛП.

Нетвердеющая гигроскопичная масса, образованная тампонажной жидкостью ЛП, заполняя заколонное пространство обсадных труб, обеспечивает 100%-ю изоляцию последних и значительно облегчает процесс извлечения труб из скважины после окончания бурения. Предлагаемая технология позволяет увеличить процент извлечения колон обсадных труб до 80 %.

Опишем технологию изоляции заколонного пространства скважины, которая осуществляется аналогично процессу цементирования колоны обсадных труб:

1. Опустить в скважину колонну обсадных труб до забоя.

2. Убедиться, что трубы находятся на забое, а затем приподнять их на 10–15 см.

3. Рассчитать объем заколонного пространства, учитывая коэффициент разработки ствола скважины.

4. В емкости смешать тампонажную смесь ЛП с водой в примерном соотношении 1:10 и довести полученную консистенцию до состояния текучести, увеличивая водную составляющую с тем, чтобы ее можно было закачать насосом в скважину или залить через устье вручную.

5. Расчетное количество залитой в скважину тампонажной смеси продавить промывочной жидкостью (технической водой, глинистым раствором) до выхода смеси на устье скважины из заколонного пространства, после чего выключить насос.

6. Проворачивая обсадную колонну с минимальной частотой вращения, опустить ее на забой и продолжить вращение в течение 3–4 мин.

7. Продолжить бурение в соответствии с техническим проектом скважины.

Описанные выше технологии позволяют использовать тампонажные смеси ЛП для изоляции промежуточных обсадных колонн при сооружении водозаборных скважин на ранних стадиях проведения поисковых работ, что значительно сократит время на ожидание затвердевания цемента и позволит при проведении ликвидационных работ извлечь обсадные трубы из скважины.

Способ «сухого» тампонирования предназначен для ликвидации частичных и полных поглощений промывочной жидкости при бурении. Сущность его заключается в доставке сухой БСС (40–50 % цемента М400 или

М500 и 40–50 % гипса или алебастра) в скважину и приготовлении в интервале осложнения смеси с низким водоцементным соотношением с помощью специального инструмента – шнека с левым направлением реборд с упругим резиновым затиром. В процессе тампонирования в скважине не образуется цементный материал, так как применяемый «левый» шнек при разбуривании и перемешивании доставленной в скважину смеси БСС обеспечивает нагнетание смеси, а затир с резиновым элементом втирает смесь в стенки скважины, закрывая трещины и поры, фиксируя склонную к обваливанию породу.

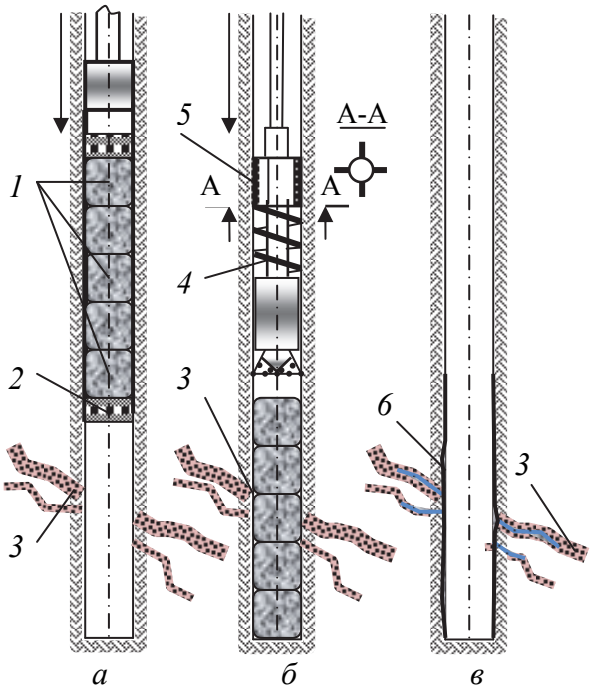


Рис. 9.6. Схемы, поясняющие исполнение метода «сухого» тампонирования скважины: *а* – спуск БСС в колонковой трубе; *б* – спуск компоновки для разбуривания и затирания БСС; *в* – результат тампонирования после завершения работ; *1* – мешочки с БСС; *2* – нижняя и верхняя пробки; *3* – зона осложнения; *4* – шнек с левым направлением навивки реборд; *5* – затир; *6* – затертая в трещины БСС

Доставка смеси БСС производится в колонковой трубе (наполненной полиэтиленовыми пакетами со смесью) длиной 0,5–0,8 м и диаметром, равным внутреннему диаметру колонковой трубы.

Приведем порядок проведения работ при тампонировании (рис. 9.6).

1. При встрече интервала осложнения, связанного с поглощением промывочной жидкости, бурение продолжается на глубину 5–7 м ниже кровли интервала поглощения.

2. В зону поглощения доставляются полиэтиленовые мешочки, наполненные БСС и помещенные в колонковую трубу с нижней и верхней продавочными пробками (рис. 9.6, *а*). Возможен вариант доставки мешочков свободным спуском через ствол скважины.

3. Спускается колонковый снаряд с шарошечным долотом, шнеком и затиром и производится разбуривание мешочков со смесью (рис. 9.6, *б*).

4. При разбуривании мешочков из скважины должна выходить промывочная жидкость, в противном случае процесс повторяется.

5. При достижении забоя скважины при восстановлении циркуляции промывочной жидкости дается время для затвердевания смеси в скважине в течение 2–3 ч, после чего углубление скважины продолжается.

При разбуривании смеси осевая нагрузка составляет 400–700 даН, частота вращения до 100–150 мин$^{-1}$, количество промывочной жидкости

10–40 л/мин в зависимости от степени трещиноватости горных пород (минимум количества жидкости при интенсивной трещиноватости, максимум – при минимальной).

Опыт применения метода «сухого» тампонирования в ПГО «Сосновгеология» показал, что этот способ дает хорошие результаты при малой и средней интенсивности поглощения промывочной жидкости и длине поглощающих интервалов не более 5–10 м.

9.4. Газожидкостные смеси для бурения

Сущность метода бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями (ГЖС) – пенами или аэрированными жидкостями – заключается в нагнетании в скважину смеси воздуха или газа с промывочной жидкостью или с водным раствором ПАВ в необходимых для различных горно-геологических условий бурения соотношениях. При этом газожидкостная или воздухожидкостная смесь выполняет все функции очистного агента.

Разделение ГЖС на пены и аэрированные жидкости производится на основе показателя кратности K: при $K \leq 3{,}8$ будет получена аэрированная жидкость, при $K \geq 3{,}8$ – пена. Кратность ГЖС определяют из соотношения объемов смеси (объем воздуха и жидкости) и жидкости: $V_в + V_ж / V_ж$.

Первая скважина с применением пены пробурена в 50-х годах XX столетия в штате Невада (США).

Первой особенностью аэрированных жидкостей (и особенно пен) является малая плотность.

Вторая особенность пен – большая вязкость, причем пены уникальны тем, что повышение вязкости происходит с уменьшением их плотности.

Первая особенность делает пены очень эффективными для снижения угнетающего давления на забой скважины, что приводит к повышению механической скорости бурения и ресурса инструмента. Первая и вторая особенности делают ГЖС уникальным средством бурения в условиях полного и даже катастрофического поглощения промывочной жидкости.

Третья особенность – высокие смазывающие свойства и низкое поверхностное натяжение – позволяет реализовать высокочастотный режим бурения твердых горных пород на больших глубинах и повысить механическую скорость бурения на 25–30 %.

Пены обладают низкой теплопроводностью, что позволяет их эффективно использовать при бурении многолетнемерзлых горных пород. Пены также успешно применяют при бурении соленосных толщ, особенно если в разрезе имеются водопоглощающие горизонты.

ПАВ в составе ГЖС для бурения скважин способствуют лучшему диспергированию воздуха в потоке жидкости и увеличивают прочность воздушных пузырьков. Молекулы ПАВ укрепляют гидратные оболочки воздушных пузырьков и препятствуют их разрушению при столкновении. Под воздействием ПАВ увеличивается выносная способность ГЖС, снижается давление в нагнетательной линии, устанавливается более равномерное движение выходящего из скважины потока ГЖС.

❖ **Диспергирование** (от лат. *dispergo* – рассеиваю, рассыпаю) – тонкое измельчение твердых или жидких тел.

В качестве пенообразователей в бурении используют неионогенные ПАВ (превоцелл, ОП-10, ОП-7), смачиватель ДБ и ионогенные ПАВ (сульфонол, сульфонат, мотеон, «Прогресс», ламепон и др.).

Обычно ПАВ вводят в промывочную жидкость, с применением которой пройдены верхние интервалы геологического разреза. Такой жидкостью может оказаться, например, хлоркальциевый глинистый раствор. Глинистые растворы с ПАВ дают относительно стабильную пену и без применения реагента-стабилизатора. Поэтому при бурении скважин применяются ГЖС, представляющие собой смеси воздуха и промывочной жидкости с ПАВ и реагентом-стабилизатором или без него.

Наиболее универсальным с позиций применения в разнообразных геологических условиях является пенообразующий состав из сульфоната с соответствующей промывочной жидкостью. Для бурения в условиях водопоглощения или при бурении солей в ГЖС должно быть больше воздуха, а раствор, в который вводится ПАВ (особенно при бурении слабых осадочных пород), необходимо выбирать с «крепящими» стенки скважины свойствами, например глинистый раствор.

Некоторые рецептуры пенообразующих составов и их основные свойства приведены в табл. 9.5 [1]. Из приведенных данных видно, что по мере повышения кратности наблюдается снижение стабильности при увеличении ПАВ до 1,5–2 %. Более высокое содержание ПАВ не увеличивает пенообразующую способность. Из табл. 9.5 также видно, что ГЖС, содержащие глинистые растворы, стабильны и устойчивы в течение нескольких часов и даже суток.

При выборе пенообразующего состава для применения на конкретном объекте нужно иметь в виду, что слишком стабильные ГЖС требуют специальных средств разрушения при выходе их из скважины. Смесь должна быть в скважине стабильной, сохранять свою структуру и удерживать шлам, а после выхода из скважины распадаться на жидкую и газовую составляющие.

При использовании ГЖС в бурении скважин определяют их кратность, стабильность, плотность и условную вязкость. Для определения

этих свойств необходимо иметь 0,5 л исходного раствора ПАВ (концентрация ПАВ в исходной жидкости 20–30 г/л). Из исходного раствора приготавливают по 100–150 мл рабочих растворов с концентрацией от 0,2 до 2,0 % ПАВ, например 2; 6; 10; 14; 18 и 20 г/л. Объем исходного раствора определяется из соотношения

$$V_{\text{исх}} = \frac{C_2 V_{\text{р}}}{C_1},$$

где C_1, C_2 – концентрация исходного и рабочего растворов, г/л;
$V_{\text{Р}}$ – объем рабочего раствора, л.

Таблица 9.5

Рецептуры пенообразующих составов и их основные свойства

Состав смеси	Свойства	Концентрация ПАВ, г/л				
		2	6	12	16	20
Вода + сульфонол	Кратность Стабильность, ч/100 мл	4,8 –	14,6 0,13	16,6 0,07	15,6 0,07	15,0 –
Вода + сульфонол + НП-3	Кратность Стабильность, ч/100 мл	2,8 2,0	6,0 0,83	12,4 0,27	15,6 0,13	15,6 –
Вода + сульфонат	Кратность Стабильность, ч/100 мл	5,5 0,5	7,8 0,42	10,1 0,15	10,6 0,1	10,1 0,13
Вода + смачиватель ДБ	Кратность Стабильность, ч/100 мл	2,8 –	3,8 1,26	5,4 0,22	6,6 0,15	11,0 0,13
Глинистый раствор (ρ = 1,05 г/см^3) + сульфонол	Кратность Стабильность, ч/ мл	3,3 –	6,5 2/110	8,0 2/440	9,8 2/710	9,2 –
Глинистый раствор (ρ = 1,05 г/см^3) + сульфонол + НП-3	Кратность Стабильность, 2 ч/мл	2,2 20,0	4,6 50,0	7,2 200,0	7,3 200,0	8,6 –
Глинистый раствор (ρ = 1,05 г/см^3) + сульфонат	Кратность Стабильность, ч/ мл	4,0 2/30	6,3 2/50	11,0 2/240	12,2 –	10,2 –
Глинистый раствор (ρ = 1,05 г/см^3) + смачиватель ДБ	Кратность Стабильность, ч/ мл	2,6 2/20	3,3 2/100	4,0 2/240	5,2 –	6,2 –
Глинистый раствор (ρ = 1,1 г/см^3) + сульфонол	Кратность Стабильность, ч/ мл	2,2 24/25	3,0 24/140	5,5 –	7,6 –	8,2 –
Глинистый раствор (ρ = 1,1 г/см^3) + сульфонол + НП-3	Кратность Стабильность, ч/ мл	2,4 –	4,1 24/30	5,5 –	7,2 –	7,2 –
Глинистый раствор (ρ = 1,1 г/см^3) + сульфонат	Кратность Стабильность, ч/ мл	2,6 24/120	4,4 24/130	7,4 –	8,3 –	8,5 –

В два мерных цилиндра объемом по 1 000 мл вливают по 50 мл исследуемых рабочих растворов осторожно, не допуская их взбалтывания и вспенивания. После этого цилиндры закрывают пробками и энергично встряхивают в течение 30 с в горизонтальном положении. После встряхивания сразу определяют плотность и вязкость раствора.

Другой цилиндр с пеной ставят вертикально и по шкале на стенке цилиндра определяют объем полученной ГЖС. После этого следует понаблюдать за разрушением пены до уменьшения объема на 100 мл и отметить время разрушения этого объема. Показателем стабильности ГЖС будет время разрушения 100 мл объема. Для стабильных ГЖС это время может составлять несколько часов и даже суток. Если время наблюдения ограниченно, то указывают время и соответствующий этому времени разрушенный объем пены, например 20 ч/80 мл.

Свойства циркулирующей через скважину ГЖС могут меняться в широких пределах, поэтому нужно вести контроль параметров смеси. Для оценки выносной способности ГЖС определяется содержание шлама в нагнетаемой и выходящей из скважины ГЖС.

Схемы получения и нагнетания ГЖС в скважину

В зависимости от необходимого соотношения воздуха и жидкости, геологических условий бурения и технических возможностей применяются различные схемы получения и нагнетания смесей в скважину [3].

1. Введение ПАВ непосредственно в промывочную жидкость, находящуюся в открытой емкости, перемешивание всего состава глиномешалкой или миксером и нагнетание в скважину буровым насосом.

2. Эжекция воздуха потоком промывочной жидкости, нагнетаемой в скважину буровым насосом через нагнетательную линию с эжектором.

> ❖ **Эжектор (струйный насос)** – от франц. *ejecter* – выбрасывать – насос трения, в котором жидкость (газ) перемещается, увлекаемая потоком (струей) жидкой или газообразной среды. Эжектор обеспечивает отсасывание жидкости (газа), в отличие от инжектора, который обеспечивает нагнетание.

3. Прямая схема генерации и нагнетания смеси, при которой в общую нагнетательную линию подается воздух компрессором, а жидкость закачивается насосом. Для реализации такой схемы необходимы компрессоры высокого давления, смесители, а если ГЖС представляет собой пену, то нужны также герметизаторы устья скважины, пеноразрушители, обратные клапаны и задвижки на отдельных участках линии.

4. Нагнетание воздуха компрессором и жидкости дозирующим насосом во всасывающую линию бурового (дожимного насоса) с последующим нагнетанием смеси дожимным насосом. Реализация этой схемы возможна с компрессором низкого давления. Схема требует наличия не менее двух насосов.

Первая схема применяется, когда соотношение воздуха и жидкости в ней составляет до 1:3, а плотность засасываемой насосом смеси – не менее 0,7–0,75 г/см^3. В данном случае на выходе получается аэрированная жидкость.

По *второй схеме* в нагнетательной линии промывочной жидкости устанавливается эжекторное устройство. При прохождении нагнетаемой буровым насосом жидкости через эжектор в наиболее узком его сечении образуется разряжение и подсасывание воздуха из атмосферы в нагнетательную магистраль. Полученная ГЖС подается тем же насосом в скважину. По этой схеме возможно получение и нагнетание смеси плотностью до 0,35–0,5 г/см^3.

Третья схема является универсальной. Она позволяет в широких пределах варьировать соотношение воздуха и жидкости в смеси и практически реализовать бурение с очисткой забоя сжатым воздухом, пенами, аэрированными и обычными промывочными жидкостями, а также оперативно осуществлять переход с одного очистного агента на другой.

Четвертая схема получения пен предназначена для бурения глубоких скважин на нефть и газ. Поэтому в качестве основной следует рассматривать схему номер три.

Контрольные вопросы и задания

1. В чем основное назначение буровых агентов? Их виды.
2. Назовите основные параметры буровых растворов.
3. Назовите основные виды буровых растворов. В чем их назначение?
4. Назовите основные реагенты и виды буровых растворов компании Baroid.
5. Назовите основные реагенты и виды буровых растворов компании Atlas Copco.
6. Охарактеризуйте назначение и технологии применения реагента ЛП.
7. В чём сущность метода «сухого» тампонирования скважин?
8. Каковы особенности свойств и применения в бурении газожидкостных смесей (ГЖС)?
9. Назовите возможные составы ГЖС.
10. Приведите схемы приготовления и очистки буровых растворов. Каково назначение гидроциклонов?

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

10.1. Основные способы забуривания скважин

В зависимости от вида и состояния горных пород в приповерхностном слое, диаметра и типа породоразрушающего инструмента, способа бурения, вида очистного агента и бурильной колонны применяют следующие основные способы забуривания скважин.

1. Установка трубы-направления скважины в шурф, предварительно выкопанный вручную. После установки в шурф трубу-направление или цементируют, или закапывают. Этот способ применяется при бурении скважин большого диаметра шарошечными долотами с промывкой скважины глинистым раствором (в основном скважины на нефть и газ) и при бурении геологоразведочных скважин ударно-канатным способом.

2. Забуривание скважины «всухую», т. е. без промывки или продувки. Этот вариант находит применение при бурении с поверхности земли в тех случаях, когда верхний интервал геологического разреза представлен осадочными породами при использовании обычных снарядов (без съемного керноприемника). Для бурения колонковый набор оснащают твердосплавной коронкой типа СМ или СА, а забуривание производят при медленном вращении колонны и повышенных нагрузках на глубину 2–3 м до коренных пород. Если коренные породы залегают глубже, то «всухую» бурят до предельно возможной глубины, а затем устанавливают трубу-направление и ведут бурение до коренных пород уже с промывкой инструментом меньшего размера.

Возможен вариант забуривания «всухую» посадкой обсадной колонны, оснащенной коронкой или башмаком, в рыхлые сыпучие породы с вращением и под действием повышенной осевой нагрузки на предельно возможную глубину. Обсадную колонну после этого не извлекают, а породу внутри колонны разбуривают уже с промывкой колонковым набором меньшего размера.

3. Забуривание с продувкой пневмоударником или шарошечным долотом может применяться по любым, в том числе твердым, выветрелым породам, породам, насыщенным крупными обломками, и на значительные глубины. Этот способ рекомендуют для различных условий бурения, но только в том случае, если не требуется керн в интервале забуривания. Для забуривания может использоваться, например, пневмоударник П-105 (диаметр долота 105 мм) и компрессор, обеспечивающий давление воздуха 0,2–0,5 МПа. Для оперативного забуривания целесообразно иметь в организации мобильный компрессор с комплектом бурового инструмента именно для осуществления операций забуривания.

При бурении по неустойчивым, аллювиальным, сыпучим породам бурение пневмоударником может осуществляться с поверхности с опережающим креплением ствола скважины, когда разрушение породы на забое сопровождается забиванием и обсадной колонны, оснащенной башмаком или специальным долотом. По данной схеме реализуется бурение в соответствии с методами OD, ODEX и DEPS компании Atlas Copco.

4. Забуривание с промывкой алмазным или твердосплавным инструментом проводят при бурении из подземных горных выработок без установки обсадных труб, если породы устойчивые и не склонные к набуханию и обваливанию. Техническая вода в этом случае удаляется из скважины изливом и попадает в зумпф по канавке.

Устье скважины при бурении горизонтальных или восстающих скважин, буримых из подземных горных выработок, обязательно оборудуют специальным герметизирующим устье скважины патрубком при использовании для бурения снаряда ССК. Тогда доставка и извлечение керноприемника и овершота производится за счет регулируемого гидравлического напора в герметичном пространстве ствола скважины.

Вариант забуривания с промывкой практикуется и при бурении скважин с поверхности ССК. В этом случае забуривание производят с промывкой водой колонковым набором ССК с твердосплавной или алмазной коронкой до предельной глубины и извлекают на поверхность керноприемник с керном. Техническая вода на начальном этапе изливается из скважины и удаляется за пределы буровой установки по канавке. Далее производят обуривание оставленной в скважине и выходящей на поверхность колонковой трубы обсадной трубой большего размера, оснащенной армированным башмаком. После обуривания обсадной трубой бурение снарядом ССК продолжается, а обуривание обсадной колонной проводят до тех пор, пока обсадная колонна не войдет в плотные коренные породы.

Забуривание с промывкой производят и при бурении двойной колонной КГК (гидротранспорт керна). В этом случае вода циркулирует через зазоры в колонне и попадает в зумпф не изливаясь и не контактируя со стенками скважины.

10.2. Проектирование режимов бурения твердосплавным инструментом

Анализ влияния параметров режима на механическую скорость бурения твердосплавными коронками показывает, что основными из них являются осевая нагрузка на инструмент, частота вращения, число резцов, их расстановка и геометрия, а также прочностные свойства горных пород.

Бурение в стендовых условиях самозатачивающимися коронками позволило получить модель влияния некоторых из названных факторов на механическую скорость бурения:

$$v_м = 14{,}75 + 0{,}92\ \omega + 1{,}75\ P + 3{,}06n - 2{,}03p_ш + P\omega, \qquad (10.1)$$

где P – осевая нагрузка;

ω – частота вращения;

n – число резцов;

$p_ш$ – твердость горных пород.

Как следует из уравнения, на величину механической скорости бурения наиболее существенно влияют число резцов и твердость горной породы, далее по значимости идет осевая нагрузка и только затем частота вращения. При этом следует отметить, что и число резцов у коронки, и твердость породы, и осевая нагрузка – факторы, задающие величину контактного напряжения, а соответственно и режим разрушения породы.

Повышение частоты вращения выше оптимальных значений приводит к повышенному износу резцов коронки. Установлено, что оптимальный режим бурения твердосплавными коронками возможен при окружной скорости перемещения резца $v_р$ = 1,4–1,5 м/с. Поэтому для коронок диаметром 46, 59, 76 , 93, 112, 132, 151 мм могут быть ориентировочно рекомендованы частоты вращения 500, 400, 300, 250, 200, 180 и 150 мин$^{-1}$.

При бурении трещиноватых, абразивных пород частота вращения снижается в сравнении с рекомендуемыми выше значениями на 20–25 %.

Частоту вращения бурового снаряда рассчитывают по формуле

$$n = \frac{v_р 60}{\pi 0{,}5(D_н + D_{вн})}, \qquad (10.2)$$

где $v_р$ – окружная скорость коронки, м/с;

$D_н$, $D_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры коронки, м.

Следует отметить, что окончательно частота вращения коронки устанавливается с учетом глубины и кривизны скважины, мощности двигателя бурового станка и прочности бурильной колонны.

Осевую нагрузку рассчитывают исходя из оптимальных значений нагрузки на один резец

$$P = P_0\, m, \qquad (10.3)$$

где P_0 – рекомендуемая нагрузка на один основной резец, даН;

m – число основных резцов в коронке.

В зависимости от твердости горных пород оптимальная удельная нагрузка на резец может изменяться от 0,3–0,5 кН при бурении мягких пород I, II категорий по буримости, 0,5–0,7 кН при бурении пород III–IV категории, 0,5–1,0 кН при бурении горных пород V–VI категории и до 1,0–1,2 кН при

бурении горных пород VII–VIII категории по буримости. При бурении трещиноватых пород величина осевого усилия снижается на 30–50 %.

В данном случае критериями уровня снижения осевого усилия и частоты вращения инструмента являются вибрация снаряда и ресурс бурового инструмента. То есть повышение вибрации требует поиска новых сочетаний значений осевого усилия и частоты вращения, при которых уровень вибрации будет допустимым. Снижение ресурса бурового инструмента также требует переоценки влияния параметров режима бурения на буримость горной породы. При этом достаточно незначительной корректировки того или иного параметра для получения оптимальных условий разрушения горных пород.

Качество и количество очистного агента выбирают в зависимости от геолого-технических условий бурения, типа коронки, ее размера.

При колонковом бурении необходимое количество жидкости можно определить по зависимости

$$V_0 = k\, D_{\text{н}}, \tag{10.4}$$

где k – удельный расход промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки $D_{\text{н}}$, л/мин.

Расход промывочной жидкости с повышением твердости буримых горных пород снижается. Так, если при бурении горных пород I, II категории по буримости рекомендуется значение k = 8–14 л/мин, при бурении горных пород III–IV категории по буримости – 12–16 л/мин, при бурении пород V–VI категории – 8–12 л/мин, то при бурении горных пород VII–VIII категории по буримости 6–8 л/мин.

Рекомендуемое количество промывочной жидкости может быть снижено против расчетного с целью сохранности керна при бурении в породах, разрушающихся под воздействием потока, и при отсутствии в составе бурового снаряда специальных колонковых снарядов.

Чем выше предполагаемая скорость бурения, тем большее количество промывочной жидкости должно подаваться на забой скважины, если нет каких-либо ограничений, например по состоянию стенок скважины, керна.

Пример. Подобрать режим бурения коронкой СМ6 диаметром 93 мм при работе в слаботрещиноватых породах VI–VII категорий буримости. Глубина скважины 100 м. Бурение осуществляется буровой установкой УКБ-200/300.

Коронка СМ6 диаметром 93 мм имеет 24 основных резца. По формуле (10.3) рассчитаем возможную нагрузку на коронку, исходя из рекомендаций по величине нагрузки на резец:

$$P = 50 \cdot 24 = 1\,200 \text{ даН}; \; P = 60 \cdot 24 = 1\,440 \text{ даН}.$$

Учитывая, что бурение будет происходить в слаботрещиноватых и трещиноватых породах, рекомендуемые нагрузки следует снизить примерно на 30 % и задавать их в пределах 840–1000 даН.

Частоту вращения коронки рассчитывают по формуле (10.2), исходя из рекомендуемых окружных скоростей сращения в пределах 0,75–1 м/с, сниженных относительно оптимальных значений с учетом условий бурения:

$$n = \frac{0,75 \cdot 60}{3,14 \cdot 0,5(0,093 + 0,075)} = 171 \text{ мин}^{-1}.$$

При этом может быть рекомендована I скорость 2-го диапазона частот вращения шпинделя станка СКБ-200/300, т. е. 160 мин$^{-1}$:

$$n = \frac{1,0 \cdot 60}{3,14 \cdot 0,5(0,093 + 0,075)} = 228 \text{ мин}^{-1}.$$

При этом может быть рекомендована II скорость 1-го и 2-го диапазона частот вращения шпинделя станка СКБ-200/300, т. е. 200 и 290 мин$^{-1}$.

Количество промывочной жидкости ориентировочно можно рассчитать по формуле (10.4) в соответствии с рекомендуемыми значениями удельного расхода жидкости:

$$V_o = 8 \cdot 9,3 = 74 \text{ л/мин и } V_o = 12 \cdot 9,3 = 111 \text{ л/мин}.$$

При увеличении степени трещиноватости пород расход промывочной жидкости следует снижать от 100 до 75 л/мин.

10.3. Проектирование режимов алмазного бурения

Алмазное бурение может быть высокоэффективно только при определенном сочетании параметров режима бурения, обеспечивающих высокую механическую скорость бурения и проходку на коронку до ее износа при малом расходе алмазов на 1 м бурения.

Оптимальной частотой вращения алмазной коронки будет максимальная частота вращения, при которой:

- мощность буровой установки и прочность бурильной колонны достаточны, чтобы обеспечить бурение при оптимальной нагрузке на коронку;
- обеспечивается требуемый выход керна;
- обеспечивается минимальный расход алмазов на 1 м бурения.

При выборе частоты вращения алмазной коронки рекомендуется руководствоваться следующими общими положениями:

- наибольшие значения частоты вращения задают при бурении неглубоких скважин (до 500 м), а также монолитных и слаботрещиноватых породах коронками малого диаметра (до 59 мм) и при бурении импрегнированными коронками;
- пониженные значения частоты вращения задаются при бурении весьма твердых кварцевых ожелезненных пород типа яшм, джеспелитов, роговиков; сильнотрещиноватых, раздробленных пород, прослоев пород,

значительно отличающихся по твердости; глубоких скважин (свыше 2 000 м), скважин большого диаметра (76 мм и выше) и искривленных отклонителями скважин; при использовании коронок армированных крупными алмазами (зернистость 5–10 шт/карат или крупнее; при низком выходе керна.

На рис. 10.1 представлены графики зависимости механической скорости бурения импрегнированными алмазными коронками диаметром 59 и 76 мм от осевой нагрузки [2]. Анализ зависимостей, приведенных на рис. 10.1, показывает, что механическая скорость бурения с ростом частоты вращения возрастает и имеет максимум при осевой нагрузке 2 400 даН.

При повышении частоты вращения бурового инструмента уменьшается глубина внедрения алмазного резца в породу и соответственно глубина борозды разрушения породы. Причины этого состоят прежде всего в сокращении времени на развитие деформаций, снижении результирующего напряжения разрушения в породе и соответственно глубины внедрения резца в породу [17]. В результате снижения результирующего напряжения разрушения повышается сопротивляемость породы резанию-скалыванию и раздавливанию, возрастает тангенциальное усилие, что является причиной снижения глубины внедрения резца в породу.

Установлено, что с ростом частоты вращения механическая скорость бурения возрастет, но темп прироста механической скорости бурения по мере повышения частоты вращения уменьшается (от 0,95–0,7 до 0,7–0,5) при росте частоты вращения от 200 до 1 200 мин$^{-1}$ [2]. При этом темп приращения механической скорости бурения с ростом частоты вращения для более твердых пород ниже, чем для менее твердых горных пород.

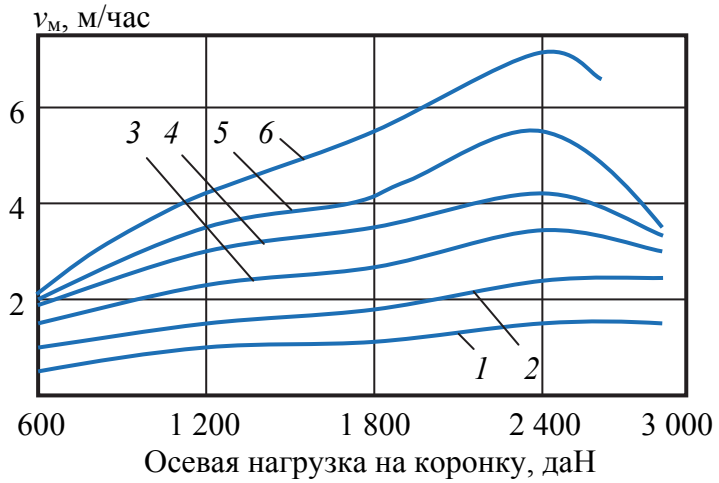


Рис. 10.1. Графики зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки при частоте вращения бурового инструмента: *1* – 200 мин$^{-1}$; *2* – 400 мин$^{-1}$; *3* – 600 мин$^{-1}$; *4* – 800 мин$^{-1}$; *5* – 1 000 мин$^{-1}$; *6* – 1 200 мин$^{-1}$

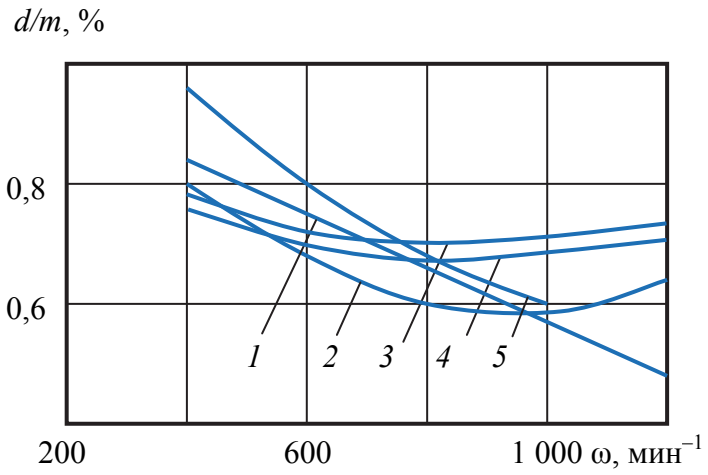


Рис. 10.2. Графики зависимости отношения темпа прироста механической скорости бурения d к темпу прироста частоты вращения бурового инструмента от частоты вращения ω при значениях осевой нагрузки на инструмент: *1* – 600 даН; *2* – 1 200 даН; *3* – 1 800 даН; *4* – 2 400 даН; *5* – 3 000 даН

На рис. 10.2 представлены данные из работы [2], которые отражают влияние частоты вращения и осевой нагрузки на темп прироста механической скорости бурения в сопоставлении с ростом частоты вращения бурового инструмента.

Полученные графики показывают, что темп прироста механической скорости бурения с ростом частоты вращения минимален при наименьшей (600 даН) и наибольшей (3 000 даН) осевых нагрузках. В первом случае, очевидно, осевая нагрузка недостаточна для объемного разрушения породы, а во втором чрезмерна, что привело к зашламованию забоя.

При осевых нагрузках 1 800 и 2 400 даН и частоте вращения 800 мин$^{-1}$ темп роста механической скорости бурения начинает опережать темп роста частоты вращения. Именно такие параметры режима бурения (осевая нагрузка 1 800–2 400 даН и частота вращения 800–1 200 мин$^{-1}$) в данном случае оптимальны. Эти режимы бурения соответствуют оптимальным условиям объемного разрушения породы, при котором важны оба основных параметра режима бурения.

Таким образом, каждому значению частоты вращения соответствует определенная оптимальная осевая нагрузка на буровой инструмент, обеспечивающая максимум механической скорости бурения. Как правило, при росте частоты вращения снаряда осевую нагрузку увеличивают для повышения напряжения разрушения породы, которое снижается при повышении скорости перемещения резцов коронки. При достижении критического значения частоты вращения бурового снаряда при постоянном значении осевой нагрузки на алмазную коронку снижение механической скорости

бурения сопровождается интенсивным микроизнашиванием и заполированием торца алмазной коронки. Для предотвращения начинающегося процесса заполирования нужно несколько увеличить осевую нагрузку на инструмент, а затем вновь повысить частоту вращения и подачу очистного агента. Таким образом, путем последовательных шагов рекомендуется установить оптимальное сочетание частоты вращения и осевой нагрузки.

Таблица 10.1

Осевая нагрузка и частота вращения при бурении алмазным буровым инструментом горных пород различной твердости

Категория по буримости и твердость горных пород	Зернистость объемных алмазов, шт/карат	Осевая нагрузка, даН (по данным ВИТРа)	Расход воды, л/мин					
			30		50		70	
			$N_{пр}$, кВт	$\omega_{пр}$, мин$^{-1}$	$N_{пр}$, кВт	$\omega_{пр}$, мин$^{-1}$	$N_{пр}$, кВт	$\omega_{пр}$, мин$^{-1}$
VI, VII – 1–2,5 ГПа	10–20	400–800 500–1000	26 24	400–1400 350–1100	33 27	400–1800 350–1250	39 31	400–2100 350–1450
VIII, IX – 2,5–4 ГПа	20–30	600–1200 800–1300	16 19	300–1100 250–1050	20 21	300–1300 250–1150	23 24	300–1500 250–1350
	40–50		12 13	200–1400 150–1250	14 15	200–1700 150–1400	16 17	200–2000 150–1600
IX–XI – 4–5,5 ГПа	120–150	800–1300 1200–1700	7 8	450–550 400–500	8 9	450–650 400–550	9 11	450–750 400–600
	150–400		11 14	500–600 500–550	13 15	500–750 500–600	15 17	500–850 500–700
XI, XII – 5,5–7,0 ГПа	400–800	1200–2000 1500–2300	27 37	750–1300 800–1200	33 41	750–1600 800–1350	38 48	750–1900 800–1600
	800–1200		39 55	800–1600 1000–1500	48 61	800–1900 1000–1700	56 70	800–2200 1000–1900

П р и м е ч а н и я: 1. В числителе значения для коронок диаметром 59, в знаменателе – 76 мм.

2. При зернистости алмазов 10–20 шт/карат предельные мощности для коронок 59 мм выше, чем 76 мм, из-за повышенного содержания объемных алмазов.

3. При бурении по трещиноватым породам значения частоты вращения снаряда, приведенные в таблице, следует уменьшить на 25–30 %.

Предельное значение частоты вращения бурового инструмента $\omega_{пр}$ определяется предельно допустимой забойной мощностью $N_{пр}$ [5]:

$$\omega_{пр} = \frac{5 \cdot 10^4 N_{пр}}{D_и P_{ос}}, \qquad (10.5)$$

где $D_и$ – диаметр бурового инструмента, м;

$P_{ос}$ – осевая нагрузка, Н.

Значения частоты вращения и значения осевых усилий, рекомендованные ВИТРом, приведены в табл. 10.1 [2; 5].

Следует отметить, что приведенные значения являются усредненными и не учитывают насыщенности матриц инструмента алмазами. В соответствии с методикой, представленной в работе [5], значение осевой нагрузки можно скорректировать в соответствии с расчетом по такой зависимости:

$$P_{\text{ос}} = \varphi_0 p_{\text{ш}} f_{\text{а}} 10^6, \qquad (10.6)$$

где φ_0 – коэффициент, учитывающий изменение площади контактирования алмазов с забоем скважины (φ_0 = 0,17–0,25 – меньшее значение относится к породам с твердостью $p_{\text{ш}} > 3{,}5$ ГПа, большее к породам твердостью $p_{\text{ш}} < 1{,}5$ ГПа);

$f_{\text{а}}$ – суммарная площадь контактов объемных алмазов с породой, м^2.

Как следует из выражения (10.6), осевая нагрузка на алмазный инструмент повышается с ростом твердости горных пород и концентрации объемных алмазов.

Частота вращения алмазной коронки может определяться также исходя из рекомендуемых значений окружной скорости для различных пород (формула (10.2)) [10]:

для пород VIII–IX категорий по буримости – 3–4 м/с;

пород X–XI категорий по буримости – 2–3 м/с;

пород XII категории по буримости – 1,5–2 м/с.

Частота вращения коронки может рассчитываться также в зависимости от твердости разбуриваемых горных пород:

$$n = \frac{19{,}1(3{,}64 - 0{,}0038 p_{\text{ш}})}{D_{\text{н}}}, \qquad (10.7)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр коронки, м;

$p_{\text{ш}}$ – твердость горной породы, ГПа (1 ГПа = $1 \cdot 10^9$ Па; для пород VII–XII категории $2{,}0 < p_{\text{ш}} < 8{,}0$ ГПа).

Как следует из формулы (10.7), частота вращения коронки снижается при повышении твердости горных пород и диаметра коронки.

Осевые нагрузки, рассчитанные по формуле (10.6), соответствуют началу бурения новой коронкой. По мере приработки коронки, увеличения зоны разрушения горной породы и зашламования забоя скважины нужно повышать осевую нагрузку с одновременным повышением частоты вращения инструмента и расхода очистного агента.

Начало роста осевой нагрузки, рассчитанной изначально по формуле (10.6), обычно совпадает с началом падения механической скорости бурения, менее интенсивного для импрегнированного бурового инструмента и более

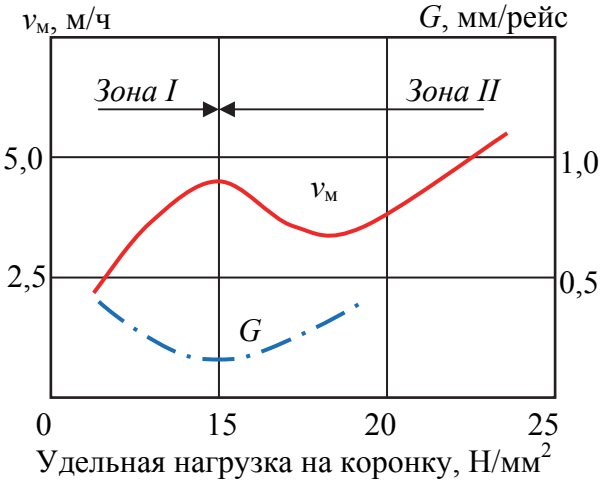


Рис. 10.3. Графики зависимости механической скорости бурения и износа коронки от удельной нагрузки на коронку

интенсивного для однослойного, так как последние содержат более крупкрупные алмазы, для которых по мере износа площадь контакта с породой увеличивается интенсивнее. Поэтому с увеличением площади контактов объемных алмазов с породой на забое скважины увеличивают осевую нагрузку на алмазный инструмент: для однослойных коронок – до 2–2,2 раза, для импрегнированных – до 1,3 раза [2].

Влияние осевой нагрузки на процесс разрушения горных пород при алмазном бурении наглядно представлено на рис. 10.3, где даны зависимости механической скорости бурения и износа коронки 02И3-46 от удельной нагрузки на коронку при частоте вращения 700–800 мин$^{-1}$ [2].

Анализ зависимостей показывает, что механическая скорость бурения имеет максимум, а износ – минимум при удельной нагрузке на коронку 15 Н/мм^2. При дальнейшем повышении нагрузки на коронку механическая скорость бурения сначала уменьшается, а затем возрастает, что сопровождается повышением расхода алмазов. Визуальное наблюдение за характером износа резцов показало, что алмазы, работавшие при повышенных нагрузках (зона II на рис. 10.3), имели трещины и сколы, в то время как у коронок, работавших при параметрах режима бурения, соответствующих зоне I на рис. 10.3, чрезмерного износа матрицы и разрушения алмазов не наблюдалось.

Оптимальные значения осевой нагрузки на коронку можно определить по следующим формулам [10]:

- для однослойной коронки

$$P = 0{,}055\frac{Gp_ш}{d_a}; \qquad (10.8)$$

- для импрегнированной коронки

$$P = 0{,}055\frac{Gp_ш}{h}, \qquad (10.9)$$

где G – масса объемных алмазов, карат;
$p_ш$ – твердость горных пород, Н/мм^2;

d_a – диаметр алмазного резца, мм;

h – высота отрабатываемой части матрицы коронки, мм (у коронок со стандартной по высоте матрицей h = 4–5 мм).

Осевая нагрузка на коронку может быть рассчитана на основании значений удельной нагрузки на 1 см^2 рабочей площади торца алмазной коронки, рекомендованной для различных категорий пород:

$$P = P_y \cdot S, \qquad (10.10)$$

где S – рабочая площадь торца алмазной коронки (за вычетом площади промывочных каналов), см^2;

P_y – удельная нагрузка на коронку, даН/см^2 (для пород VIII–IX категорий – P_y = 75–90 и до 120 даН/см^2; для пород XI категории – P_y = = 90–120 даН/см^2; для пород XII категории – P_y = 100–150 и до 170 даН/см^2).

Расчет по формуле (10.10) следует производить в тех случаях, когда толщина матрицы коронки отличается от стандартной (коронки с утолщенной или утонченной матрицей, коронки для двойных колонковых труб и др.).

При алмазном бурении необходима координация частоты вращения и осевой нагрузки на коронку, т. е. при увеличении частоты вращения нужно увеличивать и значение осевой нагрузки, а снижение частоты вращения требует и снижения задаваемой осевой нагрузки.

С целью исследования совместного влияния частоты вращения и осевой нагрузки на изнашивание инструмента построены графики (рис. 10.4), на которых данные об износе алмазов аппроксимировались зависимостью типа P_{oc} ω – const [2]. Анализ зависимости показывает, что коронки, бурение которыми осуществлено при параметрах режима бурения, находящихся в области графика A, не имеют аномального износа, а, напротив, у коронок, отработка которых осуществлена в соответствии с параметрами режима бурения из области графика B, все алмазы имели видимые повреждения. В области C были коронки, получившие аномальный износ и не имеющие такового.

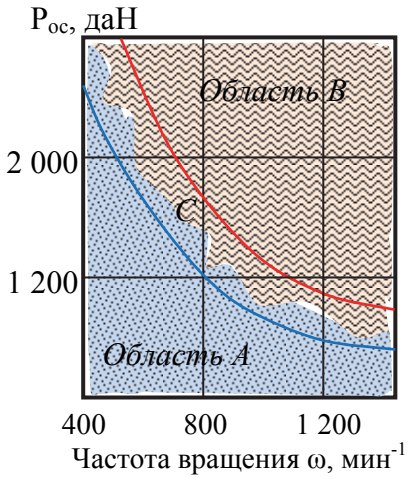


Рис. 10.4. График зависимости износа коронок от сочетания режимных параметров осевого усилия и частоты вращения P_{oc}ω

Сопоставление графиков на рис. 10.3 и 10.4 позволяет сделать вывод о том, что область графиков A (рис. 10.4) соответствует сочетаниям параметров режима бурения, лежащих слева (зона I) от первого

максимума зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки (рис. 10.3), а область *B* соответствует сочетаниям параметров частоты вращения и осевой нагрузки при значениях осевой нагрузки, лежащих справа от этого максимума (зона II).

Наличие области *C* свидетельствует о различном качестве изготовления коронок и влиянии случайных факторов.

При алмазном бурении, кроме осевого усилия и частоты вращения, важнейшим параметром является подача на забой промывочной жидкости, которая должна обеспечивать не только очистку забоя от шлама, но и охлаждать буровой инструмент. Главным фактором, обеспечивающим необходимую степень охлаждения алмазного инструмента, является скорость движения промывочной жидкости в каналах инструмента. При этом увеличение скорости движения промывочной жидкости в каналах алмазной коронки способствует росту механической скорости бурения.

Повышение скорости движения промывочной жидкости может быть достигнуто за счет:

- увеличения расхода жидкости;
- роста числа и сокращения размеров промывочных каналов при сниженном расходе промывочной жидкости;
- изменения геометрических характеристик промывочных каналов и создания ускорителей потока промывочной жидкости.

Второй и третий пути представляются более перспективными, так как отличаясь меньшими затратами энергии на подачу жидкости, характеризуются меньшим эрозионным воздействием потока жидкости на скважину и керн. При этом большее число промывочных каналов обеспечивает более равномерное охлаждение матрицы коронки.

С учетом числа промывочных каналов для коронок диаметром 59 и 76 мм могут быть рекомендованы следующие значения расхода жидкости: 15–40 и 15–55 л/мин соответственно.

По мере износа матрицы по высоте особенно импрегнированного бурового инструмента высота промывочных каналов также сокращается и возрастает скорость потока промывочной жидкости, которую можно определить по формуле [4]

$$v_n = \frac{Q}{k_k b_k h_k}, \qquad (10.11)$$

где Q – подача промывочной жидкости, л/мин;

k_k, b_k, h_k – число, ширина и начальная высота промывочных каналов в коронке.

Если задаваться рекомендуемыми скоростями потока жидкости в каналах коронки, равными 7–10 м/с, то пропорционально снижению высоты

канала можно определить и рациональный расход промывочной жидкости, который будет падать по мере износа буровой коронки.

Если не снижать подачу жидкости с уменьшением площади каналов, то неоправданно будет расти перепад давления на коронке, а значит, и гидравлические сопротивления b, и возникнет гидроподпор бурового инструмента. При этом условия очистки от шлама и охлаждения инструмента при снижении подачи жидкости не ухудшаются, но снижаются энергозатраты и повышается эффективность бурения, что необходимо учитывать при проектировании режима подачи очистного агента в скважину в процессе алмазного бурения.

Оптимальные значения количества подаваемой жидкости и осевого усилия будут выше при прочих равных условиях при бурении заточенными коронками.

В работе [4] рекомендованы зависимости для расчета оптимальных значений количества подаваемой промывочной жидкости $Q_з$ и осевой нагрузки $P_з$ при бурении заточенными алмазными коронками (коронками с заданным выпуском алмазных резцов) в сравнении со значениями количества жидкости $Q_н$ и осевой нагрузкой $P_н$, применяемых при бурении незаточенными коронками:

$$Q_з = \left(\frac{h_{об.з}}{h_{об.н}} \right)^2 Q_н; \quad P_з = \sqrt{\frac{h_{об.з}}{h_{об.н}}} P_н \qquad (10.12)$$

где $h_{об.з}$, $h_{об.н}$ – углубление за оборот заточенными и незаточенными коронками соответственно.

Оптимальное углубление за оборот, по данным эксперимента, составляет ~ 0,5 от величины выпуска алмазов из матрицы.

При управлении процессом бурения для каждого типа коронки компанией Boart Longyear рекомендуются рациональная частота вращения, выбор которой определяют по значению линейной скорости перемещения резца в пределах 2–5 м/с, и усилие подачи, которое должно обеспечить определенную скорость проходки. Критерием оптимального управления алмазного бурения является значение показателя RPI («число оборотов на сантиметр подачи»).

Например, при частоте вращения 1 200 мин$^{-1}$ и скорости проходки 15 см показатель RPI составит 1 200/15 = 80. Управление процессом бурения осуществляют, ориентируясь на RPI = 80–100, но считаются допустимыми и более высокие скорости проходки, для которых RPI = 60–50. В данном случае критерием выбора параметров режима бурения и скорости углубления служит износостойкость инструмента.

В табл. 10.2 приведены рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании Boart Longyear.

Импрегнированные коронки снимают с работы после их полного износа. Указанием на то, что коронка достаточно изношена, является резкое повышение давления нагнетания промывочной жидкости, связанное с уменьшением высоты промывочных каналов коронки.

Если алмазная коронка заполировалась и скорость бурения восстановить не удается, то необходимо провести работу по восстановлению рабочей поверхности импрегнированной коронки, чтобы вскрыть новый слой алмазов. Это рекомендуется выполнять, уменьшая частоту вращения коронки на 30–50 % и поддерживая постоянной скорость бурения. При этом возрастет давление на торец коронки и после углубления на 1–2 см нагрузка на коронку должна снизиться, что указывает на то, что произошла заточка коронки. После этого следует уменьшить осевую нагрузку на коронку и увеличить частоту вращения коронки, обеспечивая требуемый индекс скорости бурения (RPI).

Не рекомендуется производить заточку коронок отключением подачи промывочной жидкости.

Восстановление рабочей поверхности заполированной коронки на поверхности производится пескоструйным аппаратом.

Таблица 10.2

Рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании Boart Longyear

Типоразмер коронки	Расход промывочной жидкости, л/мин	Частота вращения, $мин^{-1}$	Скорость бурения (см/мин) при RPI, об/см		Осевая нагрузка, даН
			80	100	
AQ – 47,6 мм	11–15	2 000 1 200 850	25 15 11	20 12 9	900–2 300
BQ – 59,6 мм	23–30	1 700 1 000 700	22 13 9	17 10 7	900–2 300
NQ – 75,3 мм	30–38	1 350 800	17 10	14 8	1 400–2 700
HQ – 96,1 мм	38–45	1 000 600	13 8	10 6	1 800–3 600
PQ – 122,6 мм	68–87	800 600	10 6	8 5	2 300–4 500

Для исключения заполирования коронок следует перейти на коронку с более мягкой матрицей (коронку с более высоким номером серии) или использовать коронку с тем же номером серии, но модификации Competent, которая имеет также более мягкую матрицу, но не в такой степени, как коронка Alpha Bit с более высоким номером.

Для эффективного бурения однослойными коронками компании Boart Longyear рекомендуются следующие параметры режима бурения.

Частота вращения для коронок типоразмера А – 800–1500 мин$^{-1}$; В – 600–1 200 мин$^{-1}$; N – 500–800 мин$^{-1}$; Н – 400–600 мин$^{-1}$; Р – 350–500 мин$^{-1}$.

Осевую нагрузку (максимально возможную) при использовании алмазов высокого качества рекомендуют выбирать по формуле

$$P = g\,S \cdot 3{,}2,$$

где g – вес алмазов в каратах;

S – зернистость алмазов, шт/карат.

Пример. Коронка NQ – g = 16 карат; S = 45/55 шт/ карат. Допустимая нагрузка на коронку $P = 16 \cdot 50 \cdot 3{,}2 = 2\,560$ даН.

Расход промывочной жидкости рекомендуется устанавливать в следующих пределах: коронка AQ со штангами AQ (A со штангами AW) 8–12 (8–12) л/мин; коронка BQ со штангами BQ (B со штангами BW) 15–19 (19–26) л/мин; коронка NQ со штангами NQ (N со штангами NW) 19–26 (23–42) л/мин; коронка HQ со штангами HQ (H со штангами HW) 23–42 (30–50) л/мин; коронка PQ со штангами PQ 38–57 л/мин.

Компания Atlas Copco при выборе частоты вращения рекомендует ориентироваться на оптимальное значение окружной скорости перемещения резца: импрегнированной коронки 2–5 м/с, однослойной 1–3 м/с. По формуле (10.2) можно определить значения частоты вращения в зависимости от рекомендуемой линейной скорости.

На рис. 10.5 представлена диаграмма, позволяющая получить ориентировочные значения частот вращения для различных типов и размеров бурового инструмента в соответствии с рекомендуемыми значениями окружных скоростей перемещения резца при разрушении породы.

Средства снижения вибрации бурового снаряда при алмазном бурении позволяют уменьшить вредное влияние вибрации на технологический процесс алмазного бурения, которое может состоять:

- в повышении затрат мощности на вращение бурового снаряда, что требует снижения частоты вращения колонны;
- снижении показателей работы бурового инструмента механической скорости бурения и ресурса;
- повышении износа бурильной колонны и бурового оборудования;
- снижении выхода керна;
- снижении производительности бурения.

Для снижения вибрации бурового снаряда при алмазном бурении скважин с поверхности и из подземных горных выработок рекомендуется применять эмульсионные промывочные жидкости, а при бурении скважин с поверхности – консистентные смазки).

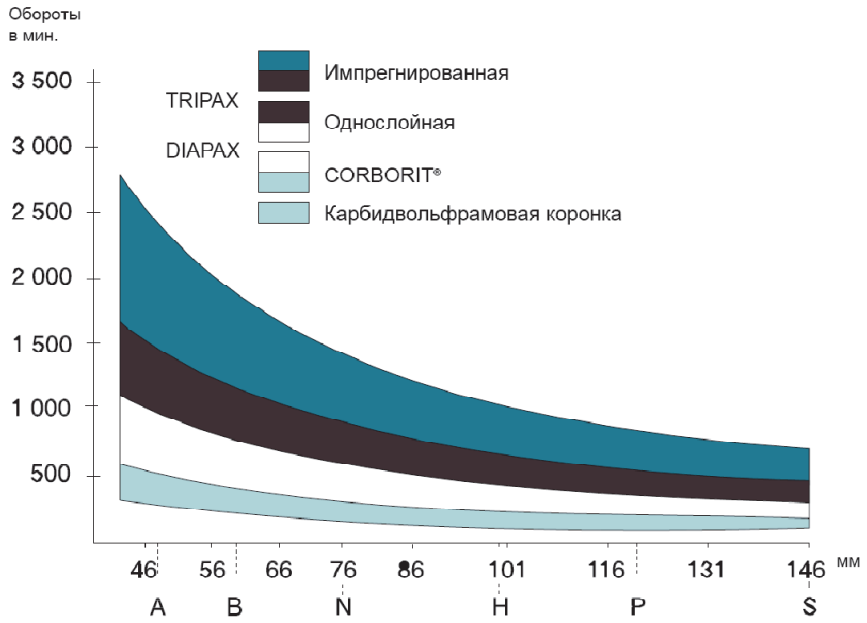


Рис. 10.5. Диаграмма для определения ориентировочных значений частоты вращения по рекомендациям компании Atlas Copco

Ориентировочно необходимое количество смазки (кг) можно рассчитать по следующей формуле:

$$G_{\text{см}} = 5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{30L^2}{vK} + L\right) q_{\text{см}}, \qquad (10.13)$$

где L – глубина скважины, м;

v – скорость бурения, м/ст.-мес.;

K – периодичность нанесения, или стойкость смазки, сут;

$q_{\text{см}}$ – количество смазки, необходимое для однократного покрытия колонны труб длиной 100 м, кг (в среднем 4–6 кг).

Пример. Спроектировать режим бурения коронкой 02И4 диаметром 59 мм, шириной матрицы 8,5 мм в породах X–XI категорий буримости, абразивных. Глубина бурения 600 м, буровая установка УКБ-5П. Определить расход смазки, если планируемая скорость бурения по скважине 400 м/ст.-мес., стойкость смазки 4 сут.

1. Частоту вращения коронки рассчитаем по формуле (10.2), задавшись окружной скоростью вращения 2 м/с:

$$n = \frac{2 \cdot 60}{3{,}14 \cdot 0{,}5(0{,}059 + 0{,}042)} = 757 \text{ мин}^{-1},$$

или по формуле (10.7), определив твердость, равную 6 ГПа:

$$n = \frac{19{,}1(3{,}64 - 0{,}0038 \cdot 6)}{0{,}059} = 1\,170 \text{ мин}^{-1}.$$

С учетом данных, приведенных в табл. 10.1, частота вращения коронки может устанавливаться в пределах 800–1 700 мин$^{-1}$ в зависимости от расхода промывочной жидкости.

Принимая во внимание абразивность пород и значительную глубину бурения, в соответствии с технической характеристикой бурового станка СКБ-5 выбираем VI и V частоты вращения шпинделя, которые обеспечивают 715 и 539 мин$^{-1}$.

2. Осевую нагрузку рассчитывают по формуле (10.8):

$$P = \frac{0,055 \cdot (12 \cdot 6000)}{4} = 990 \text{ даН}.$$

По формуле (10.10) осевая нагрузка при площади промывочных каналов $4 \cdot 10^{-4}$ м^2 составит:

$$P = 90 \cdot 0,785(0,059^2 - 0,042^2) - 4 \cdot 10^{-4} \cdot 10^4 = 855 \text{ даН}$$

$$\text{или } P = 75 \cdot 0,785(0,059^2 - 0,042^2) - 4 \cdot 10^{-4} \cdot 10^4 = 712 \text{ даН}.$$

Учитываем абразивность пород, выбираем нагрузку на коронку в пределах 700–800 даН.

3. Количество промывочной жидкости принимаем в соответствии с рекомендациями в размере 50 л/мин.

4. Расход смазки рассчитаем по формуле (10.13):

$$G_{\text{см}} = 5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{30 \cdot 700^2}{400 \cdot 4} + 700 \right) \cdot 5 = 247 \text{ кг}.$$

При бурении пологонаклонных, горизонтальных и восстающих скважин условия работы бурового инструмента улучшаются из-за снижения угнетающего давления на забой очистного агента. В результате облегчаются условия выноса шлама и очистки забоя, увеличивается интенсивность разрушения горной породы и улучшаются условия кернообразования. В связи с этим проектирование параметров режима бурения нужно вести с учетом особенностей бурения горизонтальных и восстающих скважин: осевую нагрузку следует снижать на 20–30 % для однослойных коронок и на 10–15 % для импрегнированных коронок; количество жидкости снижают в 2–3 раза для восстающих скважин и в 1,5 раза для горизонтальных.

Частота вращения коронки при бурении горизонтальных и восстающих скважин устанавливается такой же, как и для вертикальных или наклонных скважин.

10.4. Проектирование режимов бурения двойными колонковыми, эжекторными снарядами и КГК

В сложных горно-геологических условиях бурения (трещиноватые, разрушенные, раздробленные, перемежающиеся по твердости породы и др.) проектируют повышение выхода керна и рост его качества. Рекомендуемые

параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами приведены в табл. 10.3, эжекторными колонковыми снарядами – в табл. 10.4.

При бурении комплексом КГК (с гидротранспортом керна) в породах II–IV категорий используют специальные коронки, армированные твердым сплавом: диаметром 76 мм – для устойчивых пород; диаметром 84 мм – для вспучивающихся и неустойчивых пород, диаметром 92 мм – для мощных толщ сыпучих пород и плывунов.

Таблица 10.3

Рекомендуемые параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами

Параметры	ТДН-УТ-46	ТДН-УТ-59	ТДН-УТ-76	ТДН-0-76
Частота вращения, мин$^{-1}$	700–1250	700–1000	300–700	430–700
Осевая нагрузка, даН	600–800	600–1200	800–1500	600–1800
Количество промывочной жидкости, л/мин	30–50	30–50	30–60	30–60

Таблица 10.4

Рекомендуемые параметры режимов бурения эжекторными колонковыми снарядами

Параметры	Категория буримости	Одинарный снаряд		Двойной снаряд	
		ОЭС-57	ОЭС-73	ДЭС-73	ДЭС-89
Частота вращения, мин$^{-1}$	VIII–IX	200–300	350–250	500–300	500–300
	X	200–300	350–250	500–300	500–300
	XI–XII	200–300	350–200	500–300	500–300
Осевая нагрузка, даН	VIII–IX	500–600	500–700	700–900	900–1200
	X	600–700	700–800	750–900	900–1300
	XI–XII	700–900	800–1100	900–1200	–
Количество промывочной жидкости, л/мин	VIII–IX	100–120	120–150	90–120	120–150
	X	100–120	120–150	90–120	120–150
	XI–XII	100–120	120–150	90–120	120–150

Режимы бурения специальными коронками КГК характеризуются следующими параметрами:

- частота вращения 150–225 мин$^{-1}$;
- количество промывочной жидкости 140–160 л/мин и 200–250 л/мин в трещиноватых породах;
- осевая нагрузка 300–900 даН при бурении пород II–III категорий буримости (пески, суглинки, глины), 600–1200 даН при бурении пород IV категории по буримости (суглинки, плотные глины), 300–1200 даН при бурении по гравийно-галечным отложениям, 800–2000 даН при бурении пород V–VII категорий по буримости;
- при бурении КГК производится периодическое расхаживание бурового снаряда. При этом частота и высота подъема над забоем зависят от

характера пород: пески – расхаживание производят после углубления на 0,1–0,5 м на высоту 0,3–1,5 м; супеси, глины – 0,3–1,5 м и 1,0–2,0 м соответственно; гравийно-галечные отложения – 0,3–1,0 м и 0,2–0,6 м соответственно; породы V–VII категорий – 2–4 м и 0,5–1,0 м соответственно.

При разведке месторождений угля качественный отбор керна обеспечивается применением специальных колонковых снарядов «Донбасс НИЛ – I,II,III». При бурении ДКС «Донбасс НИЛ» диаметром 76 мм рекомендуются такие режимные параметры:

- частота вращения 100–150 мин$^{-1}$;
- осевая нагрузка 400–600 даН при бурении по углю и 700–1000 даН при бурении породы;
- количество промывочной жидкости 50–70 л/мин.

10.5. Проектирование технологии вращательно-ударного и ударно-вращательного способов бурения

Эффективность вращательного бурения твердых горных пород алмазным и шарошечным буровым инструментом может быть существенно повышена за счет наложения высокочастотных ударных импульсов.

Вращательно-ударный способ бурения – это метод разрушения пород из-за воздействия осевой нагрузки, крутящего момента, характерных для вращательного бурения, и динамической нагрузки, прилагаемой к буровому инструменту в режиме высокочастотных ударных импульсов малой и средней энергии.

Вследствие приложения высокочастотных ударных импульсов в горной породе развиваются дополнительные напряжения и формируются трещины. Особенно значительным становится эффект от ударных импульсов при бурении чрезвычайно твердых, хрупких и малоабразивных горных пород, поскольку применяемые осевые нагрузки на инструмент при вращательном бурении скважин диаметром 46, 59, 76 мм могут быть недостаточны для создания напряжений, необходимых для объемного разрушения горных пород. В этих случаях дополнительным силовым фактором, способным интенсифицировать процесс разрушения горной породы, является ударный импульс малой и средней мощности, передаваемый буровой компоновке и буровому инструменту с высокой частотой.

Немаловажное обстоятельство, определяющее повышение эффективности бурения при наложении высокочастотной вибрации на буровую компоновку, – снижение коэффициента трения между колонной и стенкой

скважины, что приводит к значительному улучшению условий работы деформированной бурильной колонны. Например, вибрационный (с наложением крутильных колебаний) вид движения бурильной колонны и бурового инструмента преобразуется в более равномерный, максимально соответствующий оптимальным условиям передачи к буровому инструменту осевой нагрузки и крутящего момента.

Рост показателей вращательно-ударного бурения связан со снижением подклинок керна в колонковом снаряде, что также является следствием продольного вибрирования бурового снаряда и уменьшения вероятности заполирования алмазных коронок.

Оптимальная частота ударных импульсов $n_{уд}$, передаваемых породе, при вращательно-ударном бурении должна быть равна частоте циклов разрушения породы резцами [16], которая за один оборот инструмента на забое $n_{ц}$ определится из соотношения длины периметра забоя радиусом R и интервала скола породы передней гранью резца $l_{ц}$:

$$n_{ц} = \frac{2\pi R}{l_{ц}}.$$

Оптимальная частота ударных импульсов при принятом условии равенства частоте циклов разрушения породы резцами будет определяться из зависимости

$$n_{уд} = \frac{\omega n_{ц}}{n_{р}} = \frac{2\pi R tg\gamma_{ск}}{h_{л} n_{р}}\omega, \qquad (10.14)$$

где $h_{л}$ – глубина борозды разрушения резцом, м;

$n_{р}$ – число активно работающих резцов в линии резания на торце коронки;

$\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы резцом, град.

Из формулы (10.14) следует, что оптимальная частота ударов по забою пропорциональна частоте вращения инструмента, а значит, при повышении частоты вращения бурового инструмента частота ударных импульсов должна повышаться в равной степени.

Действительно, опыт вращательно-ударного бурения свидетельствует о том, что с увеличением частоты вращения инструмента при постоянной частоте ударов эффективность наложения ударных импульсов снижается: рост механической скорости бурения при частоте вращения 300 мин$^{-1}$ составил 1,5–2,0 раза, а при частоте вращения 1 000 мин$^{-1}$ – только 1,1–1,3 раза [17].

При известной частоте ударов $n_{уд}$, реализуемой гидроударником, которая может варьировать в пределах 2 500–3 500 ударов в минуту, важно определить рациональную частоту вращения бурового инструмента.

$$\omega = \frac{n_{уд} N_0 h}{2\pi R \mathrm{tg}\gamma_{ск}}, \qquad (10.15)$$

где N_0 – число резцов в линии резания на торце коронки (средняя линия торца матрицы на расстоянии от центра торца, равном R);

h – глубина внедрения резца в породу, м.

Пример. При частоте 3 000 ударов в минуту при бурении алмазной коронкой диаметром 59 мм, диаметре резцов 1,5 мм, $N_0 = 120$, $R = 25{,}25$ мм, угле скалывания породы 15° рациональная частота вращения коронки будет равна

$$\omega = \frac{3500 \cdot 120 \cdot 0{,}02}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 25{,}25 \cdot 0{,}27} = 266 \text{ мин}^{-1}.$$

Из приведенного расчета следует, что для эффективной реализации вращательно-ударного алмазного бурения на высоких частотах вращения бурового инструмента нужно применять забойные ударные машины, реализующие максимально возможные частоты ударов. Резерв повышения эффективности определяется также повышением глубины внедрения резцов в породу. Поэтому лучшие результаты бурения могут быть получены при использовании алмазного инструмента с заданным увеличенным выпуском резцов. Более высокой оптимальная частота вращения будет при бурении импрегнированными коронками, так как существенно возрастает число работающих резцов.

Результаты алмазного вращательно-ударного бурения в ПГО «Севзапгеология» свидетельствуют о том, что лучшие показатели механической скорости бурения получены при частотах вращения 300–780 мин$^{-1}$, при этом интенсивность роста механической скорости бурения импрегнированными коронками оказалась выше, чем при бурении однослойными. В то же время эффект применения высокочастотных гидроударников ГВ-6 и Г-59В снижается при использовании однослойных коронок с более крупными алмазами.

Осевая нагрузка при вращательно-ударном бурении играет не меньшую роль, чем частота вращения, и должна подбираться наряду с частотой вращения. Для месторождений северо-запада по результатам буровых работ, определено, что при частоте вращения инструмента 430 мин$^{-1}$ оптимальными для однослойных коронок будут осевые нагрузки 1 200–1 600 даН, а для импрегнированных – 1 100–1 800 даН.

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

Таблица 10.5

Рекомендуемый породоразрушающий инструмент
и параметры режима бурения высокочастотными гидроударниками

Параметры	Категория пород по буримости	Тип коронки	Диаметр коронки, мм	
			59	76
Осевая нагрузка, даН	IV–VII	СА5,СМ5	800–1000	1000–1400
	VI–VII	04А3, 01А3,01А4	400–1000	500–1200
	VIII–IX	01А3,01А4,14А3	600–1200	800–1400
	IX–X	01А3,А4ДП,И4ДП	800–1500	1000–1800
	XI–XII	01И4,И4ДП,02И3Г	1000–2000	1200–2200
Частота вращения, $мин^{-1}$	IV–VII	СА5,СМ5	450	350
	VI–VII	04А3, 01А3,01А4	360–720	300–600
	VIIIIX	01А3,01А4,14А3	360–1200	300–720
	IX–X	01А3,А4ДП,И4ДП	360–900	300–900
	XI–XII	01И4,И4ДП,02И3Г	360–900	300–720
Количество промывочной жидкости, л/мин	IV–VII	СА5,СМ5	60–80	100–130
	VI–VII	04А3, 01А3,01А4	60–80	70–120
	VIII–IX	01А3,01А4,14А3	60–80	100–130
	IX–X	01А3,А4ДП,И4ДП	50–70	60–80
	XI–XII	01И4,И4ДП,02И3Г	40–60	60–80

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

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

Рекомендуемый породоразрушающий инструмент и параметры режима бурения высокочастотными гидроударниками приведены в табл. 10.5.

При гидроударном алмазном бурении рекомендуется не очень большая длина колонкового набора: для пород VIII категории – 6–10 м; пород IX–X категорий – 3–6 м; пород XI–XII категорий – 3–4 м.

Интенсификация процесса разрушения горных пород наложением ударных импульсов возможна и при бурении шарошечными долотами. Особенно оправдано применение ударных забойных машин при бурении достаточно твердых горных пород, для разрушения которых требуется значительная осевая нагрузка на долото.

Опыт применения (по данным А. Т. Киселева и В. Г. Кардыша) гидроударных забойных машин показал, что вследствие роста удельных контактных напряжений в породе (при бурении горных пород VII–XII катего-

рий по буримости при осевой нагрузке 15–20 кН и частоте вращения 280–430 мин$^{-1}$) средний ресурс двухшарошечных долот диаметром 76 мм возрос благодаря применению высокочастотных гидроударников с 11 до 19 м, а скорость бурения увеличилась с 3,4 м/ч до 4,8 м/ч. При этом достигнут значительный рост показателей при бурении трехшарошечными долотами в сравнении с двухшарошечными, что подтверждает вывод о влиянии на эффективность разрушения породы прежде всего контактного напряжения, которое существенно возрастает при наложении ударного импульса. У трехшарошечных долот, как известно, площадь контакта вставок с породой забоя несколько выше, чем у двухшарошечных, а значит, увеличилась дополнительная ударная нагрузка.

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

При бурении шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения отмечено, что с повышением частоты вращения бурового инструмента эффективность разрушения породы снижается. То есть остается справедливой закономерность, отмеченная ранее для вращательно-ударного бурения алмазным инструментом.

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

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

Ударно-вращательный способ бурения – способ разрушения горных пород ударными нагрузками, под действием которых происходит скалывание и дробление породы, а осевая нагрузка на инструмент и вращение бурового инструмента исполняют вспомогательную роль, обеспечивая процесс ударного разрушения породы. Этот способ характеризуется высокими значениями энергии удара (не менее 40 Дж), малыми значениями частоты вращения бурового инструмента (10–60 мин$^{-1}$) и осевой нагрузки (300–600 даН на инструмент диаметром 59–105 мм).

Оптимальную частоту вращения коронки можно рассчитать по формуле

$$\omega = \frac{m_{\text{уд}}\delta}{\pi D_{\text{ср}}}, \qquad (10.16)$$

где $m_{уд}$ – частота ударов гидроударника, мин$^{-1}$;

δ – оптимальное расстояние пробега коронки между ударами, мм (для пород IX–XI категорий – 5–3 мм; для пород VII–VIII категорий δ = 8–6 мм);

$D_{ср}$ – средний диаметр коронки, мм.

При оптимальной частоте вращения коронки соблюдается рациональное соотношение частоты ударов и вращения коронки, обеспечивающее эффективный процесс разрушения породы.

Осевая нагрузка при ударно-вращательном бурении должна обеспечивать плотный контакт резцов коронки с породой. При бурении твердых и абразивных горных пород осевая нагрузка снижается с целью предотвращения преждевременного износа резцов коронки. Рекомендуемые параметры режимов гидроударного бурения приведены в табл.10.6.

При пневмоударном бурении сохраняются основные закономерности разрушения, справедливые для гидроударного бурения в режиме ударно-вращательного способа разрушения горных пород.

Данные о производительности бурения пневмоударниками приведены на рис. 2.42 и 2.43.

Забойные ударные машины СОР 32 работают при давлении воздуха 0,6–1,2 МПа с частотой ударов 1 300–1 650 ударов в минуту и предназначены для бурения скважин диаметром 85–100 мм. Пневмоударники *СОР* 42 работают при давлении 0,6–2,5 МПа с частотой ударов 1 300–2 100 ударов в минуту и предназначены для бурения скважин диаметром 105–125 мм.

Таблица 10.6

Рекомендуемые параметры режимов гидроударного бурения

Параметры	Характеристика пород, категория буримости	Диаметр коронки, мм		
		93	76	59
Осевая нагрузка, даН	Среднеабразивные, VII–VIII	800–1000	800–1000	800
	Высокоабразивные, VI–IX	400–500	400–500	400
	Малоабразивные, VIII–X	700–800	600–800	600
	Среднеабразивные, VIII–X	400–500	400–500	400-500
	Высокоабразивные, IX–XI	300–400	300–400	300
Частота вращения, мин$^{-1}$	Среднеабразивные, VII–VIII	36–60	60–72	120
	Высокоабразивные, VI–IX	30	36–60	60–72
	Малоабразивные, VIII–X	30	36–60	60–72
	Среднеабразивные, VIII–X	30	30	42
	Высокоабразивные, IX–XI	20	20	30
Количество промывочной жидкости, л/мин	Среднеабразивные, IX–XI	180–200	180–200	140–160
	Высокоабразивные, VI–IX	200	200	160–180
	Малоабразивные, VIII–X	200	200	160–180
	Среднеабразивные, IX–IX	200	200	180
	Высокоабразивные, IX–XI	200–220	200–220	180

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

С повышением глубины скважины вследствие повышения сопротивлений и снижения давления воздуха скорость бурения снижается. Например, при повышении глубины скважины от 100 до 200 м скорость бурения снизилась на 35 % [17]. Таким образом, с ростом глубины снижается производительность бурения пневмоударниками, наблюдаются намокание шлама и образование сальников, осложняются условия опробования из-за влияния подземных вод.

При этом важно подчеркнуть, что эффективность пневмоударного бурения в слабо обводненных породах снижается, если используется низкое давление воздуха (в пределах 0,3–0,5 МПа). При бурении пневмоударниками высокого давления подобные проблемы могут возникнуть только при значительной (более 500 м) глубине скважин в связи со снижением давления подаваемого воздуха вследствие роста аэродинамических сопротивлений с ростом глубины скважины, что ведет к ухудшению выноса шлама, образованию сальников и осложнениям при подъеме инструмента. Одним из средств борьбы с осложнениями в этих условиях является применение воздуха с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ). В то же время известно, что при применении смеси воздуха и ПАВ наблюдается снижение механической скорости бурения из-за падения ударной мощности забойной машины. Например, при расходе ПАВ в пределах 5–6 л/мин с изменением концентрации в растворе от 0,5 до 4 % скорость бурения понижается незначительно (в пределах 10 %), а повышение концентрации ПАВ до пяти и более процентов ведет к снижению механической скорости на 25–35 % [17].

Других особенностей бурения с ПАВ, которые бы могли повлиять на выбор параметров режима бурения, практикой бурения не отмечено.

Технологии бурения погружными пневмоударниками компании Atlas Copco. Система ODEX (over drilling excentrics)

При бурении четвертичных отложений, сильнотрещиноватых и других типов неустойчивых пород, в том числе с твердыми включениями, обычным буровым инструментом возникает множество проблем, в основном связанных с извлечением из скважины бурового инструмента и последующим спуском обсадных труб.

Для решения этих и других подобных задач компания Atlas Copco предлагает комплекс бурового инструмента ODEX, позволяющий производить закрепление скважины обсадными трубами одновременно с бурением. Технология успешно применяется в осадочных породах с включением крупных обломков, а также при бурении на россыпях.

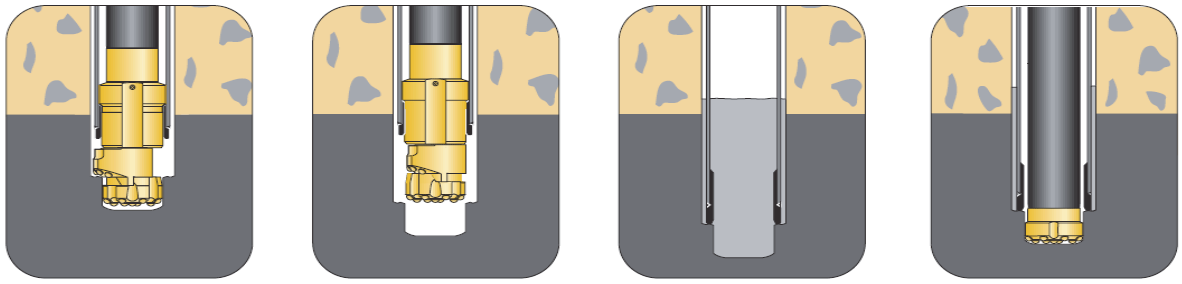


Рис. 10.6. Схемы, поясняющие принцип бурения по технологии ODEX: *а* – бурение пневмоударником с расширением ствола скважины и одновременным проталкиванием обсадной колонны вслед за буровым инструментом; *б* – вращением влево; эксцентриковый расширитель «закрывается», уменьшая внешний диаметр долота для последующего извлечения через обсадную колонну; *в* – цементирование (если это требуется) нижней части обсадной колонны; *г* – бурение в устойчивых породах любым другим буровым инструментом, в том числе с промывкой скважины

Принцип работы этого комплекса основан на бурении погружными пневмоударниками с эксцентриковым расширителем, который обеспечивает больший диаметр бурения по отношению к диаметру обсадной трубы для уменьшения силы трения между породой и трубой (рис. 10.6). Это дает возможность обсадным трубам следовать за направляющим долотом по мере углубления скважины.

Конструкция ODEX позволяет разделить усилие подачи буровой установки и энергию удара пневмоударника на работу, необходимую для процесса бурения, и работу, затрачиваемую на продвижение колонны бурильных труб за долотом. При этом крутящий момент от вращателя станка передается только на колонну бурильных труб, а обсадная колонна при этом не вращается. При вращении колонны вправо «раскрывается» эксцентриковый расширитель долота, что позволяет бурить скважины с расширением, достаточным для прохождения обсадной колонны, которая продвигается вслед за долотом под действием ударов со стороны пневмоударника и усилия подачи со стороны бурового станка (рис. 10.6, *а*).

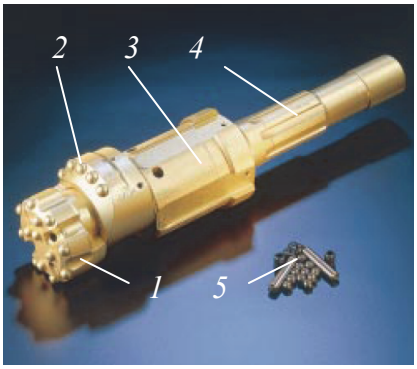


Рис. 10.7. Эксцентриковое долото: *1* – долото; *2* – расширитель; *3* – центратор; *4* – хвостовик долота; *5* – элементы поворота и фиксации расширителя

После достижения заданной глубины или коренных пород для подъема на поверхность бурового инструмента необходимо произвести 0,5–2 оборота колонны в направлении, противоположном направлению вращения колонны при бурении (т. е. влево), чтобы эксцентриковый расширитель «закрылся»

и внешний диаметр бурового инструмента стал равен внутреннему диаметру обсадной колонны (рис. 10.6, *б*).

При достижении твердых и устойчивых пород возможно цементирование нижнего конца обсадных труб с последующим продолжением ее бурения обычным буровым инструментом до заданной глубины (рис. 10.6, *в*, *г*).

Для улучшения выноса бурового шлама направляющее устройство ODEX имеет увеличенные продувочные отверстия, позволяющие выносить шлам по межтрубному пространству внутри обсадных труб. В сложных условиях в сжатый воздух могут быть введены пенообразующая добавка и другие полимеры для увеличения эффективности продувки.

Если обсадные трубы не планируется извлекать из скважины после завершения ее бурения, то рекомендуется использовать свариваемые стальные обсадные труды (ODEX W). Если планируется извлекать обсадные трубы из скважины после завершения буровых работ, то рекомендуется использовать обсадные трубы с резьбовыми соединениями (ODEX T).

В основе технологии ODEX – созданное эксцентриковое долото (рис. 10.7), которое включает собственно само пилотное долото и эксцентриковый расширитель. Расширитель долота способен фиксироваться в двух положениях при вращении корпуса долота: при правом вращении эксцентрик фиксирует долото с выходом его за габариты долота, а при левом вращении расширитель способен «складываться», не выступая на пределы долота. Компоновка для бурения по технологии ODEX приведена на рис. 10.8. Для бурения с погружными пневмоударниками имеются типоразмеры ODEX: 90; 115; 140; 165; 190; 240 мм. Значения цифр обозначают диаметр пилотной части долота.

Для бурения по технологии ODEX требуются буровые установки с независимым реверсивным вращением и с достаточным крутящим моментом для того, чтобы соответствовать диаметру скважины и требованиям по мощности привода.

Рис. 10.8. Компоновка для бурения по технологии ODEX

Таблица 10.7

Рекомендуемые параметры буровых установок
для бурения по технологии ODEX

Типоразмер ODEX	90	115	140	165	190	240
Крутящий момент, Н·м	> 900	> 2 000	> 3 000	> 4 000	> 5 500	> 5 500
Частота вращения, $мин^{-1}$	20–30	20–25	15–20	15–20	10–15	10–15
Глубина бурения, м	60	100	100	100	100	100
Максимальное давление воздуха, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица 10.8

Номенклатура бурового оборудования и инструмента
при бурении по технологии ODEX с погружными пневмоударниками

Тип пневмоударника и долота	Диаметр бурильных труб	Диаметр долота	Диаметр расширителя	Размеры обсадных труб
ODEX 90 COP32,34 MACH 303, IR 3,5	76	90	123	Нар. диаметр: 114,3 мм Толщина стенки 6,3 мм Левая резьба
ODEX 115 COP 44, 52, 54 DHD 340A, DH4 A34-15, SD4 SECOROC 5"	76, 89	115	152	Нар. диаметр: 139,7 мм Толщина стенки 5,8 мм Левая резьба
ODEX 140 COP 44, 52, 54 DHD 350RDH5 A 43-15, SD5 SECOROC 6	89	140	181	Нар. диаметр: 168,3 мм Толщина стенки 6,3 мм Левая резьба
ODEX 165 COP 54, 62, 64 DHD 360, SF6, DH6 A 53-15, SD6 SECOROC 6	114	165	209	Нар. диаметр: 193,7 мм Толщина стенки 6,3 мм Левая резьба
ODEX 190 COP 62, 64, 84L DHD 360, SF6, DH6 A 53-15, SD6, F 63 15 SECOROC 8"L	114	190	237	Нар. диаметр: 222 мм Толщина стенки 6,3 мм Свариваемые трубы
ODEX 240 COP 84L, 84HP DHD 380, A 63-15, SD8	114	240	306,5	Нар. диаметр: 273 мм Толщина стенки 6,3 мм Свариваемые трубы

Рекомендации по выбору буровых установок для бурения по технологии ODEX и номенклатуре инструмента приведены в табл. 10.7 и 10.8.

Система DEPS – это система, созданная в развитие метода бурения OD (бурение с опережающим креплением скважины обсадными трубами –

over drilling), существующая около 40 лет. Подобно OD, DEPS имеет двойную буровую колонну, где внешняя колонна – обсадные трубы с кольцевой коронкой для бурения периферии забоя скважины, одновременно поддерживающие ее стенки, а внутренняя колонна используется для бурения центральной части скважины.

При реализации системы OD ударная энергия перфоратора передается на обсадную колонну и бурильную трубу. Недостатком этого метода бурения является не только уменьшенная энергия на разрушение породы и проталкивание колонны, но и то, что хвостовик из-за своей геометрии обладает недостаточной способностью передавать энергию, что приводит к потере ударной мощности, перегреву и быстрому износу механизмов, особенно резьбовых соединений. Все это ограничивает скорость бурения, поскольку не может в силу означенных причин решаться за счет установки более мощных пневмоударников.

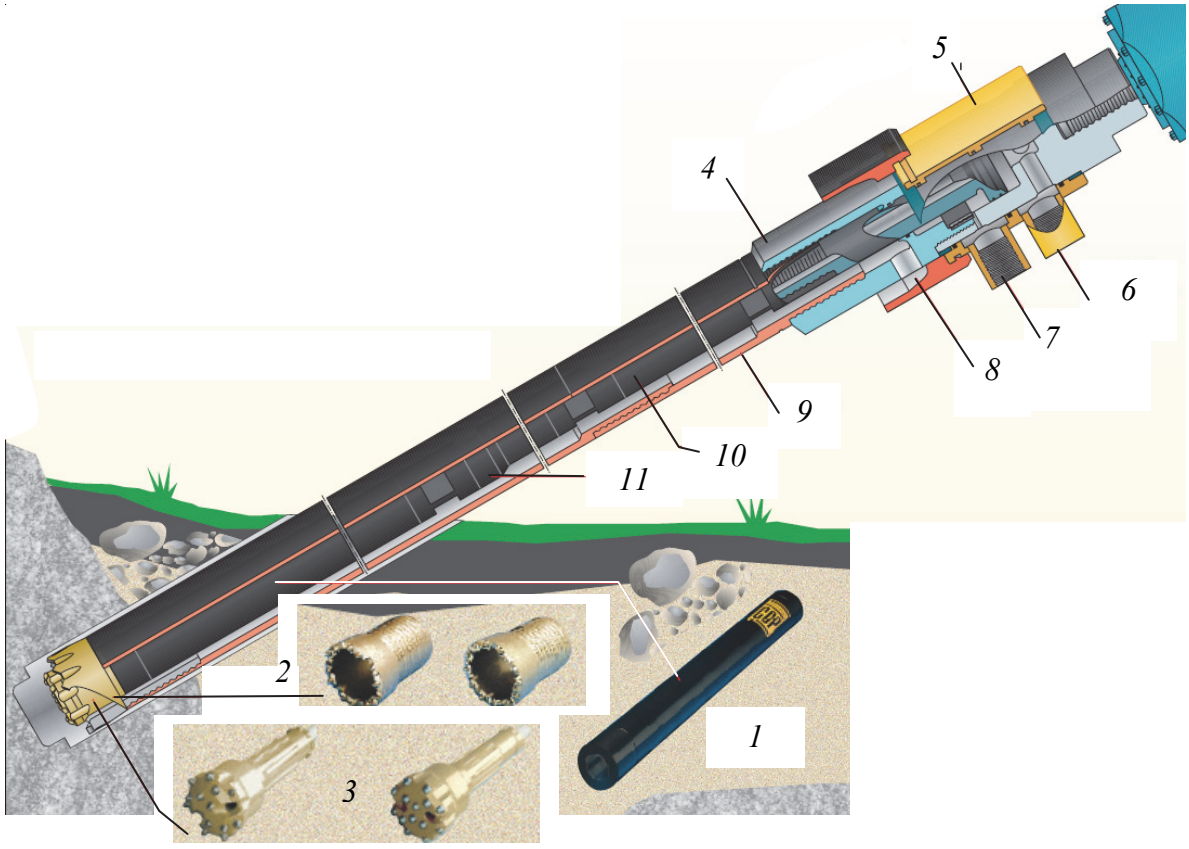


Рис. 10.9. Система DEPS для бурения по галечникам и рыхлым породам с опережающим креплением ствола скважины: *1* – пневмоударник COP; *2* – наружные коронки; *3* – внутренние долота; *4* – муфта; *5–9* – наружная труба; *10* – внутренняя труба; *11* – переходник

Система DEPS, в отличие от системы OD, (рис. 10.9) имеет два независимых источника удара: мощный с высоким крутящим моментом перфоратор для вращения и привода обсадной трубы и погружной пневмоударник для основной (пилотной) коронки внутреннего става, что означает большее количество передаваемой на коронки энергии и более высокую скорость бурения и увеличенную глубину скважины по сравнению с OD и другими (сдвоенными) системами бурения с обсадными трубами.

В табл. 10.9 приведены основные размеры элементов системы DEPS.

Компания Sandvik имеет широкий модельный ряд инструментов для бурения с погружным пневмоударником, включающий пневмоударники, буровые коронки и системы бурения с обсадными трубами, сочетающие в себе современные высокотехнологичные материалы и простую, высокоэффективную конструкцию. Основные модели и размеры пневмоударных машин компании Sandvik приведены в табл. 10.10, а на рис.10.10 показана забойная пневмоударная машина модельного ряда Mission.

Таблица 10.9

Основные размеры элементов системы DEPS

Размер DEPS	Пневмоударник	Диаметр труб, мм		Диаметр, мм	
		наружный	внутренний	коронки	долота
118	COP32	118	57	125	85
133	COP34	133	57	140	100
146	COP44	146	73	152	115
165	COP54	165	73	170	130
178	54	178	96	185	146

Таблица 10.10

Основные размеры пневмоударных машин компании Sandvik

Модель пневмоударника	Диаметр долота, мм	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Рабочее давление, МПА
Mission 30	90–105	81,3	823	1,0–2,4
Mission 40	115–152	98	914	1,0–2,4
Mission 50	130–152	120	987	1,0–2,4
Mission 55	130–152	126	987	1,0–2,4
Mission 60	152–254	142	922	1,0–2,4
Mission 60W	152–254	142	922	1,0–2,4
Mission 65	165–254	150	922	1,0–2,4
Mission 85	200–305	181	1219	1,0–2,4
Mission X2S	302–508	279	1466	1,0–2,4
Silverdrill SD 5	130–152	116	975	1,0–2,4
Silverdrill SD 6	152–254	138	1257	1,0–2,4
Silverdrill SD 8	194–305	171	1194	1,0–2,4
Silverdrill SD 10	254–305	225	1387	1,0–2,4
Silverdrill SD 12	302–508	273	1466	1,0–2,4

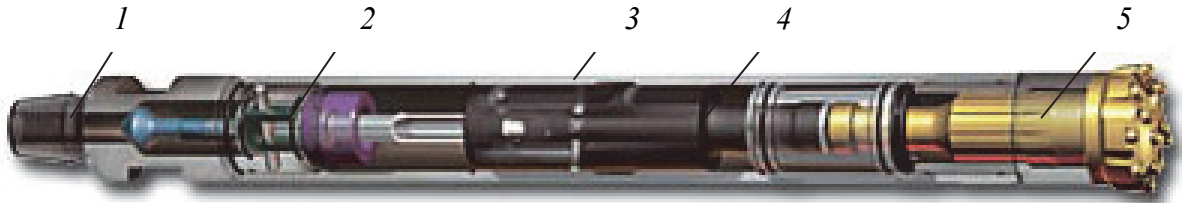


Рис. 10.10. Пневмоударник компании Sandvik, модель Mission: *1* – резьба для соединения с бурильной колонной; *2* – клапаны системы воздухораспределения; *3* – корпус; *4* – ударник; *5* – долото с хвостовиком

Компания Sandvik производит широкий модельный ряд буровых долот как для пневмоударников Sandvik, так и для пневмоударников других производителей. Буровые долота компании Sandvik вооружены штырями, изготавливаемыми из запатентованного твердого сплава марки XT48 и других хорошо зарекомендовавших себя марок твердого сплава, в том числе слоистого сплава с повышенной твердостью поверхности, изготовленных по технологии DP. Модельный ряд включает в себя долота с различной формой ударной части, твердосплавных штырей и с разным расположением продувочных отверстий для обеспечения максимальной скорости проходки, хорошей продувки и высокой производительности в любых горно-геологических условиях бурения.

В табл.10.11 приведены размеры долот компании Sandvik.

Таблица 10.11

Модели долот компании Sandvik для пневмоударного бурения

Модель долота	Диаметр долота, мм	Модель долота	Диаметр долота, мм
Mission 30 Bits	90–100	Mission 85 Bits	200–222
Mission 40 Bits	115–121	Mission X2S Bits	302–508
Mission 50 Bits	130–152	Silverdrill SD 5 Bits	130–152
Mission 55 Bits	130–152	Silverdrill SD 6 Bits	152–172
Mission 60 Bits	152–190	Silverdrill SD 8 Bits	194–305
Mission 60W Bits	152–172	Silverdrill SD 10 Bits	254–305
Mission 65 Bits	165–190	Silverdrill SD 12 Bits	302–508

В компании Sandvik разработана система бурения пневмоударниками TUBEX XL, предназначенная для бурения с обсадной трубой. Данная система аналогична системе ODEX компании Atlas Copco. Система TUBEX XL позволяет бурить разрушенные и слабоустойчивые горные породы, а также техногенные отложения, легко преодолевая участки с крупными валунами с одновременным закреплением ствола скважины обсадной трубой. Дальнейшее бурение по устойчивой или монолитной горной породе может быть продолжено сквозь обсадную трубу обычной буровым инструментом, максимальный диаметр которого указан в обозначении модели TUBEX XL.

Таблица 10.12

Параметры системы TUBEX XL компании Sandvik

Типоразмер TUBEX XL	Диаметр долота, мм	Диаметр расширенной скважины, м	Типоразмер TUBEX XL	Диаметр долота, мм	Диаметр расширенной скважины, м
90	90	123	190	190	237
115	115	152	215	215	278
140	140	187	230	230	286
165	165	212	240	240	306
180	180	232	280	280	370

В табл.10.12 приведены параметры системы TUBEX XL компании Sandvik.

10.6. Проектирование режимов бескернового бурения

Бескерновое бурение производится вращательным, вращательно-ударным и ударно-вращательным способами бурения специальными долотами дробяще-скалывающего (шарошечные долота) и режуще-скалывающего действия (лопастные и долота с комбинированным вооружением).

Осевая нагрузка при бескерновом бурении рассчитывается по зависимости

$$P = q_{\text{см}} D, \tag{10.17}$$

где $q_{\text{см}}$ – рекомендуемая нагрузка на 1 см диаметра долота, даН;

D – диаметр долота, см.

Значения рекомендуемых нагрузок на 1 см диаметра долота для различных типов долот и пород приведены в табл. 10.13.

Рекомендуемые значения окружных скоростей приведены в табл. 10.14.

Частота вращения бурового снаряда определяется по зависимости

$$n = \frac{60v}{\pi D}, \tag{10.18}$$

где D – диаметр долота, м;

v – окружная скорость вращения долота, м/с.

При бурении шарошечными долотами рекомендуются к применению достаточно умеренные частоты вращения долот, поскольку установлено, что с повышением частоты вращения выше некоторого предельного значения достаточно резко снижаются углубление за оборот и темп прироста механической скорости бурения (рис. 10.11).

Таблица 10.13

Нагрузки на 1 см диаметра долота

Долота	Категория пород по буримости (ОСТ 41-89-74)					
	I–II	III	IV–V	VI–VII	VIII–IX	X–XII
Лопастные:						
2-лопастные	60–70	60–80	–	–	–	–
3-лопастные	70–80	80–90	–	–	–	–
Пикобуры	50–60	60–80	–	–	–	–
Шарошечные:						
М	150–200	200–250				–
С	–	–	200–300	200–300		–
Т	–	–	–	250–350	250–400	–
К	–	–	–	–	250–400	–
ОК	–	–	–	–	300–500	400–500

Таблица 10.14

Значения окружных скоростей при работе долот

Долота	Категория пород по буримости (ОСТ 41-89-74)					
	I–II	III	IV–V	VI–VII	VIII–IX	X–XII
Лопастные:						
2-лопастные	0,8–1,2	1,0–1,2	–	–	–	–
3-лопастные	0,8–1,2	1,0–1,8	–	–	–	–
Пикобуры	0,8–1,2	1,0–1,4	–			–
Шарошечные:						
М	0,8–1,2	1,2–1,4	1,0–1,4	–	–	–
С	–	–	–	0,8–1,2	–	–
Т	–	–	–	0,8–1,2	0,6–1,0	–
К	–	–	–	–	0,6–0,8	–
ОК	–	–	–	–	0,6–0,8	0,6–0,8

При определенных высоких частотах вращения механическая скорость бурения не растет, но может снизиться проходка на долото из-за повышенного износа опор шарошечных долот.

Физический смысл влияния частоты вращения на буримость можно установить, используя зависимость проф. В. С. Федорова для расчета времени контакта опорного зубца шарошечного долота, работающего на забое без проскальзывания, с породой:

$$\tau_{ш} = \frac{60 d_{ш}}{ZDn}, \qquad (10.19)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, измеренный по периферийному венцу, м;

Z – число зубцов в периферийном венце конической шарошки;

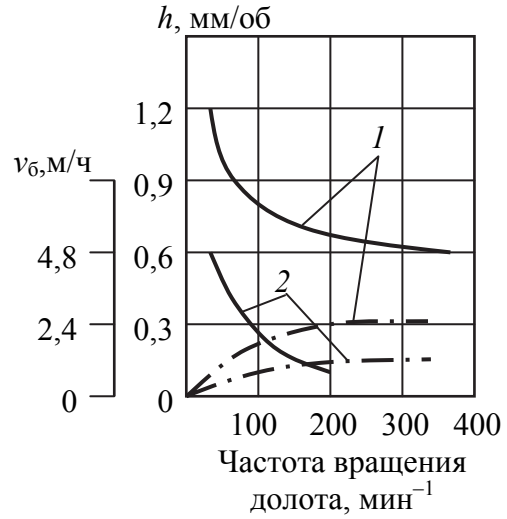


Рис. 10.11. Зависимости углубления за оборот (кривые, выполненные сплошными линиями) и механической скорости бурения (кривые, выполненные линиями «штрих с точкой») от частоты вращения долота: *1* – песчаник: *2* – гранит

D – диаметр долота, м;

n – частота вращения долота, мин$^{-1}$.

Таким образом, с повышением частоты вращения числа зубцов на поверхности шарошки и диаметра долота при снижении диаметра шарошек время контакта породоразрушающих зубцов с породой снижается, а значит, снижается и разрушающее напряжение в породе.

Для шарошечных долот дробяще-скалывающего действия диаметром 59; 76; 93; 112; 132 и 151 рекомендуются частоты вращения [8,17] в пределах 100–300 мин$^{-1}$.

При бурении малоабразивных пород шарошечными долотами рекомендуется окружная скорость долота должна быть в пределах 1–2 м/с, при бурении абразивных пород скорость должна не превышает 1 м/с, так как механическая скорость бурения при больших частотах вращения увеличивается в меньшей степени, чем износ долота.

Для твердых абразивных пород (VII–IX категории по буримости) оптимальная частота вращения долота составляет 200–270 мин$^{-1}$, при дальнейшем её повышении механическая скорость бурения почти не увеличивается, но более значительно возрастает износ долота [17].

Для долот, работающих на забое с проскальзыванием шарошек, например долот ДДА, время контакта зубьев с породой, рассчитанное по зависимости (10.12), будет больше за счет проскальзывания. Именно поэтому при бурении твердых малоабразивных пород (фельзиты, дациты VIII–IX категории по буримости) долотами типа ДДА более высокие результаты получены при частотах вращения 500–600 мин$^{-1}$ в сравнении с долотами типа К, работающими на забое без проскальзывания шарошек и показавших лучшие результаты при частоте вращения порядка 300 мин$^{-1}$.

При бурении в твердых породах скорость восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве должна быть 0,4–0,6, а в мягких породах – 0,6–0,8 м/с.

В соответствии с работой [17] при бурении шарошечными долотами рекомендуются значения осевого усилия и количества подаваемой промывочной жидкости, приведенные в табл. 10.15. Минимальные осевые нагрузки и максимальные частоты вращения лучше применять при бурении менее крепких горных пород, максимальные осевые нагрузки

и минимальные частоты вращения при – бурении более твердых горных пород.

При бурении трещиноватых горных пород рекомендуется снижать частоту вращения долота и осевую нагрузку на 30–40 %.

Для установления оптимальной осевой нагрузки необходимо довести осевую нагрузку до максимально рекомендуемой, а затем несколько снизить.

Если при снижении нагрузки механическая скорость бурения снижается, то нагрузку нужно повысить до первоначальной величины. Если механическая скорость бурения не уменьшается, то нагрузку снижают до уровня, при котором наступает снижение скорости бурения, а затем несколько повышают до первоначальной величины [17].

Мягкие породы и породы средней твердости долотами с зубчатым вооружением разбуривают с примерно постоянной в течение рейса нагрузкой, обеспечивающей максимальную скорость бурения.

При бурении твердых пород осевую нагрузку к концу рейса, как правило, повышают для сохранения уровня скорости бурения. При бурении твердых пород долотами со штыревым вооружением осевая нагрузка может быть постоянной и равняться максимально рекомендуемой.

Таблица 10.15

Параметры режима бурения шарошечными долотами

Диаметр и тип долота, мм	Осевая нагрузка на долото, кН	Частота вращения долота, мин$^{-1}$	Расход промывочной жидкости, л/мин
Долото типа К (ОК)			
59	12–18	102–348*	80–100
76	15–25	102–277	100–120
93	20–30	102–348	120–150
112	30–50	102–277	150–180
132	40–70	102–277	200–250
151	50–80	102–277	250–300
Долото типа Т			
93	20–25	102–348	180–230
112	25-45	102–277	200–280
132	30–60	102–277	250–350
151	40–70	102–277	300–440
Долото типа С			
93	15–25	102–348	180–230
112	20–30	102–277	200–280
132	30–50	102–277	250–350
151	40–70	102–277	300–440

*Частоты вращения даны для буровых станков со ступенчатым регулированием данного параметра; для станков с плавнорегулируемой частотой вращения следует применять значения, близкие к указанным.

Основными признаками, указывающими на необходимость подъема долота из скважины, являются:

- резкое снижение механической скорости бурения и рывки инструмента, что свидетельствует об износе опор шарошек;
- снижение скорости бурения по однородным по твердости горным породам, что указывает на износ вооружения долота.

10.7. Выбор инструмента и проектирование параметров режима ударно-канатного бурения

При выполнении разведочного бурения на россыпных месторождениях зачастую применяют ударно-канатное бурение. Формирование ствола скважины при ударно-канатном бурении осуществляется за два приема:

- дроблением породы долотом ударного действия, сбрасываемым с определенной высоты;
- вычерпыванием (желонированием) разрушенной породы вместе добавленной в скважину водой специальным инструментом – желонкой.

При проектировании ударно-канатного бурения следует выбрать долото, которое может быть долотчатым плоским, крестовым, двутавровым и др. и желонку. Основной буровой инструмент для бурения скважин на россыпях включает рабочий буровой снаряд (долото, ударная штанга, канатный замок, буровые ножницы), желонки, обсадные трубы с башмаком, забивную и выбивную головки.

Размеры основных рабочих инструментов для бурения скважин с условными диаметрами 168–219 мм, которые наиболее широко распространены при разведке россыпных месторождений, приведены в табл. 10.16. Параметрами режима бурения являются вес долота с ударной штангой, высота сбрасывания долота, интервал бурения, интервал забивки обсадных труб и угол приострения долота.

Таблица 10.16

Размеры основного рабочего инструмента для ударно-канатного бурения

Инструмент	Размеры инструмента, мм для скважин диаметром	
	168	219
Обсадные трубы	168/145	219/194
Башмак обсадных труб	185/144	236/193
Долото	138	186
Ударная штанга	112	140
Желонка	114 и 127	127 и 168

Таблица 10.17

Параметры режима бурения скважин ударно-канатным способом на россыпях

Параметры	Талые россыпи				Устойчивые многолетнемерзлые породы	
	Рыхлые, сыпучие мягкие породы		Твердые породы с включением валунов			
	порода	продуктивный интервал	порода	продуктивный интервал	порода	продуктивный интервал
	Долото					
	крестовое	плоское	крестовое	плоское	крестовое	плоское
Технологическая схема бурения	В трубах		Ниже труб		Без труб	
Интервал бурения за рейс, м	1,0–0,5	0,2–0,5	1,0-0,5	0,2–0,5	0,4–1,0	0,2–0,4
Масса бурового снаряда, кг	700	350	700	350	700	350
Высота сбрасывания инструмента, м	0,95	0,7	0,95	0,7	0,7	0,7
Интервал забивки обсадных труб, м	1,0–0,5	0,5–0,2	1,0–0,5	0,5–0,2	–	–
Угол приострения долота, градус	70–90		100–120		110–120	

В табл. 10.17 приведены рекомендованные параметры бурения скважин при разведке россыпей ударно-канатным бурением.

При бурении по продуктивному интервалу для повышения извлечения металла используют облегченные долота с меньшим углом приострения, совершенные поршневые желонки, а также уменьшают проходку за рейс [9].

10.8. Определение расхода промывочной жидкости для бурения

Для бурения скважин объем бурового раствора устанавливают его количество, необходимое для заполнения всей циркуляционной системы (приемных емкостей, отстойников, желобной системы и самой скважины), и объем раствора, расходуемого в связи с потерями и заменой раствора на новый. Обычно при бурении скважины смена раствора на новый осуществляется 2–3 раза.

На основании сказанного необходимый объем бурового раствора при колонковом бурении рассчитывается по формуле [14]

$$V_{\text{р}} = k_{\text{с}} V_{\text{р}}^{'} L_e, \qquad (10.20)$$

где $V'_р = (4,7 – 6,28)\ D^2$ – расход бурового раствора на 1 м бурения скважины диаметром D, м^3;

$k_с$ – коэффициент сложности бурения, учитывающий геологические условия проходки скважины, изменяется от 1 до 5 и более и устанавливается опытным путем в ходе сравнения условий бурения скважин на месторождении;

L_e – общий объем буровых работ с применением бурового раствора, м.

Расход промывочной жидкости при бурении должен обеспечивать полную очистку забоя от разрушенной породы и вынос ее на поверхность. При недостаточной промывке на забое происходит вторичное измельчение породы, что снижает скорость бурения и повышает износ породоразрушающего инструмента. Рассчитанный исходя из условия обеспечения надежного выноса шлама из скважины расход промывочной жидкости обеспечивает охлаждение породоразрушающего инструмента.

Расход промывочной жидкости рассчитывают по формуле

$$V_о = 0,25\ \pi\ k\ (D^2 – d^2)\ v, \qquad (10.21)$$

где k – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока в скважине из-за местной повышенной разработанности стенок, наличия каверн (k = 1,1–1,3);

D – диаметр скважины, м;

d –наружный диаметр бурильных труб, м;

v – скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины, м/с.

При определении расхода промывочной жидкости исходят из необходимости создания в кольцевом пространстве скважины такой скорости восходящего потока, при которой не допускается чрезмерное обогащение промывочной жидкости выбуренной породой, идет устойчивое транспортирование крупных частиц шлама.

Для прикладных расчетов при определении необходимого расхода промывочной жидкости в ходе колонкового бурения рекомендуются значения скоростей потока в зависимости от типа породоразрушающего инструмента, представленные в табл. 10.18.

Большие значения скорости восходящего потока принимают при высоких скоростях бурения, когда за единицу времени образуется большее количество шлама, а также в случае применения растворов повышенной вязкости.

Для алмазного бурения расход промывочной жидкости можно установить в соответствии с выражением

$$V_о = 0,25\pi k_о (D_н^2 – d_{вн}^2), \qquad (10.22)$$

где $D_н$, $d_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры породоразрушающего инструмента, м;

$k_о$ – коэффициент очистки забоя, характеризующий расход жидкости на площади 1 см^2 за 1 с, см^3/ с·см^2.

Коэффициент $k_о$ может быть принят равным 0,02–0,04 см^3/ с·см^2.

Для алмазного бурения при промывке скважины водой расход жидкости можно выбрать из приведенных в табл. 10.19 значений.

При бурении трещиноватых горных пород расчетные значения расхода жидкости следует уменьшить на 50 %.

Таблица 10.18

Рекомендуемые скорости потока в зависимости от типа породоразрушающего инструмента

Тип породоразрушающего инструмента	Скорость восходящего потока, м/с
Долота лопастные, пикобуры (в породах до IV–V категории по буримости)	0,6–1,0
Шарошечные долота	0,4–0,8
Твердосплавные коронки	0,4–0,6
Алмазные коронки	0,3–0,5

Таблица 10.19

Расход жидкости при алмазном бурении

Диаметр коронки, мм	Категория горных пород по буримости		
	VIII–IX	IX–XI	XI–XII
36	20–30	15–25	10–15
46	30–40	20–30	15–20
59	40–60	30–50	20–30
76	50–80	40–60	25–40
93	60–90	50–80	
112	90–140	70–120	

Таблица 10.20

Расход жидкости при бурении твердосплавными коронками

Категория горных пород по буримости	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Удельный расход жидкости на 1 см диаметра коронки, л/мин	14–16	12–14	12–16	12–14	14–16 (7–11)*	8–12 (7–10)	10–12 (8–10)	9–11 (7–9)

*В скобках даны значения удельного расхода при бурении трещиноватых горных пород.

Таблица 10.21

Расход жидкости при бурении шарошечными долотами

Категория горных пород по буримости	Рекомендуемая скорость восходящего потока, м/с	Расход промывочной жидкости, л/мин, при диаметре долота, мм				
		151	132	112	93	76
I–VII	0,6	500	380	280	180	90
VIII–XII	0,4	350	250	190	115	60

При бурении гидроударниками расход промывочной жидкости определяется исходя из условий работы забойных машин. Например, при бурении скважин диаметром 59 мм расход должен быть 140–180 л/мин, а при бурении скважин диаметром 76 мм – 180–220 л/мин.

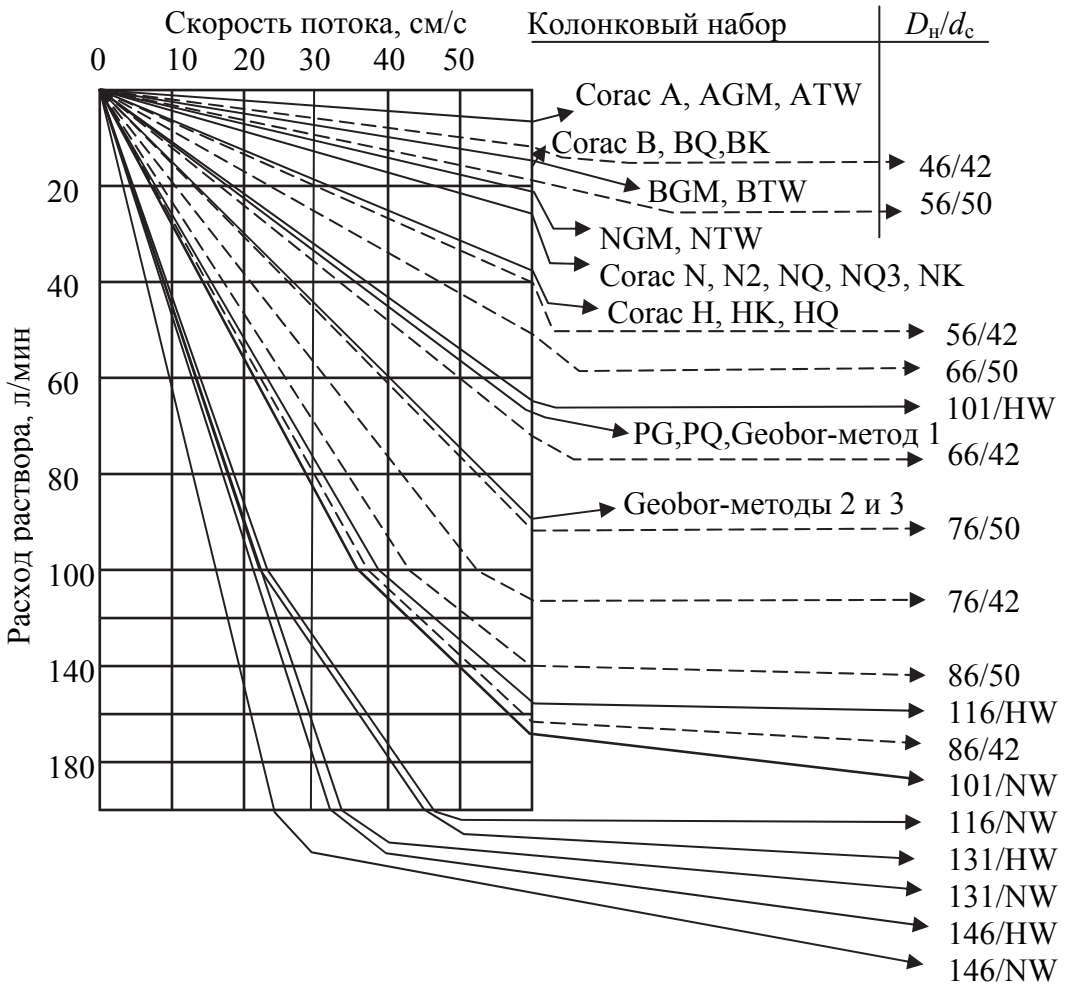


Рис. 10.12. Номограмма для определения количества промывочной жидкости для бурения различными снарядами и бурильными колоннами в соответствии с рекомендациями компании Atlas Copco

Пример. Диаметр скважины (D_c) 76 мм, диаметр бурильных труб (d_c) 50 мм, желательная скорость промывки 40 см/с.

Найдем линию 76/50, затем скорость 40 см/с и, опустив перпендикуляр на линию 76/50 и следуя от нее по горизонтальной линии влево до оси ординат, определим желательную скорость: 63 л/мин.

Значительный расход жидкости отрицательно влияет на работоспособность, ресурс коронок и сохранность керна, а поэтому при гидроударном бурении применяют специальные делители потока, отводящие часть жидкости от торцевой части коронки. Известно также выполнение отверстий в корпусе коронки для снижения количества жидкости, поступающей к забою.

При бурении твердосплавными коронками и шарошечными долотами расход жидкости можно рассчитать исходя из данных, приведенных в табл. 10.20 и 10.21.

Компания Atlas Copco для расчета количества промывочного раствора рекомендует использовать номограмму, представленную на рис. 10.12. По данной номограмме можно определить расход промывочного раствора при бурении различными снарядами и колоннами.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные способы забуривания скважин.
2. Приведите главные положения при проектировании параметров режима бурения твердосплавными буровыми инструментами.
3. Приведите главные положения при проектировании параметров режима бурения алмазным буровым инструментом.
4. В чём особенности управления процессом алмазного бурения по индексу RPI?
5. В чём особенности выбора параметров режима бурения при вращательно-ударном и ударно-вращательном бурении?
6. В чём особенность и назначение технологии бурения системой ODEX?
7. В чём особенность и назначение технологии бурения системой DEPS?
8. Приведите главные положения при проектировании параметров режима бескернового бурения.
9. Приведите главные положения при проектировании параметров режима ударно-канатного бурения.
10. Изложите основные положения методики расчета количества бурового раствора при различных способах бурения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные технологии бурения скважин имеют самое широкое применение в производственной деятельности человека и в частности при поисках и разведке полезных ископаемых.

Наиболее передовыми в настоящий момент можно считать технологии бурения скважин комплексами со съемным керноприемником и опробованием месторождений методом отбора бурового шлама (технология RC). Совершенствование технологий поисково-разведочного бурения связано с созданием современных буровых инструментов, отличающихся высокими ресурсными показателями и механической скоростью проходки, разработкой современных гидрофицированных буровых агрегатов и пневмоударных механизмов, новых материалов и технологий тампонирования и промывки скважин, средств механизации и автоматизации бурового процесса, что связано с развитием и использованием специальных технологий поисково-разведочного бурения, основанных на методах и средствах направленного бурения и кернометрии.

Все отмеченные тенденции указывают на интенсивное развитие и совершенствование буровых технологий, на все более расширяющийся спектр их возможностей. В настоящий момент практически нет технических задач геологоразведочного производства, которые невозможно было бы решить в тех или иных горно-геологических условиях, используя современные буровые технологии и соответствующие им буровую технику и инструмент.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блинов, Г. А. Алмазосберегающая технология бурения / Г. А. Блинов, В. И. Васильев, М. Г. Глазов [и др.] – Л. : Недра, 1989. – 184 с.

2. Блинов, Г. А. Техника и технология высокоскоростного бурения / Г. А. Блинов, О. А. Буркин, О. А. Володин [и др.] – М.: Недра, 1982. – 408 с.

3. Большаков, В. В. Бурение скважин с применением газожидкостных смесей / В. В.Большаков. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2001. – 41 с.

4. Будюков, Ю. Е. Алмазный породоразрушающий инструмент / Ю. Е. Будюков, В. И. Власюк, В. И. Спирин. – Тула: Изд-во «Гриф и К^0», 2005. – 288 с.

5. Воздвиженский, Б. И. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б. И. Воздвиженский, Г. А. Воробьев, Л. К. Горшков [и др.] – М.: Недра, 1990. – 208 с.

6. Калинин, А. Г. Разведочное бурение: учебник для вузов / А. Г. Калинин, О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2000. – 748 с.

7. Кардыш, В. Г. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин / В. Г. Кардыш, Б. В. Мурзаков, А. С. Окмянский. – М.: Недра, 1984. – 201 с.

8. Корнилов, Н. И. Технология бурения скважин алмазным инструментом при высоких скоростях вращения / Н. И. Корнилов, Г. А. Блинов, П. Н. Курочкин. – М. : Недра, 1978. – 237 с.

9. Кренделев, В. П. Бурение скважин при поисках и разведке россыпных месторождений / В. П. Кренделев. – М. : Недра, 1976. – 248 с.

10. Корнилов, Н. И. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н. И. Корнилов, Н. Н. Бухарев, А.Т. Киселев [и др.]; под ред. Н. И. Корнилова. – М. : Недра, 1990. – 395 с.

11. Кудряшов Б.Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б. Б. Кудряшов, А. Н. Кирсанов. – М.: Недра, 1994. – 263 с.

12. Куликов, И. В. Пневмоударное бурение разведочных скважин / И. В. Куликов, В. Н. Воронов, И. И. Николаев. – 2-е изд., перераб. и доп.– М. : Недра, 1989. – 235 с.

13. Любимов, Н. И. Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов / Н. И. Любимов, Н. И. Носенко. – М. : Недра, 1978. – 285 с.

14. Михайлова, Н. Д. Техническое проектирование колонкового бурения / Н. Д. Михайлова. – М. : Недра, 1985. – 200 с.

15. Нескоромных, В. В.Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 294 с.

16. Нескоромных, В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 328 с.

17. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 297 с.

18. Нескоромных, В. В. Оптимизация в геологоразведочном производстве: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 246 с.

19. Рябчиков, С. Я. Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методами криогенной обработки и радиационного обучения / С. Я. Рябчиков, А. П. Мамонтов, В. И. Власюк. – М.: Геоинформмарк, 2001. – 92 с.

20. Рябчиков, С. Я. Проектирование буровых машин и механизмов / С. Я. Рябчиков. – Томск : Изд-во ТПУ, 2009. – 115 с.

21. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2 т. / Е. А. Козловский, В. Г. Кардыш, Б. В. Мурзаков [и др.]; под общей ред. Е. А. Козловского. – М. : Недра, 1984. – 385 с.

22. Сулакшин, С. С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: учеб. пособие / С. С. Сулакшин. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284 с.

23. Яковлев, А. Я. Справочник по буровым растворам / А. Я. Яковлев. – М. : Недра, 1979. – 215 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

1. Виды и параметры скважин, способы их бурения 9
Контрольные вопросы и задания 20

2. Общая характеристика механических способов разрушения горных пород 22
2.1. Основные физико-механические свойства горных пород 22
2.2. Основные принципы и закономерности разрушения горных пород при бурении 27
2.3. Бурение инструментом с резцами из твердого сплава 38
2.4. Бурение инструментом с резцами из композиционных алмазосодержащих материалов и поликристаллических алмазов 44
2.5. Бурение алмазным породоразрушающим инструментом 50
2.6. Бурение сплошным забоем 63
2.7. Комбинированное механическое разрушение горных пород 74
2.8. Разрушение горных пород при вибрационном бурении 85
2.9. Разрушение горных пород при ударном способе бурения 86
Контрольные вопросы и задания 88

3. Основные сведения о буровой технике и оборудовании 91
3.1. Анализ основных конструктивных схем буровых установок 91
3.2. Системы регулирования и управления частотой вращения бурового инструмента 101
3.3. Гидропривод 105
3.4. Основные параметры буровых установок 111
3.5. Грузоподъемное устройство буровых установок 114
3.6. Талевая система и привод лебедки буровых установок 121
3.7. Основные типы буровых установок для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые 126
3.7.1. Буровые установки отечественного производства 126
3.7.2. Буровые установки зарубежного производства 139
Контрольные вопросы и задания 178

4. Проектирование конструкции скважин 180
4.1. Параметры заложения и траектории скважины 180
4.2. Основные требования к конструкции скважины 184
Контрольные вопросы и задания 189

5. Специальные технологии буровых работ 191
5.1. Технология бестраншейного строительства подземных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения 191
5.2. Технология прокладки трубопроводов с помощью шнековых буровых машин 196
5.3. Современные методы проведения и ремонта подземных коммуникаций 197
Контрольные вопросы и задания 200

6. Направленное бурение и кернометрия 201
6.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин 201
6.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении 211
6.3. Ориентаторы и приемы работы с ними 228
6.4. Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин 233
6.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов 237
6.6. Технические средства и технологии отбора ориентированного керна 240
Контрольные вопросы и задания 246

7. Средства механизации и автоматизации управления процессом бурения 248
7.1. Средства механизации бурения 248
7.2. Контрольно-измерительная аппаратура для контроля технологических параметров бурения 252
7.3. Общие сведения об автоматизированных системах управления 263
7.4. Автоматизированные системы управления процессом бурения скважин 267
Контрольные вопросы и задания 270

8. Конструкции бурильных труб, колонковых снарядов и других элементов бурильной колонны 271
8.1. Конструкции бурильных труб и колонковых наборов 271
8.2. Система GEOBOR S 282
8.3. Вспомогательные элементы бурильной колонны 287
8.4. Основы механики бурильных колонн и расчет бурильных колонн на прочность 288
8.5. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб 306
Контрольные вопросы и задания 310

9. Очистные агенты для разведочного бурения 311
9.1. Назначение буровых агентов и виды буровых растворов 311
9.2. Параметры буровых растворов 313
9.3. Характеристика основных типов очистных агентов 316
9.4. Газожидкостные смеси для бурения 348
Контрольные вопросы и задания 352

10. Проектирование технологии бурения 353
10.1. Основные способы забуривания скважин 353
10.2. Проектирование режимов бурения твердосплавным инструментом 354
10.3. Проектирование режимов алмазного бурения 357
10.4. Проектирование режимов бурения двойными колонковыми, эжекторными снарядами и КГК 369
10.5. Проектирование технологии вращательно-ударного и ударно-вращательного способов бурения 371
10.6. Проектирование режимов бескернового бурения 384
10.7. Выбор инструмента и проектирование параметров режима ударно-канатного бурения 388
10.8. Определение расхода промывочной жидкости для бурения 389
Контрольные вопросы и задания 393

Заключение 394

Библиографический список 395

Учебное издание

Нескоромных Вячеслав Васильевич

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Редактор *Т. М. Пыжик*
Корректор *В. Р. Наумова*
Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 23.12.2014. Печать плоская. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 25,0. Тираж 500 экз. Заказ № 1290

Издательский центр
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./факс (391) 206-21-49, e-mail: rio@lan.krasu.ru

Отпечатано Полиграфическим центром
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел./факс (391) 206-26-49; тел. (391) 206-26-67
E-mail: print_sfu@mail.ru; http://lib.sfu-kras.ru