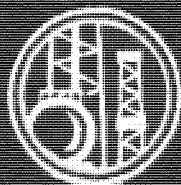


**С.С.СУЛАКШИН**

**БУРЕНИЕ  
ГЕОЛОГО-  
РАЗВЕДОЧНЫХ  
СКВАЖИН**



СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

**С.С.СУЛАКШИН**

# **БУРЕНИЕ ГЕОЛОГО- РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН**

**СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ**



**Москва "Недра" 1991**

---

ББК 33.131  
С 89  
УДК 622.143 (031)

Организации-спонсоры: ПГО "Севостгеология", ПГО "Уралгеология", ПГО "Якутскгеология", ПГО "Камчатгеология"

Сулакшин С. С.  
С 89 Бурение геологоразведочных скважин: Справочное пособие. —  
М.: Недра, 1991. — 334 с.: ил.  
ISBN 5-247-01184-8

Рассмотрены условия и объекты оптимизации процессов бурения скважин, приведены сведения о современных способах разрушения пород, удаления продуктов разрушения и основных технологических процессах, выполняемых при бурении скважин. Рассмотрены современные виды породоразрушающих инструментов, рациональные режимы и способы их отработки, а также борьба с осложнениями при вращательном и ударно-вращательном способах бурения.

Для инженерно-технических работников, занимающихся разведочным бурением.

С 2502010300—078 109—91  
043 (01)—91

ББК 33.131

ISBN 5-247-01184-8

© С. С. Сулакшин, 1991

---

## ПРЕДИСЛОВИЕ

---

Научно-технический прогресс в любой отрасли промышленности в современных условиях практически невозможен без широкого обобщения накопившегося опыта и глубокого научного изучения технологических процессов. Только на такой основе возможно наиболее эффективно и достаточно быстро решать вопросы повышения производительности труда, улучшения качества работ и снижения их стоимости. Известно, что затрачиваемые на геологоразведочные работы средства не дают немедленной отдачи, а часто при разведке в конечном итоге нерентабельных месторождений эти средства вообще не окупаются и не возвращаются народному хозяйству.

Следовательно, уменьшение расходов на геологоразведочную службу за счет более рентабельного проведения исследований, уменьшения затрат на единицу объема геологоразведочных работ при повышении качества с учетом их масштабов имеет огромное народнохозяйственное значение. Так как значительная доля этих затрат (до 30 %) приходится на бурение геологоразведочных скважин, можно представить себе важность совершенствования процессов и в первую очередь техники и технологии бурения.

Следует отметить, что этому вопросу в последнее время уделяется все больше внимания, в результате чего в области бурения скважин достигнуты значительные успехи. Внедряются прогрессивные способы и технология бурения, совершенствуются технические средства, но резервы повышения производительности труда, улучшения качества работ и снижения их стоимости далеко не исчерпаны. Очевидно, обобщение опыта и систематизация результатов научных исследований будут содействовать более успешному решению поставленных задач.

В книге "Технология бурения геологоразведочных скважин" [10] автор ставил целью освещение теоретических вопросов технологии бурения скважин на основе анализа условий, определяющих эффективность того или иного процесса. В связи с этим в ней были рассмотрены теоретические основы современных способов разрушения пород и удаления продуктов разрушения из скважин, а также свойства горных пород, влияющие на процессы бурения. Логическим продолжением указанной работы явилась книга "Практическое руководство по геологоразведочному бурению" [11]. В ней были рассмотрены вопросы оптимизации процесса бурения, методика подбора рациональных технических средств и технологии бурения.



---

# Часть первая

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЦЕССАХ И УСЛОВИЯХ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

---

### Глава 1

#### ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

##### 1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ПРОЦЕССАХ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

*Буровая скважина* (рис. 1.1) представляет собой полость, сооружаемую в горных породах земной коры, имеющую цилиндрическую форму и значительную протяженность (длину) при сравнительно малом поперечном сечении. Начало скважины именуется *устьем*, а конец — *дном* или *забоем*.

Боковая поверхность полости или ствола скважины называется *стенкой*. Ствол скважины имеет *ось* — воображаемую линию, проходящую через центры поперечных сечений ствола. Проекция оси на вертикальную плоскость называется *профилем*, а на горизонтальную плоскость — *планом* скважины (рис. 1.2).

Расстояние между устьем и забоем скважины характеризует ее глубину  $H$  или длину ствола  $L$ . Поперечные размеры скважины определяются диаметром ствола  $D$ . Практически глубина геологоразведочных скважин может быть от нескольких метров до десяти и более километров. Диаметры скважин могут быть от 26—36 мм до 1 м и более.

Положение ствола скважины в пространстве характеризуется углами наклона ее оси  $\eta$  или зенитным  $\theta$  и азимутальным  $\alpha$  (рис. 1.2). По этому признаку выделяются скважины (рис. 1.2 и 1.3): вертикальные, расположенные под углом  $\eta = 90^\circ$  к горизонту; наклонные, расположенные под углом  $0 < \eta < 90^\circ$ , и горизонтальные, когда  $\eta = 0^\circ$ . В случае, если вертикальные или наклонные скважины направлены вверх от линии горизонта, они называются *восстающими* (восходящими). Условно угол наклона таких скважин принимается со знаком минус ( $-\eta$ ). Устья скважины могут располагаться как на земной поверхности, так и в подземных выработках (рис. 1.3). В последнем случае они называются *подземными*.

Практически при любом способе бурения скважин их стволы не остаются прямолинейными, а приобретают криволинейную форму. Ось таких скважин имеет вид кривой линии, изогнутой

в одной плоскости или в пространстве (рис. 1.4). Ось искривленной скважины принято называть *траекторией* или *трассой* скважины.

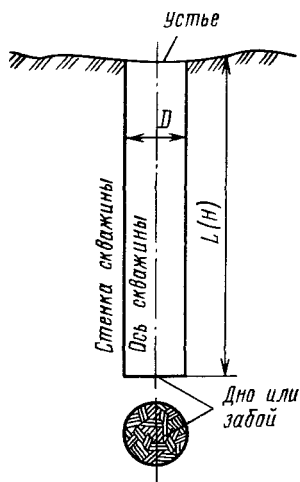


Рис. 1.1. Скважина и ее элементы

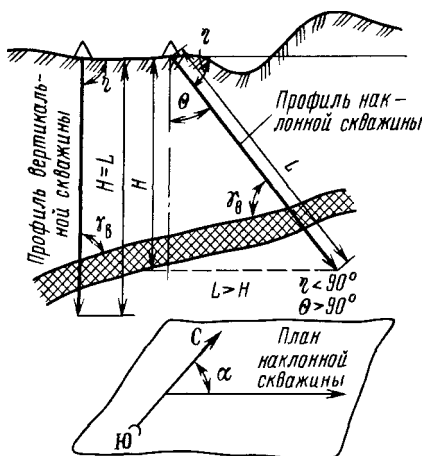


Рис. 1.2. Схема пространственного положения скважин, сооружаемых с поверхности земли

Процесс изменения пространственного положения скважин называется *искривлением*, которое может оказаться чрезмерным, что требует особых мер борьбы с искривлением. Иногда, наоборот, возникает необходимость вызвать более интенсивное искривление скважин в желаемом направлении. Такой вид бурения называется *направленным*.

В зависимости от пространственного положения ствола скважины глубина расположения ее забоя по вертикали  $H$  может существенно отличаться от длины ствола  $L$  по его оси. Если для вертикальных скважин  $H = L$ , то для наклонных и тем более для искривленных глубина  $H$  всегда меньше длины ствола  $L$  (см. рис. 1.2).

Скважины могут иметь один или несколько стволов (рис. 1.5). В связи с этим выделяются одно- и многоствольные скважины. Многоствольные скважины в отличие от одноствольных имеют несколько дополнительных стволов при одном основном, устье которого располагается на поверхности земли.

*Сооружение скважин* — сложный процесс, при котором выполняется ряд операций или работ, как правило, с использованием комплекса машин, механизмов и приспособлений, получившего название *буровая установка*.

Рис. 1.3. Схема пространственного положения скважин, сооружаемых из подземных выработок:

1 — горизонтальная; 2 — наклонная восходящая; 3 — вертикальная восходящая (востающая); 4 — наклонная нисходящая; 5 — вертикальная (нисходящая); 6 — рудные тела

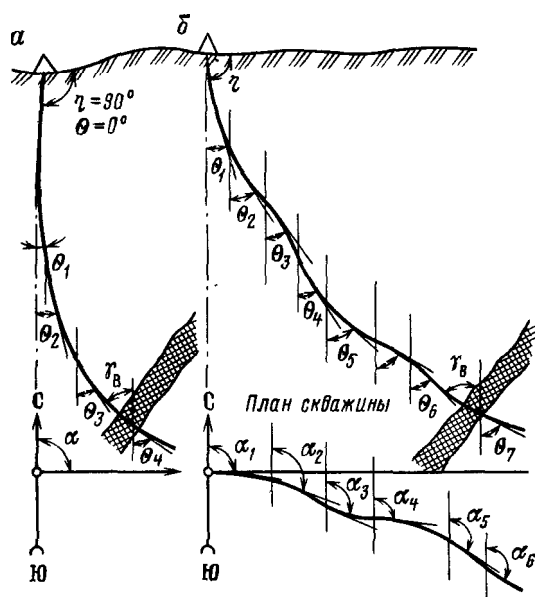
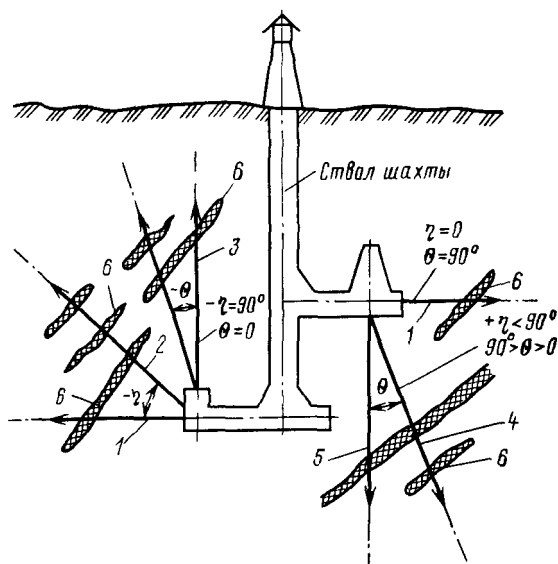


Рис. 1.4. Проекция оси искривляющихся скважин на вертикальную и горизонтальную плоскости с начальным углом наклона:

а —  $\eta = 90^\circ$ ; б —  $\eta < 90^\circ$

Собственно бурение скважин заключается в разрушении породы на забое и удалении продуктов разрушения, в результате чего формируется ствол скважины. Этот процесс сопровождается закреплением стенок ствола и выполнением спуско-подъемных и других вспомогательных операций, без которых нельзя углубить ствол скважины.

7

стволов; оборудование скважин фильтрами и водоподъемными средствами; ликвидация аварий; консервация или ликвидация скважин и др.

Кроме того, в зависимости от цели бурения в скважинах проводятся различного рода работы, связанные с определенными видами исследований: отбор образцов пород или проб полезных ископаемых, измерение параметров скважин (диаметр ствола, его глубина и пространственное положение), гидрогеологические наблюдения, замеры уровня жидкости в скважинах, осмотр и фотографирование стенок скважины, отбор ориентированного керна, геофизические и другие виды исследований.

Все работы по сооружению скважин выполняются по определенным технологическим схемам и в определенном технологическом режиме. Под *технологической схемой* понимается способ и порядок или последовательность выполнения тех или иных операций. *Технологический режим* характеризуется определенными параметрами процесса, протекающего при бурении скважин. К числу таких параметров относятся скорость, сила и частота действий, определяющие интенсивность или напряженность процесса.

Под *режимом бурения* скважин, в частности, следует понимать некоторое сочетание факторов или параметров (определяющих условия работы бурового снаряда), от рациональности подбора числовых значений которых зависит эффективность выполнения этого процесса. К числу параметров режима бурения относятся: окружная скорость  $\omega$ , частота вращения  $n$ , частота  $\Psi$  и сила  $P$  ударов, усилие подачи (нагрузка на инструмент)  $G_0$ , расход очистного агента  $Q$  и скорость его циркуляции  $v_{\text{оа}}$ .

Параметры режима бурения подбирают в зависимости от определенных факторов, основными из которых являются: характер и свойства пород (твердость, абразивность, трещиноватость, устойчивость и др.), глубина скважины, состояние ствола скважины, конструкция породоразрушающего инструмента и его качество, техническая характеристика бурового оборудования, назначение скважины или цель бурения и др. С учетом всех этих данных режим бурения может быть: оптимальным, рациональным или специальным.

*Оптимальный режим бурения* характеризуется самым благоприятным сочетанием числовых значений параметров, подбираемых, исходя из современных достижений науки и техники, и обеспечивающих максимальные скорость углубки и производительность труда. Такой режим может быть осуществлен, очевидно, на опытно-показательных или лабораторных установках, так как требует повышенных затрат материальных средств и высокой квалификации персонала.

*Рациональным* считается такой режим бурения, при котором числовые значения его параметров подбирают с учетом возможностей, имеющихся технических средств и породоразрушающих инструментов, обеспечивающих получение наиболее высоких показателей в данных конкретных условиях. Рациональные режимы далеко не всегда соответствуют оптимальным.

*Специальный режим* определяется значениями параметров, которые подбирают с учетом необходимости получения высоких качественных показателей, часто в ущерб количественным. В этом случае выбираемые числовые значения параметров режима бурения могут быть не рациональными в отношении получения высокой производительности труда и экономической эффективности. К специальным режимам прибегают, например, при бурении по слабоустойчивым полезным ископаемым с целью повышения процента выхода керна и его качества, когда снижают частоту вращения, осевую нагрузку и интенсивность промывки и при этом ограничивается величина углубки за рейс. Специальные режимы используют и при борьбе с искривлением скважин, а также в других случаях.

Таким образом, при сооружении геологоразведочных скважин выполняется много технологических операций, которые сводятся к следующим видам: строительно-монтажные; подготовительные к бурению; спуско-подъемные; углубка скважины, отбор керна; закрепление стенок скважин; направленное бурение; исследования в скважине; ликвидация аварий; демонтаж оборудования; ликвидация скважин; перевозка бурового оборудования.

По роли или значению в технологической схеме сооружения скважин все операции можно подразделить на производительные и непроизводительные. Время, затрачиваемое на выполнение этих операций, составляет баланс рабочего времени сооружения скважины  $T$ .

К *производительным* операциям или процессам относятся: собственно бурение или углубка скважины; вспомогательные операции, сопутствующие процессу углубки; спуско-подъемные операции; очистка скважины от шлама или оставшегося на забое керна; закрепление стенок скважин обсадными трубами; операции, связанные с направленным бурением. К *непроизводительным операциям* относится процесс ликвидации аварий и осложнений. В общий баланс рабочего времени, затрачиваемого на выполнение этих операций, включается еще и время простоев по разным причинам.

Выполняемые в процессе сооружения скважин операции объединяются в циклы — малый и большой. *Малый цикл* включает операции, связанные непосредственно с углубкой скважины и выполняемые в течение одного рейса (периода) — это подготовка бурового снаряда к спуску, спуск снаряда в

скважину, приработка породоразрушающего инструмента, собственно бурение, перекрепление шпинделя, наращивание буровых труб, заклинивание и срыв керна, подъем снаряда и извлечение керна из колонковой трубы. Малый цикл или рейс характеризуется продолжительностью в часах или в станко-сменах и величиной углубки скважины за цикл (рейс). Большой цикл включает все операции, связанные с полным сооружением скважины, начиная со строительно-монтажных работ и кончая ликвидацией скважины.

От рациональности или уровня выполнения всех операций в малом и большом циклах зависит производительность труда или эффективность буровых работ, оцениваемая рядом технико-экономических показателей: скоростью выполнения тех или иных операций или процессов, связанных с сооружением скважин (механическая, техническая, коммерческая, цикловая и парковая), величиной углубки за рейс  $l_p$  и на один породоразрушающий инструмент  $l_{и}$ , расходом породоразрушающих материалов (алмазы, твердые сплавы, дробь и др.) на 1 м пробуренной скважины ( $q_a$  в кар/м,  $q_{тс}$  в г/м).

Механическая скорость бурения (в м/ч), характеризующая скорость продвижения забоя за время чистого бурения,

$$v_m = l_t / t_{чб}, \quad (1.1)$$

где  $l_t$  — углубка в м за время чистого бурения  $t_{чб}$  в ч.

Так как с течением времени механическая скорость уменьшается вследствие затупления породоразрушающих инструментов, она характеризуется мгновенной величиной — углубка за короткий промежуток времени  $v_{мн}$  и средней величиной — углубка за более продолжительное время, например, за рейс  $v_{мр}$ . Кроме того, выделяют начальную механическую скорость  $v_0$  или  $v_{мн}$  и конечную  $v_{мк}$ .

Техническая скорость бурения характеризует скорость углубки скважины в малом или большом циклах ее сооружения с учетом затрат времени только на производительные операции. В соответствии с этим различают техническую скорость рейсовую (в малом цикле) и общую (в большом цикле).

Техническая рейсовая скорость бурения (в м/ч)

$$v_{тр} = l_p / t_{по}, \quad (1.2)$$

где  $l_p$  — углубка за рейс, м;  $t_{по}$  — время, затраченное на выполнение производительных операций в рейсе, ч

$$t_{по} = t_{чб} + t_{во} + t_{спо}$$

( $t_{во}$  — время, затраченное на вспомогательные операции, ч;  $t_{спо}$  — время, затраченное на спуско-подъемные операции, ч).

Техническая общая скорость бурения (в м/ст.-мес)

$$v_{тоб} = kL / T_{по}, \quad (1.3)$$

где  $L$  — длина ствола пробуренной скважины, м;  $k$  — коэффициент, эквивалентный одному станко-месяцу и зависящий от количества рабочих дней в месяце, продолжительности смены и количества смен в сутках, ч (при 30 рабочих днях, трехсменной работе и восьмичасовой смене  $k = 30 \cdot 3 \cdot 8 = 720$  ч);  $T_{\text{по}}$  — общее и суммарное время, затраченное на выполнение производительных операций при бурении всего ствола, ч

$$T_{\text{по}} = T_{\text{чб}} + T_{\text{спо}} + T_{\text{во}} + T_{\text{чс}} + T_{\text{зс}} + T_{\text{нб}},$$

где  $T_{\text{чб}}$  — общее время, затраченное на чистое бурение, ч;  $T_{\text{спо}}$  — общее время на спуско-подъемные операции, ч;  $T_{\text{во}}$  — общее время на вспомогательные операции, ч;  $T_{\text{чс}}$  — общее время на чистку скважины, ч;  $T_{\text{зс}}$  — общее время на закрепление стенок скважины, ч;  $T_{\text{нб}}$  — общее время на операции, связанные с направленным бурением, ч.

*Коммерческая скорость* характеризует скорость углубки скважины с учетом затрат времени на производительные и непроизводительные операции, а также времени простоев как в малом, так и большом циклах.

*Коммерческая рейсовая скорость бурения* (в м/ч)

$$v_{\text{кр}} = l_p / (t_{\text{по}} + t_{\text{нпо}} + t_{\text{п}}), \quad (1.4)$$

где  $l_p$  — углубка за рейс, м;  $t_{\text{по}}$  — время, затраченное на производительные операции, ч;  $t_{\text{нпо}}$  — время на непроизводительные операции, ч;  $t_{\text{п}}$  — время простоев в малом цикле, ч.

*Коммерческая общая скорость бурения* скважины характеризует скорость бурения ствола с учетом общего или суммарного времени, затраченного на выполнение производительных и непроизводительных операций, а также времени простоев в период большого цикла

$$v_{\text{коб}} = kL / (T_{\text{по}} + T_{\text{нпо}} + T_{\text{п}}), \quad (1.5)$$

где  $k$  — коэффициент, эквивалентный одному станко-месяцу, ч;  $L$  — длина ствола пробуренной скважины, м;  $T_{\text{по}}$  — время, затраченное на производительные операции, ч;  $T_{\text{нпо}}$  — время, затраченное на непроизводительные операции, ч;  $T_{\text{п}}$  — время простоев в большом цикле сооружения скважины, ч.

*Цикловая скорость* сооружения скважины определяется с учетом выполнения всех работ в большом цикле, включая монтажно-демонтажные и ликвидационные (в м/ст.-мес)

$$v_{\text{ц}} = kL / (T_{\text{по}} + T_{\text{нпо}} + T_{\text{мдо}} + T_{\text{лс}} + T_{\text{п}}), \quad (1.6)$$

где  $L$  — длина скважины, пробуренной за большой цикл, м;  $T_{\text{мдо}}$  — время, затраченное на монтажно-демонтажные работы, ч;  $T_{\text{лс}}$  — время, затраченное на ликвидацию скважины, ч.

*Парковая скорость* является показателем средней скорости сооружения скважины каждой буровой установкой



из имеющихся на балансе той или иной производственной единицы (партии, экспедиции, объединения) в период одного календарного года (в м/ст.-мес)

$$v_{\Pi} = L_{об} / \eta N_{ср}, \quad (1.7)$$

где  $L_{об}$  — общая длина пробуренных в течение года скважин (объем бурения), м;  $\eta$  — среднегодовая продолжительность эксплуатации бурового парка, мес;  $N_{ср}$  — среднегодовое число буровых станков, имевшихся на балансе производственной единицы.

Парковая скорость характеризует, таким образом, степень использования буровой техники, состояние ремонтной службы, службы обслуживания буровых работ, т. е. уровень работы производственной единицы в целом.

Как видно из приведенных показателей, основными являются механическая и техническая рейсовая скорости бурения, которые зависят от многих факторов и прежде всего от геолого-технических условий бурения: механических свойств пород, уровня технических средств и параметров технологических процессов. Все это в конечном счете определяет эффективность бурения скважин, которая может быть выражена количественными, качественными и экономическими показателями.

*Количественные показатели* характеризуют скорость выполнения отдельных процессов или операций сооружения скважин в целом и определяют в конечном счете производительность труда в бурении.

*Качественные показатели* характеризуют степень выполнения поставленных задач при бурении скважин с учетом того, что разведочные скважины должны удовлетворять определенным требованиям методики разведки, основными из которых являются:

пересечение пластов пород или залежей полезных ископаемых в заданном направлении и по определенной системе при возможно меньшем объеме затрат на 1 т разведанных запасов полезного ископаемого;

бурение скважин по наиболее рациональной траектории с допустимой степенью отклонения от проектного профиля при наиболее благоприятном расположении устьев скважин;

получение представительных образцов пород или полезных ископаемых (керна), имеющих пространственную привязку.

В общем виде качественными показателями служат процент выхода керна  $B_k$  и интенсивность искривления скважины  $i$  в градус/м.

*Экономические показатели* характеризуют стоимость сооружения скважины в целом или бурения 1 м ствола.

Анализируя рассмотренные показатели, можно выявить основные факторы, определяющие уровень выполнения тех или иных операций и эффективность сооружения скважин в целом, и найти пути их повышения.

## **1.2. ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕССЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

### **Классификация свойств горных пород**

Горные породы, имеющие сложный состав и строение, обладают многими свойствами, влияющими на процессы бурения скважин и определяющими поведение пород при разрушении, формировании керна и ствола скважины. Большинство горных пород относятся к твердым телам, обладающим прежде всего механическими свойствами, которые определяют характер их поведения при воздействии силового поля, т. е. в процессе деформации. Ряд свойств горных пород проявляется и при действии на них среды, в частности, воды, содержащейся в земной коре или поступающей в скважину при бурении.

Формирование свойств пород связано главным образом с физико-геологическими процессами — условиями их образования (генезис) и преобразования (диагенез) на протяжении всей истории развития земной коры (тектонические и вулканические процессы, выветривание и др.). В этих процессах большая роль принадлежит действию физических полей: силовых (давление, растяжение), температурных (тепло — холод) и вещественных (жидкость, газ, пар), где происходило формирование той или иной породы.

В конечном счете все свойства горных пород определяются рядом геологических признаков, к числу которых относятся минералогический состав, структура, текстура пород и которые зависят от свойств породообразующих минералов, их размера и формы, а также от свойств минерального вещества, связывающего зерна между собой, и, наконец, от физического состояния породы — плотности, пористости, трещиноватости.

Таким образом, все свойства пород могут быть разделены на два класса (табл. 1.1): свойства, характеризующие состояние породы в данный момент времени, являющиеся константами, и свойства, проявляющиеся только при воздействии на породу какого-либо физического поля в момент их определения: механического (силового или акустического), теплового, электрического, магнитного, радиоактивного или вещественного.

Количественные значения этих свойств зависят как от состояния породы, так и от параметров и характера того или иного физического поля, воздействующего на породу в момент определения какого-либо свойства (напряженность или физико-

Таблица 1.1

Классификация физических свойств горных пород (по С. С. Сулакшину)

Класс	Группа	Свойства	Показатели свойств
I. Физико-геологические свойства или свойства состояния, формирующиеся в процессе петрогенеза, литогенеза	1. Геолого-структурные свойства	Линейность, слоистость, отдельность, кливаж, сланцеватость, рассланцеватость, трещиноватость, пористость, кавернность, раздробленность (дисперсность)	Частота чередований плоскостей отдельности и сланцеватости; мощность слоев и т. д. Густота и размеры трещин, пор или каверн, размер элементов, составляющих толщу несвязных пород
	2. Геолого-технические свойства	Плотность, удельный объем. Естественная влажность, мерзлотность, льдистость Естественная радиоактивность пород Естественный магнетизм	Степень естественной влажности, насыщенность пород льдом, температура пород Число актов распада в единицу времени, концентрация радиоактивных элементов Намагниченность пород, напряженность магнитного поля, остаточная намагниченность
II. Физико-технические свойства, проявляющиеся при воздействии на породу физических или вещественных полей	3. Механические свойства, проявляющиеся при воздействии на породу механических (силовых) полей	Упругость, хрупкость, пластичность (вязкость), текучесть (ползучесть), прочность, абразивность, разрушаемость, разрыхляемость, сыпучесть, устойчивость	Модуль упругости, коэффициенты хрупкости и пластичности, временное сопротивление пород разрушению, показатели твердости и абразивности, буримость, делимость, дробимость, коэффициент разрыхляемости, угол естественного откоса, угол внутреннего трения
	4. Акустические свойства, проявляющиеся при воздействии на породу динамического силового поля (упругих волн)	Передача упругих колебаний, поглощение упругих волн, волновое сопротивление	Скорость распространения упругих волн в массиве, коэффициент упругих волн, акустическое сопротивление пород

5. Термические свойства, проявляющиеся при воздействии на породу температурного поля	Температуропроводность, теплопроводность, теплоемкость, расширяемость, температура плавления	Коэффициенты теплопроводности, теплоотдачи, объемного или линейного расширения, удельные теплоемкость и теплота плавления Объемное электрическое сопротивление, относительная диэлектрическая проницаемость, удельные диэлектрические потери, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивная напряженность
6. Электрические свойства, проявляющиеся при воздействии на породу электрического поля	Электропроводность, полярность породы, диэлектрические потери, электрическая прочность	
7. Магнитные свойства, проявляющиеся при воздействии на породу магнитного поля	Диамагнетизм, парамагнетизм	Магнитная восприимчивость, проницаемость, коэрцитивная сила
8. Радиоактивные свойства, проявляющиеся при воздействии на породу радиоактивного поля	Поглощающая и рассеивающая способность горных пород	Линейный коэффициент поглощения $\gamma$ -лучей, эффективная площадь сечения поглощения или рассеивания электронов
9. Водно-коллоидные свойства, проявляющиеся при воздействии на породу жидкой среды	Смачиваемость, влагоемкость, водопоглощение, водонасыщенность, водопроницаемость, водоотдача, набухаемость, размокаемость, пльнучесть, тиксотропность, растворимость и др.	Способность пород к смачиванию, водопоглощению, степень водонасыщенности, коэффициент водонасыщенности, коэффициент фильтрации, коэффициент водоотдачи, степень увеличения объема пород, время размокания, коэффициент размягчаемости, угол естественного откоса под водой, способность породы растворяться и др.

химическая активность поля, время воздействия и т. д.). Поэтому количественные значения определяемого свойства могут быть при разных условиях различными.

Свойства пород I класса несколько условно могут быть названы физико-геологическими, поскольку формирование их связано с геологическими процессами и действием физических полей (сила тяжести, давление, температура, тектонические движения, среда и т. д.). Эти свойства изучаются и широко используются при геологических исследованиях.

Свойства пород II класса, характеризующиеся определенными показателями, количественные значения которых зависят от условий взаимодействия физических полей или среды с породой, обычно изучаются и используются в различных областях науки и техники: при инженерно-геологических изысканиях, в строительных, геологоразведочных или горных работах и во многих других случаях. Поэтому такие свойства могут быть названы физико-техническими. Проявление этих свойств зависит как от состояния породы, характеризующейся свойствами I класса, так и от механизма взаимодействия с тем или иным физическим полем. В соответствии с этим во II классе выделяется семь групп свойств: механические, акустические, термические, электрические, магнитные, радиоактивные и водно-коллоидные. Характеристика и числовые значения свойств горных пород приводятся в специальной литературе и справочниках.

### **Проявление свойств горных пород в процессе бурения скважин.**

Из всего многообразия свойств горных пород на процессы бурения существенно влияют свойства I класса (табл. 1.1), определяющие состояние пород (геолого-структурные), а также механические и водно-коллоидные, характеризующие поведение пород при их обнажении и разрушении в процессе формирования ствола скважины. В этом процессе на породу воздействует ряд факторов, вызывающих их разрушение, потерю устойчивости и др. (табл. 1.2).

Вполне очевидно, что основные механические свойства горных пород — упругость, пластичность, прочность, твердость и абразивность — определяют прежде всего успех разрушения их на забое при взаимодействии породоразрушающего инструмента с породой. От такого свойства, как устойчивость горных пород, т. е. способности их не обрушаться в скважине и не разрушаться в колонковой трубе, зависят крепление стенок скважин, выход керна, способ удаления продуктов разрушения. Последнее имеет особо важное значение, так как применение промывочной жидкости, с одной стороны, улуч-

Таблица 1.2

**Классификация факторов, вызывающих неблагоприятное поведение пород при бурении скважин**

Факторы, действующие на породу при бурении скважин	Основные явления, возникающие при бурении скважин и связанные с проявлением некоторых свойств горных пород
Обнажение массива, с чем связано нарушение напряженного состояния пород и равновесия сил горного давления в прилегающей к стволу скважины зоне	Обрушение массива горных пород. Вываливание отдельных кусков или глыб горных пород Выпучивание горных пород.
Действие на породы в стенках скважины механических нагрузок, возникающих при спуске, подъеме и вращении буровых труб	Обрушение массива горных пород. Вываливание отдельных кусков или глыб пород из стенок скважины. Разработка ствола скважины и приобретение неправильной формы в поперечном сечении, образование желобов, искривление скважин
Действие на керн механических нагрузок, возникающих при вращении колонкового снаряда	Самопроизвольное заклинивание керна в колонковом снаряде. Измельчение кусочков керна в колонковом снаряде и под торцом коронки. Истирание керна (чисто избирательное)
Действие жидкости на породы в стенках скважины и на керн	Ослабление связи между частицами, составляющими породу, и снижение их устойчивости, уменьшение коэффициента трения. Обрушение массива горных пород. Разбухание пород и выпучивание стенок скважины. Размывание пород в стенках скважин и керна промывочной жидкостью. Растворение пород. Изменение режима и состава подземных вод. Изменение температурного режима горных пород

шает процесс разрушения горных пород (жидкость понижает их прочность, снижает коэффициент трения), а с другой стороны, снижает устойчивость пород и создает повышенное гидростатическое давление на забой, что ухудшает процесс разрушения породы.

Таким образом, в рассматриваемом процессе бурения скважин решаются две практически противоположные задачи. С одной стороны, желательно как можно быстрее разрушить породу на забое, с чем связана скорость углубки скважины, а с другой стороны, необходимо обеспечить формирование ствола скважины, получить неразрушенные образцы пород или пробы полезных ископаемых, отвечающие определенным требованиям. Вполне очевидно, что поведение пород в этом процессе определяется, прежде всего, их свойствами. От степени проявления тех или иных свойств будут зависеть не только скорость

бурения и качество работ, но и различного рода осложнения и аварии, а также выполнение дополнительных работ и операций, связанных с креплением стенок скважины или расширением ствола при бурении, а в целом — производительность труда и стоимость сооружения скважин.

Очевидно, что для осуществления процесса бурения скважины требуется глубокое знание не только техники и технологии, но и свойств горных пород и поведения их при бурении. Эти сведения необходимы для выбора способа бурения, типа забойного инструмента, определения условий его работы или режимов бурения, условий получения качественных проб полезных ископаемых, способа крепления стенок скважины, условий приведения скважины в заданную точку и многое другое, в целом обуславливающее успех бурения скважины.

Известно, что при действии силового поля на твердую породу, например, при вдавливании штампа (пуансона) с плоским торцом, поведение ее характеризуется тремя видами деформаций. В первый период нагружения происходит упругая деформация по закону Гука. Такое поведение присуще большинству горных пород. При возрастании нагрузки пропорциональность между нагрузкой и деформацией нарушается и в образце проявляются элементы пластической деформации. Наконец, при каком-то критическом значении нагрузки у большинства горных пород наступает хрупкое разрушение.

Как видно, деформация горной породы может быть: упругой или временной (после снятия нагрузки восстанавливаются форма и размеры образца); пластической или остаточной (форма или размеры образца изменяются) и хрупкой, при которой образец разрушается (теряет сплошность). Каждый из этих видов деформации обуславливается проявлением определенных свойств горных пород, к которым относятся упругость, пластичность, хрупкость, прочность и твердость. Эффективность разрушения пород механическим способом находится в прямой зависимости от их твердости или прочности: чем тверже порода, тем меньше скорость ее разрушения при прочих равных условиях.

Эффективность термических и электрических способов разрушения зависит от ряда других свойств пород — термических, электрических, магнитных и практически мало связана с их механическими свойствами — твердостью, абразивностью и др. Наоборот, при использовании некоторых электрических способов эффективность разрушения пород по сравнению с механическими тем выше, чем прочнее, тверже породы. Это связано с тем, что разрушающие напряжения формируются в этом случае внутри самой породы. Чем тверже порода, тем выше в ней возникающие напряжения и тем выше эффект разрушения

при одинаковом уровне расходуемой энергии. Поэтому при осуществлении термического способа разрушения пород необходимо знание не только механических свойств горных пород, но и термических, а при осуществлении электрического способа — механических, термических и электрических.

При разрушении горных пород бурением большое значение приобретают некоторые способы понижения их твердости с целью повышения эффективности процесса разрушения. Понизить твердость горных пород можно ослаблением связей между частицами, слагающими породу, за счет образования системы мелких трещин в массиве, путем увеличения пористости пород и т. д. Это достигается воздействием на породу упругих колебаний (вибраций), повышением температуры породы (при трении или подведении тепла), взрывами, действием поверхностно-активных веществ (понижители твердости), растворением некоторых компонентов породы (выщелачиванием) и т. д. Применение этих способов понижения твердости также основывается на использовании определенных свойств горных пород.

Очевидно, для того чтобы учитывать все геологические факторы, которые могут влиять на процессы бурения скважин и качество буровых работ, необходимы достаточно глубокое изучение и оценка геологических условий района работ. При этом следует учитывать, что горные породы могут характеризоваться проявлением одновременно многих из рассмотренных свойств, наложение которых особенно усложняет условия бурения скважин.

### 1.3. АНИЗОТРОПНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

*Анизотропностью* называется способность твердых тел в разной степени проявлять одни и те же свойства в зависимости от направления, в котором они определяются. Такое поведение горных пород обуславливается, прежде всего, особенностью пороодообразующих минералов, имеющих кристаллическое строение, у которых степень проявления свойств в разных направлениях кристаллографической решетки различна. Ориентированное расположение таких минералов определяет анизотропность и самих пород, что характеризуется структурно-текстурными признаками.

Наибольшей степенью анизотропности обладают породы, сложенные минералами, имеющими вытянутую игольчатую, пластинчатую или чешуйчатую форму и располагающимся в параллельных плоскостях. Такие породы характеризуются плоскопараллельной, трахитоидной, гнейсовидной, сланцеватой, полосчатой или флюидальной текстурами. Породы с текстурами такого рода обладают способностью



более легко разрушаться — раскалываться или делиться вдоль плоскостей или слоев с ориентированным расположением минеральных зерен. Часто эти плоскости или структурные элементы располагаются согласно с пластами или слоями пород, слагающими всю толщу, которая в целом будет также характеризоваться анизотропностью. В отдельных случаях плоскости делимости могут не совпадать с плоскостями напластования пород. Тогда и плоскости анизотропии породы располагаются несогласно с их напластованием.

Следует отметить, что анизотропность свойств пород может проявляться не только у явно слоистых пород, но и у пород, разбитых строго ориентированной системой трещин или имеющих рассланцовку тектонического происхождения. В таких случаях сопротивление пород разрушению вдоль плоскости трещиноватости также выше, чем в перпендикулярном направлении. Трещины при этом могут рассматриваться как слои, имеющие нулевую твердость. Поэтому у трещиноватых пород, имеющих массивную структуру, может проявляться анизотропность тех или иных свойств.

Анизотропность горных пород оценивается по изменению степени проявления того или иного свойства в разных направлениях. Обычно эти направления определяются структурно-текстурными признаками горной породы: линейностью, сланцеватостью, отдельностью, трещиноватостью, а в конечном счете делимостью вдоль определенных плоскостей.

Наиболее распространенный метод оценки анизотропности пород — определение их механических свойств в разных направлениях. При этом можно определять модуль упругости или сопротивление породы разрушению — прочность, твердость или буримость горных пород. Используются и другие, так называемые неразрушающие методы определения анизотропии горных пород, в частности, ультразвуковой, электрический, термический. Показателем анизотропии при этом является отношение получаемых величин в двух направлениях. Обычно такие измерения делаются в плоскостях, параллельных плоскости, в которой ориентированы минеральные образования (плоскости делимости, отдельности, сланцеватости и др.), и в плоскости, перпендикулярной к ней. Тогда показатель анизотропии

$$A = C_{\perp} / C_{||}, \quad (1.8)$$

где  $C_{\perp}$  и  $C_{||}$  — показатели свойства, определяемого в параллельной и перпендикулярной плоскостях.

В табл. 1.3 приведены данные определения показателя анизотропии горных пород Лениногорского рудного поля различными методами (по В. Д. Ларионову).

Таблица 1.3

Горная порода	Показатель анизотропии пород, определяемый		
	по твердости	по теплопроводности	по распространению упругих волн
Алевролит	1,22	1,25	1,16
Алевролит углисто-глинистый	1,17	1,19	1,15
Туф кислого состава	1,35	1,39	1,30
Туф смешанного состава	1,22	1,22	1,25
Туффит кислого состава	1,43	1,23	1,69
Туффит смешанного состава	1,44	1,42	1,48
Альбитофир	1,06	1,00	1,04
Диабаз	1,05	1,00	1,12
Габбро-диабаз	1,09	1,08	1,06
Серицит-кварцевая порода	1,35	1,34	1,36
Серицит-кварцевый сланец	1,26	1,24	1,26

Наиболее ярко анизотропность свойств выражена у слоистых, сланцеватых, разgneйсованных пород, что легко устанавливается визуально. При оценке анизотропности горных пород применительно к процессу бурения скважин наиболее показательным является определение механической скорости бурения (или буримости пород), с которой связаны производительность труда, процесс искривления скважин, качество и стоимость буровых работ. При этом установлено, что буримость пород в направлении, перпендикулярном к плоскостям делимости, отдельности или сланцеватости пород  $v_{\perp}$  выше, чем в направлении, параллельном им  $v_{\parallel}$ . Тогда показателем анизотропии может служить выражение

$$A = v_{\perp} / v_{\parallel}. \quad (1.9)$$

Таким образом, если определять буримость (или твердость) анизотропной породы в плоскостях, параллельных и перпендикулярных плоскостям делимости или отдельности, то ее значения могут быть минимальными  $v_{\min}$ , максимальными  $v_{\max}$  и средними  $v_{\text{ср}}$ . Следовательно, можно записать

$$A = v_{\max} / v_{\min}. \quad (1.10)$$

Величины  $v_{\max}$  и  $v_{\min}$  являются векторами, по значениям которых можно построить векторную диаграмму. В плоскостях экстремальных значений этих векторов диаграмма может иметь форму, близкую к эллипсу с короткой  $v_{\min}$  и длинной  $v_{\max}$  осями, или более сложную форму (рис. 1.6, в). Назовем эти плоскости главными плоскостями анизотропии породы.

В плоскости равных значений  $v$  во всех направлениях векторная диаграмма приобретает форму круга с радиусом, равным  $v_{\min}$ . Эта плоскость равных значений определяемого

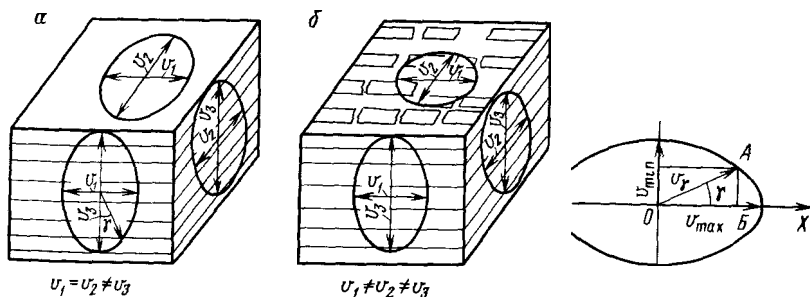


Рис. 1.6. Схемы расположения главных плоскостей анизотропии горной породы

свойства является *главной плоскостью изотропии*. По рассмотренному признаку все породы делятся на три группы: транстропные, ортотропные и изотропные.

*Транстропные* породы имеют в одной главной плоскости одинаковые значения показателя свойства во всех направлениях, а в двух других разные (рис. 1.6, а).

У *ортотропных* пород показатели свойства отличаются во всех трех главных плоскостях (направлениях), как показано на рис. 1.6, б.

*Изотропные* породы имеют одинаковый показатель свойства в любом направлении во всех трех плоскостях.

В общем случае породы, способные делиться (раскалываться) вдоль определенных направлений или плоскостей, имеют две главные плоскости анизотропии и одну плоскость изотропии (как показано на рис. 1.6, а). Учитывая, что для анизотропных пород  $v_{\perp} > v_{\parallel}$ , показатель анизотропности  $A$  будет всегда больше единицы, а для изотропных при  $v_{\perp} = v_{\parallel}$  он равен единице.

Таким образом, максимальное сопротивление пород разрушению будет в направлении, параллельном плоскостям делимости, т. е. при  $\gamma = 90^\circ$ , а минимальное — в направлении, перпендикулярном к этим плоскостям. Это направление называется *линией наименьшего сопротивления (ЛНС) породы разрушению*.

С проявлением анизотропности пород, прежде всего, связывается их буримость. Как показывают исследования, она всегда выше в направлении, перпендикулярном к плоскостям слоистости, отдельности или делимости. Это следует учитывать при заложении скважин в разрезах, сложенных анизотропными (слоистыми) породами, так как от этого будет зависеть скорость бурения и соответственно производительность труда.

Анизотропность горных пород — один из важнейших факторов, вызывающих естественное искривление скважин в определенном

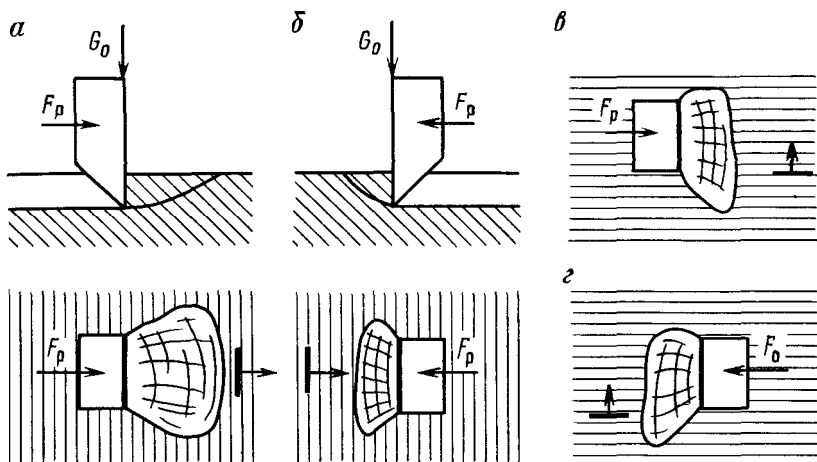


Рис. 1.7. Схемы разрушения анизотропной породы при внедрении резца

направлении, что в свою очередь обуславливается различной степенью сопротивляемости горной породы разрушению в зависимости от степени анизотропии. При этом установлено, что направление искривления зависит от расположения оси скважины относительно векторов, характеризующих экстремальные значения определяемого свойства горных пород.

Интенсивность же искривления определяется величиной угла встречи  $\gamma$  оси скважины с вектором, имеющим максимальную или минимальную величину. У анизотропных пород, как отмечалось ранее, положение этих векторов определяется их структурно-текстурными признаками: делимостью, линейностью, сланцеватостью, формой и расположением породообразующих минералов (или их обломков).

От анизотропности пород в значительной степени зависит механизм разрушения горных пород при бурении. При движении резца, внедрившегося в породу в направлении падения плоскостей делимости (рис. 1.7, а), объем разрушения оказывается больше, чем при его движении против падения (рис. 1.7, б). В случае движения резца вдоль плоскостей делимости (рис. 1.7, в, г) порода будет разрушаться асимметрично, в сторону, противоположную падению этих плоскостей.

Таким образом, можно объяснить, очевидно, асимметричное разрушение анизотропных пород на забое скважины и стремление породоразрушающего инструмента отклониться в сторону, противоположную падению слоев. Происходит как бы плоско-параллельное смещение забоя и продвижение разных участков его с разной скоростью. В конечном счете буровой снаряд занимает положение, перпендикулярное к плоскостям

делимости пород, продвигаясь вдоль линии наименьшего сопротивления пород разрушению. В этом случае достигается максимальная механическая скорость бурения.

#### 1.4. УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

*Устойчивостью горной породы* является ее способность не обрушаться при обнажении и не разрушаться под действием различных факторов. Неустойчивые породы при обнажении обрушаются сразу же или со временем. Степень устойчивости пород зависит от многих факторов, основными из которых являются прочность (сила сцепления между частицами, коэффициент внутреннего трения), физико-геологические свойства и состояние (трещиноватость, выветрелость, влажность и т. д.). На устойчивость горных пород существенно влияют также внешние физические или вещественные поля, которые воздействуют на нее при обнажении массива. При этом существенное значение приобретает фактор времени: чем длительнее воздействие того или иного физического поля или среды, тем в большей степени теряется устойчивость пород.

Известно, что горные породы в массиве находятся в сложно-напряженном состоянии под действием горного и пластового давления.

Горное давление  $p_r$  определяется весом толщи вышележащих пород

$$p_r = \gamma_n H, \quad (1.11)$$

где  $\gamma_n$  — удельный вес пород;  $H$  — мощность вышележащей толщи (или сумма мощностей отдельных толщ) пород.

Пластовое давление  $p_{пл}$  определяется давлением жидкости (или газа), заключенной в порах пласта

$$p_{пл} = \gamma_{ж} L_n, \quad (1.12)$$

где  $\gamma_{ж}$  — удельный вес жидкости, заключенной в порах пласта;  $L_n$  — пьезометрическая высота пласта

$$L_n = L + (A_n - A_{ус}) \quad (1.13)$$

( $L$  — глубина залегания пласта;  $A_n$  — альтитуда пьезометрического уровня пласта;  $A_{ус}$  — альтитуда устья скважины, т. е. высота над уровнем моря).

Кроме того, на породу действует еще и боковое давление

$$p_{бд} = \lambda p_r, \quad (1.14)$$

где  $\lambda$  — коэффициент бокового распора.

Значения коэффициента бокового распора, по данным Л. А. Шрейнера и других исследователей, для скальных пород практически близки к единице:

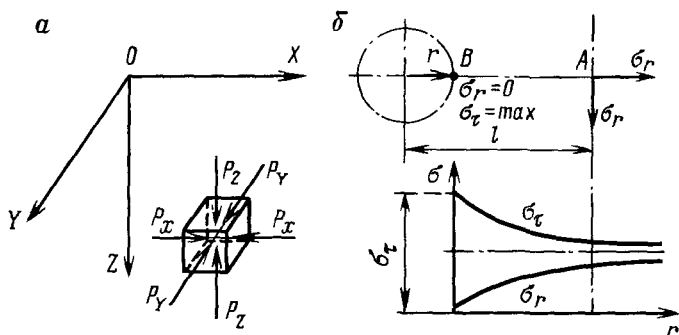


Рис. 1.8. Схемы к расчету устойчивости горных пород в стенках скважины

для глинистых пород колеблются в пределах 0,75—0,8, а для песков имеют значения 0,35—0,41. Этот коэффициент может быть определен выражением

$$\lambda = 1 - 1,39 \operatorname{tg} \varphi - 1,52 \frac{C}{P_{\text{сж}}} , \quad (1.15)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  — коэффициент внутреннего трения;  $C$  — сила сцепления частиц, составляющих породу.

При действии этих давлений горная порода в массиве находится в состоянии равновесия. В случае бурения скважин (обнажения пород) это равновесие нарушается, в результате чего напряжения перераспределяются, достигая вокруг ствола скважины максимальных значений. Действительно, на элемент объема породы, расположенный в горном массиве на глубине  $H$  от поверхности земли, будут действовать вертикальная  $P_z$  и горизонтальные силы  $P_x = P_y$  (рис. 1.8, а).

Вертикальная сила определяется весом толщи вышележащих горных пород

$$P_z = S \gamma_{\text{п}} H, \quad (1.16)$$

где  $S$  — площадь грани выделенного элемента (кубика со стороной, равной единице);  $\gamma_{\text{п}}$  — удельный вес породы;  $H$  — глубина залегания элемента породы (мощность толщи вышележащих пород).

При отсутствии бокового расширения в объеме кубика горизонтальные силы препятствуют развитию поперечных деформаций. В случае одноосного сжатия продольная деформация кубика

$$\varepsilon_1 = P_z / E, \quad (1.17)$$

где  $E$  — модуль упругости породы при одноосном сжатии.

В плоскости  $XOZ$  в этом случае возникла бы поперечная деформация

$$\varepsilon'_1 = \mu \varepsilon_1 = \mu P_z / E \quad (1.18)$$

( $\mu$  — коэффициент Пуассона).

Если на элемент породы будет действовать только одна горизонтальная сила  $P_y$  по оси  $y$ , то возникает поперечная деформация в плоскости  $XOZ$ :

$$\varepsilon'_x = \mu P_y / E. \quad (1.19)$$

При действии же горизонтальной силы  $P_x$  только по оси  $X$  поперечная деформация в той же плоскости

$$\varepsilon_x = P_x / E. \quad (1.20)$$

Но так как в ненарушенном массиве при всестороннем сжатии никаких смещений породы не происходит, сумма всех деформаций будет равна нулю. Следовательно,

$$\varepsilon'_1 + \varepsilon'_x - \varepsilon_x = \mu \frac{P_z}{E} + \mu \frac{P_y}{E} - \frac{P_x}{E} = 0. \quad (1.21)$$

Откуда при  $P_x = P_y = P_r$

$$P_r = \frac{\mu}{(1 - \mu)} P_z. \quad (1.22)$$

Под действием вертикальной и горизонтальных сил в элементе породы возникают напряжения, характеризующие упругое состояние ненарушенного массива анизотропной породы,

$$\sigma_z = \gamma H; \quad (1.23)$$

$$\sigma_z = \sigma_y = \sigma_x = \frac{\mu}{1 - \mu} \gamma H. \quad (1.24)$$

После проходки скважины напряженное состояние породы вокруг ствола изменяется. Причем изменение напряжений от контура сечений ствола в глубь массива характеризуется постепенным убыванием до значений, близких к напряженному состоянию нетронутого массива. Для вертикальной скважины на глубине  $H$  напряжения в околоствольной части массива в любой точке, расположенной на расстоянии  $l$ , будут определяться (рис. 1.8, б):

в направлении радиуса  $r$  в точке  $A$  (радиальное напряжение):

$$\sigma_r = \frac{\mu}{1 - \mu} \gamma H \left( 1 - \frac{r^2}{l^2} \right); \quad (1.25)$$

перпендикулярно к радиусу (тангенциальное напряжение):

$$\sigma_t = \frac{\mu}{1 - \mu} \gamma H \left( 1 + \frac{r^2}{l^2} \right). \quad (1.26)$$

При  $l = r$  радиальное напряжение  $\delta_r$  в точке  $B$  (на контуре сечения скважины) будет равно нулю (горизонтальное давление по радиусу переходит в давление по кругу). Тангенциальное же напряжение, наоборот, принимает максимальное значение:

$$\sigma_t = 2\gamma H \frac{\mu}{1 - \mu}. \quad (1.27)$$

Поэтому при цилиндрической форме скважины, пройденной в связных достаточно прочных породах, стенки ее оказываются устойчивыми до значительной глубины. Когда же тангенциальные напряжения с увеличением глубины скважины превысят силы сцепления в породе, стенки скважины обрушаются и ствол может быть засыпан.

При заполнении ствола скважины жидкостью создается усилие, противодействующее рассмотренным силам за счет гидростатического давления столба жидкости  $p_{гс}$ , значение которого определяется выражением

$$p_{гс} = \gamma_{ж} H, \quad (1.28)$$

где  $\gamma_{ж}$  — удельный вес жидкости, заполняющей ствол скважины;  $H$  — высота столба жидкости.

Вопросы устойчивости пород в стенках скважины рассмотрены в работах А. А. Шамсиева, Л. А. Шрейнера, Б. В. Байдюка, С. Г. Лехницкого. В работах этих и других авторов отмечается, что максимальные напряжения возникают на внутренних стенках ствола скважины (рис. 1.8, б) и могут быть выражены следующими уравнениями:

$$\sigma_z = \gamma_{п} H; \quad (1.29)$$

$$\sigma_r = \gamma_{ж}; \quad (1.30)$$

$$\sigma_t = 2\lambda\gamma_{п} H - \gamma_{ж} H. \quad (1.31)$$

При наличии пластового давления напряжения в стенке ствола скважины, по данным Б. В. Байдюка, соответственно будут иметь значения:

$$\sigma_z = \gamma_{п} H - \eta p_{пл}; \quad (1.32)$$

$$\sigma_r = \gamma_{ж} H - \eta p_{пл}; \quad (1.33)$$

$$\sigma_t = 2\lambda\gamma_{п} H - \gamma_{ж} H - \eta p_{пл}, \quad (1.34)$$

где  $\eta$  — коэффициент, зависящий от структурных особенностей породы и вязкости жидкости (изменяется от 0 до 1).

Устойчивость стенок скважины, таким образом, зависит от ряда факторов, основные из которых прочность пород, их физическое состояние и воздействие внешних физических или вещественных



полей на породу при обнажении массива. Для того чтобы не происходило обрушения пород, должно быть условие:

$$\sigma_z - \sigma_r = 0. \quad (1.35)$$

Подставляя значения  $\sigma_z$  и  $\sigma_r$  из уравнений (1.30), (1.31), получаем

$$\lambda \gamma_n = \gamma_{ж}. \quad (1.36)$$

Таким образом, регулируя плотность промывочной жидкости, можно до определенного момента сохранять устойчивость горных пород в стенках пробуренной скважины при условии, что

$$p_{гс} = \lambda \gamma_n H. \quad (1.37)$$

Кроме того, некоторые растворы, например глинистые, обладают способностью придавать устойчивость слабосвязанным горным породам за счет глинизации: проникновение глинистых частиц в пласт и образование глинистой корки.

### Классификация пород по их устойчивости

По устойчивости все породы могут быть разделены на четыре группы (табл. 1.4).

К I группе относятся рыхлые несвязанные породы (пески, гравий, галечник и пр.). Бурение по валунно-галечниковым зонам или пескам, насыщенным водой, обычно сопровождается одновременным креплением стенок скважин обсадными трубами. Бурение вращательным способом может быть успешным только без отбора керна с промывкой глинистым раствором.

Во II группу входят породы скального типа, изверженные или осадочные, но сильнотрещиноватые или раздробленные. В этом случае процессы бурения осложняются, так как происходит потеря промывочной жидкости, образуются вывалы отдельных кусков породы из стенок скважин и т. д. Сюда же относятся такие породы, как слабо сцементированные брекчии или конгломераты, слабые песчаники и сланцы, а из полезных ископаемых — угли, фосфориты и др. При бурении по таким породам керн сильно дробится, истирается и размывается. Этому же подвержены и стенки скважин.

III группа объединяет рыхлые связные отложения осадочного происхождения, преимущественно глинистые (глины, суглинки, лессы) и растворимые полезные ископаемые (каменная соль); мерзлые рыхлые или сильнотрещиноватые, раздробленные скальные породы, сцементированные льдом. При бурении в породах этой группы возникают значительные трудности. Для глин это связано с одним из важнейших свойств — их способностью разбухать при увлажнении, что особенно

Таблица 1.4

## Классификация пород по устойчивости (по С. С. Сулакшину)

Группа пород	Характеристика пород
I. Породы весьма неустойчивые	Породы, практически не имеющие связи между зернами, с прочностью, зависящей от состава и размера зерен и степени насыщенности водой
II. Породы слабо устойчивые	Породы с не очень прочной связью между зернами, высокой или средней твердости, почти не размываемые промывочной жидкостью, но сильно трещиноватые, а также породы с недостаточно прочной связью между зернами, невысокой твердости, часто хрупкие, сбрекчированные, легко размываемые жидкостью при бурении
III. Породы с изменяющейся устойчивостью	Породы со сложной связью, исчезающей при насыщении водой или при нагревании. Плотные, невысокой прочности, размываемые или растворяющиеся промывочной жидкостью или оттаивающие при повышении температуры
IV. Породы устойчивые	Породы с прочной связью между зернами, высокой и средней твердости, монолитные или слаботрещиноватые, не размываемые промывочной жидкостью

характерно для монтмориллонитовых глин. Увеличение влажности глины любого типа приводит к повышению ее пластичности, нередко до перехода в текучее состояние. Разбухание глин сопровождается сужением ствола скважины, образованием сальников, а в ряде случаев — прихватом бурового снаряда. В зависимости от времени соприкосновения жидкости с глиной последняя приобретает текучесть, теряет устойчивость. Это приводит к тому, что стенки скважин оплывают, скважина зашламовывается.

Мерзлые рыхлые или сильно разрушенные породы, сцементированные льдом, при растеплении теряют связи, образованные льдом, и становятся весьма неустойчивыми. Все это очень усложняет процессы бурения скважин. Поэтому в породах данной группы бурить следует при форсированных режимах с промывкой глинистым раствором или специальными жидкостями.

К IV группе принадлежат скальные породы изверженного происхождения (граниты, диориты, порфиристы, базальты и др.); породы метаморфические (кварциты, кристаллические сланцы, гнейсы и др.); крепкие породы осадочного цикла (песчаники, известняки, доломиты, яшмы, кремни и др.), слабо затронуты выветриванием. Условия для бурения в таких породах — наиболее благоприятны.

## 1.5. БУРИМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

*Буримостью* горных пород называется скорость продвижения забоя скважины за время чистого бурения — эффективного воздействия породоразрушающего инструмента (ПРИ) на породу. Буримость зависит от многочисленных факторов: свойств самих пород, способа разрушения, конструкции ПРИ и режима его воздействия на породу. Она характеризуется механической скоростью бурения. По мере совершенствования породоразрушающих инструментов, режимов бурения и буровой техники этот показатель растет. Значение его велико, так как он кладется в основу определения норм выработки и оценки их выполнения.

В связи со сложностью объективного определения этого показателя до сих пор еще не разработана научно обоснованная классификация горных пород по буримости. Обычно ведомства и организации устанавливают свои, так называемые временные показатели, утверждают их и используют на практике. Такое положение приводит к тому, что нормы выработки в одних и тех же условиях, но в разных ведомствах могут оказаться разными, так же как и подход к оценке выполнения установленных норм. Пока еще в этом много субъективности. В основу составления известных классификаций обычно кладутся показатели буримости горных пород, полученные при статистической обработке производственных данных по механической скорости бурения.

В современной литературе приводятся классификации обычно в сокращенном виде и с устаревшими данными по буримости, поэтому они могут быть использованы только для общей ориентировки.

В официальном документе "Единые нормы времени на бурение разведочных структурно-поисковых и картировочных скважин" (ЕНВ, М., НИИтруда, 1971) приведена классификация горных пород по буримости, в которой все породы разделены на 12 категорий, но без указания их буримости и конкретных объективных признаков для отнесения породы к той или иной категории.

По методике ЦНИГРИ (ОСТ 41-89-74) в лабораторных условиях определяют два показателя свойств пород — динамическую твердость (прочность)  $F_d$  и коэффициент абразивности пород  $K_{абр}$ . Классификационным признаком деления пород в этом случае является произведение этих двух показателей, названное Н. И. Любимовым объединенным показателем

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{абр} \quad (1.38)$$

Значения объединенного показателя для пород различной категории (по Н. И. Любимову)

Категория пород по буримости (ЕНВ) . . . . .	V	VI	VII	VIII
Объединенный показатель $\rho_m$ . . . . .	4,5—6,8	6,8—10,1	10,1—15,2	15,2—22,8

Категория пород по буримости (ЕНВ) . . . . .	IX	X	XI	XII
Объединенный показатель $\rho_m$ . . . . .	22,8—34,2	34,2—51,2	51,2—76,8	> 76,8

Отсутствие в приведенных данных значений буримости горных пород, а также использование некорректных для вращательного бурения скважин методов определения свойств пород делают предложенную классификацию мало пригодной для практического использования. Н. И. Любимовым сделана попытка определения механической скорости бурения теоретическим путем с использованием приведенных характеристик горных пород по формуле

$$v_m = k F_d^{-\alpha} K_{abr}^{-\beta} \quad (1.39)$$

где  $k$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  — коэффициенты, определяемые, исходя из фактической буримости пород.

Таким образом, расчетная механическая скорость опять же зависит от фактической, получаемой в конкретных условиях: типоразмер породоразрушающего инструмента, параметры режима бурения и др.

В результате отмеченных недостатков, расчетная скорость бурения (буримость) пород, определяемая по методике ЦНИГРИ, разработанной Н. И. Любимовым (ОСТ 41-89-74), может существенно (1,5—2 раза) отличаться от фактически достигаемой при бурении в породах одной и той же группы.

Существует другой метод более объективного определения категории пород, разработанный в ВИТРе и заключающийся в том, что с помощью специального устройства — определителя твердости пород — в керне делается рез алмазным диском при

Таблица 1.5

**Классификация горных пород по методике ВИТР**

Категория пород по буримости (ЕНВ)	Глубина реза, мм	
	при нагрузке 10 Н	при нагрузке 41 Н
IV	>2,28	—
V	1,63—2,28	—
VI	1,04—1,62	—
VII	0,76—1,03	4,01—5,30
VIII	—	3,11—4,00
IX	—	2,41—3,10
X	—	1,76—2,40
XI	—	1,16—1,75
XII	—	≤ 1,15

строго определенных условиях (нагрузка, частота вращения) за время 1 мин. Категория пород определяется по глубине реза (табл. 1.5).

Этот метод основан на реальном процессе разрушения породы при вращении алмазного диска, что в значительно большей степени соответствует условиям работы алмазного инструмента.

#### **1.6. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ИХ ОСНОВНЫМ МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ**

Главные признаки, определяющие важнейшие свойства горных пород, — характер связи между минералами или частицами, слагающими породу, и их твердость. Ими обуславливаются механическая прочность пород, характер деформаций, возникающих в породе под действием внешних нагрузок, стойкость пород по отношению к воздействию воды и устойчивость при бурении. Применительно к тем или иным технологическим процессам, связанным с горными породами, исследуются и оцениваются отдельные свойства, по которым и классифицируются породы.

При сооружении горных выработок большое значение имеет, прежде всего, прочность горных пород, от величины которой зависят и другие свойства, например устойчивость и разрушаемость. Для процессов бурения важные свойства — твердость и абразивность горных пород. Все горные породы по основным признакам делятся на связные (скальные и полускальные), связные мягкие и несвязные (рыхлые).

*Связные* (скальные и полускальные) породы обладают всеми основными свойствами твердого тела — упругостью, твердостью, прочностью и др. Кроме того, некоторые породы имеют еще и пластичные свойства твердого тела. В соответствии с этим при деформациях породы данной группы могут вести себя как тела упруго-хрупкие, не дающие остаточной деформации до разрушения, и как тела упруго-пластично-хрупкие, у которых разрушению предшествуют кроме упругих еще и остаточные вязко-пластические деформации. В последнем случае породы называют иногда вязкими, в отличие от хрупких.

*Связные мягкие породы* обладают невысокими прочностью и твердостью и в увлажненном состоянии ведут себя как типично пластические тела, легко изменяя свою форму при деформациях без разрыва связей между частицами. Однако при сухом состоянии породы может быть и хрупкое разрушение.

*Несвязные (рыхлые) породы* представляют собой рыхлую массу, частицы которой практически не имеют связи друг с другом. Иногда породы этой группы называют сыпучими. В целом они не обладают типичными свойствами твердого тела.

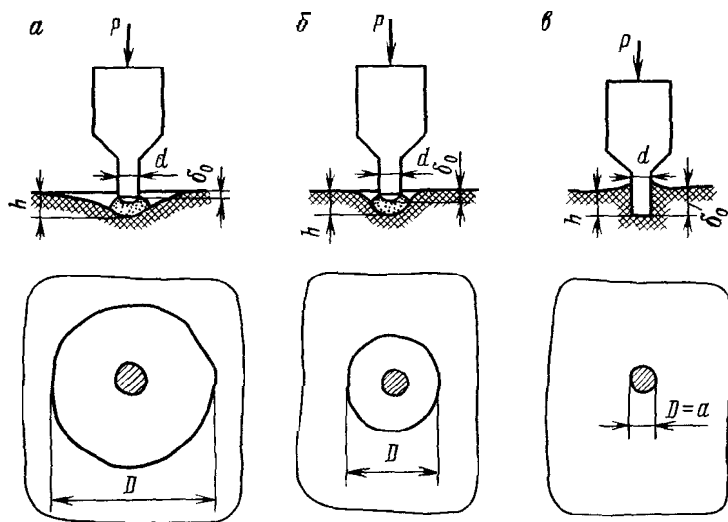


Рис. 1.9. Масштабы разрушения горных пород с различными механическими свойствами

В зависимости от характера процессов разрушения пород, протекающих при вдавливании штампа, Л. А. Шрейнер делит все скальные горные породы на три класса: упругохрупкие или хрупкие, упругопластичные или пластичнохрупкие и высокопластичные.

К первому классу относятся упругохрупкие породы, у которых при вдавливании штампа происходят упругие деформации, заканчивающиеся мгновенным хрупким разрушением при определенной для данной породы нагрузке  $P$  (рис. 1.9, а). При этом глубина получаемой лунки разрушения  $h$  много больше величины упругой деформации  $\delta_0$ . К этому классу относятся породы, у которых деформации характеризуются отношением

$$h/\delta_0 > 5. \quad (1.40)$$

К классу упруго-пластично-хрупких относятся породы, у которых при вдавливании штампа протекают в первый период упругие, а затем пластические деформации и только при максимальной нагрузке  $P$  наступает мгновенное хрупкое разрушение на глубине  $h$  (рис. 1.9, б). Сюда относятся такие породы, как мрамор, известняк, песчаник с глинистым цементом, для которых отношение глубины лунки разрушения к величине общей деформации  $\delta_0$  (упругой и пластической) имеет значение

$$h/\delta_0 \approx 2,5 \div 5. \quad (1.41)$$

К классу высокопластичных относятся породы, при внедрении штампа в которые не происходит хрупкого разрушения: вначале происходит упругая (обратимая) деформация, а затем необратимая (остаточная, рис. 1.9, в). Причем последняя складывается из деформаций некоторого объема породы за счет ее уплотнения (закрытые пор и микротрещин) и пластической деформации течения. Очевидно, внутри деформируемого объема за счет уплотнения массы и происходит разрушение породы, но без образования зоны разрушения вокруг лунки, площадь которой равна площади поперечного сечения погружаемого штампа. При таких условиях к высокопластичным относятся породы, у которых отношение глубины внедрения  $h$  штампа к общей деформации  $\delta_0$  равно единице:

$$h/\delta_0 = 1. \quad (1.42)$$

Сюда относятся глины, каменная соль и сильнопористые породы (пемза, пористый известняк, доломит и др.). Следует отметить, что отнесение пород к классу высокопластичных затрудняется тем, что хрупкое разрушение может наступить при увеличении скорости деформирования или его масштаба. Так, в известняке или доломите, относимым к высокопластичным породам ( $K_n = \infty$ ), при деформациях, достигающих 3,5 мм, возникает хрупкое разрушение с образованием зоны разрушения за пределами контакта штампа с породой. У доломита диаметр зоны разрушения достигает 29 мм при диаметре штампа 2 мм.

### **Классификация пород по основным механическим свойствам и некоторым геологическим признакам**

Для решения ряда практических вопросов, связанных с научными исследованиями и бурением (разработка и подбор рациональных породоразрушающих инструментов и режимов бурения, выбор вида и качества очистного агента и способа крепления скважин, нормирование и оценка производительности труда при бурении скважин и др.), возникает необходимость четкого разделения пород по ряду показателей: прочности, твердости, абразивности, буримости, устойчивости и т. д. В связи с этим разрабатываются соответствующие классификации горных пород.

Учитывая рассмотренные механические свойства, их природу и поведение при бурении скважин, все горные породы по характеру связи между частицами, можно разделить на три класса (табл. 1.6). К I классу относятся твердые спаянные или сцементированные породы, связь между зернами у которых жесткая. II класс включает две группы пород, характеризующихся сложной изменяющейся под влиянием среды связью.

Таблица 1.6

## Классификация горных пород по основным свойствам (по С. С. Сулакшину)

Класс	Группа	Краткая характеристика свойств пород	Типичные представители пород
I. Связные твердые породы (скальные и полускальные)	Породы, у которых связь между зернами жесткая, преимущественно кристаллизованная	Прочность пород высокая, до средней, упруго- и пластичнохрупкие. Под действием внешних нагрузок ведут себя как твердые тела, проявляя упругие свойства. Деформация сопровождается разрушением и исчезновением связей, которые не восстанавливаются. Характерная деформация – скол. Породы практически нежимаемы. В разной степени абразивны, невлагоемкие. При обнажении – устойчивы. Буримость низкая	Изверженные: граниты, базальты, диориты, порфириды и др. Метаморфические: кварциты, роговики, кристаллические сланцы, гнейсы и др. Осадочные: песчаники, известняки, доломиты, яшмы, кремни, ангидриты и др.
II. Связные мягкие породы (с изменяющейся связью)	Породы, у которых связь между зернами сложная, преимущественно водно-коллоидная	Прочность невысокая, зависящая от степени увлажнения, пластичнохрупкие или пластичные, водонепроницаемые, влагоемкие. При увлажнении пластичность увеличивается, некоторые разности пород пучатся, разбухают, размокают, растворяются, теряя устойчивость. Нарушенные связи могут восстанавливаться простым присоединением кусков. Характерная деформация – пластический сдвиг. Коэффициент трения невысокий. Легко бурятся. При бурении с промывкой водой – размываются. Требуют крепления стенок скважин	Осадочные породы (преимущественно продукты химического выветривания): глины, сульфиды, легко растворимые соли



Продолжение табл. 1.6

Класс	Группа	Краткая характеристика свойств пород	Типичные представители пород
II. Связные мягкие породы (с изменяющейся связью)	Породы, у которых связь между зернами образована льдом-цементом	Прочность пород зависит от свойств частиц их слагающих, от льдистости и природы льда. При деформации проявляют пластично-хрупкие свойства, присущие породам I класса. При оттаивании приобретают свойства, присущие породам III класса, теряют устойчивость. Обладают средней буримостью	Рыхлые осадочные породы, сцементированные льдом (главным образом продукты физического выветривания)
III. Несвязные (рыхлые) породы	Породы, у которых связь между зернами практически отсутствует	Прочность пород зависит от свойств и крупности зерен. Перемещение частиц при деформации происходит по типу сыпучих тел. Характерная деформация — сдвиг сыпучего тела. Коэффициент трения высокий. Слабо сжимаемы. Водопроницаемость — от средней до высокой. Легко размываются промывочной жидкостью. При насыщении водой — легко подвижны. Весьма неустойчивы. При бурении стенки скважин требуют крепления	Сильноразрушенные скальные породы и продукты физического и химического выветривания: валунно-галечниковые отложения, гравий, щебень, песок, плавун и др.

Породы одной группы имеют связи, которые исчезают при взаимодействии с водой, а у пород другой группы связи исчезают при действии положительной температуры. К III классу относятся рыхлые породы (несвязные), не имеющие практической связи между частицами или обломками. Это могут быть сильно разрушенные тектоническими процессами скальные породы или продукты физического и химического выветривания.

## Глава 2

### **СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД И БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

#### **2.1 МЕТОДЫ, ПРОЦЕССЫ И СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД**

Преобладающее большинство способов разрушения горных пород при бурении скважин заключается в механическом разделении некоторого объема твердой массы на элементы — частицы небольшого размера. Это происходит под действием концентрированных напряжений, превышающих сопротивление сил внутренних связей в горной породе.

Разрушающие напряжения могут формироваться под действием внешних сил, прикладываемых к внедряемому в породу специальному инструменту, обладающему обычно большей твердостью, чем сама порода, или без применения специальных инструментов — при движении струи жидкости с большой скоростью и под большим напором, при действии взрывной волны, гидравлического удара и т. д. Кроме того, разрушающие напряжения могут создаваться и в результате действия внутренних сил, возникающих, например, при нагревании породы или при электрическом пробое короткими импульсами тока высокого напряжения и т. д.

Следует подчеркнуть, что разрушение породы в данном случае представляет собой также процесс механического нарушения их сплошности в том или ином объеме с отделением некоторых элементов — частиц, но без изменения состава и свойств самой породы (природы этих частиц). Поэтому протекающие при таких способах воздействия на породы процессы разрушения, естественно, относятся к физическим явлениям.

Разрушение породы может происходить и с коренным глубоким изменением ее качества или состава вследствие протекания химических или физико-химических процессов, таких как плавление, горение или растворение самой породы. При этом отдельные составные части горной породы переходят в иное состояние — паро- или газообразное, в другую модификацию

Таблица 2.1

**Классификация методов и процессов разрушения горных пород  
(по С. С. Сулакшину)**

Методы разрушения	Процессы разрушения	Механизм разрушения породы	Вид используемой энергии
Физический	Смятие Раздавливание Дробление Скалывание Отрыв Резание Истирание Шелушение Растрескивание Раскалывание	Механическое нарушение связей между элементами без изменения состава и свойств вещества, слагающего породу	Механическая, тепловая (термическая), электромагнитная, электрическая и др.
Физико-химический	Плавление Испарение Горение Растворение	Нарушение связей между элементами с изменением состава и свойств вещества, слагающего породу	Термоядерная, термоплазменная, электронно-лучевая, термогазово-лазерная, химическая

с иными свойствами и т. д. Метод разрушения пород, при котором возникают такие процессы, можно назвать физико-химическим. Очевидно, относить любой способ разрушения пород к той или иной группе следует, руководствуясь процессом, который является преобладающим в данных условиях.

Таким образом, в основу классификации способов разрушения горных пород могут быть положены два признака: характер процесса, протекающего при разрушении породы, т. е. сам механизм ее разрушения (использование физических и химических свойств) или средство воздействия на породу; вид применяемой энергии — с помощью специального породоразрушающего инструмента (предмета) с реализацией чисто механической энергии и без него — с помощью физических или вещественных полей (силового, возникающего под действием потока жидкости, гидравлического удара, взрывных или ультразвуковых волн; температурного, создаваемого внешним источником или под действием электромагнитной энергии; при действии высоковольтного электрического разряда; наконец, под действием химически активных веществ — растворителей).

Можно выделить также два основных метода разрушения: физический, заключающийся в механическом нарушении связей между частицами без изменения состава разрушаемого материала, и физико-химический, когда связи нарушаются с изменением природы разрушаемого материала.

Для каждого из выделенных методов характерны определенные процессы разрушения пород (табл. 2.1). По этим

Таблица 2.2

**Классификация способов и средств разрушения горных пород  
(по С. С. Сулакшину)**

Способы разрушения		Средства разрушения
Класс	Группа	
I. Разрушение породы с помощью специальных породоразрушающих инструментов	Механический	Нанесение ударов с помощью специального инструмента Вращение инструмента и усилие подачи Вибрация инструмента и усилие подачи Задавливание инструмента под действием усилия подачи
II. Разрушение породы с помощью физического или вещественного поля (высокоскоростного потока жидкости или газа, теплового поля, электрического разряда, ударной волны химически активного вещества и др.)	Гидравлический	Высоконапорная непрерывная струя жидкости Высоконапорная прерывистая струя жидкости Гидравлический удар
	Термический	Высокоскоростная струя раскаленного газа Высокотемпературное тепловое поле Тепловое поле с циклически изменяющейся температурой
	Электрический	Высоковольтный разряд (пробой диэлектрика)
	Взрывной	Взрывная волна
	Ультразвуковой	Упругие волны ультразвуковой частоты
	Физико-химический	Химически активная среда (растворение породы) Сверхвысокая температура (плавление или горение)
III. Комбинированные способы разрушения	Гидромеханический	Вращение инструмента и высоконапорная струя жидкости Нанесение ударов твердыми частицами и высоконапорная струя жидкости Нанесение ударов твердыми частицами и действие гидравлических ударов
	Термомеханический	Вращение инструмента и действие теплового поля Нанесение ударов инструментом и действие температурного поля
	Взрывомеханический	Вращение инструмента и действие взрывной волны Нанесение ударов инструментом и действие взрывной волны

признакам можно классифицировать все процессы, протекающие при нарушении пород любыми известными способами.

По способу воздействия на породу или виду применяемой энергии можно выделить три основных класса разрушения горных пород и большое количество их разновидностей (табл. 2.2).

К I классу относится группа способов, широко применяемых при бурении скважин, получивших название механических. Это способы, при которых процессы разрушения связаны с проявлениями механических свойств пород (прочность, твердость, хрупкость, пластичность, усталость и т. д.). При этом напряжения в породе, превышающие ее прочность, создаются механическими средствами: давлением, ударами, вибрацией и перемещением специального инструмента (предмета) относительно забоя. В результате силового воздействия в породе протекают физические процессы чисто механического разрушения твердого тела: смятие и раздавливание, дробление, скалывание, резание и др. Практически эти процессы реализуются при использовании специальных породоразрушающих инструментов: режущего, режуще-скалывающего, режуще-раздавливающего, режуще-истирающего, раздавливающего, дробяще-скалывающего действия.

Во II класс попадает несколько групп способов, при реализации которых породы разрушаются как под действием силового поля, создаваемого без использования специальных породоразрушающих инструментов, так и под действием непосредственно физического или вещественного поля. В последнем случае разрушение происходит за счет физико-химических процессов, протекающих под действием, например, высокой температуры или при растворении вещества, образующего породу.

К III классу относятся комбинированные способы воздействия на породу, осуществляемые при реализации одновременно тех или иных способов I и II классов.

## **2.2. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ**

В табл. 2.3 приведена классификация используемых или предлагаемых способов бурения скважин, в основу которой положены рассмотренные выше процессы и способы разрушения горных пород. Основные признаки классификации — средства и используемая энергия, с помощью которых может разрушаться порода при формировании ствола скважины.

К I классу относится широко используемый в практике механический способ бурения, при котором реализуются механические процессы разрушения пород, возникающие за счет действия силового поля, создаваемого ударом, вращением, вибрацией и осевой нагрузкой или задавливанием инструмента.

Таблица 2.3

## Классификация способов бурения (по С. С. Сулакшину)

Способы бурения		Разновидности способов бурения
Класс	Группа	
I. Бурение с применением породоразрушающих инструментов	Механический	Ударный Вращательный Вращательно-ударный Ударно-вращательный Вибрационный Вибрационно-вращательный Задавливанием инструмента
II. Бурение без породоразрушающих инструментов	Гидравлический	Гидромоторный Гидроимпульсный Гидроударный
	Термический	Термодинамический Термостатический Термоциклический
	Взрывоударный	Взрывами твердых ВВ Взрывами жидких ВВ
	Электрический	Электроискровой или электроимпульсный
	Физико-химический	Разрушение породы растворением Разрушение породы плавлением Разрушение породы сжиганием
III. Комбинированные способы бурения	Гидромеханический	Гидромониторно-вращательный Гидромониторно-эрозионный Гидроударно-эрозионный
	Термомеханический	Термовращательный Вращательно-термоэлектродуговой Термо-электромагнитовращательный Термоударный
	Взрывомеханический	Взрывовращательный

В соответствии с этим по характеру действующих нагрузок можно выделить четыре основных и несколько комбинированных способов разрушения пород.

При ударном (ударно-поворотном) способе бурения породы разрушаются путем нанесения ударов породоразрушающим инструментом (долотом или шарами) с определенной силой  $P_d$  и скоростью  $v$ . После каждого удара долото поворачивается на некоторый угол без нагрузки. В таких условиях реализуются процессы смятия, дробления и скалывания породы.

Вращательный способ осуществляется при вращении введённого породоразрушающего инструмента под действием

Таблица 2.4

## Способы бурения и их характерные признаки

Способ бурения	Способ разрушения породы	Способ удаления продуктов разрушения
1. Вращательный и вращательно-ударный	Вращение породоразрушающего инструмента с приложением постояннодействующей осевой и в отдельных случаях самогенерирующейся динамической нагрузки	Гидравлический. Пневматический. Механический. Комбинированный
2. Ударно-вращательный (вибрационно-вращательный)	Вращение породоразрушающего инструмента с одновременным действием осевой статической и динамической нагрузок	Гидравлический. Пневматический. Комбинированный
3. Ударный	Действие ударных нагрузок	Комбинированный
4. Вибрационный	Действие импульсных высокочастотных динамических и осевой статической нагрузок	Механический
5. Задавливанием инструмента	Действие осевой статической нагрузки	

постоянной (статической) осевой нагрузки  $G_0$  и силы резания  $F_p$  (протекают процессы смятия, раздавливания, скалывания, сдвига, отрыва, резания, истирания).

*Вращательно-ударный способ* осуществляется с помощью специального породоразрушающего инструмента шарошечного типа, при вращении которого зубья перекатывающихся шарошек наносят удары по забою, в результате чего порода разрушается, как и при ударном способе за счет смятия, дробления, скалывания и только частично за счет резания в момент проскальзывания шарошек.

*Ударно-вращательный способ* реализуется путем вращения инструмента под действием силы  $F_p$  и внедрения его под действием осевой нагрузки  $G_0$  и ударов, наносимых с помощью специальных механизмов с определенной частотой  $\psi$ . При этом реализуются процессы смятия, раздавливания, скалывания, резания и истирания породы.

Характерные признаки способа бурения			
Вид породоразрушающего инструмента	Буровой механизм или устройство для бурения	Способ или средство передачи энергии для разрушения породы	Вид энергии, используемой при бурении скважин
Коронки или долота: твердосплавные, алмазные, шарошечные, дробовые	Станки с вращателем шпиндельного или роторного типа и грузоподъемным механизмом. Турбобуры. Электробуры. Объемные или винтовые двигатели	Бурильные трубы. Поток жидкости. Электрический кабель	Электрическая. Механическая. Мускульная
Коронки, долота	Станки с вращателем шпиндельного типа и виброударные машины: гидроударники, пневмоударники, магнитострикторы, механические вибраторы	Бурильные трубы. Поток жидкости или сжатого воздуха. Электрический кабель	Электрическая. Механическая.
Долота, стаканы, желонки	Станки с ударным и грузоподъемным механизмами	Канат. Бурильные трубы	Электрическая. Механическая. Мускульная
Стаканы, желонки, пикобуры	Вибраторы, вибромолоты, лебедки	Бурильные трубы. Электрический кабель	Электрическая. Механическая
То же	Станок с мощной гидророподачей и грузоподъемным механизмом	Бурильные трубы	Электрическая. Механическая

*Вибрационный способ* заключается в погружении специального бурового инструмента, обычно цилиндрической формы (трубы), в рыхлую породу под действием вынужденных высокочастотных возвратно-поступательных продольных колебаний (вибраций), динамической нагрузки  $P_d$  и осевой нагрузки (протекают процессы смятия, перемещения и уплотнения в стенках скважины элементов породы).

*Вибрационно-вращательный способ* заключается в разрушении породы при вращении под действием силы резания  $F_p$  специального инструмента, внедряющегося в породу под действием осевой нагрузки  $G_o$  и динамических высокочастотных импульсных нагрузок (вибраций)  $P_d$ . При этом реализуются процессы смятия, раздавливания, дробления, скалывания, резания, истирания.

*Способ задавливания* заключается в погружении породоразрушающего инструмента, имеющего форму конуса или полого



цилиндра, в мягкую породу под действием осевой нагрузки  $G_0$ . Разрушаемая порода в этом случае уплотняется в стенках скважины (процессы смятия и перемещения массы).

II класс включает несколько групп способов бурения, при которых порода разрушается под действием физических или вещественных полей с использованием различных видов энергии. При реализации этих способов бурения могут протекать те или иные процессы разрушения, приведенные в табл. 2.1 (плавление, испарение, горение, растворение).

Способы разрушения, входящие в III класс, представляют собой ту или иную комбинацию из способов I и II классов.

В практике бурения геологоразведочных скважин применяются пока только механические способы I класса, характеристика которых приведена в табл. 2.4.

### 2.3. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

При разрушении породы под действием нагрузки, передаваемой индентором, в горной породе происходят деформации, скорость и характер которых меняются в зависимости от различных факторов (скорость деформации характеризуется отношением величины деформации к времени, в течение которого эта деформация происходит).

При вдавливании породоразрушающего элемента на породу действует *контактное давление*  $p_k$ , определяемое отношением осевой нагрузки  $G_0$  к площади опорной или контактной поверхности  $S_k$  породоразрушающих элементов, соприкасающихся с породой на забое в данный момент времени,

$$p_k = G_0/S_k. \quad (2.1)$$

Под действием контактного давления в породе возникает напряжение, получившее название *контактного напряжения*. В зависимости от величины контактного давления процесс разрушения породы может протекать по-разному. Обычно выделяются три основных вида разрушения: объемное, усталостное и поверхностное.

*Объемное разрушение* происходит в том случае, когда в породе под действием контактного давления  $p_k$  создаются напряжения, существенно превышающие твердость горной породы на вдавливание  $H_b$ , т. е.  $p_k \gg H_b$ . В этом случае процесс разрушения захватывает значительную область породы, в которой образуется лунка той или иной величины. В результате внедрения рабочего органа порода разрушается на некоторую глубину  $h$ , которая сохраняется по мере перемещения породоразрушающего инструмента по забою при условии, что  $p_k = \text{const}$ . Это наиболее благоприятный случай разрушения пород при бурении скважин.

*Усталостное разрушение пород* происходит в том случае, если возникающие под торцом породоразрушающего инструмента контактные напряжения оказываются меньше твердости пород, т. е.  $p_k < H_v$ . Однако после неоднократно повторяющихся воздействий такой нагрузки на один и тот же участок забоя может наступить разрушение породы и в некотором объеме. Поэтому такой вид разрушения можно назвать *усталостно-объемным*. Оно происходит в результате изменения механических свойств, в частности твердости породы, под действием многократно повторяющейся нагрузки.

При действии нагрузок меньше критических (вызывающих разрушение) в структуре кристаллической решетки возникают изменения, в породе образуются микротрещины, часть из которых после снятия нагрузки остаются открытыми, что приводит к уменьшению твердости породы. При повторных воздействиях нагрузки количество микротрещин увеличивается и твердость породы понизится настолько, что контактное давление превысит ее значение. В этот момент и произойдет объемное разрушение породы, характеризующееся скачком в погружении индентора.

Наибольшее напряжение, которое выдерживает горная порода при воздействии повторяющихся циклов нагружения, называют *пределом усталости породы*. Он много меньше твердости пород на вдавливание и составляет, по данным некоторых авторов,  $1/20$ — $1/30$  часть ее численного значения. При этом отмечается, что число циклов нагружения, необходимых для разрушения упругохрупких пород, меньше, чем для разрушения упругопластичных и высокопластичных.

Усталостно-объемное разрушение твердых горных пород — одна из наиболее характерных форм процесса разрушения при бурении скважин инструментами, работающими в ударном или ударно-вращательном режиме. Основная особенность этого процесса заключается в том, что разрушение происходит при контактных напряжениях, меньших предела прочности породы. Однако по эффективности и энергоемкости эта форма разрушения уступает объемному разрушению пород, рассмотренному ранее.

*Поверхностное разрушение породы* происходит при еще меньших значениях контактного давления, т. е. когда  $p_k < < H_v$ . В этом случае даже при многократно повторяющихся действиях нагрузки объемного разрушения породы практически не происходит. Породоразрушающие элементы забойного инструмента не внедряются, а перемещаются по поверхности забоя, истирают породу, интенсивно изнашиваясь. Такой процесс разрушения характеризуется низкой эффективностью и большой энергоемкостью. Поверхностное разрушение происходит и в процессе усталостно-объемного разрушения, но в незначительных размерах.

Эффективность того или иного способа разрушения горных пород при одиночном воздействии оценивается несколькими показателями, основными из которых являются масштабы разрушения и энергоемкость этого процесса.

## Глава 3

### УДАЛЕНИЕ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ЗАКРЕПЛЕНИЕ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

#### 3.1. СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Процесс разрушения горных пород при бурении скважин обязательно сопровождается удалением продуктов разрушения. В противном случае накапливающийся в скважине материал будет переизмельчаться, что повлечет за собой дополнительный износ породоразрушающего инструмента, снижение скорости углубки, расход лишней энергии, наконец, неизбежные аварии.

Шлам можно удалять с помощью самого бурового инструмента или потоком циркулирующего в скважине очистного агента (жидкость, газ, воздух). В соответствии с этим выделяются следующие основные способы удаления продуктов разрушения: механический, гидравлический, пневматический и комбинированные (табл. 3.1).

При *механическом способе* продукты разрушения удаляются с помощью бурового инструмента при его подъеме на поверхность после углубки скважины или специального инструмента (винтового транспортера) при его вращении одновременно с углубкой. Кроме того, продукты разрушения могут задавливаться в стенки скважины без подъема на поверхность.

*Гидравлический способ* осуществляется с помощью потока промывочной жидкости, циркулирующей в скважине с определенной скоростью.

*Пневматический способ* заключается в выносе продуктов разрушения из скважины потоком сжатого воздуха или газов.

*Комбинированные способы* осуществляются с использованием двух или трех перечисленных выше способов одновременно или последовательно. Например, в процессе ударного бурения при наличии в скважине жидкости разрушаемая порода удаляется с забоя потоком жидкости и переходит во взвешенное состояние, а затем удаляется из скважины в желонке механическим способом — подъемом с помощью лебедки на поверхность.

Такая же схема может осуществляться и при вращательном бурении с промывкой или продувкой, когда значительная часть продуктов разрушения собирается в специальных

Таблица 3.1

**Классификация способов удаления продуктов разрушения при бурении скважин (по С. С. Сулакшину)**

Класс	Способы удаления продуктов разрушения	Средства удаления продуктов разрушения
I	Механический	Подъем бурового снаряда на поверхность Вращение винтового транспортера (шнека) Задавливание продуктов разрушения в стенки скважины
II	Гидравлический	Поток промывочной жидкости
III	Пневматический	Поток сжатого воздуха (газа)
IV	Комбинированные:	
	гидропневматический	Поток сжатого воздуха и циркуляция промывочной жидкости
	гидромеханический	Поток жидкости и подъем бурового снаряда на поверхность
	пневмомеханический	Буровой инструмент и поток воздуха

шламоулавливающих устройствах и поднимается на поверхность механическим способом. Применение того или иного способа зависит от вида и технологической схемы бурения скважин, технических средств и геологических условий или свойств горных пород.

### 3.2. МЕХАНИЧЕСКИЙ СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ

Механический способ удаления продуктов разрушения применяется при бурении неглубоких скважин в мягких рыхлых породах специальными забойными инструментами: буровыми ложками, змеевиками, желонками, стаканами. Углубка скважины за рейс в этом случае ограничена вместимостью инструмента и составляет всего 0,2—0,6 м. Весь выбуренный объем породы поднимается на поверхность вместе с породоразрушающим инструментом, что существенно снижает производительность труда при бурении.

Продукты разрушения в таких условиях могут удаляться специальными устройствами грейферного типа. Разрушаемая порода при этом захватывается подвижными лапами после сбрасывания грейфера с некоторой высоты. При подъеме грейфера лапы сходятся вместе, образуя емкость. Такой способ удаления продуктов разрушения используется при сооружении шурфов.

При бурении скважин задавливанием породоразрушающего инструмента разрушаемая порода перемещается на небольшое расстояние и уплотняется в стенках скважины.

При вращательном механическом способе бурения в мягких или рыхлых породах продукты разрушения успешно удаляются шнековым транспортером, условия работы которого определяются соответствующими расчетами, приведенными в работах Д. Н. Башкатова и других авторов.

### 3.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ

Удаление продуктов разрушения при гидравлическом способе осуществляется очистным агентом в виде потока промывочной жидкости.

Движущаяся с определенной скоростью жидкость должна обеспечивать в общем случае: эффективное разрушение породы на забое; удаление продуктов разрушения с забоя и из скважины; охлаждение породоразрушающего инструмента. В сложных геологических условиях промывочная жидкость должна выполнять еще ряд функций: обеспечивать устойчивость стенок скважины при бурении по малоустойчивым породам; препятствовать фонтанированию напорных подземных вод или выбросу нефти и газа; обеспечивать удержание частиц продуктов разрушения во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции и др.

Кроме перечисленных обязательных требований к промывочной жидкости добавляется и еще ряд дополнительных: снижение коэффициента трения бурового инструмента о породу, т. е. жидкость должна обладать смазывающей способностью; понижение твердости горных пород на забое; достаточная подвижность — должна легко перекачиваться насосом.

С другой стороны промывочная жидкость не должна: разрушать (размывать) керн; проникать в толщу пород или "теряться"; снижать устойчивость пород в стенках скважины; выщелачивать растворимые элементы пород или соли; растеплять породы, имеющие отрицательную температуру; замерзать в скважине с отрицательной температурой. Наконец, при использовании забойных машин гидравлического действия (гидроударники, винтовые двигатели) промывочная жидкость должна служить источником энергии — движущей силой.

Чтобы отвечать всем требованиям, промывочная жидкость должна иметь разнообразные свойства или качественные показатели, сохраняющиеся достаточно длительное время, т. е. должна быть стабильной.

В качестве очистного агента в практике бурения скважин применяется большое количество жидкостей (табл. 3.2) либо в виде гомогенной (однофазной) молекулярно-дисперсной системы (полярные или неполярные жидкости), либо в виде гетерогенной (многофазной) дисперсной системы, представляющей собой неоднородную физико-химическую систему,

Таблица 3.2

**Классификация промывочных жидкостей**  
(по С. С. Сулакшину и П. С. Чубику)

Класс	Подкласс	Группа	Тип промывочной жидкости
I. Гомогенные (однофазные) жидкости (системы)	Полярные	Без дисперсной фазы	Техническая вода. Полимерные растворы. Водные растворы электролитов
	Неполярные		Нефть. Дизельное топливо. Соляровое масло
II. Гетерогенные (многофазные) жидкости (системы)	Водные	С твердой дисперсной фазой	Глинистые растворы: естественные водные суспензии (ЕВС); гидрогели; солегели
		С газообразной дисперсной фазой	Аэрированная вода. Пена
		С твердой и газообразной дисперсными фазами	Аэрированный глинистый раствор. Аэрированные безглинистые растворы
		С жидкой дисперсной фазой	Гидрофильная эмульсия (нефть в воде)
		С твердой и жидкой дисперсными фазами	Эмульсионный глинистый раствор. Эмульсионный безглинистый раствор
	Угледородные	С твердой дисперсной фазой	Известково-битумный раствор (ИБР)
		С жидкой дисперсной фазой	Гидрофобная эмульсия
		С твердой и жидкими дисперсными фазами	Инвертные эмульсии (обращенные растворы — вода и твердые частицы в масле)

состоящую из *дисперсионной среды* (вода, нефть или нефтепродукты) и *дисперсной фазы* (частицы пород, капельки масла, пузырьки воздуха).

Как видно из приведенной классификации, к числу промывочных жидкостей относятся: техническая вода (пресная или соленая); структурные жидкости (искусственные или естественные глинистые растворы); эмульсии; газожидкостные смеси; аэрированная вода; аэрированная структурная жидкость; пена.

При вращательном бурении скважин в слабоустойчивых породах в качестве промывочной жидкости чаще всего используются глинистые растворы, применение которых обеспечивает

(кроме выполнения основных функций): закрепление пород в стенках скважин за счет их глинизации и создания повышенного гидростатического давления; предупреждение водопритока в скважину, фонтанирования воды, выбросов нефти или газа; удержание выбуренных частиц пород во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции жидкости; уменьшение потерь жидкости или ухода ее в водопоглощающие пласты; предохранение керна от разрушения; снижение коэффициента трения и др.

Применение азрированных жидкостей обеспечивает снижение: гидростатического давления столба жидкости в скважине и проникновение ее филътрата в пласты пород; интенсивности ухода жидкости в водопоглощающие пласты; гидравлической мощности, затрачиваемой на циркуляцию очистного агента, и др.

При бурении скважин в многолетнемерзлых породах, теряющих устойчивость при растеплении (оттаивании), применяются жидкости с пониженной температурой замерзания (раствор поваренной соли, дизельное топливо) или предварительно охлажденные жидкости. В многолетнемерзлых породах скального типа, не теряющих утойчивости при оттаивании, применяют, наоборот, подогретые жидкости до 35—40 °С во избежание образования в скважине ледяных пробок или примерзания бурильных труб в момент прекращения циркуляции жидкости или при медленном ее движении в скважине.

### **Схемы циркуляции промывочной жидкости**

При гидравлическом способе удаления продуктов разрушения используются три основные схемы циркуляции жидкости или промывки скважин: прямая, обратная и комбинированная. При этом может происходить полная, неполная и местная (призобойная) циркуляция жидкости.

*Полная циркуляция* характеризуется движением промывочной жидкости в циркуляционной системе по замкнутому кругу: насос — бурильные трубы — ствол скважины — циркуляционные желоба и отстойники — насос (рис. 3.1, а).

*Неполная циркуляция* промывочной жидкости происходит в случае полного ее поглощения в одном из пересекаемых пластов или ухода в трещины — жидкость по трубам достигает забоя, но не выходит на поверхность через устье скважины, а уходит в толщу пород (рис. 3.1, б).

*Местная или призобойная циркуляция* жидкости заключается в том, что поток движется по замкнутому кругу в призобойной части скважины: буровой снаряд — ствол скважины — забой (рис. 3.1, в).

*Схема прямой циркуляции* заключается в том, что поток жидкости нагнетается в скважину по бурильным трубам, проходит внутри забойного инструмента, омывает забой и по стволу скважины возвращается на поверхность (рис. 3.2, а).

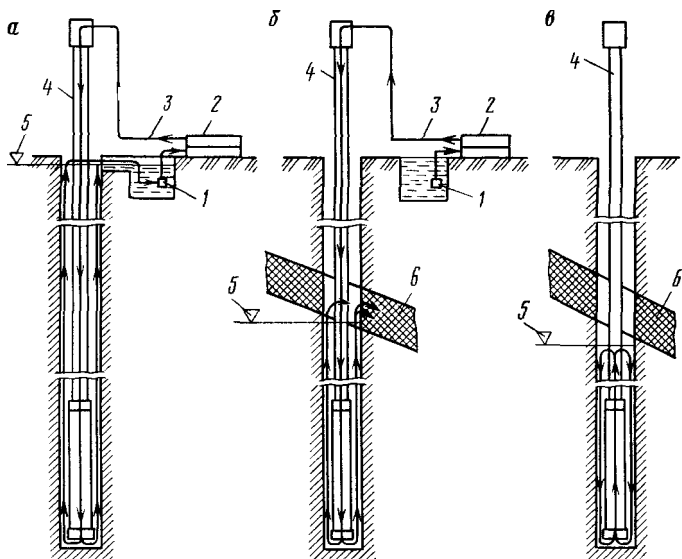


Рис. 3.1. Схемы циркуляции промывочной жидкости в скважине:

1 — всасывающая линия; 2 — насос; 3 — нагнетательная линия; 4 — буровые трубы; 5 — уровень жидкости в скважине; 6 — водопоглощающий пласт

Система прямой промывки скважин характеризуется простотой осуществления, но имеет ряд недостатков, к числу которых можно отнести: необходимость прокачивания большого количества жидкости, особенно при бурении скважин значительного диаметра, в связи с необходимостью получать достаточно большую скорость восходящего потока, обеспечивающую вынос продуктов разрушения на поверхность; увеличение возможности возникновения аварий за счет обвалов стенок скважин, сложенных неустойчивыми породами, и прихватов бурового снаряда шламом, оседающим на забой в момент прекращения циркуляции жидкости.

Схема обратной циркуляции жидкости может осуществляться по-разному: при подаче жидкости по стволу скважины (рис. 3.2, б) или по межтрубному пространству (рис. 3.2, в). При осуществлении обратной промывки по второй схеме затрубное пространство в скважине перекрывается специальным сальником (пакером) или заполняется глинистым раствором достаточно большой плотности, поэтому промывочная жидкость, омывающая забой, устремляется по внутренней колонне труб к устью скважины. Вместе с восходящим потоком при обратной промывке могут транспортироваться не только крупные частицы шлама, но и куски керна.



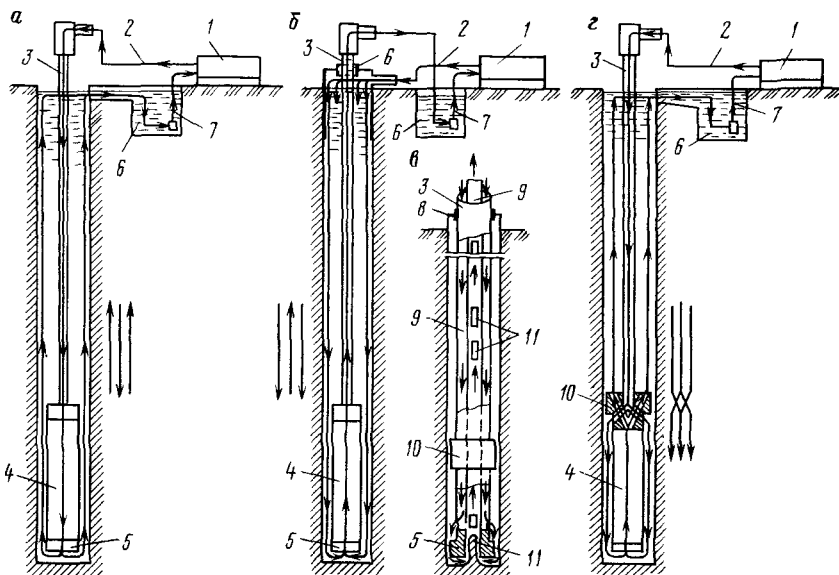


Рис. 3.2. Схемы циркуляции промывочной жидкости:

1 — насос; 2 — нагнетательная линия; 3 — буровые трубы; 4 — буровой снаряд; 5 — породоразрушающий инструмент; 6 — приемная емкость насоса; 7 — всасывающая линия; 8 — герметизирующее устройство (сальник); 9 — водо-кernоподъемная труба; 10 — пакерующее устройство; 11 — kern

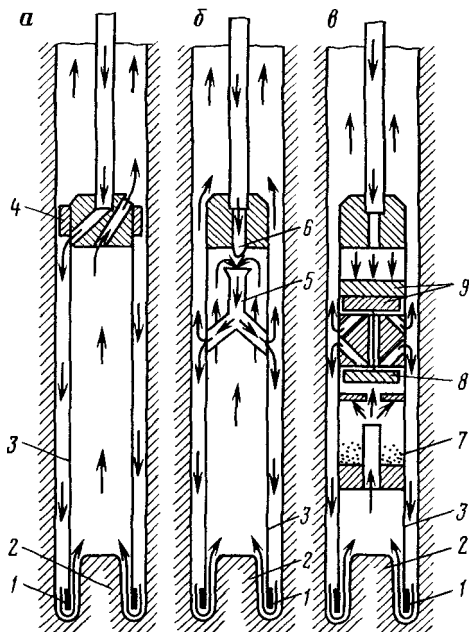


Рис. 3.3. Схемы комбинированной циркуляции жидкости:

1 — коронка; 2 — kern; 3 — колонковая труба; 4 — пакер; 5 — смеситель; 6 — насадка (сопло); 7 — шламоулавливающая труба; 8 — насос; 9 — турбина

Схема обратной циркуляции может осуществляться путем нагнетания жидкости или отсасывания ее насосом (поршневым, центробежным, вакуумным или водоструйным, эрлифтом), расположенным на поверхности земли или в устье скважины. При схеме обратной промывки циркуляция жидкости также может быть полной и местной (внутрискважинной) со сбором шлама в специальные призабойные шламоулавливающие устройства.

Схема обратной промывки скважин имеет ряд преимуществ, основными из которых являются: возможность получения высокой скорости восходящего потока при меньшем расходе промывочной жидкости и меньших потерях напора; улучшение условий формирования керна и возможность его транспортирования на поверхность без подъема бурового снаряда; уменьшение возможностей возникновения аварий вследствие разрушения потоком жидкости неустойчивых пород, слагающих стенки скважины; снижение потерь промывочной жидкости при работе с двойной колонной бурильных труб (рис. 3.2, в).

*Схема комбинированной циркуляции* (рис. 3.2, г) заключается в том, что поток нагнетаемой в скважину жидкости движется по бурильным трубам вниз, а в колонковом снаряде — вверх. Такая циркуляция может осуществляться различными способами: с применением пакера (рис. 3.3, а) или погружного насоса (рис. 3.3, б, в). В первом случае (рис. 3.3, а) жидкость, нагнетаемая насосом, по бурильным трубам через отверстие в переходнике снаряда попадает в затрубное пространство и, омывая забой, поднимается по колонковой трубе вверх. Выше колонковой трубы через отверстие в переходнике жидкость попадает вновь в затрубное пространство и по кольцевому зазору движется к устью скважины. Для создания такой схемы циркуляции на переходнике устраивают специальное уплотняющее устройство — сальник (пакер).

При осуществлении второй схемы комбинированной промывки (рис. 3.3, б) используют погружной водоструйный насос, при работе которого создается обратная циркуляция жидкости только в призабойной части скважины. Наконец, схема комбинированной промывки реализуется с помощью погружного насоса того или иного типа, встраиваемого в буровой снаряд (рис. 3.3, в).

Движение потока жидкости в призабойной части скважины может быть непрерывным и периодическим — пульсирующим с той или иной частотой. При этом периодически может меняться и направление движения потока жидкости, т. е. последовательно реализуется и прямая, и обратная схемы циркуляции. Такую схему промывки рационально применять

Таблица 3.3

Вид породоразрушающего инструмента	Скорость движения восходящего потока в кольцевом пространстве в м/с при промывке	
	водой	глинистым раствором
Алмазные коронки	0,5—0,8	—
Твердосплавные коронки	0,25—0,6	0,2—0,5
Шарошечные долота типа:		
ТК	0,6—0,8	0,4—0,6
С	0,9—1,3	0,7—1,0
М	0,6—1,0	0,6—0,8

при бурении в условиях частичного или полного поглощения промывочной жидкости.

Продукты разрушения во всех этих случаях удаляются при определенной скорости восходящего потока очистного агента при условии преодоления потоком гидравлических сопротивлений, возникающих при его движении по циркуляционным каналам. Условия выноса продуктов разрушения определяются специальными расчетами и корректируются.

Необходимая скорость восходящего потока  $v_{вп}$  обеспечивается определенным количеством прокачиваемой промывочной жидкости  $Q$  в зависимости от площади поперечного сечения циркуляционного канала  $F_{цк}$

$$Q = v_{вп} F_{цк}. \quad (3.1)$$

В практике работ обычно пользуются рекомендуемыми значениями  $v_{вп}$ , которые приведены в табл. 3.3.

Пользуясь формулой (3.1), рассчитывают объемный расход промывочной жидкости для конкретных условий.

#### 3.4. ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ

Применение газообразных агентов, как показывает отечественная и зарубежная практика, в определенных условиях более целесообразно, чем использование промывочной жидкости. Причем пневматический способ удаления продуктов разрушения можно применять при бурении скважин любым породоразрушающим инструментом. Пневматический способ удаления продуктов разрушения заключается в том, что воздух с помощью компрессора нагнетается к забою скважины и, двигаясь с достаточно большой скоростью, выносит частицы разрушенной породы в шламовую трубу или на поверхность (рис. 3.4). Как и при бурении с промывкой, в этом случае применяются две схемы продувки: прямая и обратная. Наиболее распространена схема прямой продувки.

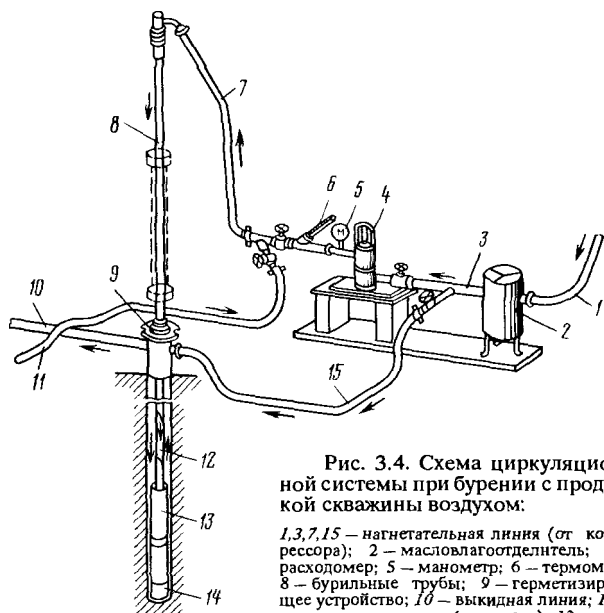


Рис. 3.4. Схема циркуляционной системы при бурении с продувкой скважины воздухом:

1, 3, 7, 15 — нагнетательная линия (от компрессора); 2 — маслолагоотделитель; 4 — расходомер; 5 — манометр; 6 — термометр; 8 — буровые трубы; 9 — герметизирующее устройство; 10 — выкидная линия; 11 — водонапорная линия (от насоса); 12 — циркуляционный канал в буровых трубах; 13 — шламулавливающая труба; 14 — коронка

Особенность рассматриваемого способа заключается в том, что циркулирующий (очистной) агент (воздух или газ), имея большую подвижность, интенсивно очищает забой от продуктов разрушения, а при выходе из бурового снаряда в скважину эффективно охлаждает забойный инструмент, практически не нарушая устойчивости пород.

Основные преимущества пневматического способа транспортирования продуктов разрушения из скважины следующие: повышается механическая скорость бурения; увеличивается углубка на коронку (долото), в связи с чем снижается расход породоразрушающих инструментов; улучшаются условия изучения геологического разреза по шламу и условия бурения в зонах интенсивного или полного поглощения промывочной жидкости; устраняется возможность разрушения стенок скважины циркулирующим агентом; возрастает отдача водо-нефте- или газосодержащих продуктивных пластов; обеспечивается возможность бурения в многолетнемерзлых породах и во льдах; улучшаются организация работ зимой и в безводных районах и условия работы буровой бригады, а в целом снижается стоимость бурения скважин.

Повышение эффективности бурения скважин с продувкой воздухом объясняется действием ряда факторов. Прежде всего, положительно сказывается отсутствие или резкое снижение

гидростатического давления столба жидкости на забой, что способствует отделению частиц породы породоразрушающим инструментом, тогда как разрушение пород в условиях всестороннего сжатия, что характерно для бурения с промывкой, менее эффективно. Другой важный фактор — улучшение условий очистки забоя от шлама за счет более высоких скоростей движения воздуха и образования вихревых потоков в затрубном пространстве. Увеличение эффективности бурения с продувкой сжатым воздухом или газом связывают с лучшим охлаждением породоразрушающего инструмента.

Улучшение геологической документации объясняется возможностью отбора незагрязненного шлама у забоя или на устье скважины. Бурение с промывкой, в особенности глинистым раствором, такой возможности не дает.

Бурение с продувкой успешно осуществляется в зонах интенсивного или полного поглощения жидкости. При использовании продувки осложнений, связанных с увлажнением пород, не возникает. Воздух (или газ), проникая по зонам поглощения, выносит туда и частицы шлама, закупоривая каналы. Никаких изменений в породах, слагающих стенки скважины, при этом не происходит. Стенки скважин не теряют устойчивости, как при бурении с промывкой, когда толща пород смачивается проникающей в них жидкостью. Практика бурения скважин в зонах тектонических нарушений это хорошо подтверждает. Бурение с продувкой сжатым воздухом или газом практически исключает кольматацию продуктивных пластов, происходящую при бурении с промывкой глинистым раствором. Отдача продуктивных пластов всегда выше, чем при бурении с промывкой.

Бурение многолетнемерзлых пород с продувкой воздухом также имеет ряд преимуществ перед бурением с промывкой: не нарушается устойчивость стенок скважины, лучше очищается забой от шлама и исключаются другие осложнения. Необходимое условие успешного бурения скважин в этих породах и льдах с продувкой сжатым воздухом — температура подаваемого в скважину воздуха должна быть близкой нулю или отрицательной.

Применение пневматического способа удаления продуктов разрушения из скважин в значительной степени упрощает организацию работ, в особенности в зимнее время и в безводных районах, так как при этом исключается необходимость в организации доставки воды или глинистого раствора, в сооружении глиностанции, циркуляционной системы и др. Улучшаются и условия труда буровой бригады: чище рабочее место, работа с сухими трубами, что особенно благоприятно в зимних условиях. Следовательно, применение пневматического способа приводит в большинстве случаев к снижению, как

правило, в 1,5—2 раза стоимости буровых работ. Это происходит за счет увеличения скорости бурения и проходки за рейс, уменьшения расхода породоразрушающего инструмента, сокращения объема монтажных работ, устранения расходов на водо- или глиноснабжение и др.

Наряду с отмеченными преимуществами, пневматический способ удаления продуктов разрушения имеет и ряд недостатков. Прежде всего, этот способ нельзя применять при бурении в сложных геологических условиях: в неустойчивых породах (песках, плавунах, галечниках и др.) и при значительном притоке воды в скважину. Кроме того, при бурении с продувкой уменьшается в ряде случаев процент выхода керна, например, при бурении по трещиноватым породам; увеличивается износ бурильных труб, растет усилие, затрачиваемое на подъем инструмента, вследствие повышения коэффициента трения труб о стенки скважины. Наконец, возрастает интенсивность искривления скважин. Эти недостатки, естественно, ограничивают область применения пневматического способа удаления продуктов разрушения из скважин, в особенности приток жидкости в скважину, вызывающий ряд осложнений.

При бурении по вязким, липким породам в случае слабого водопритока (до 4—5 л/мин) увлажненный шлам налипает на стенки скважины, на бурильные трубы и на замковые соединения, что приводит к сужению ствола скважины, образованию сальников и серьезным авариям. При более значительном притоке жидкости (от 4 до 60 л/мин) затрудняется удаление ее из скважины, что вызывает необходимость увеличивать расход воздуха или газа, а также давление, развиваемое компрессором. С целью создания благоприятных условий бурения в обводненных скважинах, прежде всего, необходимо подбирать рациональный расход воздуха с таким расчетом, чтобы на забое всегда находился столб жидкости высотой 10—15 м, и использовать шламовую трубу. При высоте столба жидкости над забоем 20—50 м расход воздуха рекомендуется увеличивать на 10—40 % против нормального (по данным П. М. Степанова).

При высоком статическом уровне жидкости в скважине и малом притоке прибегают к периодическим откачкам (понижению уровня) с помощью желонки. В противном случае бурение можно осуществлять только с промывкой. Поэтому в ряде случаев используют комбинированное удаление шлама: с помощью сжатого воздуха и промывки. Для таких случаев на буровой монтируют компрессор и насос.

Сальники иногда удаляют периодической промывкой скважины. С целью предупреждения сальникообразования к жидкости в скважине добавляют специальные химические вещества,

препятствующие слипанию частиц шлама. Если образование сальников не предупреждается, то бурение ведется укороченными рейсами. В противном случае снаряд может быть не поднят из скважины.

В качестве добавок, устраняющих налипание выбуренных частиц, рекомендуется применять неионогенные ПАВ (поверхностно-активные вещества) ОП-7 и ОП-10, которые активно действуют даже в сильноминерализованных водах (с содержанием до 10 % NaCl или CaCl<sub>2</sub>). При отсутствии частиц пород, адсорбирующих ПАВ, концентрация последних составляет всего 0,2 %. В противном случае она увеличивается.

При притоке вод, содержащих не более 4 % NaCl, рекомендуется применять анионоактивные ПАВ типа "Прогресс" в количестве до 0,6% при содержании в нем активного продукта около 20%. В случае значительных водопритоков (более 60 л/мин) применение пневматического способа транспортирования продуктов разрушения становится нерациональным. В таких условиях прибегают к гидравлическому (промывка водой или аэрированной жидкостью) или комбинированному (пульсирующая или эрлифтная промывка) способу удаления продуктов разрушения.

Таким образом, с учетом перечисленных преимуществ и недостатков пневматический способ удаления продуктов разрушения из скважин может осуществляться эффективно только в определенных условиях: в необводненных (сухих) разрезах; в зонах сильного поглощения промывочной жидкости; в крепких обводненных породах, не дающих липких частиц; в зонах многолетней мерзлоты, а также при бурении во льдах.

Бурение с продувкой воздухом в разрезах, сложенных сыпучими или обваливающимися породами, возможно только на соответствующих режимах, специально подбираемых для таких условий (пониженная частота вращения, применение гладкостенной колонны бурильных труб, менее интенсивное движение воздуха и др.). Бурение вязких (липких) пород в обводненных условиях возможно только при использовании добавок (веществ), уменьшающих липкость частиц, или аэрированной промывочной жидкости (с добавкой пенообразователей). Бурение сильно увлажненных вязких (липких) глин, плывунов и песчано-галечниковых образований с продувкой воздухом практически нецелесообразно.

### **3.5. КОМБИНИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ**

Комбинированный способ удаления продуктов разрушения определяется как способом бурения, так и геолого-техническими условиями. Гидромеханический способ удаления продуктов разрушения применяется при вращательном и ударно-канатном

способах бурения. В этом случае реализуется призабойная (местная) циркуляция жидкости за счет движения — расхаживания — снаряда (рис. 3.5). При движении снаряда вверх поток жидкости устремляется к забою, взмучивая частицы разрушенной породы, а при движении вниз поток вытесняемой жидкости устремляется вверх, унося с забоя продукты разрушения, которые либо переходят во взвешенное состояние, образуя естественный глинистый раствор, либо собираются в специальные шламоулавливающие трубы закрытого или открытого типа.

Из скважины шлам удаляется полностью в случае вращательного бурения при подъеме бурового снаряда на поверхность, а в случае ударно-канатного бурения — с помощью спускаемой для чистки скважины желонки после извлечения ударного снаряда.

Призабойная (местная) циркуляция жидкости может создаваться также с помощью сжатого воздуха, нагнетаемого по бурильным трубам. При этом призабойная циркуляция жидкости может быть постоянно-непрерывной (обратная) или прерывисто-пульсирующей с периодически меняющимся направлением (прямая и обратная). Для создания призабойной циркуляции жидкости используют также погружной насос с пневматическим приводом (продукты разрушения при этом собираются в шламособорники). Полностью продукты разрушения во всех рассмотренных случаях удаляются при подъеме бурового снаряда на поверхность.

Пневмомеханический способ осуществляется при использовании шнекового транспортера и сжатого воздуха, нагнетаемого к забою скважины по трубам шнековой колонны, что способствует удалению продуктов разрушения

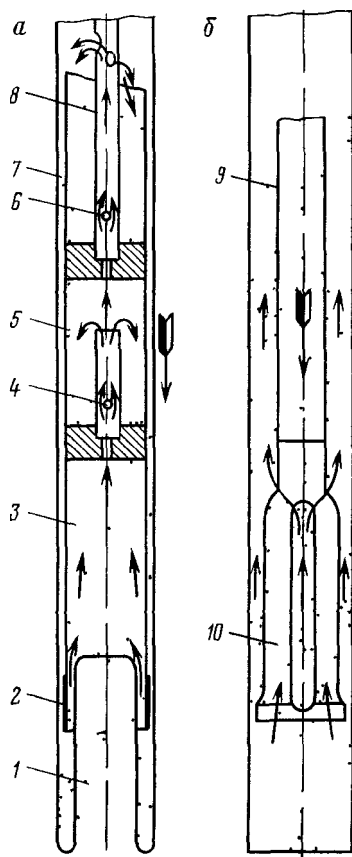


Рис 3.5 Схема местной циркуляции жидкости при вращательном *а* и ударном *б* бурении

1 — керн 2 — коронка 3 — колонковая труба 4, 6 — шаровые клапаны 5, 7 — шламоулавливающие трубы, 8 — бурильная труба 9 — ударная штанга 10 — долото



### 3.6. ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩИЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН, И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Успешная проходка скважин зависит от поведения горных пород в околоствольной зоне или в стенках скважин. Осложненными условиями являются такие, при которых бурение обычными средствами и с нормальной технологией оказывается малоэффективным или невозможным. В таких условиях ухудшается качество работ (выход и представительность керна), возникают частые аварии и снижается производительность труда. В связи с этим на предупреждение и ликвидацию осложнений затрачивается много времени и средств. Нередки случаи, когда серьезные осложнения становятся причиной невыполнения геологического задания и прекращения сооружения скважины. Основные виды осложнений обуславливаются главным образом недостаточной степенью устойчивости многих горных пород, что может быть связано с их природными свойствами, нарушением естественных условий залегания и действием различных факторов при формировании ствола скважины.

Наиболее распространенные осложнения связаны с деформационными процессами, приводящими к раскрытию естественных и образованию новых трещин, образованию каверн и желобов, сужению ствола скважины, обрушению, обваливанию, осыпанию, пластическому течению породы, наконец, течению (перемещению) разжиженной массы пород (при насыщении водой) или растеплению многолетнемерзлых несвязных пород, сцементированных льдом. Кроме того, осложнения могут быть связаны с водо- или газопроявлением, водопоглощением, растворением пород.

Факторы, обуславливающие все перечисленные явления, можно разделить на геологические, технические, геологические и организационные (табл. 3.4). При этом геологические факторы являются объективно существующими (природными), а остальные — возникающими в результате выполнения тех или иных работ, связанных с бурением скважин.

Таким образом, все виды осложнений, их характер и масштабы (интенсивность) зависят, прежде всего, от состояния пород и их свойств, что в общем случае определяет их устойчивость или способность сохранять естественное состояние (не обрушаться) при обнажении (вскрытии) массива. По этому признаку все породы можно разделить на несколько групп.

В зависимости от степени устойчивости пород осложнения могут возникать сразу же при вскрытии (породы весьма неустойчивые) или спустя некоторое время, продолжительность которого зависит от активности действия факторов технического, геологического и организационного характера (породы слабоустойчивые). Поведение пород также зависит от действия

Таблица 3.4

**Факторы и причины, обуславливающие возникновение осложнений при бурении скважин**

Класс	Факторы, обуславливающие возникновение осложнений	Причины, вызывающие осложнения	Характер осложнений
I	Геологические	Обижение пород при формировании ствола скважины. Нарушение равновесия сил, обуславливающих напряженное состояние пород в массиве	Обрушение, вывалы и осыпание пород. Пластическое течение пород (крип). Вспучивание (разбухание) пород. Сужение ствола скважины (уменьшение диаметра). Раскрытие естественных и образование новых трещин. Течение водонасыщенной массы раздробленных несвязных пород (пльвуны). Поглощение очистного агента. Образование каверн. Образование пробок при заполнении ствола породной массой
II	Технические	Механическое (силовое) воздействие бурового снаряда на породы в стенках скважины в процессе бурения, спуска и подъема	Снижение устойчивости горных пород. Разрушение пород в стенках скважины. Образование ствола неправильной формы (в сечении). Искривление скважины
III	Технологические	Действие на породы очистного агента и фильтрата промывочной жидкости, вызывающее набухание пород, снижение их прочности, коэффициента трения и устойчивости пород, механическое разрушение, растепление и растворение пород.	Обрушение, вывалы, осыпание, оплывание. Разработка ствола скважины (увеличение диаметра и изменение формы). Образование желобов. Разрушение и самоподклинивание керн. Искривление скважины. Сужение ствола скважины, образование сальников. Образование каверн. Накапливание шлама в кавернах.

Продолжение табл. 3.4

Класс	Факторы, обуславливающие возникновение осложнений	Причины, вызывающие осложнения	Характер осложнений	
III	Технологические	Колебания уровня жидкости в скважине. Бурение в стволе с незакрепленными стенками. Проведение специальных работ и исследований в скважине. Ликвидация аварий	Механическое (силовое) воздействие на породы в процессе бурения и спуско-подъемных операций. Изменение гидростатического давления на стенки ствола. Увеличение времени и интенсивности действия причин, вызывающих осложнения	Прихваты бурового снаряда. Непроходимость ствола скважины. Затяжки инструмента
IV	Организационные	Перерывы в бурении по организационным причинам (простой). Отсутствие требуемых инструментов и материалов. Несоблюдение нормируемых параметров технологических процессов (нарушение технологической дисциплины). Бурение скважин в районах проведения горно-эксплуатационных работ, сопровождающихся массовыми взрывами, обрушением кровли горных выработок, обводнением пород. Низкая квалификация бурового персонала	Увеличение времени и интенсивности действия причин, вызывающих осложнения. Нарушенность массива горных пород. Нарушение оптимальных условий бурения скважин	Интенсификация всех видов осложнений

среды, в контакте с которой они находятся, ее физико-химической активности (температура, смазывающая и растворяющая способности и др.).

Общим для всех пород является снижение устойчивости в зависимости от времени, в течение которого породы находятся в обнаженном состоянии и подвергаются действию различных факторов. Этим определяются главные условия успешного сооружения скважин — выполнение всех видов работ в кратчайшие сроки, исключение простоев и точное соблюдение оптимальной технологии.

При бурении в нормальных условиях осложнений практически не возникает. Следует отметить, что большинство причин, вызывающих осложнения, устранить невозможно, но

можно уменьшить их действие, принимая те или иные меры. Причины организационного характера могут и должны быть исключены.

### 3.7. СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ

Наиболее распространенными видами осложнений в практике бурения геологоразведочных скважин являются: поглощение промывочной жидкости, что связано с трещиноватостью, закарстованностью и тектоническими нарушениями в толще пород; обрушение, вывалы, осыпание или перемещение массы сильно обводненных несвязных (плывуны) или высокопластичных пород.

Для нормализации условий бурения скважин меры, средства и способы предупреждения осложнений или борьбы с ними выбирают на основании глубокого анализа факторов и причин, вызывающих осложнения. При этом нормализация условий может осуществляться одновременно с углубкой скважины — без прекращения процесса бурения или в периоды прекращения углубки, что, естественно, сказывается на производительности труда.

С учетом характера осложнений, прежде всего, подбирают оптимальные технические средства и технологии бурения, исключющие или существенно снижающие активность действия причин, вызывающих осложнения. В процессе бурения широко используют специальные промывочные жидкости с низкой водоотдачей, инертные по отношению к породам и пониженной (при борьбе с поглощением) или повышенной (при борьбе с обвалами) плотности, а также оптимальные схемы ее циркуляции (прямая, обратная или комбинированная). В сухих (необводненных) разрезах успешно применяют в качестве очистного агента воздух, аэрированную жидкость или пену. Подбирают наиболее рациональные параметры технологических процессов, обеспечивающие максимальную скорость сооружения скважины и минимальное действие причин, вызывающих осложнения. В более сложных условиях прибегают к повышению устойчивости пород в околоствольной зоне скважины и уменьшению их водопроницаемости.

Известно много способов упрочнения пород или закрепления стенок скважин при борьбе с осложнениями, основными из которых являются: механические (закрепление стенок с помощью обсадных труб); физико-химические (беструбные) с использованием вяжущих материалов или быстротвердеющих смесей (глинизация, цементирование, силикатизация, смолинизация, битумизация, обжигание, замораживание обводненных пород); химические (специальные растворы и газообразные реагенты, которые нагнетают в пласты пород, вступающих в химическую реакцию, сопровождающуюся выделением твердого осадка, который закупоривает поры и трещины в породах и образует прочную корку на стенках скважины).

*Механическое закрепление стенок скважин* заключается в спуске обсадных труб. Это наиболее универсальный, надежный и долговременный способ, при котором практически исключаются все осложнения, вызываемые геологическими и другими причинами.

*Физико-химические способы* используются с целью упрочнения пород в околоствольной зоне скважины и борьбы с поглощением промывочной жидкости. Частично это достигается применением глинистых растворов и других жидкостей, обладающих заданными параметрами (вязкость, плотность, водоотдача). В более сложных условиях в толщу неустойчивых сильнотрещиноватых пород задавливают вяжущие или быстротвердеющие материалы: вязкую жирную глину, цементный раствор, жидкое стекло, битум (холодный или горячий), синтетическую смолу или быстросхватывающиеся смеси.

*Химический способ* применяют для упрочнения пород в околоствольной зоне скважины. Он основан на реакции взаимодействия химических веществ, содержащихся в нагнетаемой в пласт жидкости, между собой или с пластовой водой, с нагнетаемым в пласт газообразным реагентом и др. При этом может образовываться гель, заполняющий поры и трещины или твердый осадок и корка на стенках скважины или быстросхватывающийся цементирующий породу материал. Каждый из способов рассчитан на определенные условия с учетом характера упрочняемых пород.

Применением беструбных способов закрепления стенок скважин решается несколько задач: повышение механической прочности пород в стенках скважин и, следовательно, их устойчивости; повышение водоустойчивости пород и понижение их водопроницаемости. Используемые при этом материалы или вещества должны обладать определенными свойствами: *адгезией* (хорошим сцеплением в присутствии воды) и *когезией* (высокой степенью внутреннего молекулярного сцепления, водонепроницаемостью, водостойкостью и др.) [1, 3, 6, 8, 14].

## Глава 4

### **ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД ИЛИ ПРОБ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ**

#### **4.1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБРАЗЦАМ ПОРОД ИЛИ ПРОБАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ИХ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТИ И СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ**

Основная цель бурения геологоразведочных скважин — получение образцов пород или проб полезных ископаемых, необходимых для изучения геологических разрезов и составления

геологических карт при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, для изучения инженерно-геологических условий строительства различных сооружений и др. Отобранные из скважин образцы или пробы служат для петрографических исследований, получения количественной и качественной характеристик залежей полезного ископаемого (мощность пласта или рудного тела, содержание полезных компонентов и вредных примесей, технологические свойства и другие показатели), определения физико-технических свойств пород, оценки свойств и качества жидких или газообразных полезных ископаемых.

В зависимости от задач, решаемых на основании изучения проб полезных ископаемых или образцов пород, к ним предъявляются и определенные требования:

достаточное для исследований количество, которое должно соответствовать пройденному интервалу скважины;

высокое качество керна или хорошая представительность — сохранность естественного состояния и, прежде всего, содержания полезных компонентов (твердых, жидких или газообразных), сохранность структуры, естественной влажности и т. д.

Под качеством проб или образцов понимается степень отражения ими естественных условий, в которых они находились до извлечения из недр земли. Чем выше степень отражения этих условий, тем выше качество получаемых образцов или проб. Образцы могут иметь вид столбиков цилиндрической формы, кусочков разнообразной формы или, наконец, разрушенной рыхлой массы.

Количественно получаемые образцы или пробы при колонковом бурении скважин характеризуется, как правило, линейным выходом керна по отношению к длине пройденного интервала скважины или процентом выхода керна

$$B_k = \frac{l_k}{l_n} 100, \quad (4.1)$$

где  $B_k$  — выход керна, %;  $l_k$  — длина извлеченного керна, м;  $l_n$  — длина пройденного интервала или величина углубки за рейс, м.

Такой способ оценки полученного материала или выхода керна дает достаточно точные данные только при хорошей его сохранности в виде столбиков — колонок, сложив которые можно измерить общую длину. В случае получения кернового материала в виде мелких кусочков неправильной формы или в виде частиц (шлама) невозможно достаточно точно оценить выход керна по его длине обычным измерением. Решение задачи затрудняется еще и тем, что отсутствуют точные данные о фактическом диаметре разрушенного керна, поэтому часто искажаются данные по выходу керна, что приводит к неверным результатам при оценке мощности пласта, а следовательно, и при подсчете запасов полезных ископаемых. В таких случаях

прибегают к весовому или объемному способу оценки количества полученного кернового материала.

Объемный способ определения процента выхода керна — наиболее простой и достаточно надежный. Для его осуществления надо иметь два мерных сосуда — большой объемом 10 л и небольшой мерный сосуд с делениями объемом 1 л. Извлеченную из колонковой трубы массу загружают в большой сосуд и заливают в него воду до заполнения всего сосуда. Зная объем всего сосуда и объем залитой воды, нетрудно подсчитать объем керновой массы (в  $\text{дм}^3$ )

$$V_{\text{ф}} = Q - q, \quad (4.2)$$

где  $Q$  — объем большого сосуда,  $\text{дм}^3$ ;  $q$  — объем доливаемой воды,  $\text{дм}^3$ .

Зная длину пройденного интервала и диаметр обуриваемого коронкой столбика керна, можно подсчитать теоретический объем керна (в  $\text{дм}^3$ ).

$$V_{\text{т}} = l_{\text{и}} \pi d_{\text{к}}^2 / 4, \quad (4.3)$$

где  $l_{\text{и}}$  — длина пройденного интервала при бурении за рейс,  $\text{дм}$ ;  $d_{\text{к}}$  — диаметр керна,  $\text{дм}$ .

Тогда линейный выход керна или его фактическая длина

$$l_{\text{к}} V_{\text{т}} = V_{\text{ф}} l_{\text{и}},$$

откуда

$$l_{\text{к}} = V_{\text{ф}} l_{\text{и}} / V_{\text{т}}.$$

Подставив значения  $V_{\text{ф}}$  и  $V_{\text{т}}$  соответственно из выражений (4.2) и (4.3), получим

$$l_{\text{к}} = 4 (Q - q) / \pi d_{\text{к}}^2. \quad (4.4)$$

Выражая выход керна в процентах, будем иметь

$$B_{\text{к}} = 127,38 (Q - q) / d_{\text{к}}^2 l_{\text{и}}. \quad (4.5)$$

Наконец, измерить выход разрушенного керна можно, пользуясь мерными цилиндрическими трубками внутренним диаметром, равным диаметру обуриваемого коронкой керна. В трубку засыпают выбуренный материал и замеряют длину засыпанной части.

Оценка качества керна делается, прежде всего, по степени его разрушенности или кусковатости. И. Б. Булнаевым предложено для оценки качества керна применять показатель его сохранности  $\eta$ , значение которого определяется отношением суммарной длины ненарушенных столбиков или кусочков керна цилиндрической формы  $\sum l_{\text{к}}$  к величине углубки скважины за рейс  $l_{\text{р}}$ ,

$$\eta = \sum l_{\text{к}} / l_{\text{р}}. \quad (4.6)$$

Чем выше этот показатель, тем сохраннее керна, следовательно, выше его качество.

#### **4.2. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ УСЛОВИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ИЛИ ПРОБ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ**

При вращательном (колонковом) бурении скважин пробы или образцы породы в основном отбирают колонковыми снарядами. Сохранность, а следовательно, и качество получаемых при этом образцов или проб зависят от свойств пород или полезных ископаемых: прочности, физического состояния и устойчивости, что в свою очередь зависит от минералогического состава и характера связи между частицами, составляющими породу или полезное ископаемое.

Опыт показывает, что при бурении скважин по малоустойчивым полезным ископаемым и породам количество керна значительно уменьшается, а иногда он полностью отсутствует, ухудшается сохранность получаемого материала и его представительность, особенно при избирательном разрушении отдельных участков. Это связано не только с геологическими условиями бурения скважин (механическими свойствами полезных ископаемых или пород), но и с действием вполне определенных факторов технического, технологического и организационного характера. В связи с этим все основные факторы, влияющие на формирование керна, по характеру и степени влияния могут быть разделены на четыре группы или класса: геологические, технические, технологические и организационные (табл. 4.1).

#### **Влияние геологических факторов на формирование керна**

Влияние геологических факторов связано с проявлением разнообразных свойств горных пород, объединяемых в две группы: физико-геологические и физико-технические (см. табл. 1.1).

Свойства горных пород, как известно, определяются их структурой и текстурой и проявляются в способности разрушаться или разделяться на отдельные элементы при наличии определенных признаков (делимость, отдельность, слоистость, сланцеватость, кливаж, трещиноватость), а также при наличии прожилок и включений. Поведение пород зависит в свою очередь от ряда физико-технических свойств, к числу которых относятся: прочность или разрушаемость пород (способность дробиться или разрушаться), сыпучесть, размываемость, размокаемость, растворимость, пływучесть, набухаемость, растекаяемость. Все эти свойства определяют в конечном счете устойчивость пород или их способность к кернаобразованию. Зная природу и характер проявления геологических факторов, можно устранять их отрицательное влияние на формирование керна.

*Влияние минералогического или петрографического состава пород или полезных ископаемых* вполне очевидно, так как многие свойства пород, представляющих собой скопление различных



Таблица 4.1

Классификация факторов, определяющих условия формирования, выход и качество керна при колонковом бурении геологоразведочных скважин (по С.С. Сулакшину)

Класс	Факторы, определяющие условия формирования керна	Форма и характер проявления различных факторов	Результаты действия или проявления факторов
I. Геологические факторы	<p>Минералогический состав, структура и текстура пород.</p> <p>Физико-геологические свойства пород.</p> <p>Физико-технические свойства пород.</p> <p>Наличие прожилков и включений пород разной твердости.</p> <p>Угол падения плоскостей делимости (пластов, слоев, прожилков, трещин) или угол встречи оси бурового снаряда с плоскостями делимости</p>	<p>Степень сопротивляемости пород действию технических и технологических факторов и характер разрушения керна</p>	<p>Потеря качества и количества получаемого керна (разрушение или избирательное истирание керна)</p>
II. Технические факторы	<p>Способ бурения скважин (вращательный или ударно-вращательный)</p>	<p>Поперечные и продольные колебания бурового снаряда; вибрация снаряда; действие сил трения между керном и колонковой трубой и между кусками керна</p>	<p>Потеря связей между частицами, слагающими породу, или участками керна; износ или истирание керна; механическое разрушение (измельчение) керна; уменьшение диаметра керна и его прочности; разрыхление или уплотнение керна</p>
	<p>Тип, конструкция и параметры породоразрушающего инструмента (твердосплавной, алмазный, дробовой или шарошечный)</p>	<p>Динамика работы породоразрушающего инструмента; интенсивность разрушения керна; концентрация напряжений в кернах; образование зазора между буровым снарядом, стенками скважины и кернами; интенсивность действия технических факторов; изменение сопротивляемости керна слагыванию</p>	<p>То же</p>

II. Технические факторы

Качество и техническое состояние элементов бурового снаряда	Несбалансированность бурового снаряда; биение (вибрация) снаряда; сопротивление продвижению керна в колонковую трубу	Усиление отрицательного действия факторов, приводящих к разрушению керна: удары, прижатие кусков друг к другу, увеличение сил трения
Способы удаления продуктов разрушения (гидравлический, пневматический или комбинированный). Схема циркуляции очистного агента	Действие скоростного напора	Размывание кернового материала, увеличение сил трения кусков керна друг о друга; эрозионное разрушение кернового материала; вынос кернового материала из колонковой трубы; изменение коэффициента трения.
Качество очистного агента	Размывающее, растворяющее или растеоряющее действие очистного агента; абразивное действие частиц твердой фазы потока; изменение коэффициента трения	Размокание, растворение, растекание кернового материала и снижение сопротивляемости керна разрушению
Угол наклона скважины	Изменение сил трения кусков керна о стенки колонковой трубы и друг о друга; изменение угла встречи оси бурового снаряда с плоскостями делимости	Истирание керна по боковой поверхности или по торцу; изменение вероятности самозаклинивания кусков керна и степени их разрушения
Способ захвата и удержания керна в колонковом снаряде при его подъеме	Оставление на забое или потери керна при подъеме снаряда	Уменьшение процента выхода и представительности керна
Конструкция, компоновка и параметры бурового снаряда	Интенсивность действия технических факторов (колебания и вибрации снаряда, скорость бурения, действие сил трения, потока очистного агента и др.)	Изменение степени сохранности керна

Продолжение табл. 4.1

Класс	Факторы, определяющие условия формирования керна	Форма и характер проявления различных факторов	Результаты действия или проявления факторов
II. Технические факторы	Техническое состояние скважин	Накапливание шлама в скважине или обломков пород на забое	Ухудшение условия формирования керна. Оставление керна на забое или потеря его при подъеме
III. Технологические факторы	<p>Параметры режима бурения скважин.</p> <p>Продолжительность времени чистого бурения и величина углубки за рейс.</p> <p>Технология подъема колонкового снаряда из скважины</p>	Изменение степени действия факторов, определяющих условия формирования керна (колебания снаряда, вибрации, удары, действие потока очистного агента, температура и др.)	<p>Уменьшение диаметра керна, его прочности; механическое и гидроэрозийное разрушение керна; вынос мелких частиц кернавого материала; выпадение и разрушение кусков керна при расхаживании снаряда; нагревание и прижог керна; потеря кусков керна при подъеме снаряда из скважины</p>
IV. Организационные факторы	<p>Наличие ГПН и его качество.</p> <p>Наличие контрольно-измерительной аппаратуры.</p> <p>Техническое состояние средств бурения скважин.</p> <p>Квалификация бурового персонала.</p> <p>Дисциплинированность и ответственность бурового персонала.</p> <p>Контроль за выполнением основных правил и рекомендаций по отбору керна</p>	Обеспечение нормальных условий получения представительных образцов пород или проб полезных ископаемых	Успешение или усиление степени действия некоторых факторов на формирование и получение керна

минералов или петрографических разностей, зависят от свойств слагающих их минералов и характера связи между ними.

Естественно, что сохранность керна при бурении, а следовательно, его количество и качество будут зависеть, прежде всего, от прочности слагающих породу минералов и силы связи между ними. При этом могут быть породы и полезные ископаемые, представляющие собой достаточно однородную массу с более или менее одинаковыми свойствами и, наоборот, породы с весьма неоднородными составами и резко различными свойствами по участкам, что определяется и генезисом, и процессами, которым подвергались породы впоследствии.

Очевидно, чем мягче и менее прочны сами минералы и чем слабее связь между ними, тем хуже условия формирования керна, тем легче он деформируется и разрушается. При неодинаковом минералогическом составе с резко различными свойствами минералов или их скоплений разрушению будут подвергаться слабые участки, представленные включениями более мягких минералов в виде пропластков, прослоев, линз, желваков, конкреций, жильных образований. В соответствии с количественным соотношением твердых и мягких образований определяются количество и сохранность керна. При этом наличие твердых включений в более мягкой слабой основной массе породы или полезного ископаемого приводит к еще более интенсивному разрушению этой массы. В колонковой трубе в таких случаях остаются только окатанные куски или обломки твердых включений.

На рис. 4.1 приведены данные, показывающие зависимости выхода керна от содержания в породе кварца и серицита. Как видно из графиков, между количеством кварца и выходом керна имеется прямая связь, а между количеством серицита и выходом керна — обратная.

Рядом исследователей (Н. П. Гречишников и другие) отмечается влияние петрографического состава угля на формирование керна и его представительность. Это связано с изменением механических свойств углей в зависимости от петрографического состава и степени углефикации. Наиболее прочным и устойчивым при формировании керна является матовый уголь. Он обладает

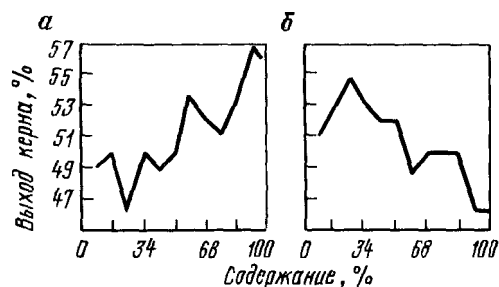


Рис. 4.1. Зависимость выхода керна от содержания кварца *а* и серицита *б*

Таблица 4.2

Характер и строение угольных пластов	Средний выход керна, %	Структура керна
Угли блестящие, трещиноватые, без прослоев пустых пород	64	Керн в виде кусочков размером 3—25 мм
Угли блестящие, трещиноватые, с прослойками пустых пород	38	Перетертая масса со следами прижога
Угли несложного строения, мезанически слабые	53	Керн мятый со следами прижога

наибольшей вязкостью. Менее устойчивые компоненты — полуматовые и полублестящие разности и наиболее слабый легко разрушаемый — блестящий уголь, обладающий повышенной хрупкостью.

В зависимости от содержания тех или иных литотипов угля в угольных пластах определяются количество и сохранность керна. Блестящие угли при бурении дают обычно разрушенную массу и низкий процент выхода керна, матовые — более сохранный керн, часто в виде столбиков при достаточно большом проценте выхода. При наличии в составе угольного пласта хрупких компонентов (фюзен, витрен, кларен) уменьшение выхода керна происходит обычно за счет разрушения и выноса именно этих компонентов. Представительность керновых проб при этом существенно снижается.

В табл. 4.2 приведены данные, характеризующие выход и качество керна при бурении по угольным пластам различного строения.

Таким образом, можно заключить, что формирование керна, его сохранность, количество и представительность значительно зависят от минералогического или петрографического состава пород или полезных ископаемых [12].

*Из структурных признаков* на формирование керна наиболее влияет характер внутренних связей между частицами, слагающими породу. Характер и природа связей обуславливают многие свойства пород и прежде всего их прочность и твердость. Очевидно, зная природу связей и условий, при которых они нарушаются, можно определять и способы их сохранения при формировании керна. Видимо, чем слабее эти связи, тем сложнее это сделать. А отсутствие связей между частицами создает самые неблагоприятные условия для получения керна.

*Текстура горных пород и полезных ископаемых* также влияет на формирование керна. С некоторыми типами текстур связана анизотропность многих свойств пород, в том числе твердости и прочности. Это обуславливает уменьшение силы связи между участками или слоями в некоторых направлениях. При бурении колонковыми снарядами под действием определенных сил керн, выбуренный в таких породах, раскалывается или расслаивается на

пластинки, лепешки или кусочки, которые, перемещаясь друг относительно друга, могут истираться. Интенсивность истирания во многом зависит от твердости материала, характера скола, положения плоскости скола (отрыва) или формы кусочков. Это характерно для пород с микрослоистой, флюидалльной, сланцеватой и полосчатой текстурами. Породы и полезные ископаемые с беспорядочной однородной или массивной структурой при отсутствии изменений в результате тектонического процесса или процессов выветривания более устойчивы и более способны к кернообразованию.

*Наличие прожилков* с жильной массой различного состава создает сложные условия формирования представительного керна при различных механических свойствах жильной массы и вмещающих пород. При этом может быть два наиболее неблагоприятных случая: жильная масса имеет меньшую твердость или прочность, чем вмещающие породы, и наоборот. В первом случае при формировании керна обычно происходит разрыв или скол керна либо по контакту, либо по самой жильной массе, которая в процессе бурения истирается в той или иной степени в зависимости от ряда факторов. Процент выхода керна может быть достаточно высоким, а его представительность — низкой. Во втором случае, когда жильная масса имеет большую прочность, чем основная масса, при формировании керна последняя может быть полностью или частично разрушена и керна будет представлен кусочками более твердых включений. Процент выхода керна и его представительность будут также незначительными.

*Влияние угла встречи снаряда с плоскостями делимости, линейности, отдельности, сланцеватости, слоистости, трещиноватости* может быть весьма существенным. Опытным путем установлено (рис. 4.2), что с увеличением угла встречи  $\gamma$  выход керна снижается, достигая минимума при  $\gamma = 90^\circ$ . Но при этом уменьшается вероятность подклинивания керна и увеличивается углубка за рейс. Отмечено, что при углах встречи оси скважины с плоскостями делимости, близких к  $90^\circ$ , повышается степень избирательного истирания более слабого материала по прожилкам или прослойкам.

Это связано с тем, что при  $\gamma = 90^\circ$  керна раскалывается на плоскопараллельные кусочки (лепешки) по

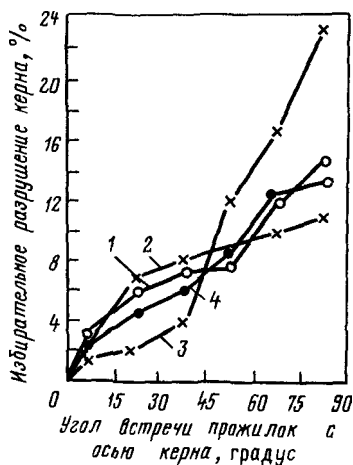


Рис. 4.2. Зависимость избирательного разрушения керна от угла встречи бурового снаряда с плоскостями делимости пород:

1, 2, 3 — для отдельных скважин; 4 — в среднем по всем скважинам

жильной массе. Эти кусочки трутся друг о друга при вращении, и жильная масса интенсивно истирается. В последнем случае керн часто скалывается в плоскости забоя и, не попав в колонковую трубу, заклинивается в коронке. Вращаясь вместе с коронкой, он трется о забой скважины. На торце таких кусочков керна наблюдаются следы вращения—концентрические полосы. При более острых углах встречи керн просто заклинивается кусочками клинообразной формы. В этом случае происходит истирание всей массы керна материала равномерно или прекращается углубка.

Анализируя приведенный материал, можно сделать некоторые выводы по характеру истирания (разрушения) керна.

1. В преобладающем большинстве случаев при пересечении пород, слоистых, полосчатых или пересекаемых системой прожилок, ориентированных определенным образом, пород с ослабленными зонами срыв (скол) керна происходит в диагональном направлении (при угле встречи менее  $45^\circ$ ) и значительно реже—в поперечном (при угле встречи более  $45^\circ$ ). Это указывает на то, что срыв керна происходит чаще в плоскости забоя (в коронке), а после выбуривания некоторого количества керна (в колонковой трубе)—в наклонной плоскости, т. е. по линии наименьшего сопротивления, что снижает интенсивность избирательного истирания керна.

2. Интенсивность избирательного истирания керна зависит от многих факторов геологического характера и от угла встречи, и положения плоскости скола керна относительно рудных прослоек, зон или прожилок:

если скол происходит в плоскости рудных прослоев, прожилок или зон при больших углах встречи (близких к прямому), избирательное истирание будет максимальным;

если скол происходит в плоскости, секущей рудные прослойки или жилы, либо в плоскости делимости, но при небольших углах встречи, избирательного истирания может не быть.

3. С уменьшением угла встречи увеличивается вероятность самозаклинивания керна сколовшимися кусочками, имеющими форму клина. Это приводит к истиранию ранее выбуренного столбика керна при его трении о торец керна, выбуриваемого впоследствии, если не прекратится углубка. Торцы кусков керна при этом имеют следы износа: отполированную поверхность выпуклой или вогнутой формы с концентрическими бороздами.

4. С целью уменьшения вероятности избирательного истирания керна следует проходить скважины в таких условиях под острым углом встречи с плоскостями делимости пород.

5. Избежать истирания керна можно, только применяя двойной колонковый снаряд с невращающейся при бурении внутренней трубой.

Следовательно, проявление физико-геологических и физико-технических свойств пород связано с активностью воздействия на керн тех или иных факторов, главным образом механических, и среды, в частности жидкости. Совершенно очевидно, что с уменьшением прочности или устойчивости пород снижается их способность к кернообразованию, увеличивается степень действия факторов, вызывающих разрушение керна, и уменьшается количество получаемого кернового материала.

## **Влияние технических факторов на формирование керна**

К факторам технического характера, определяющим условия формирования керна, относятся: способ бурения скважин (вращательный или ударно-вращательный); тип, конструкция и параметры породоразрушающего инструмента (форма породоразрушающих элементов и рабочей части, внутренний диаметр, выход резцов из тела коронки); качество и техническое состояние элементов бурового снаряда; способ удаления продуктов разрушения, схема циркуляции и качество очистного агента; угол наклона скважины; способ захвата и удержания керна в колонковом снаряде при его подъеме; конструкция, компоновка и параметры бурового снаряда; техническое состояние скважины и др.

Совокупность этих факторов может создавать в определенных случаях неблагоприятные условия для формирования и сохранения керна, с которыми связаны: самозаклинивание, слом, прижатие кусков друг к другу и к колонковой трубе, истирание, размывание, вынос из керноприемной трубы, потеря при подъеме и т. д.

*Влияние способа бурения на формирование керна.* Форма или характер проявления факторов, отрицательно действующих на формирование керна, прежде всего, зависит от способа бурения. В частности, при вращательном способе это определяется динамикой работы бурового снаряда, связанной с вращением колонны бурильных труб, характером работы породоразрушающих инструментов, способом удаления продуктов разрушения и другими факторами.

Так, при ударно-вращательном бурении в Таштагольской ГРП (по данным С. В. Шаравина) выход керна в среднем составлял 70 %, а при вращательном бурении дробью — 64 %, твердосплавными коронками — 64—80 % и алмазными — 76—80 %. В Хибиногорской ГРП (по данным Г. А. Блинова и А. С. Гоца) при вращательном бурении дробью выход керна составлял 78 %, алмазными коронками — 90 %, в Ковдорской ГРП при бурении твердосплавными коронками — 77 %, алмазными — 91 % и т. д.

С динамикой работы вращающейся колонны бурильных труб связано, прежде всего, действие поперечных и продольных



колебаний или вибраций бурового снаряда, сил трения между керном и колонковой трубой, а также между кусками керна. Колебания, удары или вибрации происходят при вращении несбалансированного бурового снаряда и наличии больших зазоров между элементами снаряда и стенками скважин. Кроме того, проявление этих факторов связано с конструкцией, параметрами и характером работы породоразрушающего инструмента, качеством и параметрами бурового снаряда, а также пульсацией потока промывочной жидкости и др.

Известно, что в колонне бурильных труб при ее вращении и действии осевой нагрузки возникают упругие деформации изгиба, сжатия, растяжения и кручения, в результате чего она приобретает сложную изогнутую форму пружины с меняющимися параметрами. При работе такой системы генерируются высокочастотные ударные нагрузки или вибрации как в продольном, так и поперечном направлении.

Отрицательное действие поперечных колебаний проявляется тем интенсивней, чем больше величина зазора  $\delta$  между буровым снарядом и стенками скважины и меньше его длина  $L$ . Действительно, предельная длина керна  $l_k$ , при которой колонковая труба не будет воздействовать на его верхний конец, определяется выражением

$$l_k = 2\delta / \operatorname{tg} \beta, \quad (4.7)$$

где  $\beta$  — угол перекоса снаряда, градус.

Но

$$\sin \beta = 2\delta / L,$$

тогда

$$l_k = L \cos \beta. \quad (4.8)$$

Отсюда видно, что для сохранения цельного столбика керна возможно большей длины необходимо уменьшать угол перекоса  $\beta$  бурового снаряда, что достигается установкой центрирующих устройств на верхнем конце снаряда (в простейшем случае навариваются ребра на переходник) или увеличением длины снаряда  $L$ .

Анализ фактического материала показывает, что разрушение керна происходит главным образом в колонковом снаряде и в значительно меньшей степени в процессе его формирования породоразрушающим инструментом. Это убедительно подтверждается снижением процента выхода керна с ростом величины утлубки за рейс, т. е. с увеличением времени воздействия различных факторов на керн.

Разрушение керна в колонковой трубе возникает при действии ударных нагрузок или вибраций (поперечных и продольных), сил трения между керном и вращающейся трубой, а также между кусочками разрушенного керна и, наконец, под действием потока промывочной жидкости, который одновременно выносит частицы разрушаемого керна или растворяет его.

Таблица 4.3

Породы	Категория пород по буримости	Выход керна, %		Качество керна	
		при бурении в скважине	при бурении на стенде	при бурении в скважине	при бурении на стенде
Конгломераты	VII—VIII	53,8	92,7	0,23	0,72
Алевриты	VI—VII	64,3	100,0	0,58	0,96
Песчаники	IV—V	32,0	73,7	0,24	0,66

Интересные исследования по выявлению степени влияния вибраций колонны бурильных труб на сохранность керна были проведены в Иркутском политехническом институте И. Б. Булнаевым. При определенных режимах бурили скважину глубиной 150—300 м и на лабораторном стенде в блоках тех же пород, отобранных в горных выработках с соответствующей глубины, при исключении влияния колонны бурильных труб. Бурили коронками СМ-1 диаметром 92 мм при частоте вращения 182 об/мин и рациональной осевой нагрузке. Результаты этих исследований, приведенные в табл. 4.3, показывают отрицательное влияние работы колонны бурильных труб на сохранность керна материала в колонковом снаряде в течение рейса.

Под действием вибраций при бурении в рыхлых несвязных породах керна материал в колонковой трубе уплотняется, обломки или частицы, слагающие породу, интенсивно истираются и материал выносятся потоком промывочной жидкости (при бурении с промывкой) или в колонковом снаряде образуется плотная пробка и углубка скважины прекращается. Выход керна в таких условиях при бурении одинарным колонковым снарядом не превышает 15—20%.

Исследования влияния продольных и поперечных колебаний бурового снаряда на сохранность керна, проведенные И. Б. Булнаевым, показали, что действие поперечных и продольных колебаний проявляется по-разному. Поперечные колебания снижают выход керна, а продольные, наоборот, повышают. Последнюю зависимость можно объяснить тем, что продольные колебания снижают возможность самозаклинивания керна в снаряде и силы трения кусочков керна друг о друга и о стенки колонковой трубы, что уменьшает степень их истирания.

При действии же поперечных колебаний керна скалывается, чаще заклинивается в колонковом снаряде, что приводит к более интенсивному износу и разрушению керна материала и это происходит тем интенсивней, чем больше амплитуда колебаний.

Из приведенного анализа следует важный вывод: с целью лучшего сохранения керна следует устранять действия, прежде

всего, поперечных колебаний или уменьшать их амплитуду и повышать частоту действия продольных колебаний, что возможно осуществлять подбором рациональных параметров режима бурения (повышение осевой нагрузки и частоты вращения) и устранением причин, вызывающих поперечные колебания. Как установлено практикой, устранение или уменьшение отрицательного действия вибраций колонны бурильных труб путем применения смазки или виброгасителей ведет к повышению качества и количества получаемого керна.

Интенсивность действия вибраций на керн существенно зависит от характера среды, в которой протекает процесс формирования керна, или качества очистного агента. Так, при бурении с продувкой скважины воздухом интенсивность действия поперечных колебаний существенно возрастает. В воздушной среде увеличивается степень действия разрушающих керн факторов: сила соударения кусочков керна, сила трения между ними и колонковой трубой, с чем связано более интенсивное дробление и истирание керна материала. Особенно интенсивно разрушаются и истираются прослойки или включения мягких образований (избирательное истирание); при этом они прижимаются друг к другу не только под действием собственного веса, но и силового напора очистного агента, циркулирующего в скважине. Кусочки керна оказываются и приобретают шарообразную форму.

*Влияние конструкции и параметров породоразрушающего инструмента на формирование керна.* На формирование и сохранность керна влияют конструктивные особенности коронки и их диаметр: геометрическая форма и параметры породоразрушающих элементов (твердосплавные резцы, алмазы, дробь, шарошки), расположение и выход резцов из тела коронки, внутренний диаметр коронки и др.

При этом внутренний диаметр породоразрушающего инструмента — наиболее существенный фактор, определяющий условия формирования керна. От этого параметра зависят: площадь сечения керна и его прочность, размер отдельных кусков при бурении по трещиноватым неоднородным породам и в итоге качество и выход керна. Совершенно очевидно, что с увеличением диаметра керна возрастают его прочность и стойкость против разрушения, как это видно из выражения:

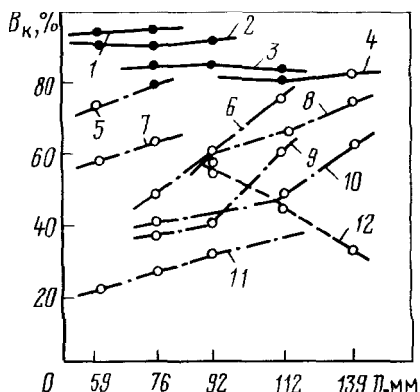
$$M = \pi D^3 \sigma_{ск} / 16, \quad (4.9)$$

где  $M$  — момент, необходимый для срыва керна, Н·м;  $D$  — диаметр керна, м;  $\sigma_{ск}$  — временное сопротивление породы скалыванию (срыву), МПа.

Однако при бурении по сильнотрещиноватым породам наблюдается обратная картина — с увеличением внутреннего диаметра коронки выход керна снижается. Это можно объяснить

Рис. 4.3. Зависимость выхода керна от диаметра породоразрушающего инструмента

1 — граниты X—XI категорий, 2 — окварцованные песчаники VIII—IX категорий, 3 — плотные аргиллиты VII—VIII категорий, 4 — алевролиты VII категории, 5, 6 — хрупкие трещиноватые пегматиты IX—X категорий, 7 — полосчатые руды, 8 — угли, 9—11 — породы осадочного комплекса, 12 — сильнотрещиноватые раздробленные породы VIII—IX категорий



тем, что при большом диаметре колонковая труба заполняется большим количеством кусков керна, которые при вращении снаряда интенсивно разрушаются, заклиниваются или уплотняются в нижней части трубы, а также попадают под торец коронки и разрушаются. Кроме того, в таких условиях наблюдаются усиленная вибрация бурового снаряда и рост амплитуды поперечных колебаний вследствие увеличения диаметра скважины из-за более интенсивной разработки ее стенок.

При малом диаметре коронки размеры отделяемых от массива кусков ближе к внутреннему диаметру бурового снаряда, вследствие чего интенсивность разрушения кернового материала заметно снижается. При этом существенно повышается механическая скорость бурения, с чем связано уменьшение времени воздействия отрицательных факторов на керна.

Действительно, исследования показывают, что на выход керна при бурении в породах с разными физическими свойствами диаметр породоразрушающего инструмента влияет неоднозначно. На рис. 4.3 приведены данные, подтверждающие этот вывод (по И. Б. Булнаеву). В породах однородного состава, плотных, вязких и достаточно прочных диаметр инструмента мало влияет на выход керна при бурении алмазными (кривые 1, 2) и твердосплавными (кривые 3, 4) коронками. Это объясняется достаточно высокой прочностью пород и малой величиной образующихся зазоров между буровым снарядом и стенками скважины.

При бурении в породах слоистых или сланцеватых, а также неоднородных по составу и прочности, слаботрещиноватых, с увеличением диаметра породоразрушающего инструмента выход керна существенно повышается (кривые 5—11).

В таких условиях большое значение для формирования керна имеет угол встречи оси снаряда с плоскостями делимости пород.

Процент выхода керна существенно повышается с увеличением диаметра инструмента и при бурении прочных, но хрупких пород (кривые 5,6) и тем более характеризующихся низкой механической прочностью и высокой хрупкостью (кривая 8). Только при бурении в сильнотрещиноватых, раздробленных породах выход керна с увеличением диаметра уменьшается (кривая 12). При бурении по сильнотрещиноватым породам также снижается величина углубки за рейс, причем в случае бурения в более мягких, трещиноватых, раздробленных или хрупких породах ниже VII категории по буримости углубка за рейс уменьшается незначительно с увеличением диаметра породоразрушающего инструмента, но существенно снижается выход керна.

Приведенный анализ позволяет сделать ряд практически важных выводов.

1. Уменьшение диаметра скважин при бурении прочных, монолитных, однородных по составу пород практически не приводит к снижению процента выхода керна.

2. При бурении прочных, но хрупких или неоднородных по составу, а также слоистых или рассланцованных пород для повышения качества и процента выхода керна диаметр породоразрушающего инструмента следует увеличивать.

3. При бурении прочных, однородных, но сильнотрещиноватых или раздробленных пород диаметр инструмента надо подбирать в соответствии с размером образующихся кусков, соблюдая соотношение  $F_T/F_K = 1+2$  ( $F_T$  — площадь поперечного сечения колонковой трубы;  $F_K$  — площадь сечения кусков керна).

*Влияние качества и технического состояния элементов бурового снаряда.* К числу этих факторов относятся такие, как равенность применяемых труб, соосность резьбовых соединений, отсутствие трещин, вмятин, шероховатость внутренней поверхности керноприемной трубы, погнутость труб и др. Они существенно влияют на условия формирования и степень сохранности керна.

С проявлением этих факторов связана сбалансированность бурового снаряда, следовательно, возникновение и интенсивность колебаний, вибраций, ударов, передаваемых на керна, сопротивление продвижению керна материала внутрь колонковой трубы и др. Таким образом, чем меньшим числом дефектов обладают элементы бурового снаряда, тем выше его качество и, следовательно, лучше условия формирования керна.

*Влияние способа удаления продуктов разрушения.* Этот фактор существенно и непосредственно влияет на формирование и сохранность керна. В практике сооружения геологоразведочных скважин с применением вращательного или ударно-вращательного способа бурения широко применяются гидравлический, пневматический, а также комбинированные способы удаления

Рис. 4.4. Схема движения потока очистного агента:

1 — коронка; 2 — куски керна; 3 — колонковая труба; 4 — буровая труба

продуктов разрушения. В качестве очистного агента используются промывочные жидкости или воздух (газ). При этом применяются две основные схемы циркуляции очистного агента: прямая и обратная.

В случае реализации прямой схемы циркуляции очистного агента движущийся вниз поток, обладающий силовым напором, воздействует на керна, прижимая куски друг к другу и к забою, с чем связано увеличение действия сил трения и истирания кернового материала (рис. 4.4, а). При этом струя очистного агента, поступающая из отверстия переходника и направленная в торец керна, разрушает малопрочный материал. Здесь проявляется гидромониторный эффект гидравлического потока. Кроме того, очистной агент воздействует и на боковую поверхность керна. Высокоскоростной поток промывочной жидкости при этом может размывать керна и уносить частицы кернового материала, с чем связано уменьшение его количества и ухудшение качества (в случае избирательного истирания материала).

Интенсивность действия потока очистного агента определяется параметрами бурового снаряда и режимом бурения, в частности, объемным расходом промывочной жидкости, от которого зависит скорость движения потока

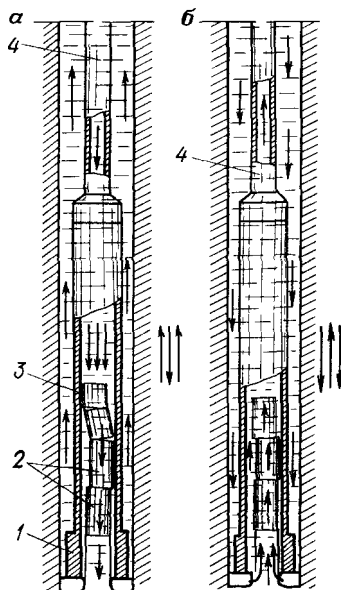
$$v_{\text{п}} = Q/S, \quad (4.10)$$

где  $Q$  — объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/мин;  $S$  — площадь поперечного сечения канала, по которому движется поток, м<sup>2</sup>.

Величина силы скоростного напора движущегося внутри колонковой трубы потока очистного агента определяется выражением:

$$P_{\text{сн}} = K_x S \gamma_a v_{\text{п}}^2 / 2g, \quad (4.11)$$

где  $K_x$  — коэффициент лобового сопротивления керна;  $S$  — площадь сечения керна, на которой возникает лобовое сопротивление в проекции на поперечное сечение его (миделево сечение);  $\gamma_a$  — плотность очистного агента, выносящего продукты разрушения;  $g$  — ускорение свободного падения.



Лобовое сопротивление зерна определяется двумя факторами: сопротивлением трения и сопротивлением формы, что зависит от конфигурации тела, угла атаки, шероховатости его поверхности и числа Рейнольдса  $Re'$ . Коэффициент лобового сопротивления тем больше, чем хуже обтекается тело и чем меньше  $Re'$ . С некоторого критического значения  $Re' = 10^5 \div 20^5$  коэффициент лобового сопротивления принимает примерно постоянное значение. Кроме того, этот коэффициент зависит от отношения длины обтекаемого тела  $l$  к его диаметру  $d$ .

Для цилиндра с плоским торцом, обтекаемого параллельно образующей, в зависимости от отношения  $l/d$  коэффициент лобового сопротивления может иметь следующие значения:

$l/d$ . . . . .	1	2	3	4	5	6	7
$K_x$ . . . . .	0,91	0,85	0,85	0,87	0,80	0,95	0,99

При конусной форме торца зерна с углом при вершине  $30^\circ$  или  $50^\circ$  коэффициент лобового сопротивления имеет значение соответственно 0,35 и 0,51, т. е. почти в 2—3 раза меньше.

При обратной схеме циркуляции восходящий поток очистного агента действует положительно, приподнимая (взвешивая) куски зерна, в связи с чем уменьшаются величина сил трения и разрушение зерна (рис. 4.4, б). При этом снижается вероятность заклинивания кусков зерна. Такая схема циркуляции позволяет выносить на поверхность не только продукты разрушения, но и кусочки зерна, в связи с чем снижается степень его разрушения в колонковой трубе.

*Влияние качества очистного агента.* Качество очистного агента характеризуется рядом свойств, определяющих среду, в которой формируется зерно. Основными свойствами очистных агентов, влияющими на формирование зерна, являются: удельный вес, вязкость, коркообразование, содержание песчаных (абразивных) частиц, фрикционные свойства, температура, химическая активность и др.

От удельного веса очистного агента  $\gamma_a$  зависят: гидростатическое давление столба жидкости

$$p_r = H\gamma_a \quad (4.12)$$

( $H$  — высота столба жидкости в скважине);  
 скоростной напор потока [см. формулу (4.11)];  
 величина силы, с которой куски зерна прижимаются друг к другу за счет собственного веса:

$$F = V(\gamma_n - \gamma_a), \quad (4.13)$$

где  $V$  — объем куска зерна;  $\gamma_n$ ,  $\gamma_a$  — удельный вес породы и очистного агента соответственно.

Таким образом, чем больше  $\gamma_a$ , тем большему давлению со стороны столба жидкости подвергается керн, но тем меньше сила прижатия куска, возникающая за счет его веса. Обычно с целью сохранения керна рекомендуется применять жидкости с небольшим удельным весом.

Вязкость промывочной жидкости определяет ее подвижность и характер течения. Жидкость, омывающая керн в колонковой трубе, обычно усиливает действие различных факторов, зависящих и от ее вязкости: скоростной напор, удельный вес, коркообразование и др.

Способность глинистых растворов образовывать тонкую корку на поверхности водопоглощающих пород играет положительную роль в формировании керна при бурении по малоустойчивым породам. Материал керна как бы глинизируется: зерна, слагающие породу, связываются (слипаются) с помощью глинистых частиц. Это способствует сохранению керна, чем и пользуются в практике колонкового бурения скважин. Глинистая корка при этом должна быть тонкой, плотной и достаточно прочной.

Содержание песчаных частиц (шлама) в промывочной жидкости определяет ее способность к абразивному (эрозионному) воздействию не только на элементы циркуляционной системы (трубы, насос, шланги и др.), но и на породу в стенках скважин и керн. Чем выше абразивное воздействие потока, тем интенсивнее протекает поверхностное разрушение керна, особенно имеющего включения мягких образований. Технологией бурения с промывкой предусматривается содержание песчаных частиц в промывочной жидкости не более 4—5%.

Фрикционные свойства очистного агента играют большую роль в процессах кернообразования, так как они определяют уровень сил трения керна о колонковую трубу и его кусков друг о друга. Снижение коэффициента трения безусловно улучшает условия формирования керна и его сохранность. Так, известно, что при бурении по трещиноватым породам с промывкой выход керна заметно выше, чем при бурении с продувкой сжатым воздухом за счет большей величины коэффициента сухого трения. Это должно учитываться при решении вопроса о переходе на бурение с продувкой сжатым воздухом.

При применении промывочных жидкостей с целью снижения коэффициента трения рекомендуется применять антифрикционные добавки (смазку). Это тем более полезно, что такие добавки снижают вибрации бурового снаряда, отрицательно влияющие на формирование керна.

Химическая активность очистного агента может проявляться в растворении пород или некоторых минералов. Обычная техническая вода, как известно, растворяет минеральные



Таблица 4.4

Характеристика пород	Выход керна в % при значениях зенитного угла, градус							
	15	15-25	25-35	35-45	45-55	55-65	70-80	90
Переменяющиеся по твердости, сланцеватые, V-VII категорий по буримости	61,3	67,4	64,3	59,7	54,6	33,4	—	—
Однородные по твердости, трещиноватые, VII-IX категорий по буримости	—	—	71,4	74,3	68,2	51,3	—	—
Сильнотрещиноватые осадочно-вулканогенные, VIII-IX категорий по буримости	53,3	51,8	—	—	—	36,7	24,8	13,8

соли или глинистые породы (несколько условно). Промывочная жидкость с добавлением соляной кислоты растворяет известковые образования и т. д. Об этом следует помнить и подбирать промывочную жидкость в соответствии с ее способностью растворять породу или полезное ископаемое.

Температура очистного агента имеет значение главным образом при бурении многолетнемерзлых пород. Действие положительной температуры приводит к растеплению породы, сцементированной льдом, и потере ею устойчивости. Керна в таких условиях легко разрушается и выносятся из колонкового снаряда циркулирующим потоком. Для предупреждения этого процесса очистной агент должен иметь температуру, близкую к температуре многолетнемерзлой породы, т. е. отрицательную.

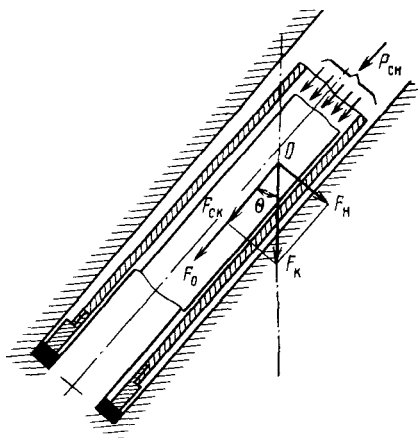
*Влияние угла наклона скважины.* Угол наклона скважины косвенно влияет на условия формирования керна, так как с этим параметром связано действие силы тяжести и оно заметно проявляется только при бурении пород, неоднородных по твердости и трещиноватости, раздробленных, сланцеватых или рассланцованных, для которых характерно наличие плоскостей делимости.

В табл. 4.4 приведены данные, характеризующие влияние зенитного угла  $\theta$  скважины на выход керна (по И. Б. Булнаеву).

Из анализа этих данных можно сделать вывод о том, что между выходом керна и зенитным углом скважины устанавливается закономерная связь: при  $\theta = 40-50^\circ$  выход керна мало изменяется, а при больших зенитных углах выход керна

Рис. 4.5 Схема действия сил, влияющих на формирование керна

заметно уменьшается. Объяснить это можно тем, что в наклонной скважине куски керна прижимаются под действием силы тяжести к лежащей стенке колонковой трубы и с тем большей силой, чем положе скважина (рис. 4.5). При этом растут силы трения кусков породы о колонковую трубу, вследствие чего они истираются как по боковой поверхности, так и по торцу, в особенности, если вращение



разных по весу кусков керна вместе с колонковой трубой происходит с различной скоростью.

Отделившийся кусок керна прижимается к другому с силой  $F_0$  и к стенке колонковой трубы с силой  $F_н$ , величины которых вычисляются соответственно из выражений:

$$F_0 = P_{сн} + F_{ок}, \quad (4.14)$$

$$F_н = F_к \sin \theta, \quad (4.15)$$

где  $P_{сн}$  — сила скоростного напора, возникающая при прямой промывке;  $F_{ок}$  — осевая составляющая силы  $F_к$ , создаваемой весом куска керна;  $\theta$  — зенитный угол скважины.

Величина силы скоростного напора  $P_{сн}$  определяется по ранее приведенной формуле (4.11). Сила  $F_{ок}$  вычисляется из выражения:

$$F_{ок} = F_к \cos \theta. \quad (4.16)$$

Сила, создаваемая весом куска керна, находится по формуле (4.13). Тогда

$$F_0 = \frac{K_x S \gamma_a v_n^2}{2g} + V_к (\gamma_n - \gamma_a) \cos \theta, \quad (4.17)$$

$$F_н = V_к (\gamma_n - \gamma_a) \cos \theta \sin \theta. \quad (4.18)$$

Отсюда видно, что величина сил, действующих на кусок керна, зависит от зенитного угла скважины: чем он больше, тем меньше сила  $F_0$ , действующая на торец керна, и тем больше сила  $F_н$ , прижимающая керна к стенке колонковой трубы. В связи с этим увеличивается вероятность вращения кусков керна вместе с колонковой трубой, так как сила трения  $T_т = f_1 F_0$  между кусками (на торцах) уменьшается, а между кусками и колонковой трубой (по боковой поверхности)

$T_6 = f_2 F_H$  увеличивается ( $f_1, f_2$  — коэффициенты трения). Однако частота вращения кусков разной длины, а следовательно, и разного веса друг относительно друга будет различной, так как величина момента трения о колонковую трубу зависит от их веса. Все это обуславливает трение скольжения кусков керна друг о друга по торцам и о стенки колонковой трубы, что и вызывает их истирание и разрушение.

Активное участие в этом процессе принимает и поток очистного агента при прямой схеме его циркуляции за счет скоростного напора потока, действующего на верхний торец керна. Сила  $P_{CH}$  способствует прижатию кусков керна друг к другу и их истиранию или заклиниванию.

Таким образом, если вращающий момент  $M_{TK}$ , создаваемый колонковым снарядом (в случае прижатия кусков керна к боковой поверхности трубы), окажется больше сил сопротивления кусков керна вращению, возникающих на их торцах  $M_{CT}$ , куски керна будут вращаться вместе со снарядом, но с разной скоростью (за счет проскальзывания), что приводит к интенсивному их износу по торцам. В противном случае куски керна не вращаются и износ будет происходить главным образом по боковой поверхности.

Условие, когда  $M_{TK} > M_{CT}$ , как показывают практические данные и теоретические исследования, наступает при значениях зенитного угла  $\theta > 50^\circ$ . Отсюда следует вывод, что при возрастании зенитного угла более  $45-50^\circ$  необходимо принимать меры, способствующие сохранению керна: уменьшать коэффициент трения, снижать скоростной напор потока очистного агента или применить двойной колонковый снаряд с невращающимися при бурении керноприемником. Уменьшать отрицательное действие скоростного напора можно, изменив направление движения потока.

*Влияние способа захвата и удержания керна в колонковом снаряде.* Срыв керна у забоя и надежное удержание его в снаряде при подъеме зависят как от состояния самой породы, так и от способа заклинивания, конструкции кернозахватывающего устройства и квалификации персонала. Этот процесс осуществляется в разных случаях по-разному: при бурении рыхлых и мягких пород — затиркой керна "всухую"; в более твердых — заклиниванием кусочками битого стекла, фарфора, очень твердой породы или чугуна, дробью и стержнями из мягкой проволоки или с помощью специальных кернорвательных устройств.

Следует отметить, что все широко применяемые в настоящее время способы заклинивания и удержания керна без полного перекрытия колонковой трубы практически не гарантируют положительного решения задачи. Подъем керна на поверхность в таких условиях зависит от многих причин,

устранить которые практически невозможно, что определяет совершенно случайный характер этой зависимости. Только разработка специальной конструкции кернорвательного устройства, срабатывание которого контролируется с поверхности и гарантирует удержание керна, позволит решать эту задачу с достаточной степенью надежности.

Срыв керна и удержание его в колонковом снаряде при бурении по мягким породам возможны только за счет силы трения керна о внутреннюю поверхность колонковой трубы и коронки. Такой способ реализуется при отсутствии зазора между керном, колонковой трубой и коронкой. Это достигается усиленной подачей бурового снаряда при пониженной частоте вращения без его расхаживания и с прекращением циркуляции промывочной жидкости, но только при бурении в рыхлых и мягких, достаточно пластичных породах. В хрупких породах скального типа такой метод не дает положительных результатов.

Срыв керна произойдет в том случае, когда сила сцепления между керном и снарядом превышает его прочность на скручивание при достаточной величине создаваемого снарядом крутящего момента:

$$F_c \geq \frac{\pi D_k^3}{16} \sigma_{ск} \leq M_{кр}, \quad (4.19)$$

где  $F_c$  — сила сцепления керна с буровым снарядом,  $D_k$  — диаметр керна;  $\sigma_{ск}$  — временное сопротивление породы скручиванию (скалыванию).

Следует отметить, что при таком способе срыва керна сила сцепления часто меньше сопротивления керна скручиванию.

Срыв керна может происходить при подъеме снаряда, когда силы сцепления превышают сопротивление керна в том же сечении на разрыв (этот вид деформации породы происходит с наименьшим усилием). Тогда срыв керна произойдет при условии, что

$$F_c \geq \frac{\pi D_k^2}{4} \sigma_p \leq F_n, \quad (4.20)$$

где  $\sigma_p$  — временное сопротивление породы на разрыв;  $F_n$  — усилие подъема снаряда.

Сила сцепления керна с буровым снарядом зависит от плотности, с которой керн входит в снаряд, от коэффициента трения, силы распора керна в снаряде и липкости породы. Хорошо затираются жирные липкие глины, трудно — рыхлые, сыпучие образования.

Удержание керна в снаряде во время подъема зависит также от ряда факторов: с одной стороны, от силы сцепления керна с буровым снарядом  $F_c$ , а с другой стороны, от силы, стремящейся вытолкнуть керн из снаряда  $F_v$ . Условие удержания керна в снаряде:  $F_c > F_v$ . Выталкивающая сила  $F_v$  при

подъеме снаряда складывается из суммы действующих на керн сил:

$$F_{\text{в}} = F_{\text{к}} + P_{\text{г}} + F_{\text{и}}, \quad (4.21)$$

где  $F_{\text{к}}$  — сила, создаваемая собственным весом керна;  $P_{\text{г}}$  — сила гидростатического давления столба жидкости;  $F_{\text{и}}$  — сила инерции керна.

Сила, создаваемая собственным весом керна с учетом потерь в жидкости, определяется выражением (4.13) или

$$F_{\text{к}} = 0,784 D_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} (\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{а}}), \quad (4.22)$$

где  $D_{\text{к}}$  — диаметр керна;  $l_{\text{к}}$  — длина поднимаемого керна;  $\gamma_{\text{п}}$  и  $\gamma_{\text{а}}$  — удельный вес соответственно породы и очистного агента, заполняющего скважину.

Сила гидростатического давления столба жидкости зависит от разности уровней в скважине и бурильных трубах, а также от удельного веса жидкости:

$$P_{\text{г}} = \gamma_1 L_1 - \gamma_2 L_2, \quad (4.23)$$

где  $L_1$  и  $L_2$  — высота столба жидкости соответственно в бурильных трубах и скважине;  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  — удельный вес жидкостей соответственно нагнетаемой в скважину и заполняющей ствол скважины (насыщенной шламом).

Учитывая, что разность удельных весов жидкостей обычно невелика, можно принять  $\gamma_1 \approx \gamma_2$ , тогда

$$P_{\text{г}} = \gamma_{\text{а}} (L_1 - L_2). \quad (4.24)$$

Сила инерции керна  $F_{\text{и}}$  возникает в момент начала подъема снаряда и зависит от ускорения его движения. Очевидно, с целью лучшего удержания керна в колонковом снаряде во время подъема необходимо создавать условия для образования максимальной силы сцепления и минимальной выталкивающей силы. Первое надо делать с учетом характера проходимых пород путем усиленной подачи снаряда перед его подъемом без промывки и при минимальной частоте вращения или вообще без вращения. Второе условие можно создавать за счет: уменьшения массы керна (его длины и диаметра); увеличения плотности очистного агента, заполняющего скважину; уменьшения разности уровней жидкости в скважине и буровом снаряде (колонне бурильных труб) путем применения сливных переходников; полной защиты керна от давления столба жидкости, заполняющей колонну труб, путем перекрытия канала в них шариком; уменьшения начальной скорости подъема снаряда при медленном плавном ее наборе.

Заклинивание керна скальных твердых пород происходит при заполнении зазора между керном и снарядом кусочками достаточно твердого материала (битое стекло, фарфор, чугун)

или дробью. Успех такого способа зависит от многих факторов, основными из которых являются: форма и величина зазора, монолитность столбика керна, размер и форма отдельных кусков, прочность срываемого керна на скручивание и степень однородности этого свойства по всему столбику, состояние скважины — количество шлама на забое, проходимость канала бурильных труб и зазора между снарядом и керном.

При формировании керна в виде монолитного столбика с увеличивающимся диаметром к основанию (например, при рейсовом способе питания скважины дробью) он достаточно легко заклинивается смесью крупной и мелкой дроби и надежно удерживается в колонковом снаряде. В случае образования большого зазора, значительно превышающего диаметр применяемой дроби, заклинивание может быть только при использовании крупных кусочков битого стекла, фарфора или другого материала. При бурении по очень трещиноватым породам или с ослабленной прочностью на отдельных участках, когда керн формируется в виде кусочков часто неправильной формы, заклинивание его очень осложняется. Иногда это возможно только с помощью стержней из мягкой проволоки (алюминия, меди) длиной 10—12 см и диаметром 3—5 мм. Таким стержнем захватывается сразу несколько кусков керна. Мелкие кусочки материала способствуют заклиниванию и удержанию керна в снаряде при подъеме.

Наличие в призабойной части скважины шлама в большом количестве очень усложняет заклинивание керна, так как прекращение или уменьшение подачи промывочной жидкости приводит к прихватам снаряда. Заклинивание при интенсивной промывке очень редко кончается успешно, поэтому на забое почти всегда остается часть керна, который разрушается при следующем рейсе или извлекается специальными устройствами (амброзы, пауки и др.). В остальном успех срыва и подъема керна зависит от тех же условий, что и в предыдущем случае.

Для срыва и удержания керна в колонковом снаряде создано много специальных устройств — кернорвателей, конструкции которых рассматриваются в соответствующем разделе книги.

*Влияние конструкции, компоновки и параметров бурового снаряда.* Эти факторы определяют условия проявления многих других, от действия которых зависит формирование керна. Применение обычных одинарных или простых колонковых снарядов не исключает действия других рассмотренных ранее факторов. Поступающий в колонковую трубу керн подвергается разнообразным механическим воздействиям: ударам, вибрациям, давлению под действием собственного веса и скоростного напора потока жидкости (воздуха), размывающему действию, трению кусков керна о снаряд и друг о друга и т. д.

Действие ударов, толчков и вибрации приводит к скалыванию керна и его измельчению (дроблению). Интенсивность, с которой происходит разрушение керна в снаряде, зависит от длины и диаметра снаряда, его жесткости, действия центробежных сил, веса бурового снаряда, угла его перекаса и угла наклона скважины. Часть этих факторов связана с параметрами бурового снаряда, а часть — с режимом бурения.

В одинарных колонковых снарядах, когда керн соприкасается с вращающейся колонковой трубой и оmyвается потоком промывочной жидкости, все рассмотренные выше факторы действуют очень активно. Сохранность керна в этом случае зависит в основном от свойств породы или полезного ископаемого и режима бурения. Поэтому получение кондиционного керна при бурении одинарными снарядами возможно только в породах, достаточно устойчивых, и при соблюдении мер, устраняющих или ослабляющих отрицательное действие рассмотренных факторов. К числу таких мер относятся: рациональная компоновка бурового снаряда и подбор его параметров (длина, диаметр), а также его качество. Для условий, в которых одинарные колонковые снаряды не дают положительных результатов, рекомендуется применять специальные снаряды: двойные, эжекторные, снаряды со съемными кернаприемниками, с гидротранспортом керна и др.

*Техническое состояние скважины.* Наличие на забое шлама, каверн и в целом аварийные условия работы существенно влияют на получение образцов пород или проб полезных ископаемых. С проявлением этих факторов связываются нарушения режимных параметров технологического процесса бурения скважин и условия действия отрицательных факторов на формирование и извлечение керна из скважины.

## **Влияние технологических факторов на формирование керна**

Действие технологических факторов связано со способом и параметрами режима бурения, продолжительностью чистого бурения и величиной углубки за рейс, состоянием скважины и др. Степень отрицательного действия технологических факторов, как и технических, определяется главным образом геологическими условиями и конструкцией буровых снарядов: чем сложнее геологические условия и несовершеннее конструкция снаряда, тем сильнее отрицательное действие этих факторов. Кроме того, степень разрушения керна будет тем больше, чем продолжительнее время действия этих факторов.

К числу технологических факторов, прежде всего, относится режим бурения, характеризующийся частотой вращения снаряда, осевой нагрузкой, частотой и силой ударов при ударно-вращательном способе, интенсивностью циркуляции очистного

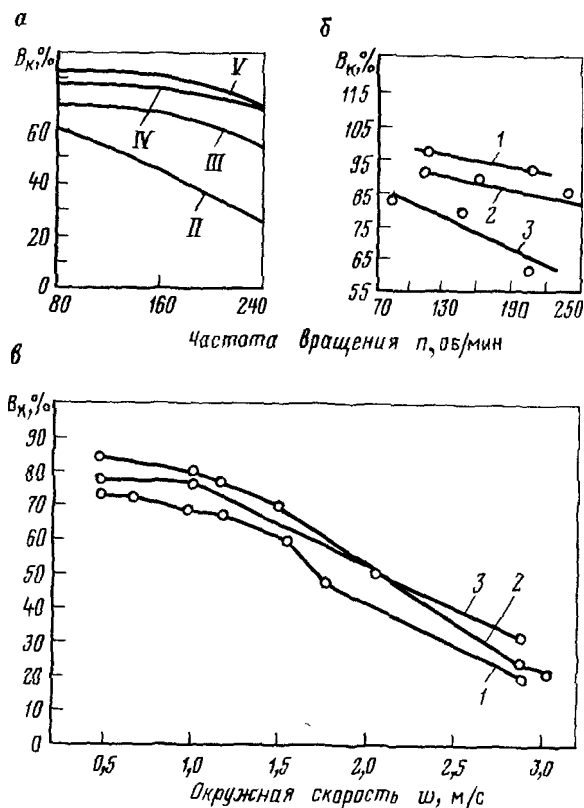


Рис. 4.6. Зависимость выхода керна от частоты вращения  $n$  или окружной скорости  $\omega$  снаряда:

а — бурение по породам V, IV, III и II категорий твердосплавными коронками (по А. П. Руденко); б — бурение алмазными коронками различного диаметра: 1, 2 — 59 мм; 3 — 46 мм (по В. Е. Копылову); в — бурение дробью (по П. М. Степанову) в породах: 1 — VIII категории, 2 — IX категории, 3 — X категории

агента. Кроме того, к этой группе факторов относится технология подъема колонкового снаряда из скважины.

**Влияние частоты вращения колонкового снаряда.** С увеличением частоты вращения повышается интенсивность вибрации бурового снаряда, т. е. возрастают сила и частота толчков или ударов. Вследствие этого керн чаще ломается; а попадая в керноприемник, разрушается. Тем интенсивней это происходит, чем менее устойчива порода или полезное ископаемое, чем менее совершенны технические средства и чем больше времени воздействуют на керн отрицательные факторы технического характера.

Увеличение частоты вращения должно сказываться неблагоприятно на сохранность керна, но это приводит, как правило,



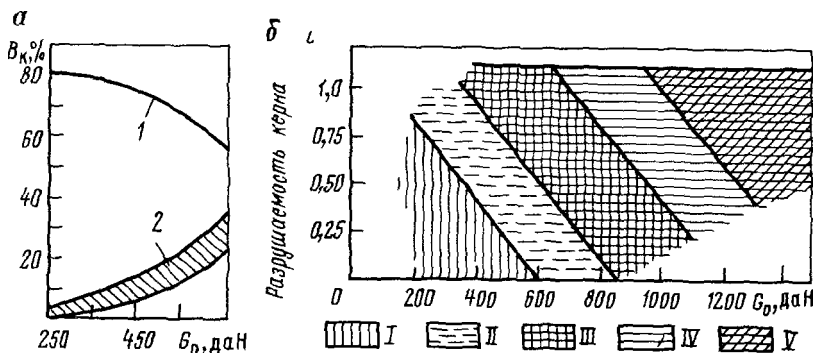


Рис. 4.7. Зависимость выхода керна  $B_k$  и степени его разрушенности от осевой нагрузки  $G_0$  при бурении по углю:

1 — выход керна; 2 — разрушенность керна; угли: I — блестящие, II — полублестящие, III — полуматовые, IV — матовые, V — алевролиты

к повышению механической скорости бурения, вследствие чего уменьшается время воздействия отрицательных факторов на керн и сохранность его должна быть лучше. Поэтому, очевидно, сведения о влиянии этого параметра не всегда однозначны. В общем случае увеличение частоты вращения при бурении обычным снарядом приводит к снижению процента выхода керна, как это видно на рис. 4.6.

**Влияние осевой нагрузки.** Осевая нагрузка влияет на выход керна также двояко. С одной стороны, ее увеличение приводит к повышению механической скорости бурения, что должно сказываться положительно на формировании керна. С другой стороны, рост осевой нагрузки приводит к усилению действия поперечных колебаний и искривлению бурового снаряда, что отрицательно влияет на сохранность керна. Кроме того, при большом выходе резцов и неблагоприятной конструкции коронки увеличение осевой нагрузки ведет к росту масштабов разрушения породы или полезного ископаемого, что в слоистых и трещиноватых породах приводит к отрыву керна от массива и его истиранию.

Исследования С. С. Сулакшина показывают, что при бурении по углю коронкой с прямоугольными резцами, выступающими из торца на 3 мм, с повышением осевой нагрузки от 250 до 650 даН выход керна падает с 80 до 55%, а разрушенность керна возрастает до 25–35% (рис. 4.7, а).

Исследования Н. П. Гречишников и Чжан-Юй-Шуаня показывают, что при увеличении осевой нагрузки керн различных литотипов углей разрушается по-разному, но сохранность углей всех типов уменьшается в значительной степени (рис. 4.7, б). С увеличением прочности угля влияние этого

фактора становится меньше. При бурении по алевролитам разрушаемость керна практически остается одинаковой с ростом осевой нагрузки с 900 до 1400 даН.

Очевидно, характер влияния осевой нагрузки на формирование керна зависит в основном от геолого-структурных особенностей породы и масштабов разрушения (толщины снимаемого слоя при резании). Когда резец снимает стружку толщиной много меньше, чем размеры структурных элементов породы, уменьшается возможность скалывания крупных кусков. По мере приближения толщины снимаемой стружки к размерам структурных элементов сопротивляемость отдельных участков слоя уменьшается, разрушение идет все с большей реализацией природной трещиноватости, слоистости, отдельности и иных ослаблений сплошной среды. Отрываемые от массива куски могут иметь размеры больше ширины резца (забоя) и будучи не обработанными начинают вращаться вместе с коронкой или перекашиваться по забою. Это приводит к уменьшению диаметра керна, его подклиниванию и разрушению, а следовательно, к снижению процента выхода.

Поэтому для получения ненарушенного керна обычно в таких условиях снижают осевую нагрузку на забой, в особенности при большом выходе резцов, но этим не всегда достигается желаемая цель. Сохранение керна в этом случае можно достичь приданием рациональной геометрической формы торцовой части коронки и уменьшением выхода резцов из тела короночного кольца. Исследованиями установлено, что при бурении по углю лучшая сохранность керна достигается при работе коронкой с конусной формой торца и рациональным выходом резцов при оптимальной осевой нагрузке.

*Влияние динамических нагрузок.* Применение ударно-вращательного способа бурения скважин показало, что наложение динамических (ударных) нагрузок ведет к существенному разрушению керна. В этом случае хорошо реализуются ослабленные зоны, происходит разделение керна на "лепешки" по плоскостям делимости. Но при этом также отмечается уменьшение случаев подклинки керна и увеличение углубки за рейс.

*Влияние интенсивности циркуляции промывочной жидкости.* При вращательном бурении с гидравлическим способом удаления продуктов разрушения жидкость, омывающая керн, может существенно влиять на его разрушаемость. Поток промывочной жидкости может вызвать: размывание керна, размокание его и уменьшение сил связи между зернами или частицами, слагающими породу, набухание (увеличение объема) керна, растворение керна или его части, растепление керна при бурении в многолетнемерзлых породах, прижатие друг к другу и расклинивание кусочков или уплотнение рыхлого керна в колонковой трубе. Кроме того, жидкость может

выдавливать керн из колонкового снаряда при его подъеме из скважины.

Керн может размываться с верхнего конца (торца) гидромониторной струей или по боковой поверхности. Этот процесс зависит от интенсивности движения потока, направления его движения, конструктивных особенностей колонкового снаряда и свойств породы. Исследованиями влияния этого фактора при бурении по углю было установлено, что процент выхода керна снижается с увеличением скорости потока жидкости, омывающей керн. Интенсивность размывания керна увеличивается при наличии трещин (слоистости), при нарушенности керна, полученной от механического воздействия колонкового снаряда в процессе бурения. И тем в большей степени происходит разрушение, чем продолжительнее действует этот фактор.

Исходя из этих данных, можно предположить, что разрушение керна струей промывочной жидкости будет зависеть от свойств пород, скорости движения струи и ее формы, качества жидкости и времени воздействия потока на керн. С целью выяснения влияния некоторых из этих факторов на выход угольного керна в условиях Кузбасса были проведены специальные исследования, которые показали, что с ростом скорости потока с 1,9 до 8,6 м/с выход керна уменьшился с 95 до 60%. При использовании снарядов и коронок, защищающих полностью керн от воздействия потока жидкости, выход керна в подобных условиях практически не меняется.

Таким образом, выход керна является функцией переменных:

$$B_k = f(v_n, t),$$

где  $v_n$  — скорость движения потока жидкости;  $t$  — время воздействия потока на керн.

Увеличить процент выхода керна можно путем осуществления следующих мероприятий: снижением скорости движения жидкости в зазорах между коронкой и керном за счет увеличения площади их сечений или уменьшением расхода; уменьшением времени воздействия потока на керн (сокращением времени чистого бурения за рейс); изменением направления движения потока; изоляцией керна от потока жидкости.

Однако снижение скорости потока не всегда возможно в связи с выполнением промывочной жидкостью других функций. С уменьшением времени воздействия потока жидкости на керн связано снижение продолжительности рейса, а это при небольшой механической скорости бурения и большой глубине скважин приводит к падению производительности труда. С целью изоляции керна от потока наиболее рационально применять специальные колонковые снаряды, имеющие вторую колонковую трубу, т. е. двойные колонковые снаряды. Изменение направления движения потока достигается при осуществлении обратной схемы промывки.

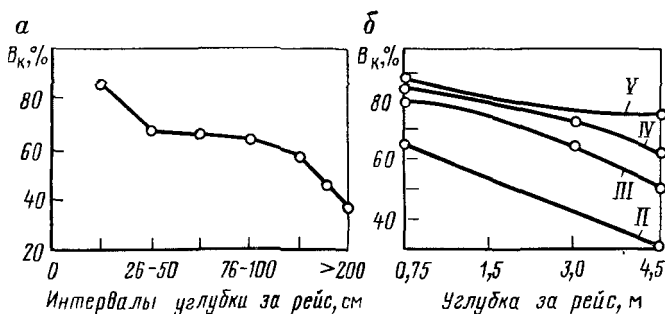


Рис. 4.8. Зависимость выхода керна от углубки за рейс:

а — по данным М. А. Шибакова, б — по данным А. П. Руденко, II—V — категории пород по буримости

**Расхаживание снаряда.** В некоторых случаях это является неотъемлемой частью технологического процесса, в частности при бурении дробью или с местной (призавойной) циркуляцией жидкости (снарядом с шариком), и приводит в определенных условиях к разрушению керна, например, при бурении по трещиноватым, разрушенным или слабоустойчивым породам или полезным ископаемым. Во время подъема снаряда над забоем из колонковой трубы выпадают обломки пород (керна), которые попадают на забой под торец коронки и измельчаются, что приводит к снижению процента выхода керна. Следовательно, с целью сохранения керна в таких случаях необходимо исключить по мере возможности расхаживание снаряда.

**Продолжительность времени чистого бурения и величина углубки за рейс.** Эти факторы определяют не только выход и качество керна, но и производительность труда при бурении геологоразведочных скважин. Поэтому величина углубки за рейс устанавливается, прежде всего, при определении норм выработки. Но при плохом выходе керна величина углубки уменьшается в 2—3 раза, с чем связана затрата дополнительного времени на спуско-подъемные операции.

Следует отметить, что на выход керна влияет не столько величина углубки за рейс, сколько время чистого бурения за рейс. Действительно, при бурении по твердым породам в неблагоприятных условиях (на пониженных режимах) углубка за рейс может быть небольшой, но и выход керна оказывается также незначительным. Это может быть связано с тем, что на углубку скважины в небольшом интервале затрачивается много времени, в течение которого керн в колонковой трубе разрушается под действием многочисленных факторов.

Влияние величины углубки за рейс на выход керна отмечалось давно. Так, М. А. Шибakov приводит некоторые данные, наглядно характеризующие эту зависимость (рис. 4.8).

Как видно из рис. 4.8, а, увеличение углубки ведет к заметному снижению процента выхода керна. На основании этого для месторождения Коунрад рекомендовалась углубка за рейс в пределах 0,5—1,0 м, что обеспечивало выход керна 60—65%.

Некоторые исследователи отмечали другую особенность, заключающуюся в том, что при любой углубке за рейс, например, по хрупким углям от 0,5 до 2 м, выход керна не превышал 0,15—0,20 м. Это связывалось с тем, что при углубке более чем на 0,2 м керн почти полностью разрушается. Исследования, проведенные А. П. Руденко по материалам сотрудников ВИТР, полученным при бурении одинарными снарядами по уголю в Карагандинском бассейне и на Кустанайском железорудном месторождении, подтверждают отмеченную ранее зависимость (рис. 4.8, б).

Для пород более высоких категорий при бурении твердосплавными коронками выход керна более стабилен. Это подтверждается данными П. В. Полежаева и других исследователей.

Приведенные данные и их анализ показывают, что в ряде случаев выход керна существенно зависит от величины углубки за рейс или времени чистого бурения. При бурении одинарными снарядами увеличение углубки приводит, как правило, к снижению процента выхода керна. Сокращение рейса с целью увеличения выхода керна ведет к снижению производительности труда и удорожанию работ. Поэтому вопрос рациональной углубки за рейс должен решаться на основании конкретных данных, полученных при наиболее оптимальных условиях.

Задача поисков средств, позволяющих получать необходимое количество керна при достаточно рациональной величине углубки, может успешно решаться при использовании режимов бурения, дающих максимальную скорость бурения, и буровых снарядов рациональной конструкции.

При применении специальных колонковых снарядов влияние величины углубки на выход керна сказывается в значительно меньшей степени. Это подтверждается исследованиями при бурении по угольным пластам на ряде месторождений Кузбасса. Бурение осуществлялось двойными колонковыми снарядами в угольных пластах различного строения и состава. Как видно из графика (рис. 4.9), процент выхода керна с увеличением углубки за рейс до 1,3 м практически изменяется очень мало. В интервале углубки 1,4—2 м выход керна несколько снижается, но достаточно высок. Наряду с этим увеличивается процент перемятого, раздробленного керна с явно нарушенной структурой. Это связано с недостатками конструкции снаряда.

*Технология подъема колонкового снаряда из скважины.* Как уже отмечалось ранее, во время подъема обычных колонковых

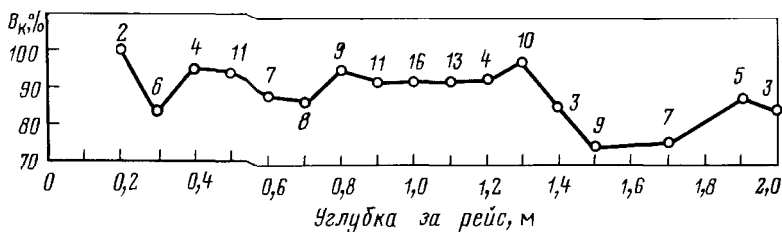


Рис. 4.9. Зависимость выхода керна при бурении по углю от углубки за рейс: 2, 6, 4 и т. д. — число рейсов

снарядов керна может быть потерян вследствие действия силы инерции, возникающей в начальный момент подъема и при опускании снаряда на подкладную вилку перед развинчиванием бурильных труб, т. е. в момент резкой остановки снаряда, движущегося вниз. Для уменьшения влияния этих факторов рекомендуется начинать подъем и опускать снаряд на вилку очень плавно, без рывков и толчков. Кроме того, рекомендуется под вилкой монтировать амортизирующие устройства, что при использовании штандартных механизмов сделать практически невозможно. Поэтому основное средство уменьшения действия данного фактора — рациональное ведение подъемных операций.

### Влияние факторов организационного характера на получение качественного керна

К числу факторов данной группы относятся: наличие проектного разреза и степень его достоверности; наличие контрольно-измерительной аппаратуры и надежность ее работы; наличие рациональных средств для отбора керна и их техническое состояние; квалификация персонала; контроль за выполнением основных требований и рекомендаций по отбору керна.

Эффективность отбора керна зависит от подготовленности буровой бригады к этому процессу, от своевременного определения момента встѣчи опробываемого интервала. В настоящее время этот вопрос решается главным образом по геологическим признакам и показаниям контрольно-измерительных приборов, поэтому наличие на буровой проектного разреза и контрольно-измерительных приборов, регистрирующих некоторые параметры процесса бурения, играет важную роль. Чем точнее составлен проектный разрез, тем успешнее решается задача отбора качественного керна. Наличие контрольно-измерительной аппаратуры позволяет вести процесс бурения на рекомендуемых для данных условий оптимальных режимах, что обеспечивает благоприятные условия формирования керна.

Другим моментом, определяющим успешное решение вопроса, является наличие на буровой рациональных средств для отбора качественных проб полезных ископаемых. Однако нередко случаи, когда на буровой вообще отсутствуют такие средства или, наоборот, имеется несколько различных конструкций, а используется снаряд, не удовлетворяющий условиям бурения. Наконец, имеющиеся на буровых специальные снаряды часто находятся в плохом техническом состоянии. Все это отрицательно сказывается на качестве работ.

#### **4.3. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ПОЛУЧЕНИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ИЛИ ПРОБ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

Образцы пород или проб полезных ископаемых можно получить либо в процессе бурения скважин, либо после бурения — из стенок скважины (табл. 4.5). При этом в процессе бурения с помощью колонковых снарядов получают керновый материал или шлам. После бурения скважины также может быть получен керн или продукт разрушения пород, но из стенок скважины в требуемом интервале. К этому способу прибегают либо в случае плохого выхода керна в процессе углубки скважины, либо при бескерновом бурении.

Образцы пород или проб полезных ископаемых отбирают с помощью разнообразных технических средств по той или иной технологической схеме.

По I технологической схеме керновый материал получают в процессе бурения скважин с помощью колонковых снарядов с удалением продуктов разрушения очистным агентом, схема циркуляции которого может быть полной (прямой или обратной), местной (призабойной) или комбинированной, что и определяет конструкцию колонковых снарядов. По этому признаку выделяется три группы снарядов, включающих много типов.

По II технологической схеме керн и шламовый материал можно получить при бурении скважин с механическим способом удаления продуктов разрушения специальными буровыми снарядами.

III технологической схемой предусматривается отбор проб в виде шлама (продуктов разрушения) в процессе углубки скважины. К этой схеме прибегают при плохом выходе керна и его низкой представительности. В этом случае используют шламоулавливающие устройства, которые делятся на две группы. К первой относятся средства для улавливания шлама у забоя, а ко второй — средства для улавливания шлама на поверхности.

Наконец, IV технологическая схема заключается в отборе керна или продуктов разрушения из стенок скважин после их бурения с помощью боковых пробоотборников режущего, режуще-скалывающего или ударно-забивного действия.

Таблица 4.5

Классификация технологических схем и средств получения образцов пород или проб полезных ископаемых при вращательном и ударно-вращательном способах бурения скважин (по С. С. Сулакшину)

Технологическая схема		Средства получения образцов пород или проб полезных ископаемых	
Получение образцов пород или проб полезных ископаемых в процессе бурения скважин	I. Получение керна при бурении скважин с удалением продуктов разрушения очистными агентами	Колонковые снаряды	Колонковые снаряды, работающие с полной циркуляцией очистного агента. Колонковые снаряды, работающие с местной циркуляцией очистного агента. Колонковые снаряды, работающие с комбинированной циркуляцией жидкости
	II. Получение керна или шламового материала при бурении скважин с механическим способом удаления продуктов разрушения	Специальные буровые снаряды	Шнекоколонковые снаряды. Буровые ложки и эмесвики. Стаканы (грунтоносы). Желонки
	III. Получение шламового материала в процессе бурения скважин с удалением продуктов разрушения очистными агентами	Шламоулавливающие устройства	Средства для улавливания шлама у забоя. Средства для улавливания шлама на поверхности
Получение образцов пород или проб полезных ископаемых после бурения скважин	IV. Получение керна или шламового материала из стенок	Боковые керно- или пробоборники	Боковые керно- или пробоборники режущего действия. Боковые пробоборники режуще-скалывающего действия. Боковые кернооборники ударно-забивного действия

В практике бурения геологоразведочных скважин наибольшее распространение получила I технологическая схема, реализуемая в основном с помощью колонковых снарядов (табл. 4.6). В случае нормальных геолого-технических условий широко используются одинарные колонковые снаряды (ОКС), а в более сложных — двойные колонковые снаряды (ДКС) двух типов:



Таблица 4.6

**Классификация технических средств получения образцов пород или проб полезных ископаемых при колонковом бурении геологоразведочных скважин (по С. С. Сулакшину)**

Класс	Средства получения образцов пород или полезных ископаемых		Снаряды или устройства для получения образцов пород или полезных ископаемых	
I	Средства получения керна или шлама в процессе бурения скважины	Одинарные (ОКС) или двойные (ДКС) колонковые снаряды	Колонковые снаряды, работающие с полной схемой циркуляции очистного агента (КС-ПЦ)	Одинарные колонковые снаряды для получения керна твердых пород или полезных ископаемых. Двойные колонковые снаряды с кернаприемником для получения керна легко разрушаемых пород или полезных ископаемых (ДКС-Кп). Одинарные или двойные колонковые снаряды для получения керна и проб газа (ДКС-КпГн)
			Колонковые снаряды, работающие с местной циркуляцией очистного агента (КС-МЦ)	Колонковые снаряды для безнасосного бурения (с шаровым клапаном). Колонковые снаряды с погружным насосом (поршнем), приводимым в действие механическим способом. Колонковые снаряды, работающие с местной циркуляцией жидкости, создаваемой эрлифтом (КС-МЦ-Эр). Колонковые снаряды, работающие с изменяющимся направлением циркуляции жидкости
			Колонковые снаряды, работающие с комбинированной схемой циркуляции очистного агента (КС-КЦ)	Колонковые снаряды с погружным насосом, приводимым в действие гидродвигателем (ОКС-КЦ-ПнГ). Колонковые снаряды с погружным насосом эжекторного действия (ОКС-КЦ-Эж, ДКС-КЦ-Эж)
	Средства для улавливания шлама	Средства для улавливания шлама в призабойной части (СУШ-З)	Снаряды для улавливания шлама в призабойной части (СУШ-З)	Шламоулавливающие трубы (снаряды) открытого типа. Шламоулавливающие трубы закрытого типа

Продолжение табл. 4.6

Класс	Средства получения образцов пород или полезных ископаемых		Снаряды или устройства для получения образцов пород или полезных ископаемых	
	Средства получения керна или шлама в процессе бурения скважины	Средства для улавливания шлама	Средства для улавливания шлама на поверхности (СУШ-П)	Шламоулавливающие желоба и отстойники. Шламоулавливающие устройства циклонного или фильтрующего типа
I	Средства для получения образцов пород после бурения	Боковые керно- или проб-отборники	Боковые керно- или проб-отборники режущего действия (БКРД, БПРД)	Боковые керноотборники сверлящего типа (БКС). Боковые керноотборники задавливающего типа (БКЗ). Боковые проб-отборники режущего действия дискового типа (БПД). Боковые проб-отборники фрезерующего типа (БПФ). Боковые проб-отборники скребкового типа (БПСк)
			Боковые проб-отборники режуще-скалывающего действия (БПРСД)	Боковые проб-отборники виброударного типа (БПВ)
			Боковые керно-отборники ударного действия (БКУД)	Боковые керноотборники стреляющего типа (БКСт)

для получения керна легкоразрушаемых пород или проб твердых полезных ископаемых (ДКС-К) и для получения проб твердых и газообразных полезных ископаемых (ДКС-КГ). Колонковые снаряды второй и третьей групп первого класса используются реже и только в сложных геолого-технических условиях. Еще более редко прибегают к получению образцов пород или проб полезных ископаемых с помощью боковых керно- или проб-отборников и улавливанию шлама. Это делается главным образом при бескерновом бурении скважин.

Таким образом, при бурении геологоразведочных скважин основное техническое средство отбора проб или образцов пород — колонковые снаряды, конструкция которых должна соответствовать условиям работы, зависящим в первую очередь от свойств перестраиваемых полезных ископаемых или пород и характера действия

**Таблица 4.7**  
**Классификация пород и полезных ископаемых по трудности получения образцов**  
**(по С. С. Сулакшину)**

Группа пород или полезных ископаемых	Характеристика основных свойств пород, определяющих условия получения образцов	Поведение пород при бурении и извлечении образцов (керна)	Типичные представители пород
<b>I. Породы или полезные ископаемые весьма неустойчивые</b>	Породы или полезные ископаемые, практически не имеющие связи между зернами, с высокой прочностью отдельных частиц различного гранулометрического состава: сыпучие и плавучие	При бурении происходит перемещение частиц по типу сыпучих тел. Мелкие зерна легко выносятся из колонковой трубы промывочной жидкостью. Рыхлая масса может в колонковой трубе сильно уплотняться с образованием пробки. Крупные частицы (обломки) разрушаются и окатываются	Рыхлые несвязные осадочные породы (главным образом продукты физического выветривания): песок, галечник, щебень и др. Сильно перемятые, раздробленные или тонкодисперсные, насыщенные водой
<b>II. Породы или полезные ископаемые слабоустойчивые</b>	Породы или полезные ископаемые с не очень прочной связью, неоднородные по твердости, сбрекчированные, со слабым цементом, хрупкие, затронутые выветриванием, расланцованные или разбитые системой трещин, с прожилками невысокой твердости и т. д.	Легко разрушаются при воздействии всех механических факторов, подвергаются избирательному истиранию. Избирательное истирание увеличивается при бурении с продувкой (сухое трение). В ряде случаев размываются промывочной жидкостью. При бурении с неинтенсивным охлаждением керн прижигается. При извлечении из колонкового снаряда керн легко разрушается	Слабо сцементированные брекчии и конгломераты, угли, слоистые породы с перемежающейся твердостью, пронизанные мягкими прожилками и т. п. Сильно трещиноватые скальные породы (разбитые сложной системой пересекающихся трещин)
<b>III. Породы или полезные ископаемые с изменяющейся устойчивостью</b>	Породы или полезные ископаемые со сложной связью, преимущественно водно-коллоидной или образованной льдом, исчезающей при взаимодействии с водой или при нагревании. Обычно плотные, невысокой прочности, часто влажные. Иногда вязкие, липкие, сильно пористые	Размываются или растворяются промывочной жидкостью, растекаются при повышении температуры. Некоторые разновидности при увлажнении разбухают, резко увеличивая объем. Мерзлые рыхлые породы, оттаивая при действии тепла, теряют устойчивость	Осадочные породы (преимущественно продукты химического выветривания или химические осадки): глины, суглинки, глинистые породы, каменная соль, мел и аргиллиты. Скальные сильнотрещиноватые породы (содержащие отдельные включения льда в виде прожилков линз и гнезд) и рыхлые пористые породы, в порах или в контактах между частицами которых находится лед (мерзлые породы)
<b>IV. Породы или полезные ископаемые весьма устойчивые</b>	Породы или полезные ископаемые с жесткой преимущественно кристаллизационной связью между зернами, спаянные и сцементированные, достаточно прочные, монолитные или слаботрещиноватые, не выветрелые	При бурении на рациональных режимах практически всегда дают повышенный выход керна (до 100 %)	Скальные и полускальные породы: изверженные, осадочные (плотные известняки, сланцы) и метаморфические (гнейсы, кварциты, мрамор, кристаллические сланцы и др.)

основных факторов на керн. В более сложных условиях используются средства для получения продуктов разрушения (шлама) или боковые керноотборники.

При выборе того или иного способа и средства получения образцов пород или проб полезных ископаемых руководствуются, прежде всего, геологическими условиями и поведением породы или полезного ископаемого при бурении. В этой связи все

породы и полезные ископаемые делятся на ряд групп по сложности получения керна или пробы. При этом обычно выделяются:

породы и полезные ископаемые, легко разрушающиеся под действием промывочной жидкости, легко размываемые, растворимые или растепаемые;

породы и полезные ископаемые, разрушающиеся не только промывочной жидкостью, но и под действием механических

факторов, возникающих за счет колебаний и вибраций снаряда, сил трения (сильнотрещиноватые, слоистые породы с перемежающейся твердостью, слабосцементированные породы и др.); породы и полезные ископаемые, керн которых практически не разрушается при нормальном процессе бурения.

В табл. 4.7 приведена одна из возможных классификаций пород и полезных ископаемых по трудности получения керна или проб.

#### 4.4. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Основная задача разведки месторождений — определение количества, качества и условий залегания полезного ископаемого. Количество полезного ископаемого оценивается в конечном счете размерами и формой залежи, а условия залегания характеризуются в основном элементами залегания самого тела или минерализованных (рудных) участков и зон, а также характером вмещающих пород и контактов залежи с ними. В связи с этим необходимо пересекать залежи скважинами в определенных местах как по падению (разведка на глубину), так и по простиранию (разведка по площади) с целью определения границ залежей, их формы и положения в пространстве.

При размещении проектных скважин на разрезах обычно рекомендуется пересекать залежь скважиной с висячего бока по линии, близкой к нормальной мощности, получая угол встречи оси скважины с поверхностью залежи, примерно равный прямому (практически  $50-60^\circ$ ), а также иметь выдержанные на глубине расстояния между скважинами. Вследствие искривления скважины не всегда пересекают залежи на одинаковом расстоянии друг от друга, несмотря на то, что на поверхности устья их располагаются строго по заданной сетке. Это приводит к необходимости сооружения дополнительных скважин. И чем сложнее геолого-структурные условия, чем меньше прибегают к методам направленного бурения, тем больше в связи с этим будет затрочено средств на единицу разведанных запасов полезного ископаемого.

Таким образом, отклонение скважин от заданного направления приводит к снижению качества геологоразведочных работ и увеличению их стоимости, так как при сильно отклонившихся от проектного направления скважинах трудно решить поставленные задачи, а на их исправление затрачивается много средств. Особенно часто это происходит при разведке месторождений со сложными структурно-геологическими условиями, разбуриваемых по густой разведочной сетке на большой глубине. Если в таких условиях не применять средства направленного бурения, непроизводительные затраты могут достигнуть очень больших величин. Поэтому приостанавливается разведка некоторых месторождений и убытки в таких случаях огромны.

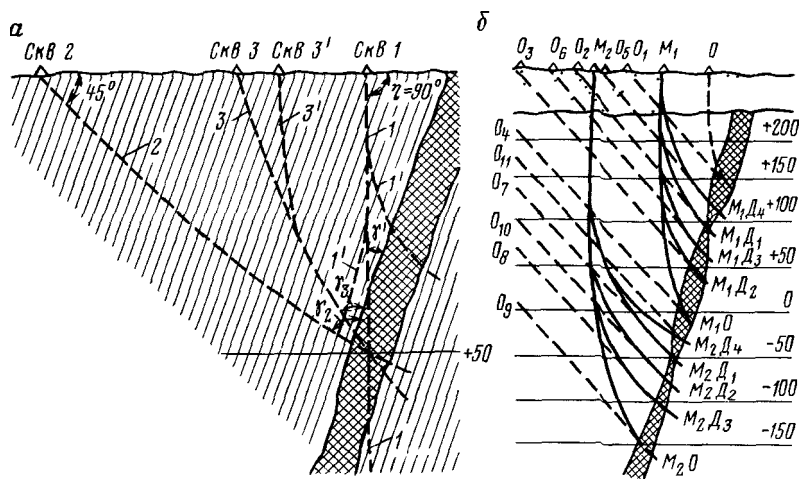


Рис 4.10 Схемы пересечения рудной залежи одно- и многоствольными скважинами при направленном бурении

1 2 3 3' — варианты расположения скважин 1 1' — возможные отклонения ствола скважины,  $O-O_{11}$  — одноствольные скважины  $M_1 M_2$  — многоствольные скважины  $M_1 O M_2 O$  — основные стволы многоствольных скважин  $M_1 D_1-M_1 D_4 M_2 D_1-M_2 D_4$  — дополнительные стволы многоствольных скважин

Причинами такого положения могут явиться проектирование и заложение скважин в направлении, несовпадающем с их естественным искривлением, и без учета степени последнего; несовпадение предполагаемых и фактических структурно-геологических условий; отсутствие или недостоверность данных о закономерностях и интенсивности искривления скважин в конкретных условиях; неточное проложение направления скважины на местности; неправильная установка станка и вращателя; нарушение основных правил забуривания и оборудования устья скважины; отсутствие систематического контроля за искривлением скважин и неиспользование средств регулирования искривления, а также другие причины, вызывающие отклонения скважин.

Для того чтобы привести забой скважины в заданную точку по наиболее рациональному профилю, практически всегда необходимо прибегать к определенным средствам либо борясь с нежелательным искривлением, либо усиливая его искусственно. Так осуществляется планомерное управление направлением скважины, при котором ось ее все время должна совпадать с проектным направлением, а забой должен приводиться в намеченную проектом точку. Такой процесс получил название направленного бурения скважин (рис. 4.10, а).

Кроме того, при направленном бурении можно прибегать к разведке залежей полезных ископаемых с помощью многоствольных скважин (рис 4.10, б), что дает большую экономию средств

и времени за счет сокращения объема бурения скважин (в данном случае несколько сот метров), уменьшения перевозок буровой вышки, сокращения монтажных, демонтажных и вспомогательных работ и применения буровой установки для бурения вертикальных скважин вместо установки для бурения наклонных и т. д.

Учитывая значительное разнообразие условий залегания полезных ископаемых, можно представить себе довольно большое количество схем разведки с помощью скважин при направленном бурении. Это вопрос, естественно, тесно связан с методикой разведки. Новая методика разведки месторождений полезных ископаемых требует разработки и обоснования типовых профилей скважин с учетом возможностей их направленного бурения. Решить этот вопрос можно, только зная закономерности искривления скважин и учитывая требования методики разведки, а также технические и технологические возможности и экономическую целесообразность применения той или иной схемы [13].

## Глава 5

### **ОБЪЕКТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

#### **5.1. ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ИХ ФАКТОРЫ**

Порода на забое скважины при механических способах бурения разрушается за счет действия сил, вызывающих деформацию определенного вида: смятие, раздавливание, уплотнение, резание, скалывание, дробление и т. д. Естественно, что при этом порода оказывает сопротивление и тем в большей степени, чем она прочнее, чем менее совершенны способ воздействия на нее и конструкция породоразрушающего инструмента, чем неблагоприятнее условия внедрения его рабочих элементов.

Управляемыми в этом процессе являются главным образом способ воздействия, конструкция и качество инструмента, а также режимы его работы, обоснованный выбор и совершенствование которых применительно к характеру разрушаемой породы позволяют повышать эффективность процесса бурения скважин. Существует возможность уменьшать сопротивление горных пород разрушению, в частности, путем понижения их твердости химическими или физическими средствами [1].

Способ воздействия породоразрушающим инструментом определяет характер действующих сил (нагрузок), которые могут быть в общем случае статическими, динамическими или

комбинированными. В соответствии с этим, как известно, выделяются основные способы механического разрушения пород: вращательный, ударно-вращательный, вибрационный, виброударный и др. Каждый из них наиболее эффективен только в определенных условиях.

Эффективность разрушения горных пород зависит в значительной степени от энергоемкости процесса разрушения и соответственно от количества подводимой энергии, работоспособности породоразрушающего инструмента и, наконец, от характера среды, в которой происходит разрушение породы (вода или воздух, температура, давление). Количество энергии, затрачиваемой на разрушение породы, в свою очередь зависит от режима работы породоразрушающего инструмента, усилия подачи или осевой нагрузки, частоты вращения инструмента и режима очистки скважин. Все эти параметры тесно связаны между собой, поэтому эффективность действия каждого из них будет определяться значением других.

Исследованиями установлено, что при вращательном бурении скважин со свободной подачей и достаточно полной очисткой забоя от шлама механическая скорость бурения в общем виде выражается функциональной зависимостью от ряда величин:

$$v_m = f(\sigma, k_n, A, G_0, v_p, n, Q), \quad (5.1)$$

где  $\sigma$  — сопротивление породы разрушению;  $k_n$  — коэффициент пластичности породы;  $A$  — показатель абразивности породы;  $G_0$  — усилие подачи;  $v_p$  — скорость резания — перемещения резцов по забою;  $n$  — частота вращения породоразрушающего инструмента;  $Q$  — интенсивность очистки забоя от продуктов разрушения.

Эта функциональная зависимость в явном виде может иметь частные значения для каждого типоразмера породоразрушающего инструмента. Так, при разрушении пород резцами из твердых сплавов она имеет следующий вид (при условии оптимальной очистки забоя от продуктов разрушения):

$$v_m = kh_y mn, \quad (5.2)$$

где  $k$  — коэффициент пропорциональности, зависящий от параметров резцов и некоторых свойств пород;  $h_y$  — толщина срезаемого каждым резцом слоя породы при установившемся режиме резания;  $m$  — число резцов в породоразрушающем инструменте;  $n$  — частота вращения инструмента.

Для определения глубины внедрения резца в функции от действующих сил в установившемся периоде предложен ряд формул. В частности, проф. В. С. Владиславлевым получена аналитическим путем формула:

$$h_y = \frac{G_0}{ab(f + 0,1k_1 b \Delta)}, \quad (5.3)$$

где  $G_0$  — осевая нагрузка;  $\sigma$  — сопротивление породы разрушению;  $b$  — длина лезвия резца;  $f$  — коэффициент трения резца о породу;  $k_1$  — коэффициент, характеризующий положение точки приложения силы резания;  $b$  — длина режущей кромки резца;  $\Delta$  — ширина площадки притупления.

Но в этом выражении не учитывается ряд факторов, например, угол резания и скорость движения резца (скорость резания).

В результате исследований, проведенных на кафедре техники разведки в Томском политехническом институте, получена формула, более полно учитывающая факторы, влияющие на толщину снимаемого слоя породы при вращении коронки, оснащенной резцами:

$$h_y = \frac{G_0 - N_1 b \Delta}{\sigma b (f - \operatorname{ctg} \beta)}, \quad (5.4)$$

где  $N_1$  — сопротивление породы при внедрении резца в установившемся периоде его работы;  $\sigma$  — контактное напряжение (под торцом резца);  $\beta$  — угол резания.

Исследованиями также установлена зависимость

$$N_1 = N_0 e^{k v_p}, \quad (5.5)$$

где  $N_0$  — сопротивление породы перемещению резца с начальной скоростью резания  $v_0$ ;  $e$  — основание натурального логарифма;  $k$  — коэффициент пропорциональности;  $v_p$  — скорость резания.

Для условий экспериментирования было установлено, что  $N_0 \approx 0,25 H_B$  (где  $H_B$  — твердость пород на вдавливание цилиндрического штампа).

Тогда, пользуясь выражением (5.2), можно записать

$$v_m = \frac{(G_0 - N_0 e^{k v_p}) m n}{\sigma b (f - \operatorname{ctg} \beta_p)}. \quad (5.6)$$

Или, выразив  $n$  через окружную скорость вращения коронки (скорость резания  $v_p$ ) и диаметр коронки  $D_{cp}$ , пользуясь выражением

$$v_p = \pi D_{cp} n \quad (5.7)$$

и подставив его значение в выражение (5.6), будем иметь

$$v_m = \frac{(G_0 - N_0 e^{k v_p}) m v_p}{\pi D_{cp} \sigma b (f - \operatorname{ctg} \beta_p)}. \quad (5.8)$$

Отсюда видно, что мгновенная механическая скорость бурения пропорциональна усилию подачи коронки, частоте вращения или скорости резания, числу резцов и обратно пропорциональна диаметру коронки, длине лезвия резцов, коэффициенту трения и твердости породы и углу резания.

Таким образом, эффективность разрушения пород при вращательном способе бурения зависит от природных условий



(свойств пород), а также от технологических и технических факторов, между которыми существует достаточно тесная корреляционная связь.

К природным условиям относятся прежде всего физико-геологические и физико-технические свойства горных пород, основными из которых являются: твердость, упругость, хрупкость, пластичность, абразивность и устойчивость пород. Этими и другими свойствами определяются: сопротивление горных пород разрушению, износ породоразрушающего инструмента, горное давление (вертикальное и боковое), пластовое давление, поведение пород при взаимодействии с водой и т. д. Все перечисленные факторы в конечном счете характеризуют условия, в которых происходят процессы разрушения пород, формирование ствола скважины и керна, искривление скважин.

Действительно, от прочности горной породы зависит, прежде всего, степень ее сопротивления внедрению породоразрушающего инструмента. Следовательно, чем выше прочность, тем меньший эффект будет достигнут при прочих равных условиях и для его увеличения необходимо затратить больше энергии. Абразивность горных пород влияет на износ (притупление) рабочих элементов породоразрушающего инструмента. Чем выше показатель абразивности, тем быстрее происходит затупление, что приводит к увеличению площади контактной поверхности резцов, к снижению контактного напряжения и глубины внедрения резцов и соответственно к уменьшению механической скорости бурения.

Исследованиями установлена вполне определенная закономерность изменения  $v_m$  в зависимости от величины износа резцов, характеризующейся изменением ширины  $\Delta$  площадки притупления лезвия резца. В режиме объемного разрушения породы скорость износа твердосплавных резцов  $v_i$  (в  $\text{мм}^3/\text{мин}$ ) в определенных условиях выражается уравнением

$$v_i \approx 2,38 \cdot 10^{-4} v_p^{2,8} q^{1,4}, \quad (5.9)$$

где  $v_p$  — скорость резания (линейного перемещения резцов вдоль плоскости резания),  $\text{мм}/\text{мин}$ ;  $q$  — удельная контактная нагрузка,  $\text{даН}/\text{мм}^2$ .

Отсюда видно, что превалирующее влияние на износ резцов оказывает скорость их перемещения  $v_p$ , а не нагрузка, что важно при определении основных параметров режима бурения. Таким образом, от указанных выше факторов зависит выбор наиболее рационального способа бурения скважин, типа (конструкции) породоразрушающего инструмента, компоновки бурового снаряда и режима его работы, способа крепления стенок скважины, а также многих других технологических параметров [11].

Техническими факторами, определяющими эффективность бурения скважин, являются: конструкция (типоразмер) породоразрушающего инструмента, компоновка бурового снаряда, состояние забоя скважины — степень неровности забоя, наличие шлама, состояние стенок скважины и др.

Основные конструктивные элементы породоразрушающего инструмента — вооружение, форма режущих элементов, их качество, размеры, расположение в корпусе, насыщенность ими рабочей части инструмента, циркуляционные каналы (окна). По конструкции корпуса и рабочей части инструменты могут быть кольцевой формы с неполным перекрытием торцевой части (у коронок) и с полным перекрытием (у долот). Коронки служат для бурения с получением керна, а долота для бескернового бурения скважин. В качестве вооружения используются твердосплавные резцы, мелкие зерна алмазов (естественных и синтетических), резцы из сверхтвердых материалов, шарошки, дробь (стальная или чугунная). В соответствии с этим различают твердосплавный, алмазный, шарошечный, дробовой породоразрушающие инструменты. Тип инструмента выбирают с учетом свойств разбуриваемых пород и в соответствии с его характеристикой.

К технологическим факторам относятся: параметры режима работы забойного инструмента, режим удаления продуктов разрушения породы из скважины, гидродинамическое воздействие потока промывочной жидкости на забой скважин, динамическое воздействие колонны труб и др. Влияние некоторых из них учитывается в приведенных выше зависимостях (5.4) и (5.5) и при определении параметров режимов бурения в конкретных условиях.

Эффективность бурения геологоразведочных скважин существенно зависит от способа разрушения пород и соответственно способа бурения и типа породоразрушающего инструмента. При выборе способа бурения и типа инструмента необходимо руководствоваться данными, характеризующими их эффективность, основными из которых являются: механическая скорость бурения, проходка за рейс, проходка на инструмент и его стоимость. Это должно решаться с учетом стоимости 1 м пробуренной скважины, состоящей из затрат, связанных непосредственно с процессом бурения (относимых к рейсу).

## **5.2. УСИЛИЕ ПОДАЧИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ СПОСОБЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

Исследованиями Л. А. Шрейнера, В. С. Федорова и других авторов была установлена сложная зависимость механической скорости бурения от усилия подачи, общий вид которой для случая разрушения пород шарошечными долотами приведен

на рис. 5.1. На кривой выделяется несколько участков, соответствующих различным формам и масштабам разрушения пород: поверхностному (участок  $AB$ ), усталостно-объемному (участок  $BC$ ) и объемному (участок  $CE$ ).

Как видно из графика, в твердой породе поверхностное разрушение наступает при небольшом значении усилия подачи  $G_A$  (точка  $A$ ). Эффект разрушения (в данном случае механическая скорость) по мере роста усилия подачи увеличивается линейно до некоторого значения (точка  $B$ ). При дальнейшем увеличении  $G$  повышение механической скорости становится более интенсивным (участок кривой  $BC$ ). Этот интервал соответствует области усталостно-объемного разрушения породы. В точке  $C$  усилие подачи  $G_C$  достигает такого значения, при котором контактные напряжения в породе превышают ее прочность и наступает объемное разрушение при однократном действии породоразрушающих элементов.

Возникающее в этот момент в породе напряжение называют критическим. Оно соответствует либо пределу усталости (у пород, разрушающихся хрупко), либо пределу текучести. Таким образом, интервал  $CE$  соответствует объемному разрушению породы. Механическая скорость в этой области растет быстрее, чем осевая нагрузка, и почти прямолинейно (до точки  $D$ ), достигая максимального значения в точке  $E$ , вследствие увеличения глубины внедрения породоразрушающих элементов.

Последующее увеличение  $G$  не приводит к росту механической скорости, так как глубина внедрения породоразрушающих элементов ограничена их конструктивными особенностями и прочностью. Поэтому усилие подачи, соответствующее этому моменту (точка  $E$ ), названо предельным и дальнейшее повышение его не приводит к росту механической скорости бурения из-за увеличения контактной поверхности породоразрушающих элементов и скопления шлама, зажатого между торцом инструмента и забоем. Кривая 2 на рис. 5.1 иллюстрирует случай бурения при наличии шлама на забое, вследствие чего общий уровень механической скорости оказывается заметно ниже.

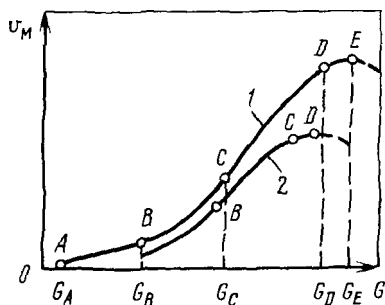


Рис. 5.1. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  от усилия подачи  $G$  (по Л. А. Шрейнеру и В. С. Федорову):

1 — при хорошей очистке забоя, 2 — при наличии на забое шлама

Рассмотренная зависимость механической скорости бурения от усилия подачи для шарошечных долот, по данным ряда авторов, характерна и для других видов забойных инструментов, в частности, твердосплавных и алмазных коронок.

Как видно из приведенных ранее зависимостей (5.3), (5.4) и (5.6), глубина внедрения резцов и механическая скорость бурения зависят, прежде всего, от уровня осевой нагрузки  $G_0$  или усилия подачи породоразрушающего инструмента, которое в установившемся периоде работы затрачивается на преодоление силы трения, возникающей на передней грани резца, и реакции породы на забое, действующей на торец резца. Так как процесс разрушения породы в условиях забоя очень сложен, приведенные зависимости раскрывают только приближительную и главным образом качественную сторону процесса. Конкретные решения применительно к определенным случаям находятся опытным путем.

Так, некоторыми исследователями предлагается при определении усилия подачи использовать выражение:

$$G_0 = kH_B S_K, \quad (5.10)$$

где  $k$  — коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на твердость горных пород для данного типа породоразрушающего инструмента;  $H_B$  — твердость породы при вдавливании штампа, определяемая под действием статической нагрузки в лабораторных условиях;  $S_K$  — площадь контактной или опорной поверхности породоразрушающих элементов забойного инструмента данного типа в определенный момент времени.

Коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на твердость пород, можно определить как в лабораторных условиях, так и на практике. В лабораторных условиях используются два показателя: показатель  $k_T$ , учитывающий влияние забойных условий на твердость горных пород (всестороннее сжатие за счет вертикального и бокового горного давления, пластового давления, гидростатического давления столба жидкости в скважине, температуры жидкой среды) и других факторов, связанных с глубиной залегания пород, и показатель  $k_D$ , отражающий влияние импульсных нагрузок или динамической составляющей  $P_D$  осевой нагрузки, возникающей при вращении инструмента за счет упругих деформаций бурильной колонны, кинематики движения породоразрушающего инструмента по неровной поверхности забоя и других факторов.

Показатель  $k_T$  определяется отношением двух величин: твердости горной породы  $H_{B3}$ , измеренной в специальной камере высокого давления, в которой имитируются забойные условия, к твердости  $H_B$ , полученной при обычных условиях, т. е.

$$k_T = H_{B3}/H_B. \quad (5.11)$$

## Коэффициент динамичности

$$k_d = (P_d + G_{ст}) / G_{ст}, \quad (5.12)$$

где  $G_{ст}$  — статическая составляющая общего усилия подачи, действующего на породоразрушающий инструмент.

Исследованиями ряда авторов установлено, что величина  $P_d$  зависит главным образом от твердости пород. Чем выше твердость пород, тем большее значение имеет динамическая составляющая усилия подачи. Так, по данным П. В. Балицкого, при бурении шарошечным долотом диаметром 168 мм в породах средней твердости с усилием подачи в пределах 50—200 кН коэффициент динамичности при работе по деформированному забою  $k_d = 1,03 \div 1,3$ , а по недеформированному забою  $k_d = 1,15 \div 2,02$ .

Коэффициент, учитывающий влияние забойных условий, определяется отношением

$$k = k_r / k_d. \quad (5.13)$$

Коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на эффективность разрушения породы, можно определить в реальных условиях. Для этого при бурении скважин проводят хронометражные наблюдения за изменением механической скорости бурения при разных значениях усилия подачи. По этим данным строят график, на котором находят оптимальное значение  $G$ . Зная  $H_b$  и  $S_k$ , коэффициент  $k$  можно определить, используя выражение (5.10). Очевидно, для разных типов пород, забойных инструментов и условий бурения значения этого коэффициента будут различны. Однако, имея их, можно решать задачи для других аналогичных по условиям бурения случаев.

Исследования показывают, что в реальных условиях обычно  $k < 1$ . Это объясняется ослаблением прочности горной породы на забое за счет образования зоны предразрушения (микротрещин и пластических деформаций). Так, по данным ряда авторов (В. С. Федоров и И. С. Финогенов, Ю. Ф. Алексеев, С. И. Кувыкин и Э. Г. Латыпов), при бурении шарошечными долотами  $k = 0,49 \div 0,97$ , а алмазными  $k = 0,8$ .

Вследствие того, что породоразрушающие элементы (резцы) обычной конструкции по мере работы изнашиваются, площадь контактной поверхности их увеличивается с течением времени. Поэтому, очевидно, оптимальное усилие подачи, вычисляемое из выражения (5.10), по мере роста  $S_k$  должно также увеличиваться с целью сохранения максимальной скорости бурения. Отсюда видно, что применение породоразрушающих инструментов, не меняющих площади контактной поверхности по мере износа (например, цилиндрической формы), при достаточной глубине их внедрения является наиболее благоприятным.

Таблица 5.1

Фактическая нагрузка, действующая на забой (в даН)

Глубина скважины, м	Частота вращения снаряда, об/мин	Номинальная нагрузка на поверхности, даН			
		500	900	1300	1700
200	71	400	730	1150	—
	153	400	780	1150	—
	277	300	680	1000	—
	470	250	600	950	—
400	71	350	680	970	1250
	153	350	670	970	1250
	277	250	570	850	1200
	470	180	500	800	1100
600	71	270	550	800	1050
	153	270	550	800	1050
	277	170	500	700	950

Следует отметить, что при реализации расчетной осевой нагрузки в скважине возникают некоторые ее потери, в результате чего на коронку фактически будет действовать только ее часть. Уменьшение осевой нагрузки связано с рядом факторов, основными из которых являются: гидравлический подпор, возникающий в колонковом снаряде при бурении с промывкой, и трение вращающейся колонны бурильных труб о стенки скважины.

При осуществлении прямой схемы промывки выход жидкости из колонкового снаряда обычно затруднен вследствие уменьшения площади сечения каналов между керном и снарядом, торцом коронки и забоем. Создается подпор, за счет чего и внутри снаряда повышается давление, под действием которого снаряд приподнимается. Величина этого усилия

$$F = (p_2 - p_1) \frac{\pi D_k^2}{4}, \quad (5.14)$$

где  $p_1$  и  $p_2$  — давление в нагнетательной линии соответственно при снаряде, прижатом к забою, и при подвешенном над забоем, МПа;  $D_k$  — внутренний диаметр коронки по резцам, см.

Очевидно, фактическая нагрузка за забой будет уменьшена на величину  $F$ . Это особенно существенно сказывается при бурении по вспучивающимся породам, при малых зазорах между керном и стенками бурового снаряда, а также между торцом коронки и забоем.

Влияние сил трения на снижение осевой нагрузки, действующей на забой, зависит от силы прижатия гребней волнообразно изогнутой колонны бурильных труб, что в свою очередь зависит от частоты вращения колонны и величины осевой нагрузки, под действием которых колонна теряет прямолинейную форму. Действие этих факторов возрастает с увеличением глубины скважины.

Таблица 5.2

Изменение механической скорости бурения  $v_m$  и углубки за один оборот коронки  $h_0$  в различных условиях бурения

Условия бурения	Наименование и категория пород по буримости	Тип коронки	Осевая нагрузка, даН	Частота вращения коронки, об/мин					
				128		238		346	
				$v_m$ , м/ч	$h_0$ , мм	$v_m$ , м/ч	$h_0$ , мм	$v_m$ , м/ч	$h_0$ , мм
Скважины глубиной 250—650 м, диаметр коронки 93 мм, масса УБТ до 2800 кг	Аргиллиты и алевролиты V—VI категорий	СМ-1	1200	1,20	0,156	1,90	0,133	2,63	0,127
			1600	1,59	0,208	2,73	0,191	3,14	0,151
			2000	1,94	0,253	3,33	0,233	3,70	0,178
			2400	2,02	0,263	3,53	0,250	3,83	0,185
	Песчаники IV—VIII категорий	СТ-4	1200	0,86	0,112	1,01	0,071	1,04	0,050
			1600	1,03	0,134	1,17	0,082	1,14	0,055
			2000	1,21	0,157	1,30	0,091	—	—
			2400	1,27	0,165	1,36	0,095	—	—

В табл. 5.1 приведены опытные данные, полученные В. Г. Квитка, характеризующие изменение осевой нагрузки на забое в зависимости от частоты вращения и глубины скважины при разных величинах номинальной нагрузки, фиксируемой на поверхности (диаметр скважин 76 и 59 мм). Из табл. 5.1 видно, что фактическая нагрузка на забое может уменьшаться в 2—3 раза, что необходимо учитывать в практической деятельности. Действительно, чтобы создать на забое нагрузку в 500 даН при глубине скважины 600 м и частоте вращения снаряда 277 об/мин, номинальная нагрузка, фиксируемая на поверхности, должна быть 900 даН. Очевидно, потеря нагрузки должна компенсироваться тем или иным способом.

Таким образом, для создания рациональной осевой нагрузки  $G_p$  на породоразрушающий инструмент номинальное значение ее  $G_n$ , фиксируемое на поверхности приборами, или расчетное должно быть больше на величину, зависящую от глубины скважины и частоты вращения коронки, т. е.

$$G_n = kG_p, \quad (5.15)$$

где  $k$  — коэффициент, определяемый опытным путем; по данным В. Г. Квитка, для условий, приведенных в табл. 5.2,  $k = 1,15 \div 2,95$ .

### 5.3. ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ И ОКРУЖНАЯ СКОРОСТЬ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Частота вращения инструмента существенно влияет на эффективность вращательного способа бурения, так как с этим показателем связаны с одной стороны скорость перемещения породоразрушающих элементов, т. е. скорость резания и,

следовательно, скорость продвижения забоя, а с другой стороны продолжительность контактов рабочих элементов инструмента с породой и масштаб ее деформирования. Как установлено исследованиями, эти факторы определяют конечный результат силового воздействия на породу.

Из полученных данных следует, что для достижения разрушающего напряжения при внедрении штампа в пластичную породу (известняк) при скорости нагружения 25,2 м/с требуется  $4 \cdot 10^{-4}$  с, а при внедрении в упруго-хрупкую породу (кварцит) при скорости нагружения 26 м/с это время составляет  $2 \cdot 10^{-3}$  с, т. е. на порядок меньше. Следовательно, до того момента, пока время контакта породоразрушающих элементов с породой будет достаточно продолжительным, в породе будут развиваться процессы деформации до конца, и при действии оптимальной нагрузки разрушение породы будет носить объемный характер. Как только время контакта окажется меньше значения, необходимого для полного объема разрушения породы, что наступает при определенной скорости деформирования, процесс разрушения станет неполным и будет носить скорее усталостно-объемный характер. Эффект разрушения породы будет уменьшаться.

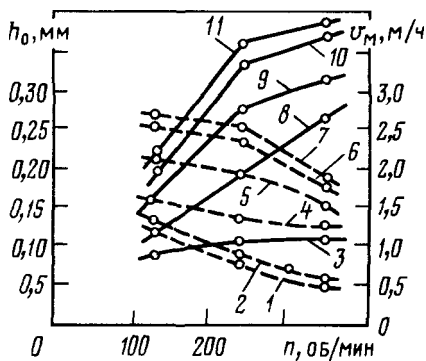
Кроме того, с частотой вращения или скоростью перемещения рабочих элементов породоразрушающего инструмента тесно связана скорость их притупления и, следовательно, глубина внедрения, которая по мере износа уменьшается. С этим будет связано в свою очередь уменьшение механической скорости бурения во времени, которое наступит тем раньше, чем быстрее и в большей степени затупятся породоразрушающие элементы.

В табл. 5.2 и на рис. 5.2 приведены данные, иллюстрирующие связь глубины внедрения рабочих элементов и скорости разрушения пород при бурении твердосплавными коронками с разными частотой вращения и осевой нагрузкой в породах Донбасса (по данным ИМР). Как видно, глубина внедрения резцов  $h_0$ , различная при разных осевых нагрузках, начинает уменьшаться с некоторого значения частоты вращения. В соответствии с этим темп роста механической скорости бурения, возрастающий до определенного значения частоты вращения, с какого-то момента падает.

Из рис. 5.2 видно, что с увеличением частоты вращения глубина внедрения резцов более интенсивно снижается при бурении песчаников (кривые 1,2). Механическая скорость бурения песчаников с ростом частоты вращения коронки увеличивается незначительно (кривая 3), особенно в интервале 200—400 об/мин. При бурении аргиллитов и алевролитов с усилием подачи 1200 даН, наоборот, глубина внедрения резцов снижается менее интенсивно (кривая 4) и механическая скорость



Рис. 5.2. Зависимость углубки за один оборот коронки  $h_0$  (кривые 1, 2, 4, 6, 7) и механической скорости бурения  $v_m$  (кривые 3, 8, 9, 10, 11) от частоты вращения  $n$  при бурении по песчаникам (1, 2, 3), алевролитам и аргиллитам (4—11)



растет практически прямо пропорционально частоте вращения (кривая 8). Однако при бурении этих же пород при больших значениях усилия подачи (1 600—2 400 даН) темп снижения глубины внедрения резцов увеличивается (кривые 5, 6, 7), что приводит к заметному снижению прироста механической скорости, особенно в диапазоне 250—400 об/мин (кривые 9, 10, 11), что может быть связано с ухудшением условий работы коронки.

Таким образом, исследованиями установлено, что зависимость механической скорости бурения от частоты вращения имеет довольно сложный экстремальный характер, связанный с механическими свойствами пород и осевой нагрузкой. При этом отмечается одна общая закономерность, заключающаяся в том, что с увеличением частоты вращения до определенного значения механическая скорость бурения растет почти прямо пропорционально и тем интенсивнее, чем меньше твердость породы. При некоторых же значениях частоты вращения интенсивность роста скорости бурения начинает снижаться, а затем, достигнув максимума, скорость быстро падает. Частота вращения, соответствующая этому моменту, является критической.

Критическая частота вращения тем больше, чем мягче порода и чем выше осевая нагрузка. Учитывая, что максимум скорости бурения не имеет резких пик и тем более растянут, чем крепче порода, при подборе оптимального значения частоты вращения для конкретных условий следует останавливаться не на ее критической величине, а на некотором рациональном значении, соответствующем моменту перехода кривых.

Многочисленные данные свидетельствуют о том, что максимум механической скорости в большинстве случаев практически достигается при довольно больших значениях частоты вращения, в особенности при бурении в сравнительно мягких породах или при недостаточных контактных давлениях.

Для пород более твердых — упруго-хрупких (мрамор, гранит) — механическая скорость имеет линейную зависимость, а для упруго-пластичных (известняк, мел) наблюдается степенная зависимость. Такой вид зависимостей связан с тем, что при

бурении с осевой нагрузкой, не обеспечивающей превышение контактных давлений над пределом прочности пород, разрушение носит поверхностный характер, и скорость бурения растет с повышением частоты вращения инструмента линейно за счет увеличения объема разрушаемой породы в единицу времени.

Если уровень осевой нагрузки обеспечивает объемное разрушение породы, но остается постоянным по мере увеличения скорости перемещения резцов по забою, масштабы разрушения могут снижаться за счет уменьшения времени контакта резцов с породой. Глубина распространения деформаций при более коротком промежутке времени контакта резца с породой уменьшается. В связи с этим темп прироста механической скорости начнет снижаться.

Нелинейная зависимость механической скорости бурения наблюдается и при разрушении упруго-хрупких пород в условиях объемного сжатия за счет роста способности пород к пластическим деформациям. Так, для достижения разрушающих напряжений у пластических пород требуется больше времени, а оно с увеличением частоты вращения уменьшается, поэтому объем разрушаемой породы также может уменьшаться. Следовательно, чтобы при увеличении частоты вращения породоразрушающего инструмента сохранить масштабы объемного разрушения пород, необходимо одновременно увеличивать осевую нагрузку.

Оптимальные значения частоты вращения для разных горных пород различны, так же как и для разных величин осевой нагрузки. При бурении по твердым породам частота вращения существенно зависит и от конструкции породоразрушающего инструмента. Так, установлено, что при бурении алмазными коронками прямо пропорциональная зависимость между частотой вращения и скоростью углубки сохраняется при увеличении частоты вращения до 5000 об/мин. Это объясняется тем, что процесс разрушения породы мелкоалмазными коронками носит в основном поверхностный, а не объемный характер.

Оптимальное значение окружной скорости коронки, определяющей скорость резания  $v_p$ , может быть достигнуто двумя способами, как видно из выражения (5.7): увеличением либо диаметра коронки  $D_{cp}$ , либо частоты вращения  $n$ . Но увеличение диаметра при постоянной скорости резания приведет к снижению  $v_m$ , как следует из выражения (5.8). Более рационально решать эту задачу надо за счет частоты вращения при минимальном диаметре породоразрушающего инструмента.

Для определения частоты вращения коронки, исходя из принимаемой рациональной окружной скорости, пользуются выражением:

$$n = \frac{60\omega}{\pi(D_n + D_b)/2} = \frac{38,5\omega}{D_n + D_b}, \quad (5.16)$$

где  $n$  — частота вращения коронки, об/мин;  $\omega$  — окружная скорость коронки, м/с;  $D_n$ ,  $D_v$  — наружный и внутренний диаметры коронки, м.

#### 5.4. ИЗНОС ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

При разрушении породы элементы породоразрушающего инструмента затупляются вследствие их механического износа. С этим связано увеличение контактной площади у породоразрушающих элементов и соответственно снижение контактных напряжений, глубины внедрения резцов и механической скорости бурения (рис. 5.3).

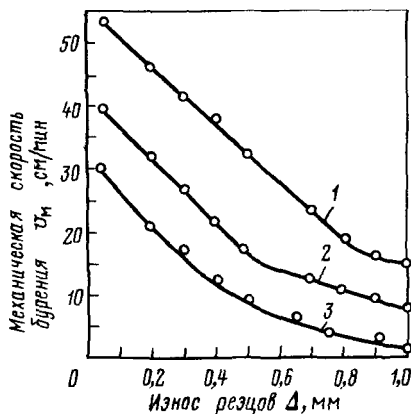
Учитывая, что контактная площадь изменяется постепенно от минимального значения в начале бурения до максимума в конце, измерять целесообразно именно эти величины, что позволяет вычислить начальное и конечное значения оптимального усилия подачи инструмента.

Интенсивность и скорость затупления породоразрушающих элементов при вращательном бурении скважин зависит от ряда факторов и, прежде всего, от абразивных свойств породы, частоты вращения забойного инструмента, усилия подачи и наличия шлама на забое, как это видно из выражения (5.9). Чем больше значения всех этих факторов, тем быстрее затупляется инструмент. При этом абразивность пород, усилие подачи и шлам влияют на относительный износ инструментов (на единицу пройденного пути породоразрушающими элементами), а частота вращения — на абсолютный износ в зависимости от времени работы забойного инструмента. Очевидно, чем больше степень влияния первой группы факторов, тем интенсивней износ породоразрушающих элементов на единицу пройденного пути, а чем больше частота вращения бурового инструмента, тем больше износ в единицу времени.

Так как с износом породоразрушающих элементов связана не только скорость бурения, но и величина углубки на инструмент в целом, этот показатель значительно влияет на скорость бурения скважин, в особенности при их

Рис. 5.3. Влияние износа (затупления) породоразрушающих элементов на снижение механической скорости при бурении в:

1 — среднезернистом песчанике; 2 — мелкозернистом песчанике с прослойками кварца; 3 — полимиктовом песчанике монолитном



значительной глубине, когда время на спуск и подъем инструмента имеет большой удельный вес в балансе затрат времени на бурение скважины. Поэтому очень важно наряду с повышением износостойкости породоразрушающих элементов за счет улучшения их качества и конструкции рационально подбирать технологические параметры режимов бурения с учетом влияния всех факторов на эффективность разрушения пород и рейсовую скорость.

Одна из этих возможностей заключается в рациональном подборе тех параметров, которые легко регулируются, например, интенсивность очистки забоя скважин от продуктов разрушения, а также тех, которые не только увеличивают износ, но и повышают эффективность разрушения породы до критических значений, в частности, частота вращения и усилие подачи. Этим можно существенно увеличивать время полезной работы породоразрушающих элементов и углубку.

#### 5.5. ИНТЕНСИВНОСТЬ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ОТ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Разрушение породы на забое скважины сопровождается накоплением шлама—частиц горной породы и материала, из которого изготовлен породоразрушающий инструмент. Естественно, что наличие на забое шлама, являющегося абразивным материалом, при вращении инструмента приводит не только к расходу дополнительной энергии на его переизмельчение, но и к более интенсивному абразивному износу породоразрушающих элементов, а в итоге к полному прекращению объемного разрушения породы.

При вращательном бурении один из способов удаления продуктов разрушения из скважин—промывка или продувка. Интенсивность очистки забоя от продуктов разрушения при этом зависит главным образом от количества подаваемой к забою жидкости или

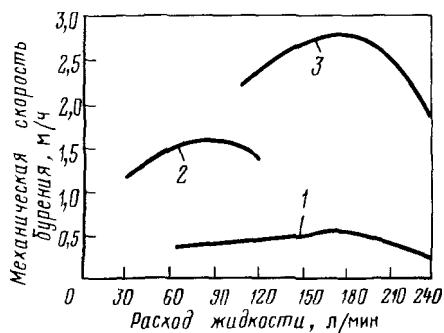


Рис. 5.4. Зависимость механической скорости от расхода жидкости (по А. М. Бражененко) при бурении:

1 — коронкой диаметром 93 мм в песчаниках X категории по буримости; 2 — твердосплавной коронкой диаметром 76 мм в алеврититах VII категории; 3 — твердосплавной коронкой диаметром 93 мм в аргиллитах VI категории

воздуха или от скорости движения восходящего потока. Исследованиями было установлено, что с повышением интенсивности промывки до некоторого критического значения механическая скорость бурения существенно увеличивается (рис. 5.4).

На работоспособность забойных инструментов также влияет качество применяемого очистного агента (среды). Исследованиями Н. Д. Михайловой было установлено, что наиболее благоприятные условия — при использовании воздуха, несколько худшие — воды и дизельного топлива и самые плохие — при использовании глинистого раствора. Это связано с износом резцов твердых сплавов и с действием гидростатического давления столба жидкости. То и другое наиболее отрицательно проявляется при промывке глинистыми растворами.

### 5.6. ДИАМЕТР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Диаметр породоразрушающего инструмента имеет большое значение при бурении геологоразведочных скважин. От этого параметра зависят с одной стороны количество и качество получаемого кернового материала, а с другой стороны расход ресурсов — энергии и материалов и, наконец, скорость бурения.

Действительно, известные закономерности разрушения пород свидетельствуют о том, что наиболее эффективно разрушение породы при довольно высоком уровне затрачиваемой удельной объемной энергии, формирующейся за счет действия усилия подачи, частоты и энергии ударов и вращающего момента. Чем больше реализуется энергии в единицу времени (за счет частоты ударов или частоты вращения), тем больше достигаемый эффект, в частности, скорость бурения скважин.

Как было показано ранее, механическая скорость углубки скважины при бурении твердосплавной коронкой — функция параметров ряда величин. Ранее было показано, что при одинаковой частоте вращения  $v_m$  выше у породоразрушающего инструмента большего диаметра, так как в этом случае реализуется более высокая скорость резания  $v_r$  (рис. 5.5, а). Но такая зависимость проявляется до определенного значения  $v_r$ . Следовательно, для того чтобы сохранить рациональное значение  $v_r$  при значительном диаметре инструмента, как видно из выражения (5.7), надо снижать частоту вращения, а это противоречит зависимости  $v_m = f(n)$ , определяемой уравнением (5.6).

Кроме того, с увеличением диаметра инструмента связывается рост числа резцов и соответственно уменьшение удельной нагрузки на резец  $G_y$  при постоянном уровне усилия подачи  $G_0$ , величина которого практически не достигает рациональных значений, необходимых для эффективного разрушения породы. Этим можно объяснить необычные на первый взгляд закономерности изменения  $v_m$  в зависимости от диаметра инструмента режуще-скалывающего действия (рис. 5.5, б).

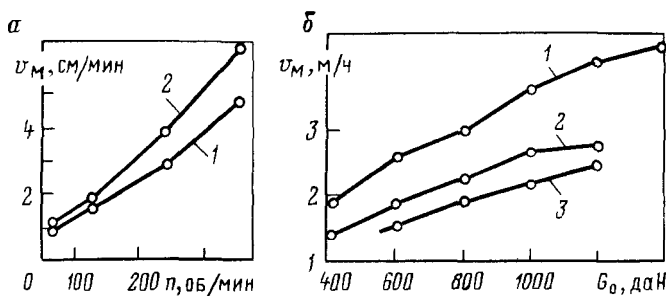


Рис. 5.5. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  алмазной коронкой *a* от частоты вращения  $n$  и твердосплавной коронкой *б* от осевой нагрузки  $G_0$  (по данным В. Г. Квитка) при разных диаметрах коронки:

1 — 46 мм; 2 — 59 мм; 3 — 76 мм

При одном и том же уровне усилия подачи механическая скорость бурения больше для коронок, имеющих меньший диаметр, что противоречит закономерности, показанной на рис. 5.5, *a*, но согласуется с выражениями (5.6) и (5.8). Вполне очевидно, что увеличение числа резцов в коронках большего диаметра не компенсирует снижения эффективности разрушения породы, так как с этим связано обычно уменьшение удельных нагрузок на породоразрушающие элементы и глубины их внедрения  $h_y$ .

Известно, что величина  $G_0$  ограничивается прочностью элементов бурового снаряда, недостаточной жесткостью буровых труб, возможностью искривления скважины и другими факторами. Скорость перемещения резцов по забою тоже имеет рациональные значения. Кроме того, с увеличением диаметра коронки повышается объем разрушаемой породы, а следовательно, и расход энергии, а также растет расход резцов на единицу углубки скважины за счет большего пути их движения (по окружности, имеющей больший диаметр).

Вот почему эффективность работы коронок оказывается тем ниже, чем больше их диаметр и меньше частота вращения при одинаковом значении скорости резания, что подтверждается фактическими данными (рис. 5.6). Анализируя эту зависимость, можно сделать важный вывод, что при равной окружной скорости достигается больший эффект в случае работы коронки меньшего диаметра, но с большей частотой вращения, значение которой определяется выражением (исходя из равенства окружных скоростей):

$$n_m = D_6 n_6 / D_m, \quad (5.17)$$

где  $n_m$  — частота вращения коронки малого диаметра  $D_m$ ;  $n_6$  — частота вращения коронки большого диаметра  $D_6$ .

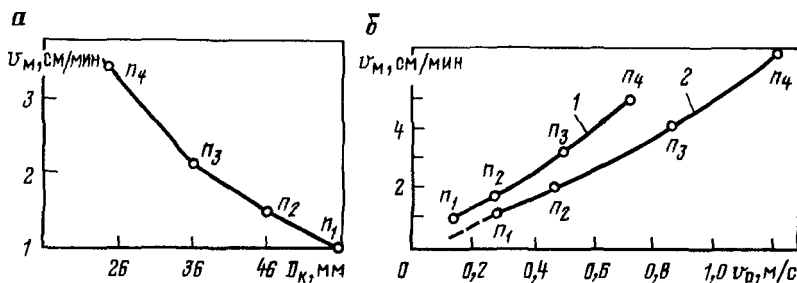


Рис. 5.6. Зависимость скорости бурения  $v_m$  алмазными коронками от:

а — их диаметра  $D_k$  (скорость резания  $v_p = 0,5 + 0,6$  м/с,  $G_0 = 180$  даН/см<sup>2</sup>,  $n_1 = 127$ ,  $n_2 = 240$ ,  $n_3 = 340$ ,  $n_4 = 420$  об/мин); б — скорости резания  $v_p$  ( $n_1 = 67$ ,  $n_2 = 128$ ,  $n_3 = 238$ ,  $n_4 = 346$  об/мин); диаметры коронки: 1 — 46 мм, 2 — 76 мм

Отсюда видно, что при уменьшении диаметра породоразрушающего инструмента следует увеличивать частоту вращения не только с целью сохранения рациональной окружной скорости, но и для получения дополнительного эффекта. Зависимость окружной и механической скоростей, а также частоты вращения от диаметра коронки приведена ниже.

Диаметр коронки, мм . . . . .		46		76		
Окружная скорость, м/с . . . . .	0,266	0,495	0,719	0,268	0,452	0,941
Частота вращения, об/мин . . . . .	128	238	346	67	128	238
Механическая скорость бурения, см/мин . . . . .	1,61	2,90	4,75	0,97	1,85	3,85

Как видно из приведенных выше данных, при близких значениях окружных скоростей, но при разных частотах вращения механическая скорость бурения у коронок разного диаметра существенно отличается. Таким образом, из краткого анализа рассматриваемого вопроса можно сделать ряд практически важных выводов.

1. Одним из основных резервов повышения эффективности буровых работ является использование породоразрушающих инструментов малого диаметра, так как это позволяет реализовать форсированные режимы бурения на действующем буровом оборудовании и в первую очередь большую частоту вращения без увеличения установочной мощности.

2. Окружную скорость коронки рациональнее повышать не за счет увеличения ее диаметра, а за счет роста частоты вращения.

## 5.7. МЕТОДИКА ОТРАБОТКИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Исследования и большой опыт в области вращательного бурения скважин показывают, что эффективность работы инструмента зависит как от его конструктивных особенностей, так и от условий эксплуатации, характера пород, режима бурения и методики отработки. Действительно, при работе острым инструментом и достаточно большим усилием подачи происходит объемное разрушение породы. Но по мере затупления породоразрушающих элементов площадь контакта их с породой увеличивается и контактные напряжения в породе станут меньше ее твердости на вдавливание. Объемное разрушение перейдет в усталостное, а затем в поверхностное.

При бурении затупляющимся в результате износа инструментом скорость бурения уменьшается, что требует его замены и, следовательно, перерывов в работе, снижающих эффективность процесса в целом. Избежать этого в значительной степени можно повышением усилия подачи по мере затупления режущих кромок резцов или приданием им такой формы, при которой по мере износа площадь контакта рабочих элементов коронки с породой оставалась бы постоянной. К такому типу породоразрушающего инструмента относятся самозатачивающиеся коронки с резцами из твердых сплавов с очень малой площадью поперечного сечения, не меняющейся по мере их износа, или многослойные микрорезцовые коронки, у которых резцы очень малого размера (зерна алмазов или твердых сплавов) размещаются по всему объему матрицы коронки и по мере их износа в одном слое обнажаются зерна второго, третьего и т. д.

Износ инструмента режущего типа зависит от абразивности породы, геометрии рабочей части инструмента и режима работы: частоты вращения, усилия подачи и интенсивности удаления продуктов разрушения. Поэтому, чтобы повысить эффективность разрушения пород, необходимо, прежде всего, подобрать соответственно характеру разрушаемых пород форму рабочих элементов — резцов, технологический режим бурения и соблюдать определенный порядок отработки породоразрушающего инструмента. Отмеченные факторы влияют на механическую скорость бурения скважин и величину углубки за рейс, а также на качество работ — выход керна и искривление скважин.

Методикой или режимом отработки породоразрушающего инструмента предусматриваются: время приработки инструмента, сочетание и изменение параметров режима бурения в зависимости от свойств пород и по мере износа резцов, общая продолжительность работы инструмента за рейс. От этих факторов зависят: механическая скорость бурения, величина углубки за рейс и в целом на один породоразрушающий



инструмент, т. е. его работоспособность во времени, и стоимость 1 м пробуренного ствола скважины.

Для определения рациональной продолжительности рейса или точнее времени работы инструмента без подъема его на поверхность пользуются различными критериями. К ним относятся максимальная рейсовая скорость, условно допустимое минимальное значение механической скорости, минимальная стоимость 1 м скважины, уровень затрачиваемой на бурение мощности или максимальные значения произведения мгновенной механической скорости, времени бурения с начала рейса, величины углубки на инструмент, средней механической скорости бурения. Все эти способы определения рациональной продолжительности рейса основаны на непрерывной регистрации некоторых показателей и необходимости периодических подсчетов и сравнений, но при этом практически не учитывается изменение условий бурения.

Уровень отработки инструмента оценивается с помощью технико-экономических показателей, к которым относятся: механическая скорость бурения, величина углубки за рейс и на один инструмент, расход породоразрушающих элементов (вооружения) на 1 м пробуренного ствола скважины, стоимость 1 м ствола скважины.

*Время приработки и режимы работы породоразрушающего инструмента.* Значительное уменьшение диаметра скважины за счет бокового износа инструмента в предыдущем рейсе приводит к необходимости начинать новый рейс с разбуривания ствола скважины в призабойной части. При этом должен быть обурен или разбурен оставшийся от предыдущего рейса керн. Если этот процесс будет выполнен слишком быстро и неосторожно, у нового породоразрушающего инструмента могут быть выкрошены или преждевременно изношены резцы, что снизит эффективность его работы (механическую скорость и углубку за рейс).

Главным в этом процессе является время, в течение которого усилие подачи на породоразрушающий инструмент будет доведено до рационального значения. За критерий влияния этого фактора для твердосплавного инструмента принято считать отношение числа коронок с резцами, не получившими сколов, к общему числу отработанных коронок, названное В. Г. Квитка коэффициентом рабочей устойчивости коронок  $k_{py}$ . Им было наглядно показано, что этот коэффициент зависит от времени приработки коронок (для пород VIII—IX категорий по буримости).

**Значения коэффициентов рабочей устойчивости в зависимости от времени и диаметра коронки**

Время доведения усилия подачи до рациональных значений, мин . . . . .	2	4	6	8	10	12
Диаметр коронки, мм:						
76 . . . . .	0,24	0,46	0,88	0,92	0,94	0,95
59 . . . . .	0,18	0,54	0,93	0,94	0,94	0,96
46 . . . . .	0,16	0,55	0,92	0,94	0,97	0,97

### Влияние механических свойств пород на интенсивность увеличения механической скорости бурения

Породы	Прочность на скалывание, МПа	Твердость на истирание, МПа	Коэффициенты		Отношение коэффициентов $k_2/k_1$
			$k_1$	$k_2$	
Базальт	13,1	20,0	0,79	0,79	1,0
Диабаз, затронутый выветриванием	21,1	17,1	0,88	1,25	1,45
Габбро	21,3	38,9	0,86	1,31	1,52
Лабрадорит	22,7	36,6	0,66	1,30	1,97
Скарн	27,0	21,1	0,82	1,98	2,40
Плагиигранит	28,0	24,5	0,40	0,92	2,30
Габбро	37,5	57,6	0,45	0,86	1,91

Коэффициент рабочей устойчивости является достаточно высоким только при продолжительности приработки коронок малого диаметра не менее 6 мин.

Рациональное сочетание и изменение параметров режима работы породоразрушающего инструмента в тех или иных условиях — не менее важный фактор в получении высоких показателей. Ранее было отмечено, что значительный эффект разрушения пород, обладающих разными свойствами, может быть получен при тех или иных значениях параметров режима работы инструмента: для пород более мягких и менее абразивных большее значение имеет скорость вращения инструмента, а для более твердых и абразивных — усилие подачи.

Исследованиями Н. И. Любимова и В. И. Морозова наглядно показано влияние механических свойств горных пород на интенсивность приращения механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения и усилия подачи. Из приведенных в табл. 5.3 данных следует, что с увеличением прочности пород на скалывание влияние частоты вращения (коэффициент  $k_1$ ) на прирост скорости бурения уменьшается, а усилие подачи (коэффициент  $k_2$ ) — несколько возрастает, и значения коэффициента  $k_2$  имеют по сравнению с коэффициентом  $k_1$  тем большую величину, чем прочнее порода. Это связано с механизмом разрушения породы.

Если при увеличении частоты вращения бурового инструмента могут быть созданы условия объемного разрушения породы, то эффективность процесса повысится. Если при этом будет усталостно-объемное разрушение породы, то увеличение частоты вращения может привести к снижению эффективности работы коронки. Наконец, при разрушении породы путем поверхностного износа или микрорезания в случае каких-то ограничений в усилиях подачи повышение частоты вращения безусловно полезно.

Таблица 5.4

Зависимость механической скорости бурения (в м/ч)  
от частоты вращения и усилия подачи

Категория пород по буримости	Породоразрушающий инструмент	Отношение частоты вращения (об/мин) к усилию подачи (даН)			
		100/200	100/1200	600/200	600/1200
VII—VIII	Твердосплавные коронки типа МР	0,16	0,66	0,68	3,08
	Мелкоалмазные коронки	0,22	0,78	1,73	5,01
IX	То же	0,16	0,56	1,24	3,58
X	—"	0,12	0,40	0,89	2,56
XI	—"	0,12	0,40	0,89	2,56
XII	—"	0,07	0,21	0,46	1,31

Таким образом, влияние каждого из указанных параметров носит коррелятивный характер, т. е. с изменением одного из них меняется оптимальное значение другого. Это наглядно можно проиллюстрировать данными исследований, проведенными в ВИМСе (табл. 5.4). Как видно из табл. 5.4, при низких частотах вращения и усилия подачи так же, как и при небольшой частоте вращения, но высоком усилии подачи или при высокой частоте вращения и низком усилии подачи скорости бурения оказываются много меньше, чем при максимальных значениях частоты вращения и усилия подачи.

При этом отмечается, что бурение при небольшом усилии подачи и большой частоте вращения приводит к быстрому износу породоразрушающего инструмента. Отсюда следует важный в практическом отношении вывод: при бурении в мягких породах форсирование режима бурения следует вести за счет увеличения частоты вращения, а в твердых породах — в основном за счет повышения усилия подачи.

Учитывая большое разнообразие конструкций породоразрушающих инструментов и еще большее разнообразие пород с различными механическими свойствами, можно представить себе сложность определения рациональных параметров режима бурения в конкретных условиях. Поэтому обычно даются общие зависимости и рекомендуются некоторые пределы изменения отдельных параметров, часто отличающихся в 1,5—2 раза, применительно к определенным типам коронок и пород. Иногда эти параметры привязываются к диаметрам коронок, что в еще большей степени затрудняет широкое использование рекомендаций в практике бурения скважин.

Действительно, осевая нагрузка определяется либо исходя из допустимых значений нагрузки на резец, либо исходя из примерных средних значений усилий, допускаемых прочностью

бурового инструмента. При определении частоты вращения коронки обычно исходят из значений окружной скорости 0,6—2,5 м/с или при этом рекомендуются пределы значений частоты вращения, например, для твердосплавных коронок 150—260 об/мин, а для алмазных коронок — от 250—300 до 750—1 500 об/мин.

Недостатки таких рекомендаций совершенно очевидны. Если руководствоваться только окружной скоростью, то с увеличением диаметра коронки следует снижать частоту вращения инструмента согласно выражению (5.7), что приведет заведомо к снижению механической скорости бурения, как это видно из выражений (5.6) и (5.8). Если исходить из рекомендуемой частоты вращения без учета диаметра инструмента, то это может привести к нежелательному изменению скорости резания, при которой  $v_m$  может оказаться ниже возможной при рациональном значении  $n$ .

Одним из путей определения выбора рациональных режимов бурения на конкретных объектах может явиться использование установленных при научных исследованиях общих зависимостей, уточняемых экспериментально. Методически это делается так. Для каждого типа рекомендуемых коронок в тех или иных породах при разной частоте вращения инструмента в определенных интервалах скважины (по глубине) определяют рациональные значения усилия подачи, интенсивности промывки или продувки и величины углубки за рейс. При этом критериями рациональности устанавливаемого параметра являются максимальные значения механической скорости бурения и углубки за рейс с учетом требований, предъявляемых к качеству работ и экономическим показателям.

При установлении рациональных режимов должен быть проведен минимум хронометражных наблюдений, обеспечивающих достаточную надежность получаемых результатов по законам математической статистики.

*Общая продолжительность работы породоразрушающего инструмента.* Время работы инструмента за рейс определяет производительность труда, которая в данном случае зависит от затрат времени на спуско-подъемные (СПО) и вспомогательные операции (ВО) и собственно углубку скважины, отнесенные к 1 м пройденной скважины

$$P_T = (t_{\text{СПО}} + t_6)/l_p, \quad (5.18)$$

где  $P_T$  — производительность труда, ч/м;  $t_{\text{СПО}}$  — время на спуско-подъемные и вспомогательные операции, ч;  $t_6$  — чистое время бурения в рейсе ч;  $l_p$  — углубка за рейс, м.

Чем меньше времени затрачивается на 1 м углубки, тем выше производительность труда. Время на СПО можно сокращать,

Таблица 5.5

Время чистого бурения $t_6$ , мин	Проходка за рейс $l_p$ , см	Рейсовая скорость $v_p$ , см/мин
40	23	0,29
80	46	0,38
120	98	0,61
160	160	0,80
200	222	0,93
240	249	0,89
280	255	0,80
320	265	0,73
360	270	0,67

уменьшая число рейсов и увеличивая углубку за рейс. Последнее возможно при максимальном уровне механической скорости и повышении чистого времени бурения. Однако если механическая скорость бурения будет низкой, то увеличение этого времени приведет к снижению производительности труда, так как  $t_6$  будет расти, а приращение  $\Delta l_p$  будет слишком малым. Отсюда

возникает необходимость определять оптимальную продолжительность рейса при проектировании буровых работ.

Исследованиями профессора Е. Ф. Эпштейна установлено, что критерием рациональной продолжительности рейса может служить рейсовая скорость бурения

$$v_p = l_p / t_p, \quad (5.19)$$

$$t_p = t_6 + t_{\text{спво}} \quad (5.20)$$

( $t_p$  — продолжительность одного рейса).

Во времени рейсовая скорость при бурении в однородных породах меняется экстремально, в определенный момент достигает максимума, а затем уменьшается. Это обычно связано со снижением механической скорости бурения. Анализ многочисленных данных показывает, что продолжать бурение после достижения максимальной рейсовой скорости нецелесообразно, так как при этом сменная производительность окажется ниже, чем при своевременной замене притупившегося породоразрушающего инструмента.

Рациональная продолжительность рейса при этом определяется следующим образом. Вычисляют число рейсов, которое можно сделать за смену, прекращая углубку при достижении определенного уровня рейсовой скорости

$$p = t_c / t_p, \quad (5.21)$$

где  $p$  — число рейсов;  $t_c$  — продолжительность рабочего времени в смене, мин;  $t_p$  — продолжительность одного рейса, мин.

Определяют возможную проходку за смену  $l_{\text{см}}$  в см

$$l_{\text{см}} = l_p p. \quad (5.22)$$

Находят суммарное время чистого бурения в смене  $t_{6\text{см}}$  и время на спуско-подъемные и вспомогательные операции  $t_{\text{спв}}$  см в смену (в мин)

$$t_{6\text{см}} = t_6 p; \quad (5.23)$$

$$t_{\text{спв см}} = t_{\text{спв р}} p, \quad (5.24)$$

где  $t_{\text{спв р}}$  — время на спуско-подъемные и вспомогательные операции в рейсе.

Использование этой методики можно проиллюстрировать наглядным примером (по Е. Ф. Эпштейну). В табл. 5.5 приведены данные, полученные при бурении затупляющимся инструментом в течение одного рейса. Время на спуско-подъемные и вспомогательные операции  $t_{\text{спв}}$  при этом составляет 40 мин.

По этим данным рассчитывают основные показатели при различной продолжительности рейса. Например, при  $t_6=80$  мин и  $t_{\text{спв р}}=40$  мин будем иметь: продолжительность одного рейса  $t_p = t_6 + t_{\text{спв р}} = 80 + 40 = 120$  мин. Величина проходки за рейс в этом случае  $l_p = 46$  см. Тогда число рейсов  $p$  за рабочее время в смене ( $t_p=420$  мин) будет

$$p = \frac{t_p}{t_6 + t_{\text{спв р}}} = \frac{420}{120} = 3,5.$$

При этом проходка за смену составит  $l_{\text{см}} = l_p p = 46 \cdot 3,5 = 161$  см. Время чистого бурения в смене  $t_{6\text{см}} = t_6 p = 80 \cdot 3,5 = 280$  мин. При продолжительности смены  $t_{\text{см}}=480$  мин это составит

$$t_{6\text{см}} \cdot 100 / t_{\text{см}} = 280 \cdot 100 / 480 = 58,4 \, \%.$$

Время, затраченное на спуско-подъемные и вспомогательные операции за смену

$$t_{\text{спв см}} = t_{\text{спв р}} p = 40 \cdot 3,5 = 140 \text{ мин.}$$

или

$$t_{\text{спв см}} \cdot 100 / t_{\text{см}} = 140 \cdot 100 / 480 = 29,2 \, \%.$$

Ниже приведены показатели, подсчитанные по этой методике для различных случаев.

Время чистого бурения в рейсе $t_6$ , мин . . . . .	80	200	360
Время на спуско-подъемные и вспомогательные операции $t_{\text{спв р}}$ , мин . . . . .	40	40	40
Продолжительность рейса $t_6 + t_{\text{спв р}}$ , мин . . . . .	120	240	400
Проходка за рейс $l_p$ , см . . . . .	46	220	270
Число рейсов $p$ . . . . .	3,5	1,75	1,05
Проходка за смену $l_{\text{см}}$ , см . . . . .	161	388	284
Время чистого бурения в смену $t_{6\text{см}}$ , мин . . . . .	58,4	72,8	78,8
Время, затраченное на спуско-подъемные и вспомогательные операции в смену $t_{\text{спв см}}$ :			
мин . . . . .	140	70	42
% . . . . .	29,2	14,8	8,8

Из рассмотренного примера видно, что максимальная производительность в смену 388 см при продолжительности рейса 240 мин. В этом случае за смену делается 1,75 рейса, а время на чистое бурение составляет 72,8 %. При меньшей

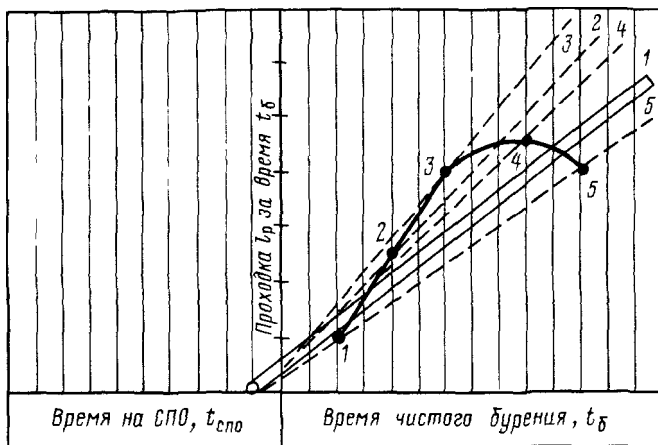


Рис. 5.7. Палетка Г. П. Попова для определения рациональной продолжительности рейса

или большей продолжительности рейса производительность за станко-смену оказывается ниже: в первом случае за счет резкого увеличения времени, затрачиваемого на спуско-подъемные операции (29,2 %), а во втором, несмотря на минимальные затраты времени на эти операции (8,8 %), за счет уменьшения механической скорости бурения. Основным критерий рациональной продолжительности рейса в этом случае — максимальное значение рейсовой скорости при бурении с постоянно уменьшающейся механической скоростью.

При возрастающей или постоянной механической скорости (без максимума) продолжительность рейса будет ограничиваться другими факторами, например, необходимостью сохранить или поднять керн, износом каких-либо элементов бурового снаряда и др.

Для определения рациональной продолжительности рейса по рейсовой скорости следует своевременно установить момент, когда эта скорость достигнет максимума. Это можно делать, периодически рассчитывая рейсовую скорость, пользуясь приведенной методикой, ведя хронометраж. Показатели может записывать на доске сменный мастер через равные промежутки времени. После получения максимальных значений рейсовой скорости рейс должен быть прекращен.

Для более оперативной оценки этого момента можно использовать палетку Г. П. Попова (рис. 5.7). Замеряя через равные промежутки времени величину проходки, линейку палетки, надетую одним концом на штырь в точке, соответствующей времени, затрачиваемому на спуско-подъемные и вспомогательные операции в данном рейсе, поднимают до уровня,

соответствующего проходке за отмеченный интервал времени (точки 1—5). Линейка некоторое время будет подниматься, а с момента достижения максимальной рейсовой скорости (в данном случае в точке 4) она начнет опускаться. Это и будет свидетельствовать о необходимости прекращения рейса. В этот момент мгновенная механическая скорость бурения примерно равна рейсовой.

Таким способом определения рациональной продолжительности рейса удобно пользоваться при бурении в сравнительно однородных породах и монотонно изменяющейся механической скорости. В породах с неодинаковой буримостью кривая рейсовой скорости может иметь несколько максимумов. Снижение рейсовой скорости может произойти вследствие увеличения твердости пород и снижения механической скорости или по другим причинам. Для правильного решения задачи в этом случае необходимы дополнительные критерии, например, сведения о возможной смене пород и их буримости.

При определении рациональной продолжительности рейса и углубки за рейс можно использовать буровую контрольно-измерительную аппаратуру (БКИА), описание которой приводится в специальной литературе [2].

В. Г. Квитка для определения оптимального времени работы коронки на забое при бурении в крепких породах предложил использовать критическую или граничную механическую скорость бурения  $v_{\text{мг}}$ , после достижения которой следует прекращать рейс и заменять коронку. В противном случае ствол скважины будет сужаться на конус, что приведет в последующем рейсе к необходимости разбуривать его или к преждевременному выходу коронки из строя, или к снижению производительности.

Ниже приведены данные анализа работы коронок при различной продолжительности времени чистого бурения в породах выше средней твердости.

Время работы коронки, мин . . .	10	20	30	40	50	60	70	80
Механическая скорость бурения, м/ч . . . . .	5,2	4,8	3,8	3,2	2,9	2,2	1,9	1,5
Частота снятия коронок с работ, % . . . . .	—	—	—	—	15	40	30	15
Частота случаев расширения стволов скважин в следующем рейсе, % . . . . .	—	—	—	—	14	42	29	15

Значение граничной механической скорости бурения, после достижения которой в следующем рейсе появляется необходимость в разбуривании ствола скважины, рекомендуется определять из выражения

$$v_{\text{мг}} = v_0 / k_1, \quad (5.25)$$



где  $v_0$  — начальная механическая скорость бурения, достигаемая в течение первых 10 мин после периода приработки коронки;  $k_1$  — коэффициент, зависящий от диаметра коронки: для коронок диаметром 76 мм  $k_1=1,8$ , диаметром 59 мм и 46 мм  $k_1=1,6$ .

Таким образом, с целью повышения производительности труда и снижения стоимости 1 м ствола скважины необходимо добиваться максимальной рейсовой скорости бурения. Это возможно за счет сокращения времени, затрачиваемого на вспомогательные операции в рейсе путем совершенствования техники и технологии, а также путем совмещения операций. Кроме того, это можно делать за счет повышения механической скорости бурения при совершенствовании техники и технологических режимов бурения. При этом необходимо стремиться к выполнению рационального числа рейсов за смену в зависимости от рассмотренных факторов и руководствоваться рейсовой скоростью, а не временем, затрачиваемым на чистое бурение или вспомогательные операции за смену, так как эти показатели не являются определяющими в достижении высоких технико-экономических показателей работы буровой бригады.

Продолжительность рейса при бурении с отбором керна часто ограничивается необходимостью сохранить керна, так как при длительном воздействии на него вращающегося колонкового снаряда керна разрушается и количество его уменьшается. В случае избирательного разрушения керна резко снижается его представительность. В связи с этим углубка за рейс нормируется, и обычно величина ее ограничивается. Этим же показателем регламентируется и продолжительность рейса.

Прекращение рейса может быть вынужденным и по ряду других причин: ограниченная длина колонковой трубы (до 70%); преждевременный выход из строя породоразрушающего инструмента (до 25%); самозаклинивание керна в коронке или колонковом снаряде (20—70%); аварийная ситуация (до 6%). Во всех этих случаях, как правило, снижается механическая скорость бурения настолько, что рейс прерывают и снаряд поднимают. Поэтому с целью повышения производительности труда необходимо принимать меры, устраняющие причины преждевременного прекращения рейса.

Наиболее распространенной из перечисленных причин прекращения рейса является самозаклинивание керна, что может происходить, прежде всего, при бурении по малопрочным, трещиноватым и неоднородным по твердости породам. Самозаклинивание керна происходит особенно часто при встрече снаряда с плоскостями делимости пород под острым углом [12].

Самозаклиниванию способствуют: напор потока промывочной жидкости при прямой промывке, вибрации снаряда, перемены в процессе бурения, неблагоприятное сочетание параметров режима бурения. Самозаклинивание керна может произойти

при перекосе кернорвательного кольца, при увеличении диаметра керна в случае износа внутренней части матрицы коронки, при использовании кривых колонковых труб, после прекращения циркуляции жидкости в результате оседания частиц шлама внутри колонковой трубы и в других случаях. Поэтому все известные меры борьбы за сохранность керна могут привести к увеличению углубки за рейс и длительности рейса. Практика показывает, что с помощью ряда мер углубку за рейс можно довести до 8—10 м, тогда как в обычных случаях она не превышает 5 м и в среднем колеблется около 2 м.

Особое значение имеет отработка алмазных долот в связи с тем, что по сравнению с работой алмазных коронок, исключаются ограничения, связанные с получением керна. Поэтому в нормальных условиях углубка за рейс алмазным долотом соответствует его износостойкости.

# Часть вторая

## ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

### Глава 6

#### ТВЕРДОСПЛАВНОЙ И АЛМАЗНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

##### 6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТВЕРДОСПЛАВНОМ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕМ ИНСТРУМЕНТЕ

Твердосплавной инструмент, применяемый при бурении в породах мягких и средней твердости (I—VII и частично VIII категорий по буримости), может иметь форму коронки или долота. В качестве вооружения используются резцы из твердых сплавов различной формы и размеров. Основным конструктивным элементом такого инструмента является корпус в виде короночного кольца или тела цилиндрической формы, имеющий рабочую часть, вооруженную твердосплавными резцами, и резьбовую часть для присоединения к буровому снаряду.

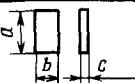
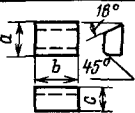
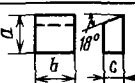
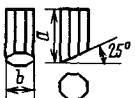
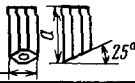
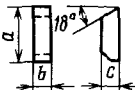
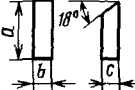
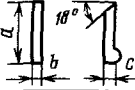
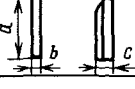
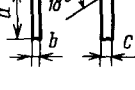
По форме вооружения и с учетом механизма разрушения породы твердосплавной инструмент может быть режущего действия (РД), режуще-скалывающего действия (РСД) и режуще-истирающего или фрезерующего действия (РИД). Во всех этих случаях инструмент армируется твердым сплавом либо в виде резцов, либо наплавкой. Обычно используют твердые сплавы типа ВК (вольфрамокобальтового состава). Характеристика некоторых из них приведена ниже.

Твердый сплав . . . . .	ВК4	ВК6	ВК8	ВК11	ВК15
Содержание, %:					
WC . . . . .	96	94	92	89	85
Co . . . . .	4	6	8	11	15
Твердость НВ, МПа . . . . .	88	87,5	87,5	86	86
Предел прочности на изгиб $\sigma$ , МПа . . . . .	140	150	175	180	180

При вращательном бурении рекомендуется применять средне- и крупнозернистые малокобальтовые сплавы марок ВК6 и ВК8, а при ударно-вращательном или ударном — средне- и высококобальтовые ВК11, ВК15, ВК20 и ВК25, обладающие большей ударной вязкостью, но меньшей твердостью и износостойкостью.

Таблица 6.1

Параметры резцов из твердых сплавов

Группа	Шифр резцов	ГОСТ или ГУ	Геометрическая форма резцов	Параметры резцов		
				a	b	c
Резцы пластинчатой формы	Г41	880-75		15	7,5 8,5 9,5	0,7
	0203 А	2209-82		8	10	3
	Г51	880-75		7 8 10 14 18	5 7,5 8,5 10 10	3 4
Резцы призматической формы	Г53	880-75		10	5	
	247/3	Г948-19-165-75		7,5 9	5 5	
	1323 А	17153-82		12	4	4
	Г5107 Г5108	880-75 — 11 —		10 10	4 3	4 3
	Г62	Г948-19-183-76		15	1,8	1,8
	2617	2209-82		16	1,3	2,5
	Г5110Б Г5109 Г5110	880-75 — 11 — — 11 —		12 12 12	1,5 2,5 2,0	3 3 3

Формы резцов весьма разнообразны. Резцы изготавливают в виде пластинок, призм, цилиндров и более сложных конфигураций с различными параметрами (табл. 6.1). С учетом размеров резцы для вооружения ПРИ, применяемого при вращательном бурении, условно делятся на крупные, мелкие и очень мелкие.

## 6.2. КОНСТРУКЦИИ, ТИПОРАЗМЕРЫ И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

Основными конструктивными элементами и параметрами твердосплавных коронок являются: короночное кольцо, вооружение (количество, распределение и расположение резцов в рабочей части коронки), форма и площадь сечения циркуляционных каналов, их расположение, диаметр коронки.

Короночные кольца характеризуются стандартными параметрами и элементами, приведенными на рис. 6.1, а и в табл. 6.2.

Профиль присоединительной резьбы у короночных колец — трапецеидальный, характеризуется определенными параметрами в соответствии с ГОСТ 6238—77 (рис. 6.1, б).

Шаг резьбы $S$ , мм	4,000
Рабочая высота витка $t$ , мм	0,750
Ширина витка у вершины $m$ , мм	1,922
Ширина впадины $b$ , мм	1,934
Угол наклона боковой стороны витка $\alpha/2$ , градус	5

Короночные кольца изготавливают из сталей марок Ст. 30, Ст. 35 или Ст. 40 с содержанием углерода 0,3—0,4. На отдельные параметры колец государственными стандартами предусматриваются определенные допуски [9].

Торцовая (рабочая) часть коронок вооружается (армируется) твердосплавными резцами обычно призматической или пластинчатой формы (см. табл. 6.1). Твердосплавная коронка имеет стандартные элементы и параметры (рис. 6.2, а):

Таблица 6.2

### Основные параметры короночных колец (по ГОСТ 11108—70)

Диаметры короночного кольца, мм		Толщина тела кольца $\delta$ , мм	Диаметры резьбовой части, мм		Конусность $K$	Длина, мм		
$D_1$	$D_2$		$d$	$d_1$		$L$	$L_1$	$L_2$
149	135	7	141	139	1:16			
130	116	7	120	118				
110	96	7	101	99				
91	77	7	82	80				
74	61	6,5	66	64	1:8	75	45	30
57,5	45,5	6	50	48				
44,5	32,5	6	37	35				
34,5	22,5	6	27	25				

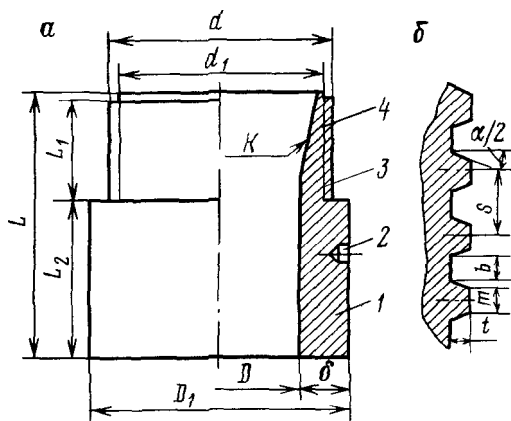


Рис. 6. 1. Конструктивные элементы корончатого кольца:

1 — тело; 2 — выемка под ключ; 3 — резьба; 4 — конус

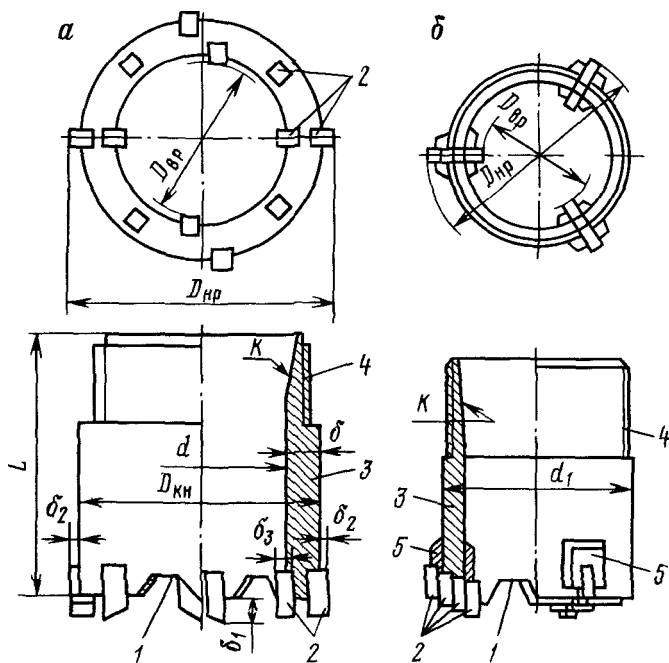


Рис. 6. 2. Конструктивные элементы твердосплавной коронки

внутренний и наружный диаметры короночного кольца 3 ( $d$  и  $d_1$ ), определяющие толщину тела коронки  $\delta$ , внутренний и наружный диаметры коронки по резцам 2 ( $D_{вр}$  и  $D_{нр}$ ), а также величина выхода или выпуска резцов из корпуса коронки: по торцу  $\delta_1$ , за наружную  $\delta_2$  и внутреннюю  $\delta_3$  боковые поверхности.

В случае необходимости получения кольцевого забоя повышенной ширины используются коронки с приваренными к корпусу ребрами 5 (рис. 6.2, б). Обычно верхний конец коронки имеет наружную резьбу 4 и внутреннюю коническую расточку К. В нижней торцевой части коронок делаются специальные вырезы — промывочные окна 1, обеспечивающие нормальные условия циркуляции жидкости и удаление продуктов разрушения.

С целью улучшения условий удаления шлама с забоя при недостаточной величине зазора между стенкой скважины и коронкой делают специальные пазы или каналы по наружной поверхности, в сечении обычно имеющие треугольную форму. Число пазов в коронках зависит от их диаметра и условий работы (типа пород) и колеблется от 2—3 до 10—12. Иногда пазы делают наклонными (по спирали). Суммарная площадь промывочных окон и пазов (каналов) должна обеспечивать циркуляцию промывочной жидкости без существенных потерь напора.

Число резцов (вооруженность коронки) зависит от типоразмера коронки, формы и параметров самих резцов. Это определяется обычно конструктивно с учетом области и условий применения породоразрушающего инструмента.

Расположение резцов в коронке играет важную роль. Все резцы по назначению делятся на основные и подрезные. Основные резцы разрушают породы по площади забоя, а подрезные калибруют ствол скважины и керн.

Основные резцы должны перекрывать поперечное сечение торца короночного кольца и выступать над торцом на величину  $\delta_1$ , а подрезные выступать за боковую наружную и внутреннюю поверхности кольца соответственно на величину  $\delta_2$  и  $\delta_3$  (рис. 6.2). Это обеспечивает внедрение резцов в породу на определенную глубину, циркуляцию очистного агента, удаляющего продукты разрушения, и свободное вращение снаряда. Величины выхода или выпуска резцов  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  и  $\delta_3$  определяются в зависимости от пород: чем мягче порода, тем больше выход.

Особенно важно увеличивать выход резцов при бурении разбухающих или вспучивающихся пород, когда диаметры скважины и керна могут резко изменяться. В твердых породах выход резцов за боковую поверхность должен быть 0,75—1 мм, а над торцом — 1,5—2 мм; в мягких породах — 3—6 мм за боковую поверхность и 5—6 мм над торцом.

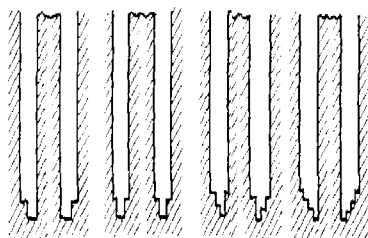
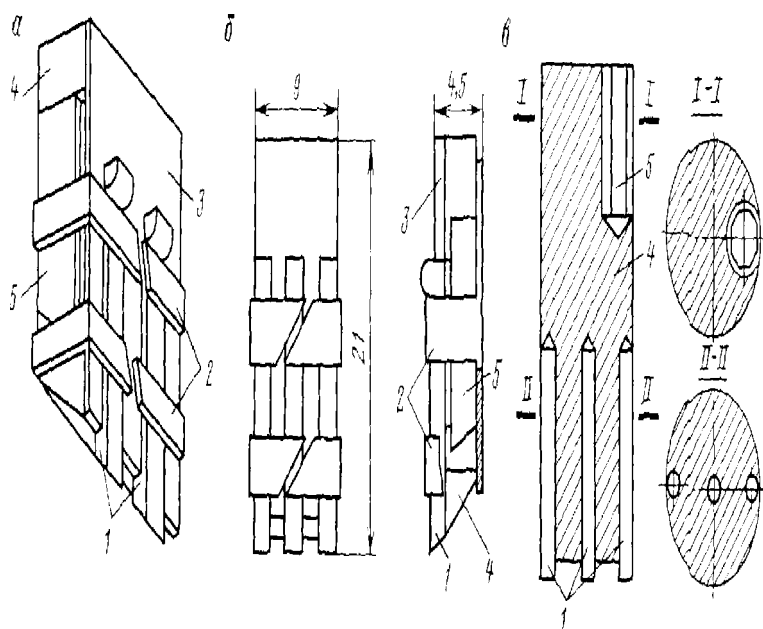


Рис. 6.3. Формы заборя

Рис. 6.4. Вставки (штабики) для твердосплавных коронок

а, б – с резами призматической формы; в – с резами цилиндрической формы; 1 – основные резы; 2 – оборотная пластина; 3 – установочная пластина; 4 – опорная пластина; 5 – поперечные резы





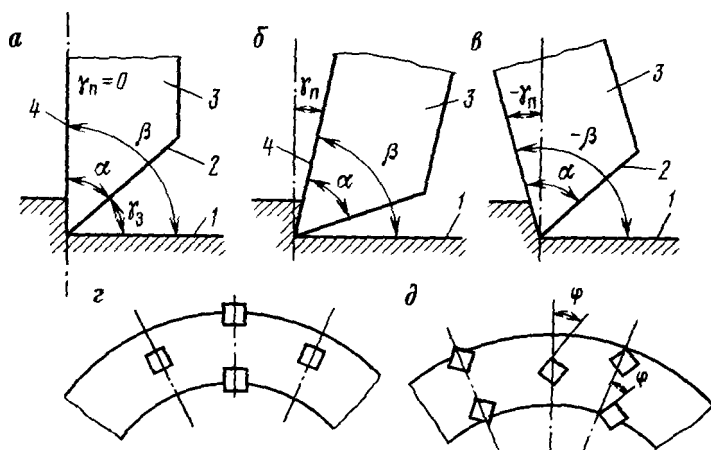


Рис. 6.5. Конструктивные элементы и возможные положения резцов в корончатом кольце:

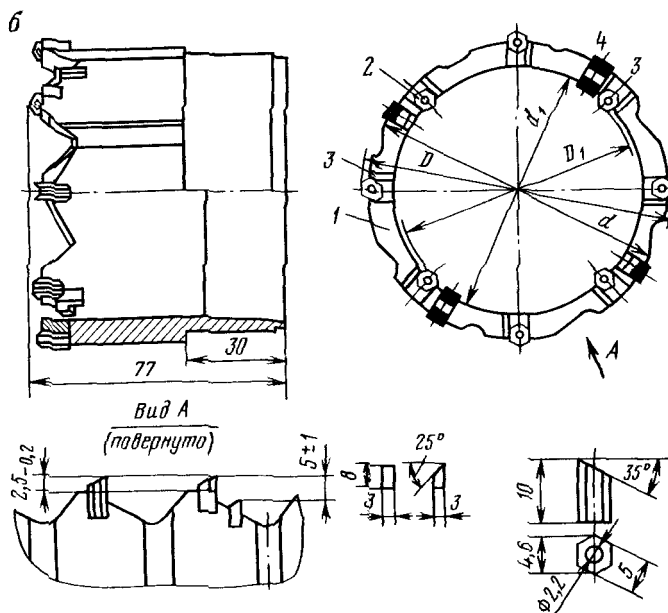
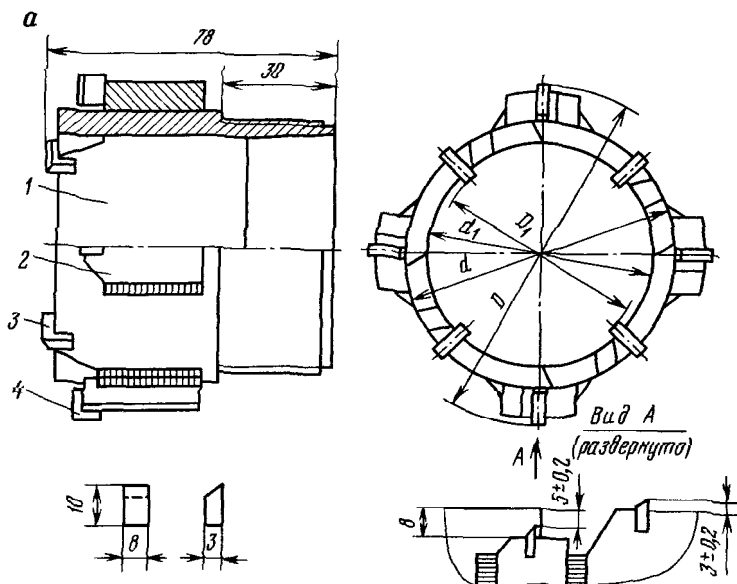
1 — плоскость резания, 2 — задняя грань; 3 — боковая грань; 4 — передняя грань

Величина выхода резцов уменьшается при бурении в сильнотрещиноватых породах во избежание поломки и выкрашивания резцов. Подрезные резцы выставляются на большую величину — за наружную и меньшую — за внутреннюю поверхность коронки. Резцы располагают с таким расчетом, чтобы полностью перекрывался торец корончатого кольца одним, двумя или тремя резцами.

Для повышения эффективности основных резцов выход их над торцом делают на разную величину, при этом забой получается сложной ступенчатой формы (рис. 6.3). Наличие дополнительных обнаженных поверхностей создает более благоприятные условия для разрушения породы по принципу "подбойки" и "отбойники", предложенному М. М. Цукуровым.

Величина выхода основных резцов регламентируется их прочностью на излом. Чем она меньше, тем меньше должен быть выход. Но это приводит к ухудшению условий разрушения породы и ее удаления. В связи с этим мелкие резцы устанавливают в специальных металлических штабиках (матрицах) прямоугольной или цилиндрической формы с таким расчетом, чтобы в процессе работы изнашивалось тело штабика и обнажались резцы (рис. 6.4). Таким способом реализуется принцип самозатачивания (самообнажения) резцов.

Эффективность работы инструмента зависит от положения резцов относительно плоскости резания (торца коронки), которое определяется величиной переднего угла наклона  $\gamma_n$  или угла резания  $\beta$  (рис. 6.5).



Резцы могут располагаться перпендикулярно к торцу коронки и наклонно. Таким образом, угол резания  $\beta$  может быть равен, больше или меньше  $90^\circ$  (рис. 6.5 а, б, в). Угол наклона резцов определяется в зависимости от характера пород. В породах мягких и средней твердости более эффективно работают резцы с положительным углом наклона  $\gamma_n = 30 \div 35^\circ$  при  $\beta < 90^\circ$ , в твердых малоабразивных породах с вертикальным расположением  $\gamma_n = 0$ . Отрицательный угол наименее благоприятен и рекомендуется при бурении по очень твердым и в особенности по трещиноватым породам. Кроме того, резцы могут быть расположены без поворота или с поворотом вокруг своей оси на угол  $\varphi = 10 \div 25$  к радиусу коронки (рис. 6.5, з, д)

### ТИПОРАЗМЕРЫ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

В зависимости от формы и размеров применяемых резцов все твердосплавные коронки делятся на две основные группы: с заточиваемыми резцами (крупнорезцовые и мелкорезцовые) и самозаточивающимися (микрорезцовые).

В соответствии с ГОСТ 11108—70 по условиям работы или характеру разбуриваемых пород промышленность выпускает коронки следующих типов: М—для бурения в мягких породах (ребристые коронки); СМ—для бурения в средних по твердости

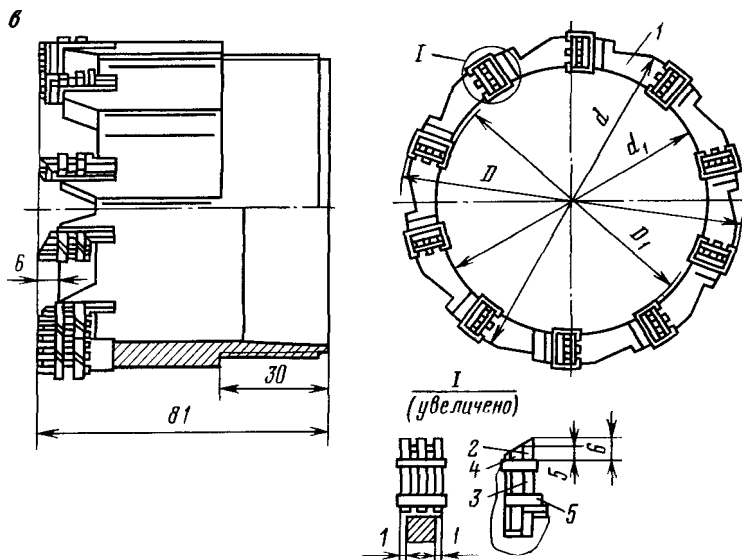


Рис. 6.6. Основные типы твердосплавных коронок:

а — М1; б — СМ3; в — СМ3; 1 — корончатое кольцо; 2, 3, 4, 5 — резцы из твердых сплавов

Таблица 6.3

## Основные размеры твердосплавных коронок (в мм)

Диаметр коронок по резцам	Предельные отклонения по наружному диаметру для коронок типа		Внутренний диаметр по резцам для коронок типа		Предельные отклонения по внутреннему диаметру для коронок типа	
	М	СМ, СТ и СА	М	СМ, СТ и СА	М	СМ, СТ и СА
36	—	+ 0,4	—	21	—	+ 0,2
46	—	— 0,1	—	31	—	— 0,6
59	—		—	44	—	
76	—	+ 0,5	—	59	+ 0,5	+ 0,2
93	+ 0,4	— 0,3	57	75		— 0,8
112		+ 0,6 — 0,3	73	94		+ 0,3 — 0,8
132		+ 0,6 — 0,5	92	114		+ 0,4 — 0,8
151			112	133		

малоабразивных или перемежающихся по твердости породах; СТ — для бурения в породах средней твердости, малоабразивных или с перемежающейся твердостью и трещиноватых; СА — для бурения в породах средней твердости, абразивных, но монолитных или перемежающихся по твердости. Основные параметры коронок приведены в табл. 6.3 и на рис. 6.6.

Рабочими органами коронок, применяемых при вращательном способе бурения в мягких рыхлых породах, являются зубья, и коронки получили название зубчатые. С целью повышения стойкости таких коронок их зубья наплавляют твердым сплавом.

В связи с унификацией размеров породоразрушающего инструмента у новых твердосплавных коронок, имеющих наружный номинальный диаметр 36, 59, 76, 93 и 112 мм, внутренний диаметр будет 22, 42, 58, 73 и 92 мм соответственно с теми же допусками. Кроме того, выпускают коронки для специальных снарядов, в частности, для бурения с гидротранспортом керна типа ГТК.

## ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

Многообразие конструкций и типов твердосплавных коронок обуславливается разнообразием горных пород, характеризующихся различными свойствами и спецификой процесса их разрушения. С этих позиций основными факторами, определяющими область применения коронок того или иного типа, являются: твердость или буримость, абразивность и трещиноватость горных пород.

Таблица 6.4

## Классификация твердосплавных коронок и области их применения

Тип коронок		ГОСТ или ТУ	Шифр коронок	Область применения	
				Категория пород по буримости	Характеристика и типичные представители пород
С заглачиваемыми резами	Крупнорезцовые	I	M1	I—III	Породы мягкие однородные: суглинки, глины, мел, торф и др.
			M2	II—IV	Породы мягкие с прослойками более твердых: глина, мел, слабосцементированные песчаники, глинистые алевролиты, мергели, неплотные известняки и т. д.
			M5	II—IV, частично V	Породы мягкие и средней твердости, достаточно однородные: глины, слабосцементированные песчаники
	Мелкорезцовые	ГОСТ 11108—70	CM4	V—VI, частично VII	Породы средней твердости, малоабразивные монолитные и перемежающейся твердости: алевролиты, песчаные сланцы, известняки, слабые песчаники и др.
			CM5	V—VI	Породы средней твердости, малоабразивные монолитные или слаботрещинчатые: доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты и др.
			CM6	VI—VII	Породы средней твердости, малоабразивные монолитные и трещиноватые: доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты и др.
			CT2	IV—VI	Породы средней твердости, малоабразивные монолитные и с перемежающейся твердостью: известняки, доломиты, частично окремненные сланцы, мягкие породы с включением более твердых и др.
Самозатачивающиеся	Микрорезцовые	ГОСТ 11108—70	CA1	VI—VIII	Породы средней и выше средней твердости, абразивные тонко- и мелкозернистые, монолитные: песчаники, песчаные сланцы, грубые алевролиты, порфириды, габбро
			CA4	VI—VIII, частично IX	Породы абразивные, монолитные или слаботрещинчатые: габбро, пироксениты, порфириды, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны и др.

Тип коронок		ГОСТ или ТУ	Шифр коронок	Область применения	
				Категория пород по буримости	Характеристика и типичные представители пород
Самозатачивающиеся	Микрорезцовые	ГОСТ 11108-70	CA2, CA3	VI—VIII, частично IX	Породы абразивные, монолитные и с перемежающейся твердостью: песчаники, алевролиты, диориты, габбро, порфириды, окварцованные известняки и др.
		ТУ 41-01 279-77	CA5		
		ТУ 41-01 261-77	CA6		

С учетом существующей в настоящее время классификации горных пород, принятой в системе Мингео СССР, области применения твердосплавных коронок ограничиваются породами I—IX категорий по буримости. В мягких, вспучивающихся породах I—IV категорий рекомендуется применять ребристые коронки типа М, в породах средней твердости IV—VI и частично VII категорий — мелкорезцовые и в породах выше средней твердости VI—VII и частично VIII—IX категорий микрорезцовые или самозатачивающиеся коронки (табл. 6.4).

Следует отметить, что при определении области применения коронок необходимо располагать объективными данными, характеризующими механические свойства горных пород. Для этого надо знать свойства пород и на основании полученных данных подбирать коронки для тех или иных конкретных условий.

### 6.3. КОНСТРУКЦИИ И ТИПОРАЗМЕРЫ ДОЛОТ С ТВЕРДОСПЛАВНЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

Бурение скважин с разрушением породы по всей площади забоя (бескверное бурение) осуществляется с помощью долот, имеющих вооружение из твердых сплавов: режущего действия (РД), режуще-скалывающего действия (РСД), режуще-истирающего (РИД) или комбинированного действия (рис. 6.7).

Долота *режущего действия (РД)* или лопастного типа успешно применяют при бурении в рыхлых несвязных и связанных мягких породах от I до IV категорий по буримости с удалением продуктов разрушения гидравлическим или пневматическим способом. Рабочая часть таких долот — одна, две или

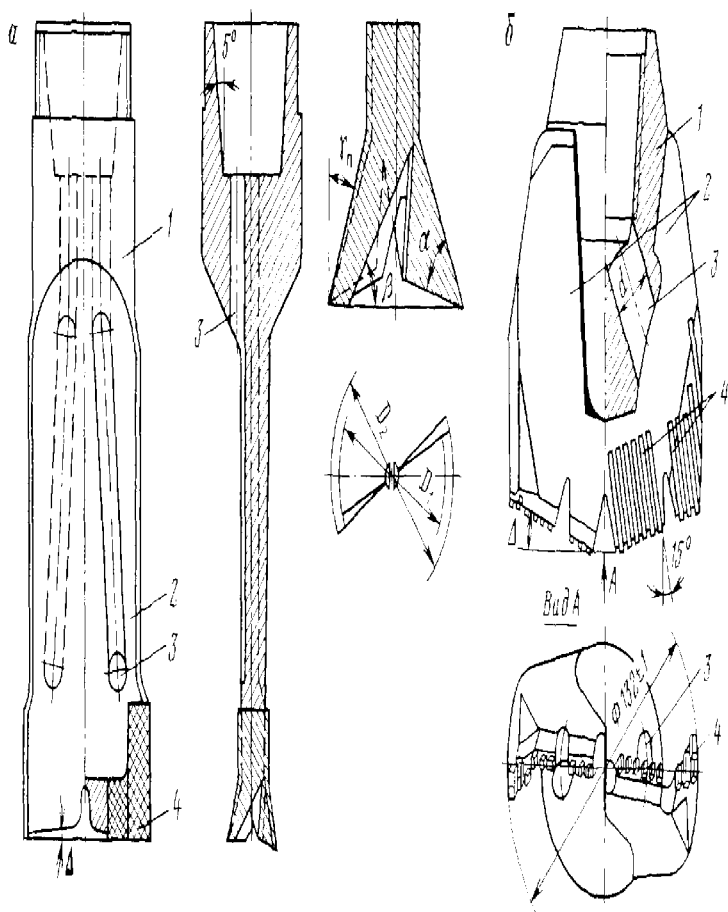


Рис. 6.7. Долота режущего действия

три лопасти со сплошными лезвиями (режущими элементами), имеющими определенную конфигурацию. Лезвия лопастных долот могут быть в виде прямой линии с внутренним или внешним углом наклона  $\Delta$  и в виде искривленной линии вогнутой или выпуклой формы.

Лезвия могут быть непрерывными и прерывными — с расщепками, а лопасти — с угловым смещением или пересекающимися. Широко применялись двухлопастные долота типа РХ. В настоящее время распространены одно- и двухлопастные долота типа М для бурения скважин в мягких породах и типа МС — в породах мягких и средней твердости. Для повышения эффективности работы такие долота могут снабжаться струйными или гидромониторными насадками. При бурении скважин на нефть и газ применяются двух- или трехлопастные долота типа 2Л, 3Л и пикообразные типа ПЦ (для разбуривания цементных пробок).

Долота типа РХ или Л (рис. 6.7, а) имеют корпус 1 с резбовой частью и лопасти 2 с лезвиями в виде прямых линий с небольшим внутренним углом наклона  $\Delta$ . Профиль рабочей части долот напоминает рыбий хвост, в связи с чем они и получили такое название.

Лезвиям лопастных долот режущего действия придают рациональные углы приострения  $\alpha$  и резания  $\beta$  в соответствии с характером разрушаемых пород: при бурении по мягким породам рекомендуются положительные углы  $\beta=110^\circ$ , по породам средней твердости  $\beta=105^\circ$ , а по более твердым  $\beta=95^\circ$ . Угол приострения у таких долот обычно составляет  $80-85^\circ$ . Для повышения стойкости режущая кромка лезвий таких долот укрепляется твердыми сплавами наваркой в несколько слоев I, II, III или вставкой резцов 4 различной формы. Для прохода промывочной жидкости в корпусе долот имеются два отверстия 3, в которые могут быть вставлены гидромониторные насадки.

Разновидностью долот РД является двухлопастное долото типа ЗДР-132МС конструкции СКБ НПО "Геотехника" (рис. 6.7, б). Долото состоит из корпуса 1 в форме усеченного двойного конуса, к которому приварены две лопасти 2 сложной формы, имеющие прерывистые наклонно расположенные лезвия, армированные резцами 4 прямоугольной формы. Резцы вставлены наклонно под углом  $15^\circ$  к плоскости забоя. В корпусе долота имеются два промывочных канала 3, расположенных под некоторым углом к оси долота. Долота такого типа предназначены для бурения в породах мягких и средней твердости малоабразивных I—IV категорий по буримости. Для разбуривания мягких пород при сооружении глубоких скважин на нефть и газ применяются трехлопастные долота типа 3Л.

Лопастные долота с лезвиями вогнутой формы и угловым смещением типа М, разработанные в СКБ НПО "Геотехника",



предназначены для бурения мягких абразивных пород. Долото состоит из корпуса цилиндрической формы, к которому крепятся от двух до четырех лопастей, армируемых твердосплавными резцами. Лезвия лопастей имеют вид вогнутой кривой, радиус которой  $R$  зависит от диаметра долота и абразивности пород. Чем более абразивны породы, тем меньше радиус кривой и вогнутость увеличивается. Обычно у серийных долот радиус кривой равен или немного превышает диаметр долота. Резцы, имеющие прямоугольную форму, вставлены наклонно к оси долота под углом  $25-35^\circ$  так, что забой полностью перекрывается двумя группами в увеличивающейся степени к периферии (до 2—3 раз). Подрезные (калибрующие) резцы цилиндрической формы устанавливаются в ребрах лопастей в несколько рядов, иногда по винтовой образующей.

Лопастные долота РД типа МС с угловым смещением лезвий предназначены для бурения в мягких породах с пропластками пород средней твердости и включениями твердых пород глин с прослойками песчаников, известняков, алевролитов, туфов, а также с включением галечников, галечно-щебенистых образований и др. При этом долото должно иметь повышенную способность выдерживать нагрузки, особенно ударного действия, при встрече с твердыми включениями.

Долото состоит из корпуса с внутренней резьбой и двумя промывочными каналами и двух лопастей. Лезвия долота имеют прерывистую форму с внутренним углом наклона  $\Delta = 25 \div 30^\circ$ . Величина рассечки лезвий у двухлопастных долот этого типа 8—12 мм, а у трехлопастных диаметром 132 и 151 мм — 10—14 мм. Отдельные элементы лезвий имеют разное угловое смещение  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ . В результате между ними образуются пространства, через которые проходят потоки промывочной жидкости, удаляющей продукты разрушения. Лезвия армируются твердосплавными основными резцами 4 призматической формы с поперечным сечением  $2,5 \times 3,5$  мм, вставляемыми под углом  $15-25^\circ$  к оси долота. Калибрующие резцы цилиндрической формы Г2509 (ГОСТ 880—75) размещаются в несколько рядов по высоте ребер лопастей.

К числу долот РД относятся 6ДР-132МС и 7ДР-93МС, имеющие по одной основной и калибрующей лопасти, а также долота пикообразной формы — пикобуры различных конструкций.

Долота *режуще-скалывающего действия* (РСД) или крупного скола имеют обычно сложную прерывисто-ступенчатую форму лезвий или оснащаются крупными резцами (рис. 6.8). Такие долота предназначены для разрушения хрупких пород III—VI категорий по буримости. Ступенчатая форма лезвий или резцы обеспечивают наиболее эффективное разрушение пород в нескольких параллельных плоскостях. Резцы, работающие на уступах, скалывают крупные куски породы, при этом

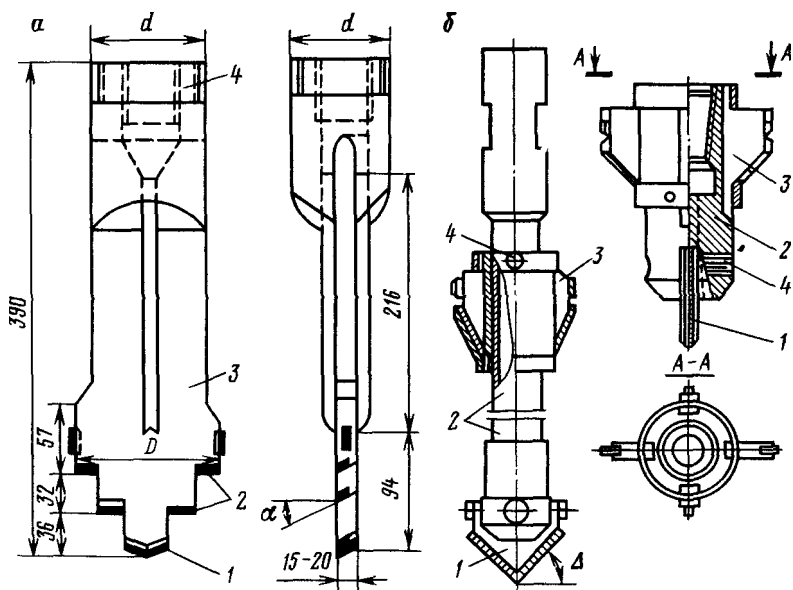


Рис. 6.8. Долота режуще-скалывающего действия:

*а* — с прерывистыми лезвиями: 1 — опережающая ступень, 2 — лезвия, 3 — лопасть, 4 — резбовая часть;  
*б* — многоступенчатые: 1 — опережающая ступень — пилот, 2 — корпус, 3 — лезвия-ребра, 4 — штифт

обеспечиваются достаточно высокая стойкость долот и довольно низкие удельные энергозатраты на разрушение породы.

*Долота режуще-истирающего или фрезерирующего действия (РИД)* предназначены для бурения скважин в породах средней и выше средней твердости с промывкой или продувкой. Долота этого типа имеют две и более лопасти или выступа — ребра, оснащенные резцами из твердых сплавов или сплава славутитч призматической, пластинчатой или цилиндрической формы. Рабочие органы таких долот имеют многорядное вооружение. К числу долот РИД относятся ФР, ДФ6, БФ1 конструкции ГрозНИИ, 2ДИР-11 конструкции Азинмаша, долота ИСМ конструкции Института сверхтвердых материалов и др.

#### 6.4. КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ АЛМАЗНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Конструктивно алмазный породоразрушающий инструмент любого вида состоит из трех основных частей: корпуса с присоединительной резьбой, матрицы или штабиков и резцов (см. рис. 6.1, *а*, *б*). Для циркуляции очистного агента в матрице и корпусе делаются специальные каналы. В качестве резцов в таком инструменте используются как естественные

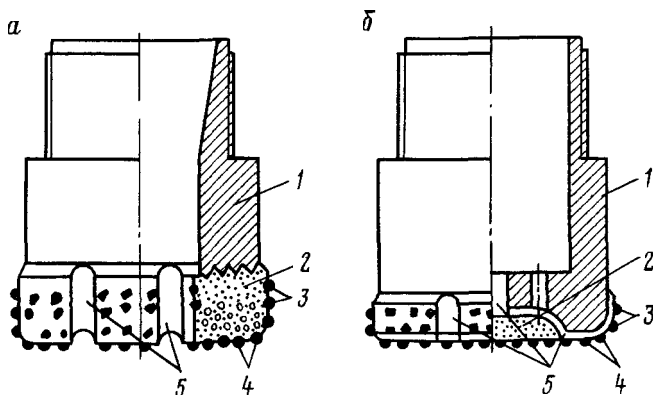


Рис. 6. 9. Конструктивные элементы алмазных ПРИ

*a* — коронка; *б* — долото, 1 — корпус, 2 — матрица, 3 — подрезные резцы, 4 — торцовые резцы; 5 — циркуляционные каналы

алмазы (А), так и синтетические (АС), а также резцы из сверхтвердых материалов (СМ).

Корпус алмазного инструмента может иметь вид стандартного короночного кольца (рис. 6.1, *a* и 6.9, *a*) или специальной заготовки цилиндрической формы со стандартной присоединительной резьбой (рис. 6.9).

**Матрица**, предназначенная для размещения и закрепления алмазных резцов (зерен) и имеющая определенную геометрическую форму, присоединяется к короночному кольцу припайкой или с помощью клея. В процессе бурения (разрушения породы на забое) матрица должна обеспечивать обнажение алмазных резцов по мере их износа. Это возможно только при условии равномерного и синхронного износа материала матрицы и алмазных зерен за счет абразивного действия породы или шлама.

Известно, что эффективное разрушение породы будет только при внедрении алмазных резцов в нее на определенную глубину. При этом между торцом матрицы и плоскостью забоя должен оставаться некоторый зазор для циркуляции очистного агента, охлаждающего рабочую часть породоразрушающего инструмента и удаляющего продукты разрушения. Это обеспечивается определенным выходом (выпуском) алмазных резцов из тела матрицы, величина которого должна сохраняться постоянной по мере их износа. Поэтому износостойкость матрицы, зависящая от ее твердости и других факторов, должна соответствовать характеру проходимых пород. Слишком твердая матрица будет изнашиваться медленно, зерна алмазов будут обнажаться мало, в связи с чем эффективность работы инструмента

будет невысокой. При слишком мягкой матрице, наоборот, зерна будут интенсивно обнажаться и начнут выпадать из тела матрицы и эффективность работы будет также низкой.

Матрицы современных алмазных инструментов обладают различными твердостью и износостойкостью. По этому признаку они делятся на несколько типов: очень мягкая, имеющая твердость 10—15 HRC; нормальная — 20—25 HRC; твердая — 30—35 HRC; очень твердая — 50—55 HRC.

В СССР серийно выпускаются породоразрушающие инструменты с матрицами трех типов: нормальной для малоабразивных пород; твердой для абразивных пород; очень твердой для весьма абразивных горных пород. Следует отметить, что износостойкость не всегда соответствует твердости матрицы. Достаточно твердая матрица может оказаться менее износостойкой, чем более мягкая. Но оценка матрицы по твердости наиболее проста и доступна.

Алмазные зерна, выполняющие роль резцов, по назначению и расположению в матрице подразделяются на торцовые, объемные и подрезные.

Торцовые алмазы располагаются по торцу породоразрушающего инструмента и служат для разрушения породы в плоскости забоя скважины.

Объемные алмазы размещаются внутри тела матрицы и вступают в работу при обнажении, происходящем по мере износа торцовых алмазов, выступающих из матрицы, и самой матрицы. В этом случае зерна обнажившегося слоя объемных алмазов становятся торцовыми. В качестве торцовых алмазов используются зерна с хорошей огранкой, незначительными дефектами, несовшенной формы, овализованные и дробленые.

Подрезные алмазы обрабатывают (калибруют) стенки скважины и керн по мере продвижения бурового инструмента при углубке скважины. Кроме того, они предохраняют породоразрушающий инструмент от бокового износа. В качестве подрезных резцов используются зерна высококачественных алмазов естественной формы или овализованные, имеющие больший размер, чем объемные.

Вооруженность инструмента зернами алмазов характеризуется: общим количеством зерен алмазов в матрице, количеством объемных, торцовых и подрезных резцов, размещением или расположением (раскладкой) алмазных зерен в матрице. Общее количество алмазных зерен определяется их суммарной массой в каратах. Количество объемных зерен характеризует насыщенность некоторого объема матрицы алмазами ( $\text{кар}/\text{см}^3$ ), а количество зерен, размещенных на торце матрицы, — насыщенность торца. Этот показатель оценивается числом зерен алмазов, приходящихся на единицу площади торца ( $\text{шт}/\text{см}^2$ ), или в процентах занимаемой алмазами площади от всей площади торца.

Практика работ и исследования показывают, что максимальная механическая скорость бурения достигается при насыщении торца матрицы алмазами до 45–50%. Известно, что в зарубежной практике насыщенность торца матрицы алмазами составляет 34–66% от площади торца, а насыщенность отечественных коронок, как правило, составляет 35%. Размещение алмазных резцов в матрице может быть различным. По этому признаку выделяется однослойный, многослойный и импрегнированный породоразрушающий инструмент.

Однослойный инструмент (рис. 6.10, *а*) имеет только один ряд (слой) торцовых алмазов с зернистостью от 2–5 до 40–60 шт/кар и насыщенностью от 13–16 до 22–25% (при диаметре инструмента 36–76 мм) и подрезные алмазы.

У многослойного инструмента (рис. 6.10, *б*) алмазы размещаются в некотором объеме рабочей части матрицы в несколько параллельных слоев (пять–шесть), почему они и называются объемными. Зерна торцовых и объемных алмазов имеют упорядоченное расположение (раскладку). Зернистость этих алмазов в среднем 60–120 шт/кар. В качестве подрезных в этом случае применяются более крупные алмазы зернистостью 20–60 шт/кар. Насыщенность торца многослойных инструментов такая же, как и однослойных.

У импрегнированных инструментов (рис. 6.10, *в*) вся масса мелких алмазных зерен равномерно распределяется в некотором объеме рабочей части матрицы. Насыщенность матрицы объемными алмазами может колебаться от 20 до 40%. Практически это тоже многослойный инструмент, только с неупорядоченным расположением зерен алмазов в некотором объеме. Зернистость объемных алмазов у такого инструмента может колебаться от 100 до 10 000 шт/кар и более. В качестве подрезных используются более крупные зерна алмазов зернистостью 30–60 шт/кар.

Торцовые и объемные резцы в одно- и многослойном инструменте располагаются в секторах по определенным схемам: радиальной (рис. 6.11, *а*), спиральной (рис. 6.11, *б*) и концентрической (рис. 6.11, *в*), обеспечивающим полное перекрытие всей площади забоя группами зерен при вращении инструмента. Зерна алмазов могут размещаться в специальных вставках-штабиках, прикрепляемых к корпусу инструмента.

Торцовые и подрезные зерна алмазов располагаются в матрице так, чтобы определенная часть каждого из них выступала из тела матрицы (см. рис. 6.10). Величина, на которую могут выступать алмазы, или их выпуск  $\delta$ ,  $\delta_1$ ,  $\delta_2$ , зависит от размеров зерен и характера пород, для которых рекомендуется инструмент. Величина выпуска подрезных алмазов достигает 10–15% их диаметра (0,1–0,2 мм), что составляет обычно 0,08–0,8 мм.

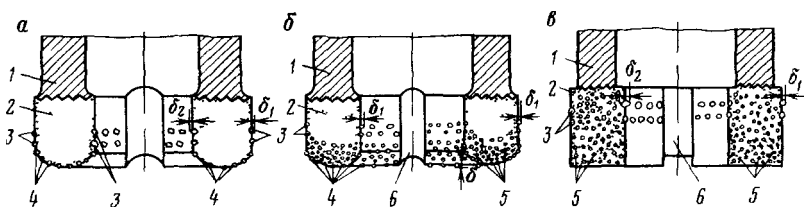


Рис 6 10 Типы алмазных коронок

1 — корончатое кольцо, 2 — матрица, 3 — подрезные резцы, 4 — торцовые резцы, 5 — объемные резцы (алмазы), 6 — промывочный канал

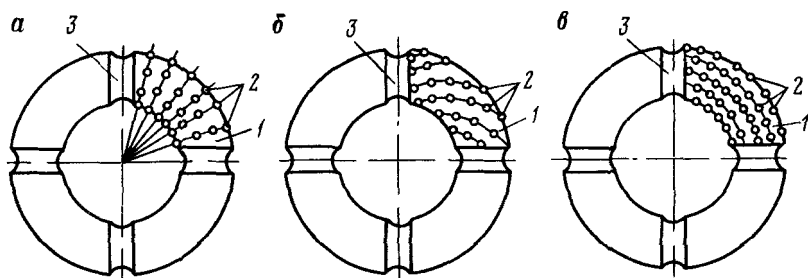


Рис 6 11 Основные схемы расположения зерен алмазов в секторах

1 — сектор матрицы, 2 — зерна алмазов, 3 — промывочный канал

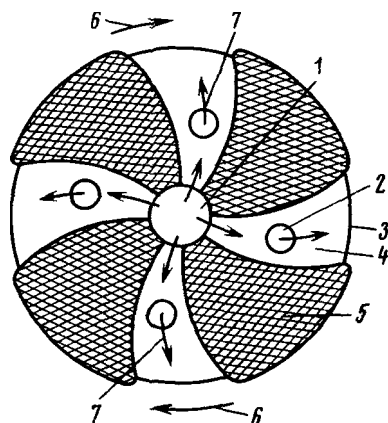


Рис 6 12 Схема расположения циркуляционных каналов

1 — прямой центральный, 2 — прямые дополнительные, 3 — боковые, 4 — косые торцовые, 5 — сектор с алмазным вооружением, 6 — направление вращения долота, 7 — направление движения очистного агента

*Циркуляционные каналы* (промывочные окна) представляют собой совокупность конструктивных элементов, обеспечивающих циркуляцию очистного агента с целью охлаждения инструмента и удаления с забоя продуктов разрушения (шлама) в процессе бурения. Каналы (углубления) делают как в торцовой, так и боковых частях матрицы, деля ее на секторы, а иногда и в ее теле (рис. 6.12). Чем интенсивнее работает инструмент, тем больше должна быть пропускная способность промывочных каналов. Для этого увеличивают их число и площадь сечения.

Форма сечения, кроме того, должна обеспечивать небольшие гидравлические потери при движении жидкости. В связи с этим при прямой схеме циркуляции очистного агента преимуществом пользуются косо расположенные каналы (по спирали, направленной против направления вращения инструмента), что способствует перемещению шлама к периферийной части забоя.

Циркуляционные зазоры между торцом матрицы и забоем, а также между боковыми поверхностями матрицы, стенками скважины и керном обеспечиваются выходом алмазных резцов из матрицы, величина которого может быть заданной (для однослойного инструмента) и случайной, зависящей от степени обнажения резцов. При отсутствии зазоров охлаждение матрицы и зерен алмазов, а также удаление шлама резко ухудшаются, что может привести к быстрому выходу инструмента. Формирование необходимых зазоров в этом случае регулируется технологическим режимом обработки инструмента.

## **6.5. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ АРМИРОВАНИЯ МАТРИЦ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ**

В качестве породоразрушающих элементов резцов используются природные и синтетические алмазы или сверхтвердые материалы, которые характеризуются режущей или абразивной способностью зерен, их стойкостью на истирание и прочностью (твердостью).

Критериями "буровых свойств" алмазных зерен являются: величина углубки на коронку, механическая скорость бурения и удельный расход алмазов на 1 м пробуренной скважины. Эти свойства зависят от формы зерен, их физического состояния (наличие трещин, включений и сколов), твердости и размеров.

*Естественные алмазы.* Для изготовления инструментов применяются зерна алмазов в виде обломков или поврежденных кристаллов. В Советском Союзе используются технические алмазы типа "борт" из Якутских месторождений (ТУ 47-2—73).

По размерам или крупности различают алмазные зерна и порошки. Размеры алмазных зерен оцениваются их количеством

в одном карате (1 кар=200 мг). Поэтому показателю алмазное сырье делится на множество групп с содержанием алмазных зерен от 2—3 до 400—800 шт/кар со средним условным диаметром от 3,65 до 0,72 мм. Алмазные порошки делятся на группы с зернистостью от 800—1200 до 2000—4500 зерен на 1 кар со средним условным диаметром от 0,57 до 0,36 мм.

Как известно, алмазы обладают самой высокой твердостью среди природных минералов, что объясняется особой структурой их кристаллографической решетки и наличием ковалентной связи между атомами углерода, имеющими наиболее плотную упаковку в плоскостях, с которыми совпадают грани кристаллов.

Прочность алмазных кристаллов невелика — в среднем 250 МПа, теплопроводность и удельная теплоемкость алмазов высокая, коэффициент линейного расширения  $0,9—1,45 \cdot 10^{-5}$  1/К, температура плавления около 4000 °С.

В связи с высокой степенью твердости алмаз обладает износостойкостью, во много раз превышающей износостойкость известных абразивных материалов — карбида кремния, карбида бора и электрокорунда. Под действием динамических нагрузок алмазы разрушаются быстрее, чем при действии статических. Наличие в зернах алмазов дефектов (трещин, включений) снижает их прочность в 1,2—1,9 раза. С целью улучшения буровых свойств низкосортных алмазов прибегают к их искусственной обработке путем овализации, после которой зерна приобретают шарообразную или изометрическую форму, а прочность их повышается за счет снятия внутренних напряжений в кристаллах, устранения острых ребер и углов.

Для улучшения буровых свойств зерна алмазов полируют. При работе алмазов с гладкой поверхностью в твердых породах уменьшаются силы трения их о породу и соответственно снижается степень нагревания зерен алмазов, что повышает их работоспособность или буровые свойства. При этом поверхность зерен алмазов становится прозрачной, вследствие чего просматривается их внутренняя часть, что позволяет определять визуально некоторые дефекты алмазов и сортировать их по качеству. Зерна алмазов можно полировать механическим, химическим и газопламенным способами.

С целью повышения прочности алмазные зерна подвергают специальной термообработке. При этом алмазы нагревают в специальных печах в восстановительной среде до температуры 920—940 °С и затем медленно охлаждают. Этот процесс позволяет уменьшить или снять внутренние напряжения в кристаллах, возникающие при формировании алмазов в природных условиях. После термической обработки механическая прочность алмазов увеличивается в 1,5—1,8 раза. Такой же эффект возникает и при резком охлаждении, например, в жидком азоте, имеющем



Таблица 6.5

Обозначение сорта алмазов	Сортность алмазных зерен			
	Группа	Подгруппа	Качество	Прочие признаки
Б	XV	"а"	1	С незначительными дефектами
В	XV	"а"	2	С небольшими дефектами
Г	XV	"а"	3	С большими дефектами
Д	XXXV	—	—	Дробленые
Е	XXXIV	"а"	1	Дефекты от незначительных до
К	—	"б"	2	больших
Л	—	"в"	3	
Н	XV	"б"	2	С небольшими дефектами
П	—	—	—	Подвергнутые полировке
Р	—	—	—	Рекуперированные
Т	XVI	"в"	1	С незначительными дефектами
У	XV	"б"	1	То же
Х	XVI	"а"	2	Дефекты от незначительных до
Ц	XVI	"а"	1	больших
Ш	XVI	"а"	3	

температуру  $-190^{\circ}\text{C}$ , или при облучении алмазов малыми дозами квантов и другими физическими полями.

Буровые свойства алмазов повышаются еще и за счет их металлизации — покрытия поверхности кристаллов тонким слоем тугоплавкого металла, хорошо сцепляющегося с алмазом. Это обеспечивает более прочную связь зерен алмазов с матрицей породоразрушающего инструмента, а также способствует исчезновению микротрещин в алмазах, выходящих на поверхность, что повышает их механическую прочность на 15% и стойкость на 15—25% [4].

Известны попытки гранулировать алмазные зерна. Этот процесс заключается в покрытии зерен алмазов, смачиваемых клеящим веществом, оболочкой из порошка твердого сплава. В результате образуются гранулы в виде шариков, внутри которых находятся алмазные зерна. Из таких гранул в специальных пресс-формах изготавливают алмазный породоразрушающий инструмент.

По ТУ 47-2 — 73 "Сырье алмазное" отечественные и импортные алмазы разделены на девять категорий по их виду и назначению. Каждая категория включает несколько групп (с I по XXXVI) и подгрупп ("а", "б", "в" и т. д.). Кроме того, алмазное сырье делится еще и по качеству (1-го, 2-го, 3-го и 4-го качества). Для изготовления инструмента используется алмазное сырье четвертой, пятой и девятой категорий. Каждому сорту алмазного сырья в этом случае присвоен буквенный индекс: Б, В, Г и т. д. (табл. 6.5).

**Синтетические алмазы.** Эти алмазы делятся на монокристаллические и поликристаллические. Монокристаллические имеют такую же кристаллическую решетку, как и природные,

и такие же свойства. Отличаются они только твердостью, формой зерен и более шероховатой поверхностью граней. Синтетические алмазы получают с заданными техническими свойствами (форма зерен, прочность и крупность): АСО — алмаз синтетический обычной прочности; АСР — алмаз синтетический повышенной прочности; АСВ — алмаз синтетический высокой прочности; АСК — алмаз синтетический кристаллический, сортированный; АСМ и АСН — микропорошки.

Твердость синтетических алмазов колеблется в широких пределах, изменяясь на целый порядок. Их различают и по другим свойствам: АСО — хрупкие, не обладающие высокими режущими свойствами; АСР — менее хрупкие, но в 2 раза прочнее, чем АСО; АСВ — более прочные и имеют более гладкую поверхность; АСК — еще более прочные, имеют гладкую поверхность; АСС — еще более прочные с гладкой поверхностью. В ряде случаев прочность их в 1,5–2 раза больше, чем природных алмазов.

Размер синтетических алмазов в основном 0,2–0,4 мм; АСК и АСС — 0,6–1,2 мм и более. По ГОСТ 9206—80 эти алмазы подразделяются на шлифопорошки и микропорошки.

Синтетические поликристаллические алмазы АРК-4, АРВ-1 или АСПК и АСВ соответственно получают в виде цилиндров диаметром 2,3 и 4 мм и длиной до 4 мм из графита при синтезе в присутствии металлорастворителей. По динамической прочности АСПК в ряде случаев превосходят естественные алмазы. Недостаток АСПК — их графитизация при температуре 950–1000 °С.

Синтетические алмазы поликристаллического строения АРС-3 (ГОСТ 9206—80) или СВСП имеют форму цилиндров размером 4×4 мм и обладают такой же термо- и износостойкостью, как и естественные алмазы.

*Сверхтвердые материалы.* Сверхтвёрдые материалы (без углерода), получаемые в СССР и за рубежом, по некоторым свойствам близки к алмазам или имеют лучшие параметры. К числу таких материалов относятся кубический нитрид бора, славутич и др. Кубический нитрид бора (КНБ) синтезируется из нитрида бора BN при температуре 1500–1800 °С и давлении 7000 МПа в виде кристаллов кубической формы размером от 0,25 мм до нескольких миллиметров или в виде пластинок. Теплопроводность такого материала лучше, чем у природного алмаза. Так, природный алмаз теряет рабочее качество уже при 700–800 °С, а КНБ — только при 1300 °С. Микротвердость КНБ — 7500–9000 МПа. Различными организациями выпускаются разные типы КНБ: в Ленинграде — эльбор, белбор, в Киеве — кубонит, в США (фирма "Дженерал электрик") — боразон.

Для бурового инструмента используется эльбор-Р в виде цилиндриков диаметром 3,8 мм и высотой 5 мм (ТУ 2-036-6—70)

с твердостью 6000—7000 МПа. Кубонит выпускается марок КО, КР и КН с разной формой зерен, твердостью 9250 МПа, славутич (ИСМ АН УССР) не уступает природным алмазам по износостойкости, а по прочности даже превосходит их, изготавливается в виде штабиков или пластин любой формы [4].

#### 6.6. КОНСТРУКЦИИ И ТИПОРАЗМЕРЫ КОРОНОК С РЕЗЦАМИ ИЗ ЕСТЕСТВЕННЫХ АЛМАЗОВ

Основными элементами алмазной коронки (рис. 6.13) являются матрица и короночное кольцо или корпус с конусной проточкой и резьбовой частью. Корпус 2 коронки служит для закрепления матрицы 1 с алмазными резцами. Резьбовая часть предназначена для присоединения коронки к буровому снаряду. Конусная проточка К служит для размещения кернорвательного устройства или заклиночного материала при отрыве керна от забоя.

Короночные кольца характеризуются стандартными параметрами (рис. 6.13, табл. 6.6): диаметрами кольца  $d_1, d_2, d_3$  и резьбы  $d_4, d_5$ , общей длиной или высотой кольца  $L_1$ , длиной гладкой  $L_2$  и резьбовой  $L_3$  частей, конусностью К проточки и др. Длины  $L_1=75$  мм,  $L_2=45$  мм и  $L_3=30$  мм—стандартные для всех диаметров кольца. Профиль резьбы короночного кольца стандартный по ГОСТ 6238—77.

Алмазные коронки характеризуются стандартными параметрами матрицы: наружным  $D$  и внутренним  $D_1$  диаметрами и общей высотой  $L$  (рис. 6.13, а, табл. 6.6).

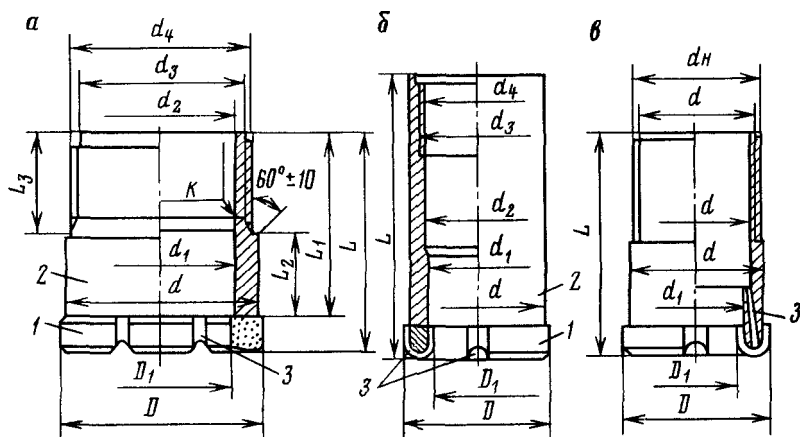


Рис. 6. 13. Конструктивные элементы алмазных коронок:

а — для одинарных снарядов; двойных колонковых снарядов; б — ТДН-2; в — ТДН-4

**Таблица 6.6**  
**Размеры серийных алмазных коронок**

Диаметр, мм							Длина короночного кольца, мм
матрицы		короночного кольца			резьбовой части		
<i>D</i>	<i>D</i> <sub>1</sub>	<i>d</i>	<i>d</i> <sub>1</sub>	<i>d</i> <sub>2</sub>	<i>d</i> <sub>3</sub>	<i>d</i> <sub>4</sub>	<i>L</i> <sub>1</sub>
26 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	14 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	24,5—0,28	15±0,24	18,5±0,14	19,8—0,14	21,5	55±0,74
36 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	22 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	34—0,34	23±0,28	26,0±0,14	27,3—0,14	29,0	
46 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	31 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	44—0,34	33±0,34	36,0±0,17	37,3—0,17	39,0	
59 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	42 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	57—0,40	44±0,34	48,0±0,17	50,3—0,20	52,0	
76 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	59 <sup>+0,2</sup> <sub>-0,1</sub>	73—0,40	60±0,40	64,5±0,20	66,3—0,20	68,0	
93 <sup>+0,3</sup> <sub>-0,2</sub>	73 <sup>+0,3</sup> <sub>-0,2</sub>	90—0,40	76±0,40	80,0±0,23	82,3—0,23	84,0	65±0,74
112 <sup>+0,3</sup> <sub>-0,2</sub>	92 <sup>+0,3</sup> <sub>-0,2</sub>	109—0,46	95±0,46	98,0±0,23	101,3—0,23	103,0	

В практике бурения геологоразведочных скважин используются алмазные коронки, изготавливаемые как для одинарных колонковых снарядов (ОКС), так и для двойных (ДКС), а также снарядов со съемным керноприемником (ССК). Кроме того, в отдельных случаях выпускают коронки с матрицей нестандартной геометрии для выполнения специальных работ. Корпуса коронок для ДКС, ССК и специальных снарядов обычно отличаются от стандартных по некоторым параметрам (рис. 6.13, табл. 6.7). Некоторыми особенностями отличаются и коронки, предназначенные для бурения с продувкой или с эрлифтной промывкой, в частности, формой, количеством и расположением циркуляционных каналов (окон) 3.

По размещению алмазов в матрице коронки могут быть однослойными (А), многослойными (М) и импрегированными (И), предназначенными для бурения в различных по свойствам породах. Матрицы алмазных коронок могут иметь различную форму (рис. 6.14.)

**Таблица 6.7**  
**Основные размеры алмазных коронок для ДКС**

Диаметр, мм							Длина коронки, мм	Тип снаряда
матрицы (предельное отклонение ±0,1)		короночного кольца			резьбовой части			
<i>D</i>	<i>D</i> <sub>1</sub>	<i>d</i>	<i>d</i> <sub>1</sub>	<i>d</i> <sub>2</sub>	<i>d</i> <sub>3</sub>	<i>d</i> <sub>4</sub>	<i>L</i>	
59	39	57—0,7	47±0,6	44	52	50,3	150—160	ТДН-2
76	53	73—0,7	53±0,7	62	68	66,5		ТДВ-2
59	34	57—0,7	36±0,6	44	52	50,5	75—90	ТДВ-4
76	46	73—0,7	52±0,7	62	68	66,5		

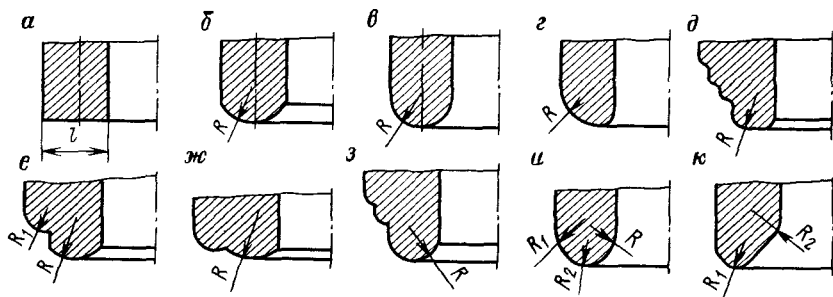


Рис. 6.14. Формы матриц алмазных коронок

У алмазных коронок для ОКС, выпускаемых серийно, матрица может иметь одну из двух основных геометрических форм торцевой рабочей части: плоскую или овальную. Овальная форма (рис. 6.14, б, в) характеризуется радиусом  $R$  закругления торца матрицы. Наиболее распространенной является форма усеченной полусферы (рис. 6.14, б), когда радиус закругления  $R$  больше половины  $l$  толщины кольца матрицы.

Торец матрицы может иметь форму полусферы, когда ее радиус равен половине толщины кольца (рис. 6.14, в). Коронки с такой формой матрицы используются в условиях интенсивного износа ее периферийной части. Полусферическая форма позволяет увеличить количество алмазов, расположенных в наиболее изнашивающейся области матрицы коронки. Матрицы с плоским торцом характерны для импрегнированных коронок (рис. 6.14, а).

Коронки для ДКС, ССК и специального назначения имеют утолщенную матрицу с различной геометрией торцевой части — стандартные (рис. 6.14, г, д), пилот (рис. 6.14, е), "специальный пилот" (рис. 6.14, ж), двухступенчатой формы (рис. 6.14, з), двойной конус (рис. 6.14, и) и обратный полукупол (рис. 6.14, к). Считается, что форма прямого полукупола (рис. 6.14, г) способствует сохранению керна при бурении в мягких, легко разрушаемых породах и уменьшению интенсивности искривления скважин. Коронки с матрицей в виде обратного полукупола предназначены для бурения в сильноабразивных и разрушенных породах, когда интенсивно изнашиваются внутренние кромки торца матрицы.

Обычно матрицы алмазных коронок имеют вид сплошного кольца или отдельных элементов определенной формы, называемых штабиками, которые крепятся в торце короночного кольца. Так, коронки, предназначенные для бурения в породах ниже средней твердости, имеют рабочую часть зубчатой формы.

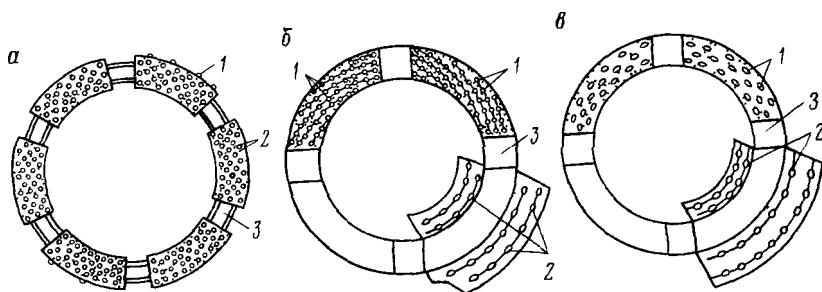


Рис 6 15 Схемы расположения алмазных зерен в матрице однослойных *а*, многослойных *б* и импрегнированных *в* коронок

1 — торцовые алмазы, 2 — подрезные алмазы, 3 — промывочные каналы

Размещение алмазных зерен в коронках определяется конструкцией коронки, насыщенностью матрицы алмазами, их зернистостью, конфигурацией промывочных каналов и физико-техническими свойствами горных пород. Сочетание объемных и подрезных алмазов по их качеству и зернистости определяется в соответствии с ТУ 2-037-79—72. На рис. 6.15 приведены схемы размещения алмазных зерен в коронках основных типов: однослойных, многослойных и импрегнированных.

Алмазные коронки изготовляют различными методами, из которых наиболее широко используются два: метод инфильтрации (пропиткой расплавленным металлом заранее спрессованной матрицы) и метод горячего прессования (пропиткой металлом матрицы в процессе ее прессования). Если используются штабики с алмазами, то они после изготовления припаиваются к короночному кольцу или расширителю с помощью меди марки МО или М1 в процессе пропитки матрицы.

Весь изготавливаемый алмазный инструмент маркируется в соответствии с ТУ 2-037-79—72 (табл. 6.8). Индекс, устанавливаемый на каждой коронке, состоит из четырех частей. Например, 01АЗ-Б20-Е20-№ 3437АИ2. Первая часть определяет конструкцию коронки — 01 (первая конструкция); буква А — однослойная (М — многослойная, И — импрегнированная); цифра 3 — тип матрицы — в данном случае нормальная. Вторая часть характеризует сорт и зернистость торцовых или объемных алмазов: Б — алмазы XV группы, подгруппы "а", 1-го качества (см. табл. 8.1); 20 — зернистость. Третья часть характеризует сорт и зернистость подрезных алмазов: Е — алмазы XXXIV группы, подгруппы "а" 1-го класса (см. табл. 6.5), 20 — зернистость. Четвертая часть: № 3437 — паспортный заводской

Таблица 6.8

Индекс коронки	Расшифровка индекса	Примечание
01, 02, 03 и т. д. до 09	Порядковый номер конструкции коронки (присваивается базовым отделом по стандартизации алмазного инструмента)	—
А, М, И	Размещение алмазов в матрице в один слой (А), много слоев (М) и путем импрегнирования (И)	Ставится после первой цифры (номера конструкции)
1, 2, 3, 4, 5	Тип матрицы: 1 — очень мягкая, 2 — мягкая, 3 — нормальная, 4 — твердая, 5 — очень твердая	Ставится после буквы, указывающей способ размещения алмазов
Б, В, Г, Е, К, Л, П, Д, Р	Сорт объемных алмазов (см. табл. 6.5)	Ставится после первой разделительной черточки
10, 20, 30, 40, 60, 90, 120 (150, 200, 500)	Зернистость объемных алмазов, шт/кар	Ставится после буквы, обозначающей сорт объемных алмазов
Б, В, К	Сорт подземных алмазов (см. табл. 6.5)	Ставится после второй разделительной черточки
10, 20, 40, 30, 50, 60	Зернистость подрезных алмазов, шт/кар	Ставится после буквы, обозначающей сорт объемных алмазов

номер коронки; АИ — завод-изготовитель, в данном случае Кабардино-Балкарский алмазных инструментов, цифра 2 указывает, что коронка изготовлена во втором квартале года.

В ряде случаев алмазному инструменту присваиваются нестандартные шифры, в особенности если они имеют специальное назначение, например для ДКС — коронки КДТ, КУТ, КАТ, КИТ, АДН, ИДН, ДЭА; для ССК — коронки типа К, КАСК. Иногда в шифр вводят буквы, отражающие конструктивные элементы: К — конусная форма рабочей части матрицы; Р — матрица резцовой формы; З — матрицы зубчатой формы; Т — тонкостенная коронка; буквы, определяющие назначение инструмента, например: Н — для направленного бурения; ДТ — для двойных труб (ДКС). В некоторых случаях буквой Д обозначается алмазное долото.

Все современные алмазные коронки, как указывалось ранее, делятся на три основных типа (однослойные, многослойные и импрегнированные), которые в свою очередь подразделяются на ряд разновидностей по многим признакам в зависимости от назначения и условий работы.

*Однослойные коронки.* Они служат для бурения скважин в породах от средней до высокой твердости (VI—X категории по буримости), изготавливаются двух видов: с заданной величиной выпуска зерен и развитой циркуляционной системой и без заданного выпуска алмазов с нормальными промывочными

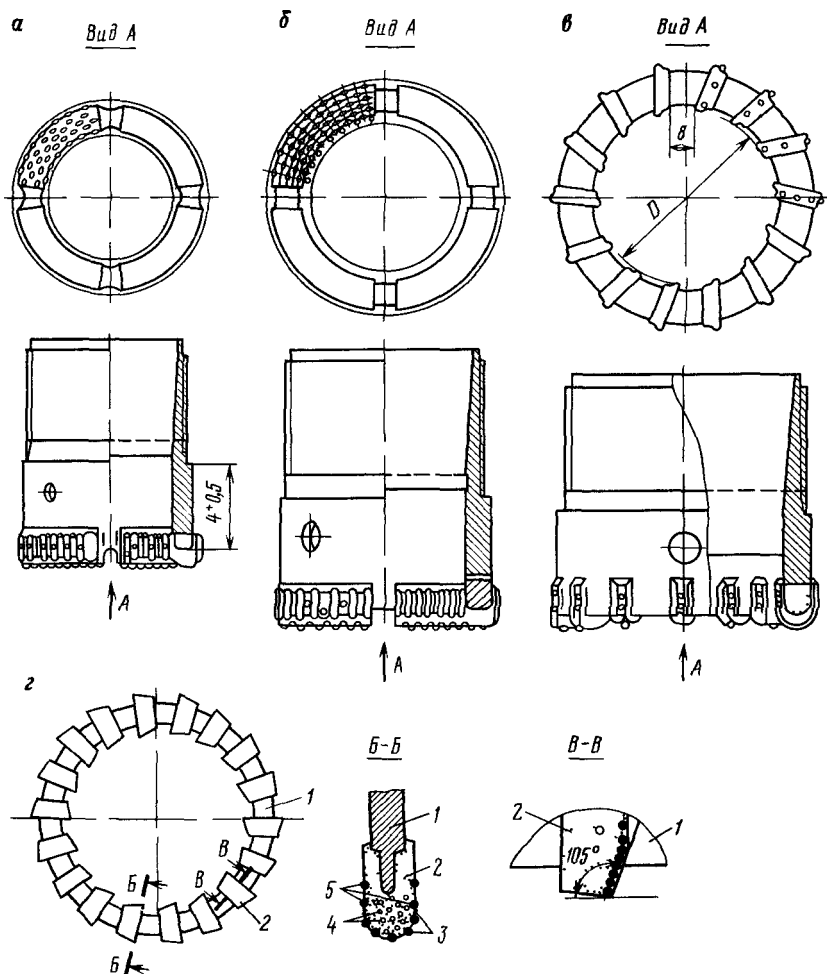


Рис 6 16 Типы алмазных коронок

*а* — 05А3-59 *б* — 07А3-59 *в* — 06А3-76, *г* — 015А3, 1 — корпус коронки 2 — матрица, 3 — торцовые алмазы, 4 — объемные алмазы, 5 — подрезные алмазы



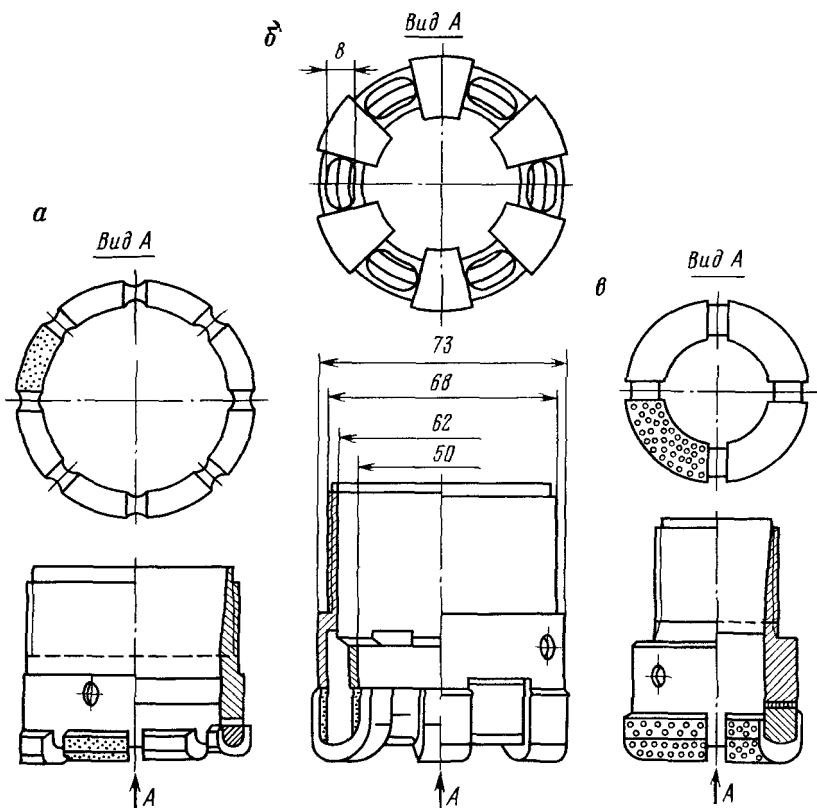


Рис. 6. 17. Алмазные коронки без заданного выпуска резцов:

а — 01АЗ-93; б — КДТ-0Э-76; в — 02АЗ-59

каналами. К первому виду относятся коронки 04АЗ, 05АЗ, 06АЗ, 07АЗ, А4ДП, 10АЗ, 15АЗ и 16АЗ (зубчатые), ко второму — 01АЗ, 01А4, 12АЗ и 14АЗ, КДТ4А, КДТ-0Э и др. (рис. 6.16 и 6.17).

Однослойные коронки с заданным выпуском алмазных резцов предназначены для бурения малоабразивных и абразивных в основном плотных монолитных или слаботрещиноватых средне- и крупнозернистых горных пород от VI до X категорий по буримости. Коронки имеют стандартную нормальную матрицу твердостью 20—25 HRC и заданный выпуск алмазных резцов в пределах 20—30% их среднего линейного размера. В качестве торцовых резцов используются обычно алмазы XV группы, подгруппы "а" или XXXV группы, подгруппы "а", зернистостью от 3—4 до 120—200 шт/кар, а в

качестве подрезных — алмазные зерна XV группы, подгруппы "а" или XXXIV группы, подгрупп "а", "б" и "в", зернистостью от 4—5 до 40—60 шт/кар.

Однослойные коронки без заданного выпуска алмазных резцов предназначены для бурения в породах VII—X категорий по буримости одинарными или двойными колонковыми снарядами. К этому типу относятся коронки 01А3, 01А4, 02А3, КДТ-0Э, КДТ-4А и др. (рис. 6.17). Матрица у коронок — стандартная твердостью 20—25 НРС или 30—35 НРС. В качестве торцовых резцов используются алмазы XV или XXXV группы, подгруппы "а", зернистостью 20—90 шт/кар, а в качестве подрезных — XV группы, подгруппы "а" или XXXIV группы, подгрупп "а", "б", "в", зернистостью 10—60 шт/кар.

*Многослойные коронки.* Их матрица содержит несколько слоев объемных алмазов. В разное время у нас в стране выпускалось два типа многослойных коронок с тремя слоями объемных алмазов: 01М3 и 01М4. В качестве объемных использовались алмазы XV или XXV группы, подгруппы "а", зернистостью 60—90 и 90—120 шт/кар, а в качестве подрезных — алмазы XV группы, подгруппы "а" или XXXIV группы, подгрупп "а" и "б", зернистостью 30—40 и 40—60 шт/кар. Алмазы укладываются без заданного выпуска в три слоя.

Коронки 01М3 имеют нормальную матрицу (20—25 НРС) и служит для бурения мало- и среднеабразивных монолитных пород IX—XI категорий по буримости. Коронки 01М4 имеют более твердую матрицу (30—35 НРС) и предназначены для бурения абразивных монолитных или слаботрепещиноватых пород IX—XI категорий по буримости.

*Импрегнированные коронки.* Они отличаются размещением объемных алмазов по всему телу матрицы. Такие коронки изготавливают в основном методом холодного прессования. При этом алмазные зерна предварительно смачивают глицерином или касторовым маслом и затем перемешивают с шихтой матрицы. Глицерин или масло обволакивает каждое зерно алмаза тонкой пленкой, к которой прилипают частицы шихты, образуя порошковую оболочку, или "рубашку". Это обеспечивает более равномерное распределение мелких зерен алмазов по всему объему матрицы коронки.

Для изготовления импрегнированных коронок применяют мелкие фракции алмазных зерен размером 0,5—0,9 мм в поперечном сечении. В связи с этим выпуск алмазных зерен составляет 0,04—0,07 мм, и работа коронок такой конструкции существенно зависит от абразивности пород. В малоабразивных породах торец матрицы быстро полируется, а в чрезмерно абразивных — быстро изнашивается. Поэтому для обеспечения эффективной работы таких коронок особенно важно подбирать матрицу по износостойкости.

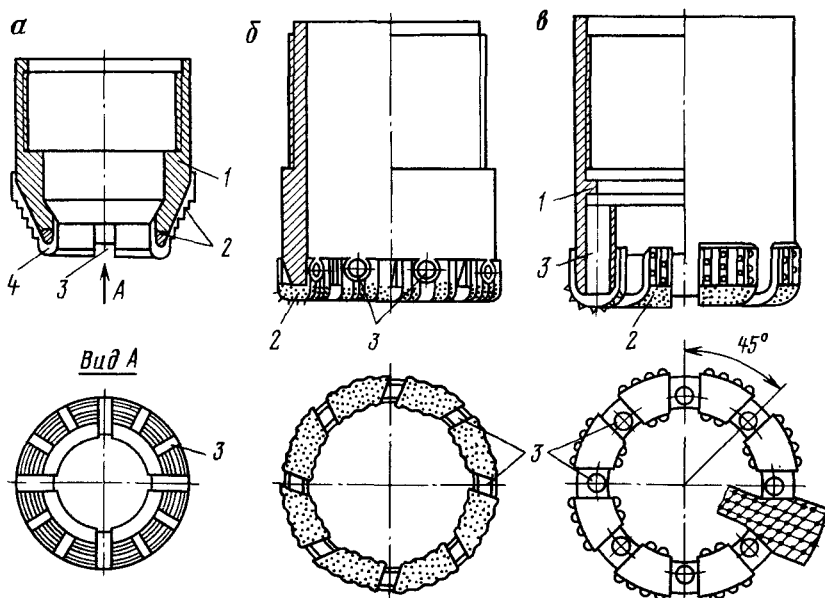


Рис. 6.18. Специальные алмазные коронки:

1 — корпус; 2 — матрица; 3 — циркуляционные каналы; 4 — "пилот"

В зарубежной практике выпускают импрегнированные коронки с твердостью матрицы в широком диапазоне (15–60 HRC). У нас в стране разрабатывают коронки с матрицей, имеющей твердость 10–15 HRC и 15–20 HRC. В качестве объемных резцов используют алмазы XV или XXXV группы, подгруппы "а", зернистостью от 120 до 400–600 шт/кар, а в качестве подрезных — алмазы XV группы, подгруппы "а" или XXXIV группы, подгрупп "а", "б" и "в", зернистостью от 30–40 до 60–90 шт/кар.

В связи с тем, что импрегнированные коронки имеют от 8 до 12 алмазосодержащих взаимно перекрывающихся слоев (при толщине слоя 4–5 мм), углубка на коронку может достигать больших величин при благоприятном износе матрицы, практически на всю ее высоту без снижения механической скорости бурения. Импрегнированные коронки предназначены для бурения абразивных трещиноватых и монолитных пород IX–XII категорий по буримости. Промышленность выпускает ряд коронок этого типа 02ИЗ, 02И4, 03И5, 11ИЗ, 13ИЗ, КДТИ и др.

Кроме обычных типов изготавливаются импрегнированные коронки с гранулированными алмазными зёрнами АГК и БСИ. С помощью специальной технологии зёрна алмазов покрывают

порошком шихты. Для этого они неоднократно смачиваются клеящим веществом и перемешиваются. Этот процесс повторяется до получения твердой оболочки требуемой толщины. Такие гранулы и образуют матрицу коронки с равномерно распределенными зернами алмазов по всему объему. Окончательно матрица коронок АГК формируется методом инфильтрации. Такие коронки выпускают по специальным заказам. В шифр коронок вводится буквы Г вместо И.

Коронки БСИ имеют матрицу с гранулированными алмазами, а в качестве подрезных резцов — вставки из сверхтвердого материала славутич.

*Специальные алмазные коронки.* Они предназначены для бурения скважин снарядами со съёмными керноприемниками типа ССК и КССК, отличаются утолщенной матрицей и наличием внутренней присоединительной резьбы на удлиненном корпусе коронки. Форма матрицы может быть ступенчатой, зубчатой или комбинированной (рис. 6.18, а). Коронки для снарядов ССК могут быть двух типов: с зубчатой или ступенчатой матрицей, имеющей твердость 25—35 НРС. Торцовые зерна алмазов располагаются в один слой с заданным выпуском (около 30% от диаметра зерна). В качестве торцовых резцов используют алмазы XV или XXXI групп, подгруппы "а", зернистостью 10—20, 20—30 и 120—400 шт/кар. Подрезные алмазы, расположенные на ребрах матрицы, XXXIV группы, подгруппы "б" имеют зернистость в основном 20—30 шт/кар.

Промышленность выпускает специальные коронки типов К и КАСК: для ССК-46—К-90; К-90-1, К-90-2; для ССК-59—К-01, К-01-1, К-01-2, К-01-3, К-02, К-08; для ССК-76—КАСК-УС, КСК-К, КАСК-Р, КАСК-З и для КССК-76—ПАУ, К-16, К-18, К-30, К-41, К-45.

*Алмазные коронки для бурения с продувкой сжатым воздухом.* Эти коронки имеют хорошо развитую поверхность охлаждения, обеспечивающую необходимые условия теплообмена на забое. Это достигается приданием ребристой формы матрице и увеличением числа и площади сечения циркуляционных каналов. Такие коронки были разработаны ЦНИГРИ и ВИТР для одинарных и двойных колонковых снарядов (рис. 6.18, б, в).

Коронка для ОКС диаметром 59 мм имеет восемь секторов и серию поперечных отверстий на границе матрицы и корпуса коронки. Это способствует охлаждению коронки и улучшает условия очистки забоя скважины от шлама за счет эффекта эжекции. Такие коронки армируются овализованными или дроблеными алмазами зернистостью 20—30 шт/кар.

Коронки для ДКС имеют утолщенную матрицу с продольными отверстиями в утолщенной части корпуса (рис. 6.18, в). Повышенное число циркуляционных каналов и дополнительные прямые отверстия обеспечивают нужную степень охлаждения

коронки. Торцовые алмазы зернистостью 20—30 шт/кар, имеют заданный выпуск в пределах 0,2—0,3 мм, твердость матрицы 20—25 HRC.

*Коронки для бурения с эжекторными колонковыми снарядами.* ЭКС созданы с учетом определенных условий их применения: трещиноватости или раздробленности пород, их высокой абразивности, обратной циркуляции и изменяющегося расхода промывочной жидкости. Для таких условий в ЦНИГРИ были разработаны специальные алмазные коронки ОЭА и ОЭИ.

Коронка ОЭА — однослойная диаметром 69 мм предназначена для бурения снарядами ОЭС-57 в породах XIII—X категорий по буримости. Матрица коронки твердостью 30—40 HRC имеет хорошо развитые промывочные окна. Торцовые резцы зернистостью 20—50 шт/кар расположены по спирали с предельно уплотненной раскладкой по площади торца с выпуском зерен и ориентированно: острыми углами к забою.

Коронка ОЭИ (импрегнированная) с параметрами матрицы, аналогичными коронкам 16И4. Она предназначена для бурения в породах X—XI категорий по буримости. Твердость матрицы 30—40 HRC, зернистость торцовых алмазов 90—150 шт/кар. Коронки ОЭИ имеют увеличенную площадь сечения промывочных окон, что обеспечивает хорошую циркуляцию обратного потока промывочной жидкости.

#### **6.7. КОНСТРУКЦИИ КОРОНОК С РЕЗЦАМИ ИЗ СИНТЕТИЧЕСКИХ АЛМАЗОВ И СВЕРХТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ**

Синтетические материалы в ряде случаев успешно заменяют алмазы. В результате исследований в ИСМ АН УССР, ВИТР, СКБ НПО "Геотехника", ВНИИАШ и в других организациях был создан ряд коронок с использованием синтетических алмазов или сверхтвердых материалов: КАИ, БСС, АКС, ИКС, КСК, ЛКР, КС, КСАВ и др.

Коронки КАИ импрегнированного типа, оснащаемые синтетическими алмазами размером 0,2—0,4 мм, получили шифр КАИ-59С. Матрица их имеет повышенную износостойкость и твердость 25—30 HRC. Коронки диаметром 59 и 76 мм имеют развитую промывочную систему из 8 и 12 каналов соответственно. Они предназначены для бурения пород VII—X категорий по буримости.

Коронки КСК (рис. 6.19, а), разработанные в СКБ НПО "Геотехника" совместно с Институтом высоких давлений АН СССР, армированы синтетическими алмазами АСПК (поликристаллические карбонаты) и предназначены для бурения пород VI—VIII и частично V и IX категорий по буримости. Коронки имеют по шесть хорошо развитых промывочных окон. Масса синтетических алмазов

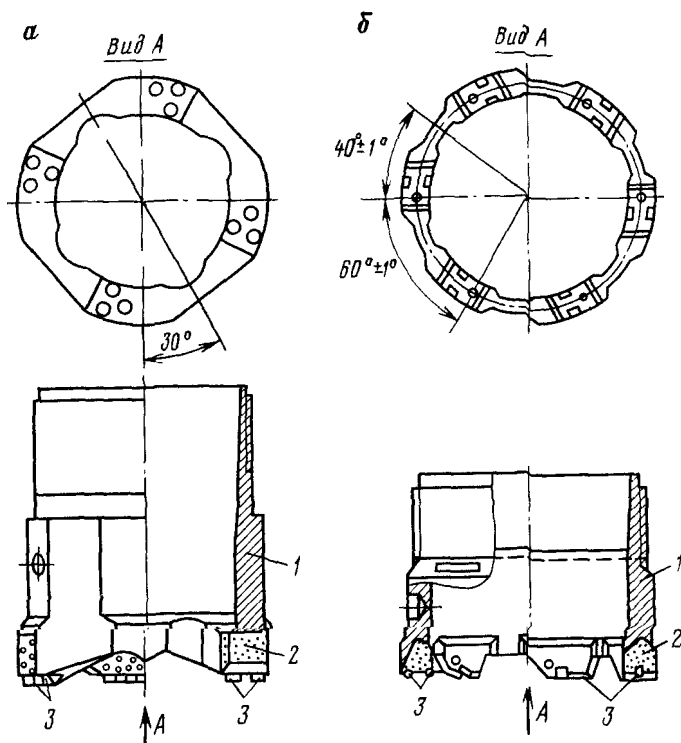


Рис. 6. 19. Конструкции коронок с синтетическими алмазами:

1 — корпус; 2 — матрица; 3 — вставка с синтетическими алмазами

составляет 19—21 кар, выпускаются коронки двух типоразмеров КСКО1-76 и КСКОН-93.

Коронки ЛКР, разработанные ВНИИАШ, армируются резцами из эльбора-Р. Резцы, имеющие диаметр и высоту 4 мм, устанавливают группами в торце утолщенного короночного кольца с достаточно большим выпуском, что обеспечивает их хорошее охлаждение. Твердость материала резцов 90—100 HRC. Конструкция коронки допускает трех-, четырехкратную перезаточку резцов, что существенно повышает общую проходку на коронку. Такие коронки предназначены для бурения пород VII—XI категорий по буримости, вплоть до окварцованных железистых образований (железистые кварцы, гематито-маритовые роговики).

Коронки КСАВ, созданные во ВНИИТС, армируют резцами из синтетических алмазов поликристаллического строения (СВСП). Резцы имеют цилиндрическую форму размером 3,5×4 или 4×4 мм и массу 0,6—0,8 кар. Коронки диаметром

59 мм имеют по четыре сектора, в которых устанавливают по три режущих элемента (рис. 6.19, б). При работе в сильноабразивных породах алмазные вставки хорошо обнажаются и разрушают породу.

Коронки КС-76С вооружены синтетическими поликристаллическими алмазами СВСП. Торцовые алмазы имеют зернистость 1—2, а подрезные до 12 шт/кар, твердость матрицы 30—40 HRC.

## 6.8. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Алмазные долота служат для бескернового бурения скважин, а также для забуривания дополнительных стволов скважин при направленном бурении. Известно много конструкций

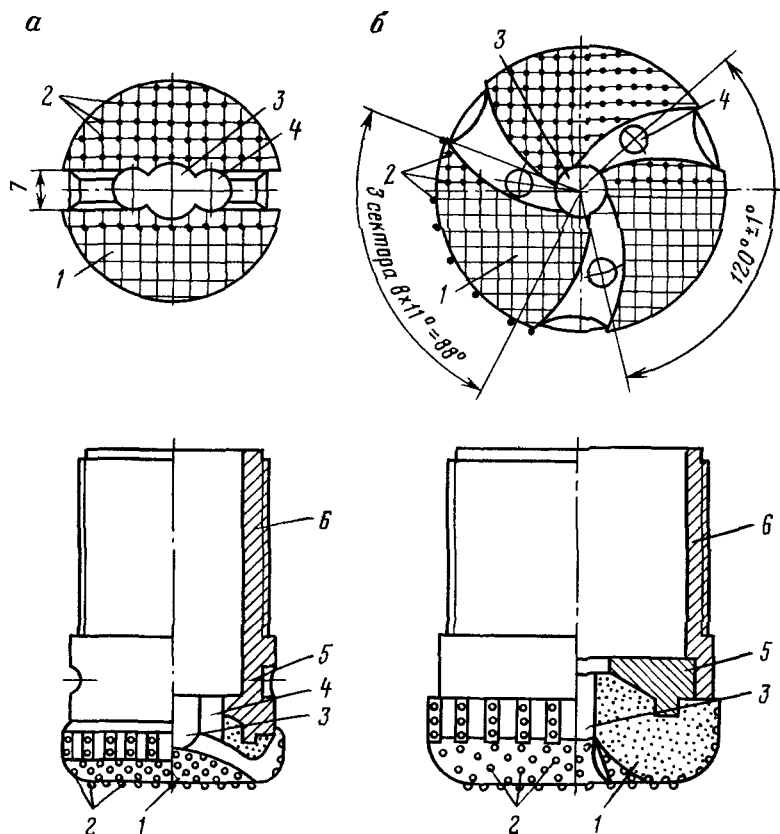


Рис. 6. 20. Конструкции однослойных долот:

1 — матрица; 2 — основные (торцовые) резцы; 3 — центральный промывочный канал; 4 — дополнительные каналы; 5 — корпус долота; 6 — присоединительная резьба

и типоразмеров долот. Форма торцевой (рабочей) части матриц у долот может быть вогнутой, выпуклой, ступенчатой и комбинированной.

В геологоразведочной практике для бурения скважин применяются два типа долот: однослойные 08АЗ-46, 09АЗ-59 и импрегнированные 08ИЗ-46. У всех долот матрица имеет вогнутую форму торца и центральное отверстие для циркуляции промывочной жидкости, твердость ее 20—25 НРС. Кроме того, выпускают и специальные долота для направленного бурения скважин типа АДН-08.

Долота 08АЗ (рис. 6.20, а) оснащаются алмазами XV группы, подгруппы "а", которые имеют заданный выпуск (около 25% от линейного размера). Зернистость алмазов 20—30 шт/кар. Центральное промывочное отверстие диаметром 12 мм сопрягается с двумя боковыми и двумя радиальными каналами, которые делят матрицу долота на две части. Такие долота предназначены для бурения монолитных плотных пород VII—IX категорий.

Долота 09АЗ (рис. 6.20, б) имеют торцевую часть матрицы в форме внутреннего конуса с углом при вершине 80°, а наружную часть — закругленной по радиусу  $R=11$  м. Кроме центрального отверстия диаметром 4 мм, выходящими в спиральные промывочные каналы. Долота этого типа предназначены для бурения плотных монолитных пород средней абразивности VIII—IX категорий по буримости.

Долота 08ИЗ импрегнированного типа по конструктивному исполнению аналогичны долоту 08АЗ. Только в качестве объемных резцов используются алмазы зернистостью 120—150 шт/кар XV группы, подгруппы "а". Такие долота предназначены для бурения абразивных и сильнотрещиноватых пород VIII—X категорий по буримости.

## 6.9 АЛМАЗНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

Алмазные расширители служат для предупреждения уменьшения диаметра скважин, возникающего за счет износа алмазных коронок. Кроме того, применение расширителей способствует стабилизации нижней части бурового снаряда, что уменьшает возможность проявления вибраций. Все это повышает срок службы алмазных коронок и соответственно уменьшает расход алмазов, позволяет вести бурение на форсированных режимах, свести до минимума затраты времени на расширение суженных участков ствола скважины, уменьшить число аварий, возникающих вследствие повреждений коронки в суженной части ствола скважины, и т. д. С одним расширителем может быть отработано



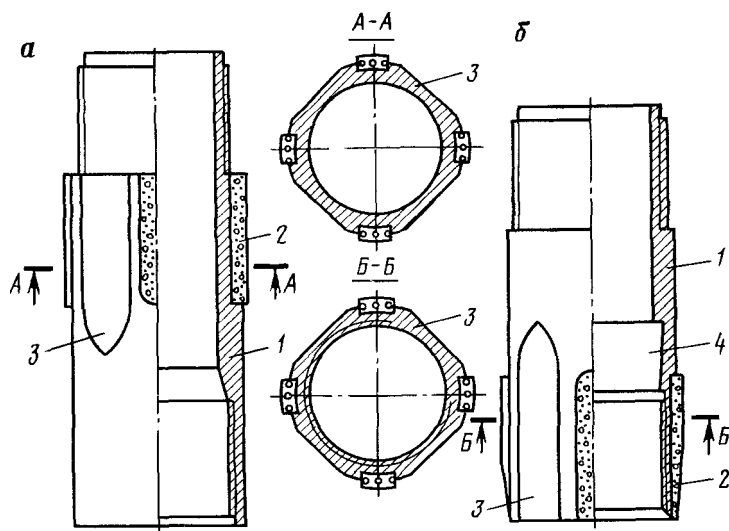


Рис. 6. 21. Конструкции алмазных калибровочных расширителей

несколько коронок. Все это вместе взятое оправдывает расход алмазов, связанный с применением расширителей.

В практике бурения скважин используется ряд конструкций расширителей-калибров, разработанных для различных типов буровых снарядов: одинарных, двойных и ССК. К ним относятся: РМВ, РСА, РТД, РУТ, Р-ОЗ и др.

Расширитель-калибратор РМВ-1 (рис. 6.21, а) представляет собой стальной полый корпус, имеющий на обоих концах стандартную присоединительную резьбу (наружную и внутреннюю) под коронку и колонковую трубу. В корпус 1 расширителя впаиваются штабики 2 (пластинки) матрицы, армированные алмазными зернами. Форма штабиков может быть различной. Между штабиками фрезеруются каналы 3 для циркуляции очистного агента. В некоторых случаях внутри корпуса расширителя делается конусная проточка под кернователем. В зависимости от диаметра расширитель РМВ-1 имеет от четырех до десяти штабиков, которые располагаются в верхней части корпуса.

Наибольшее распространение получили расширители пластинчатого типа, у которых штабики, имеющие форму пластинок, расположены параллельно оси корпуса расширителя. Для изготовления штабиков используются естественные алмазы XV группы, подгруппы "а" или XXXIV группы, подгруппы "б", или синтетические с зернистостью 10—30 шт/кар. Твердость матрицы штабиков 20—25 HRC. Зерна алмазов имеют заданный

Таблица 6.9

## Техническая характеристика алмазных расширителей

Тип расширителя	Диаметр расширителя по резцам, мм	Допустимые отклонения по диаметру, мм	Число штабиков	Зернистость алмазов, шт/кар	Масса алмазов, кар
РМВ-1 (2)-36	36,4		4		5,0
РМВ-1 (2)-46	46,4		4		5,0
РМВ-1 (2)-59	46,4	+ 0,3	6	20—30	7,5
РМВ-1 (2)-76	76,4	— 0,1	8		10,0
РМВ-1 (2)-93	93,4		10		12,5
РМВ-2-80	80,5	+ 0,5	8	10—20	16,0
РМВ-2-97	97,5		10		20,0
РДТ-1 (2)-59	59,4		6	20—30	7,5
РДТ-1 (2)-76	76,4		8	20—30	10,0
РДТ-1 (2)-59	59,4	+ 0,2	6	10—20	12,0
РДТ-1 (2)-76	76,4	— 0,1	8	10—20	16,0

выпуск. Наружный диаметр расширителей больше на 0,4 мм диаметра коронки с соответствующим допуском.

Расширитель РМВ-2 (рис. 6.21, б) отличается тем, что у него штабики расположены в нижней части корпуса и в сечении имеют сложную форму — с конусом. Это предупреждает ступенчатый износ расширителя. Разница в диаметрах между верхней и нижней частями расширителя составляет 0,8—0,9 мм. Внутри корпуса имеется выточка 4 конической формы под пружину кернорвателя.

Расширители РДТ-1 предназначены для двойных колонковых снарядов. Отличительной чертой расширителей такого типа является увеличенная длина корпуса. Конструктивно они аналогичны расширителям РМВ-1.

Кроме расширителей-калибраторов в практике алмазного бурения применяются и специальные расширители, с помощью которых разбуривается ствол скважины до смежного диаметра. К числу таких расширителей относятся конические расширители РМВК-76/93, ступенчатые или комбинированные.

В табл. 6.9 приведены некоторые параметры алмазных расширителей.

#### 6.10. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛМАЗНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Назначение породоразрушающего инструмента того или иного типа определяется целью бурения, геолого-техническими условиями и конструкцией бурового снаряда. В табл. 6.10 приведены общие сведения по назначению и области применения алмазного породоразрушающего инструмента.

Таблица 6.10

## Типоразмеры, назначение и области применения

## основных видов алмазных породоразрушающих инструментов

Породоразрушающий инструмент	Диаметр, мм	Назначение	Краткая характеристика горных пород	Категория пород по буримости
01АЗ	36—112	Бурение одинарными или двойными колонковыми снарядами с вращающейся внутренней трубой	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные монолитные	VIII—IX
01МЗ	36—93		Малоабразивные, тонко- и мелкозернистые плотные монолитные, окварцованные	IX—XI
01А4	36—112		Абразивные, среднезернистые, трещиноватые	VIII—IX
01М4	36—93		Абразивные, среднезернистые, плотные	IX—XI
02ИЗ	36—93		Малоабразивные, очень твердые, монолитные, от тонкозернистых до скрытокристаллических	XI—XII
02И4	36—93		Абразивные, мелко- и среднезернистые, очень твердые, плотные, трещиноватые	
03И5	36—83		Высокоабразивные, среднезернистые, очень твердые, плотные, сильнотрещиноватые	XI—XII
04АЗ	59—93		Малоабразивные, мелко- и среднезернистые, монолитные	VII—IX
05АЗ	59—93		Малоабразивные, мелкозернистые, плотные монолитные	VI—VII
06АЗ	76—93		Малоабразивные, средней твердости, глинистого типа	VII—X
07АЗ	53—76		Малоабразивные, мелко- и среднезернистые монолитные	VII—X
08МЗ	46	Бескерновое бурение; направленное бурение с отклоняющимися снарядами	Мало- и среднеабразивные; монолитные и трещиноватые	IX—XI
08АЗ	46		Мало- и среднеабразивные, монолитные	VIII—X
09АЗ	59		Мало- и среднеабразивные, монолитные	
10АЗ	59—76	Бурение с двойными колонковыми снарядами	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные трещиноватые	VIII—IX
11ИЗ	59—76	Бурение с вращающейся внутренней трубой	Малоабразивные, тонкозернистые и скрытокристаллические, плотные трещиноватые	X—XII
12АЗ	59—76	Направленное бурение снарядом с шарнирной компоновкой	Малоабразивные	VIII—IX
13ИЗ	59—76		Абразивные	IX—XI

Породо-разрушающий инструмент	Диаметр, мм	Назначение	Краткая характеристика горных пород	Категория пород по буримости
14АЗ	59—93	Бурение с оди- нарным колонко- вым снарядом	Трещиноватые	VIII—X
15АЗ	59—112		Монолитные, перемежающи- еся по твердости породы угольных месторождений	VI—VIII
16АЗ	76—112		Монолитные глинистые по- роды угольных месторожде- ний (сланцы, алевролиты, ар- гиллиты)	V—VI

## Глава 7

**ШАРОШЕЧНЫЙ  
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ****7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Породоразрушающий инструмент шарошечного типа широко применяется при бурении скважин в любых горных породах — от мягких до очень твердых, хрупких и хрупкопластичных. Таким инструментом в настоящее время бурят в основном эксплуатационные и разведочные скважины на нефть, газ и воду, а также геологоразведочные на твердые полезные ископаемые.

Шарошечные долота используются для бескернового бурения, а шарошечные коронки или колонковые долота, получившие названия бурильные головки, — для колонкового бурения.

Шарошечное долото состоит из специального корпуса (рис. 7.1, а) или из секций, образующих при сварке корпус (рис. 7.1, б), с внутренней или наружной присоединительной резьбой. В первом случае долота называются корпусными, а во втором — секционными или бескорпусными.

При вращении такого инструмента шарошки, вращаясь вокруг своих осей, наносят зубьями удары по забою, что приводит к разрушению породы в основном под действием динамических нагрузок. Кроме того, в этом процессе участвуют и статические силы: вертикальная (осевая) и горизонтальная (скалывающая). Под действием всех сил процесс разрушения горной породы может сводиться в основном к раздавливанию (смятию), дроблению и скалыванию. Причем эти

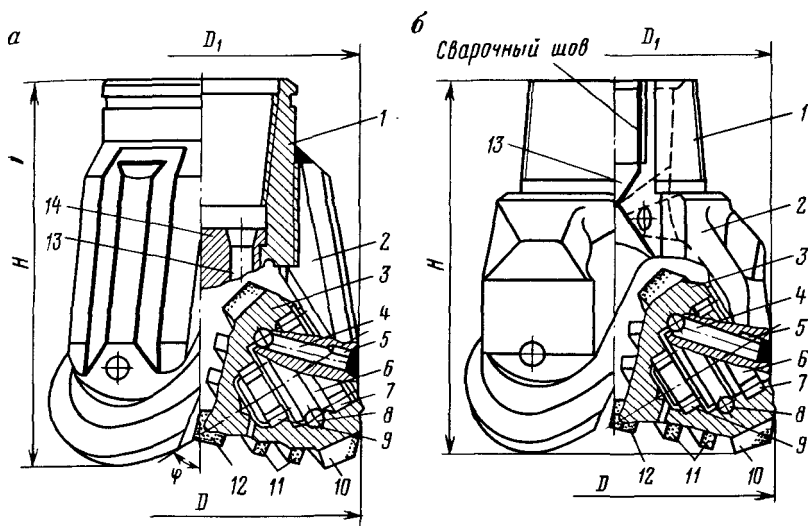


Рис. 7.1. Конструктивные элементы шарошечных долот.

1 — корпус; 2 — лапа; 3 — шарошка; 4 — замковый палец; 5 — штифт-фиксатор; 6 — цапфа; 7, 9 — роликовые подшипники; 8 — шариковый подшипник; 10, 11, 12 — вооружение (зубья) шарошки; 13 — циркуляционный канал; 14 — промывочная плита

процессы протекают в сочетании друг с другом. Превалирование того или иного из них зависит как от свойств разрушаемой породы (главным образом пластичности, хрупкости), так и от кинематики и динамики работы инструмента, определяемой его конструктивными элементами.

По механизму разрушения породы шарошечный инструмент можно разделить на следующие основные группы: раздавливающе-режуще-скалывающий (РРС), дробяще-раздавливающий (ДР), дробяще-скалывающий (ДСД). Отличительная особенность породоразрушающего инструмента рассматриваемого типа — форма и размеры вооружения (зубьев) шарошек, а также схема расположения последних. С учетом характера разбуриваемых таким инструментом пород разработано пять основных типов шарошечных долот: М — для мягких; С — для средней твердости; Т — для твердых; К — для крепких и ОК — для очень крепких.

Для бурения скважин в толщах переслаивающихся пород с изменяющимися свойствами (твердость, абразивность, трещиноватость) были разработаны конструкции с вооружением комбинированного типа, более пригодные для разрушения пород разной твердости и абразивности. К такому инструменту относятся долота типа МС, предназначенные для пород мягких и средней твердости; СТ — средней твердости и твердых;

ТК — твердых и крепких; МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ и ТКЗ — для пород соответствующей твердости, но абразивных.

Основные преимущества породоразрушающего инструмента шарошечного типа — большое количество породоразрушающих элементов, участвующих в работе (с постоянным обновлением), большая стойкость этих элементов в связи с более благоприятным процессом взаимодействия их с породой, действие динамических нагрузок, способствующих более эффективному разрушению твердых и особенно хрупких пород, реализация процесса резания и гидромониторного эффекта при разрушении мягких пород.

## 7.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ШАРОШЕЧНОГО ТИПА

Конструктивные элементы инструмента шарошечного типа определяют кинематику и динамику их работы на забое. Основные элементы инструментов создавались с учетом многообразия свойств горных пород и постоянно совершенствуются. Это касается, прежде всего, вооружения и опор шарошек, а также схемы очистки забоя скважины от продуктов разрушения.

Как было показано ранее, основными конструктивными элементами являются: корпус или секции, лапы, цапфы, подшипники (опоры), шарошки и их вооружение, промывочные каналы. Породоразрушающие инструменты отличаются друг от друга числом, формой и расположением шарошек; геометрической формой, размером и качеством вооружения; числом, конструкцией и расположением промывочных каналов и другими деталями.

Корпус долота представляет собой литое кольцо, имеющее на верхнем конце внутреннюю соединительную резьбу; к корпусу привариваются лапы (рис. 7.1, а). Секционные долота изготавливают сваркой отдельных секций — лап, образующих

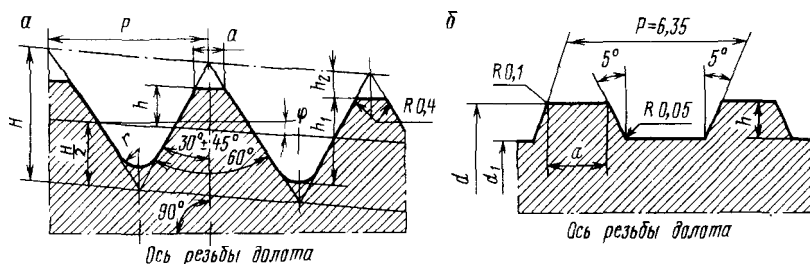


Рис. 7.2. Профили резцы шарошечных долот:

а — конической; б — трапециoidalной

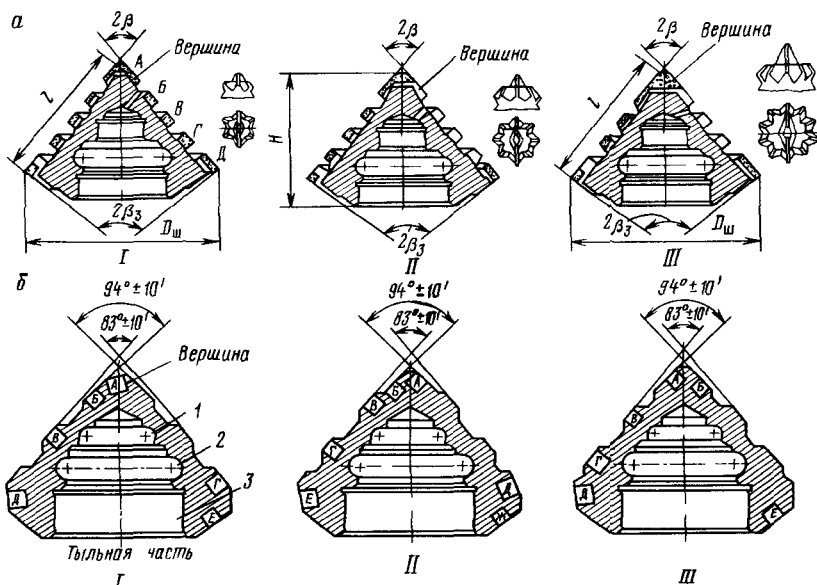


Рис. 7.3. Схемы расположения венцов на шарошках:

*а* — с фрезерованными зубьями; *б* — с вставными штырями из твердых сплавов, *I, II, III* — номера шарошек; *1, 2, 3* — беговые дорожки

корпус, на верхнем конце которого нарезается наружная соединительная резьба (рис. 7.1, *б*). По этому признаку все шарошечные долота делятся на две группы: группа А — секционные (диаметром от 46 до 320 мм) и группа Б — корпусные (диаметром от 346 до 490 мм).

Долота геологоразведочного стандарта диаметром более 59 мм имеют конусную замковую резьбу (рис. 7.2, *а*), а диаметром 59 мм и менее — цилиндрическую ниппельную резьбу трапецидального профиля (рис. 7.2, *б*). Шарошечные коронки также могут иметь наружную или внутреннюю резьбу (замковую или специальную цилиндрической формы) для присоединения к колонковой трубе при сборке бурового снаряда.

Лапы служат для закрепления цапф (осей), вокруг которых вращаются шарошки.

Шарошки — основной рабочий орган инструмента. Форма шарошек может быть различной: конической, цилиндрической, сферической, полусферической, дисковой, в виде усеченного конуса. Наиболее распространенная форма шарошек — коническая с ее разновидностями. Применяется одно- и многоконусные шарошки, которые могут иметь основной конус, несколько дополнительных и обратный конусы. Заостренная часть шарошки называется вершиной, противоположная плоская — тыльной частью (рис. 7.3).

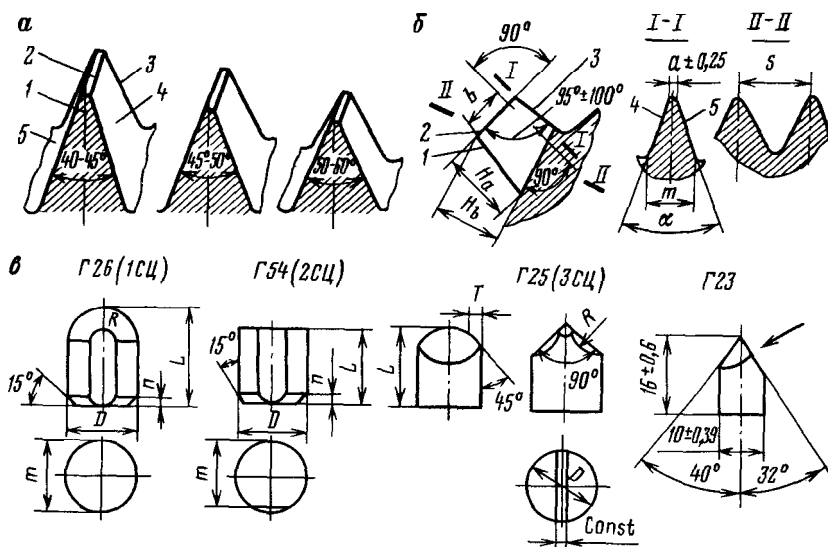


Рис. 7.4. Геометрические формы и конструктивные элементы вооружения шарошек:

*a, б* — зубья; *в* — твердосплавные штыри (вставки); 1 — наружный торец зуба, 2 — рабочий торец зуба (площадка притупления), 3 — внутренний торец зуба; 4, 5 — сбегающая и набегающая поверхности зуба; *б* — длина зуба,  $H_a$  и  $H_b$  — высота зуба по нормали к конусу шарошки соответственно наружному и внутреннему; *т* и *а* — ширина зуба у основания и при вершине; *С* — шаг зубьев;  $\alpha$  — угол заострения зуба

Геометрическая форма конусных шарошек определяется числом и углами конусов  $2\beta$ ,  $2\beta_1$ ,  $2\beta_2$ ,  $2\beta_3$ , длиной образующих, а габариты — высотой шарошки  $H$  и диаметром калибрующей окружности  $D_{ш}$ . Положение шарошек относительно корпуса определяется углом наклона оси шарошки, величиной вылета вершины шарошки и смещением оси шарошки.

Для оснащения одношарошечных долот применяются обычно шарошки сферической формы, в форме дисков, кольцевой формы, конической формы. В связи с тем, что долото оснащается одной шарошкой, появляется возможность усилить опору, что существенно повышает стойкость долот в целом и эффективность разрушения породы по всей площади забоя, включая и его центральную часть.

Вооружение или породоразрушающие элементы шарошек могут быть в виде отдельных зубьев или штырей (зубков) из твердых сплавов, располагающихся дискретно концентрическими венцами по определенной системе (рис. 7.3). Всем венцам присваиваются буквенные или цифровые обозначения (от вершины к торцу): *А, Б, В, Г, Д, Е* или *1, 2, 3, 4*.

В большинстве случаев зубья шарошек имеют форму клина,



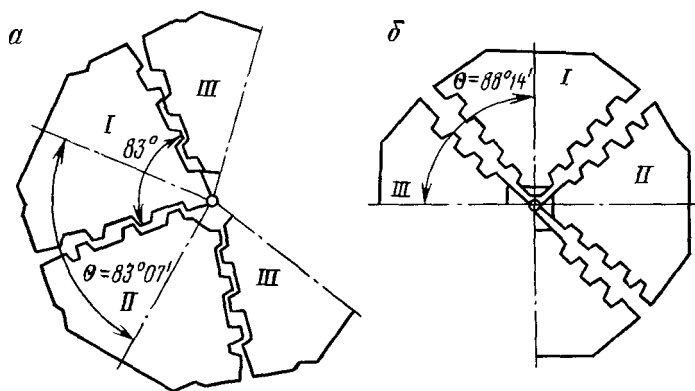


Рис. 7.5. Схема расположения шарошек:

I, II, III — номер шарошки

основные элементы которого показаны на рис. 7.4, а, б. Длина зуба  $\beta$  зависит от числа венцов в шарошке и ее размеров. На периферийных венцах длина зубьев обычно больше, чем на основных. Минимальная длина зубьев 5 мм у долот молодого диаметра. У долот со смещенными осями шарошек обычно  $b \geq 2e$  (где  $e$  — величина смещения осей, мм). Высота зубьев  $H_a$  на разных венцах различна и увеличивается к тыльной части шарошки в зависимости от характера пород, для разрушения которых предназначается долото, и его размеров. Обычно для более мягких пород высота берется больше, а для твердых — меньше. Ширина зуба у основания  $m$  зависит от высоты и угла заострения смежных зубьев на одном и том же венце.

Породоразрушающие инструменты шарошечного типа, предназначенные для работы в породах повышенных твердости и абразивности (ОК, К, ТК, ТКЗ, ТЗ, СЗ, МСЗ, МЗ), оснащаются твердосплавными штырями (зубками) трех основных форм (рис. 7.4, в): с полусферическим торцом рабочей части формы Г-26 или типа 1СЦ, с плоским торцом формы Г-54 или типа 2СЦ и с клиновидным торцом формы Г-25 или типа 3СЦ. Штыри типа 2СЦ, применяемые в качестве калибрующих, имеют плоский торец.

Диаметр твердосплавных штырей в зависимости от номера изделия может быть от 3,14 до 14,14 мм, а высота в зависимости от диаметра — от 3 до 24 мм.

Твердосплавные штыри укрепляются в теле шарошки пресованием в отверстиях, имеющих по диаметру минусовый допуск в пределах 0,06 — 0,09 мм с целью обеспечения

Таблица 7.1

Элементы шарошки	Выход штырей (в мм) в зависимости от типа долота				
	СК	К	ТК	ТКЗ, ТЗ	СЗ, МСЗ, МЗ
Вершина	2—3	3—4	3	3—4	5—6,5
Основной конус	2,5—3	4—5	3	4—5	5—6,5
Промежуточный конус	3—4	4—5	3	4—5	5—6,5
Дополнительный конус	4—6	5—7	3	5—7	6—8

надежной посадки штырей в гнездах. Глубина отверстий подбирается с таким расчетом, чтобы выход штырей из тела шарошки составлял требуемую величину в зависимости от типоразмера инструмента (табл. 7.1).

Неодинаковая величина выхода штырей на разных венцах одной и той же шарошки приводит к получению забоя ступенчатой формы, что в условиях хрупкого разрушения пород повышает эффективность работы инструмента. При оснащении шарошек твердосплавными рабочими элементами используются штыри разного диаметра — меньшей величины у вершины, а большей — у основания (торца) шарошек.

Для повышения эффективности работы шарошечных долот используется комбинированное вооружение. У таких долот при определенной высоте основных имеются дополнительные зубья или штыри. Высота их меньше на величину, превышающую возможную глубину внедрения в породу основных зубьев. Вспомогательные зубья служат для разрушения участков между основными зубьями в тех случаях, когда параметры основного вооружения не соответствуют характеру разрушаемых пород.

По взаиморасположению шарошек (рис. 7.5) долота делятся на самоочищающиеся *а* и неочищающиеся *б*. В первом случае одноконусные или многоконусные шарошки устанавливают без смещения осей или с положительным смещением. При этом зубья венцов одной шарошки заходят в промежутки между зубьями (венцами) соседних шарошек (рис. 7.5, *а*). У несомоочищающихся шарошек (рис. 7.5, *б*) одноконусные шарошки устанавливают без смещения осей с некоторыми зазорами. Самоочищение у таких долот может быть достигнуто увеличением высоты зубьев. Наиболее работоспособными являются долота с самоочищающимися зубьями или штырями, с многоконусными шарошками и положительным смещением их осей, в особенности при разрушении пород повышенных твердости и абразивности.

Цапфы долот служат опорой шарошек и для размещения подшипников. В зависимости от конструкции последних цапфы могут иметь различную, обычно ступенчатую, форму с цилиндрическими поясками (в случае применения подшипников скольжения или роликовых подшипников качения) или

с канавками — беговыми дорожками для размещения шариковых подшипников (см. рис. 7.1). Для укладки шариков, выполняющих роль замка, в цапфе имеется канал, который при сборке долота закрывается замковым пальцем. Определенное положение последнего фиксируется штифтом, выходящим в пазы цапфы и пальца.

Опоры шарошек служат для передачи нагрузки на забой при условии непрерывного вращения шарошек вокруг своих осей. Опоры отличаются конструкцией и числом элементов подшипников. При этом применяются в разных вариантах подшипники скольжения (С) и качения — шариковые (Ш) и роликовые (Р). В опоре может быть один, два, три или четыре ряда подшипников.

В известных конструкциях шарошечного инструмента применяется несколько типов опор в зависимости от диаметров и условий работы инструмента: I — скольжения — шариковая — скольжения (СШС); II — скольжения — шариковая — шариковая (СШШ); III — роликовая — шариковая — скольжения (РШС); IV — скольжения — шариковая — роликовая (СШР); V — роликовая — шариковая — роликовая (РШР); VI — шариковая — шариковая — роликовая (ШШР); VII — шариковая — шариковая — шариковая (ШШШ) и др.

У долот небольшого диаметра (менее 76 мм) в основном применяются опоры типа С (скольжения). В долотах среднего размера (от 76 до 145 мм) используются пять основных типов опор: СШС, СШШ, РШС, СШР и РШР. Долота большего диаметра, как правило, имеют опоры двух типов: РШР и ШШР. Опоры могут быть с упорным центральным стержнем.

Шарошки на цапфе закрепляются шариками замкового подшипника или без использования шариков. В первом случае после сборки концевой и периферийного подшипника шарошка надевается на цапфу и через специальный канал закладываются шарики замкового подшипника. Затем в канал устанавливают запорный палец, ориентируемый штифтом — фиксатором, который вставляется в пазы и приваривается (см. рис. 7.1).

Бесшаровое закрепление шарошек используется в долотах малого диаметра геологоразведочного стандарта. В этом случае шарошки удерживаются на цапфе либо пружинным распорным кольцом, размещающимся в кольцевых канавках на цапфе и в теле шарошки, либо запорным болтом (пальцем), ввинчиваемым в цапфу.

При бурении скважин с продувкой забоя воздухом в результате плохого теплообмена долота перегреваются, что приводит к быстрому выходу из строя опорных узлов, вплоть до расплавления беговых дорожек. С целью лучшего охлаждения опор

в лапах и цапфах долот для бурения с продувкой скважин воздухом делают специальные каналы, по которым часть воздуха (до 25 % от общего количества) проходит через опоры. Это предупреждает попадание частиц разрушенной породы в опоры и предохраняет их от быстрого износа. Во избежание попадания шлама в каналы с обратным потоком при прекращении подачи воздуха компрессором центральное отверстие в долоте рекомендуется перекрывать обратным клапаном. Такие клапаны делают и в долотах, предназначенных для бурения с промывкой. Промывочная жидкость при этом выполняет еще и роль смазки опоры.

С целью предохранения опор от износа создают маслonaполненные герметизированные конструкции с компенсированием перепада давления внутри и вне опоры с помощью специального фильтра или лубриката. В процессе работы долота с такой опорой через отверстие в крышке камеры масло гидростатическим давлением вытесняется из эластичного мешка и по системе каналов поступает во все зазоры опоры, смазывая их. Утечка масла предупреждается специальным уплотнением, установленным в тыльной части шарошки (у основания цапфы).

Промывочные каналы или отверстия, служащие для прохода потока промывочной жидкости или воздуха к забою, играют существенную роль в работе шарошечного инструмента. От их расположения, конфигурации и размеров зависят качество очистки забоя и зубьев шарошек от продуктов разрушения, интенсивность разрушения породы, охлаждение и износ инструмента.

Высокие скорости движения жидкости и особенно воздуха в каналах долота и в призабойной зоне скважины вызывают сложное (гидро- или аэродинамическое) движение струй с завихрениями и элементами эжекции. Это приводит к накоплению продуктов разрушения в некоторых участках забоя скважин или долота и аномальному износу его элементов (опор и вооружения). Кроме того, поток жидкости высокой плотности, движущийся с большой скоростью, создает избыточное гидродинамическое давление на породу на забое, что затрудняет отделение продуктов разрушения от массива. Прямой поток промывочной жидкости в определенных условиях может препятствовать выходу шлама из призабойной зоны. Наконец, в некоторых случаях применение неудачной системы промывки может привести к образованию на бурильных трубах сальников из частиц липких пород.

В современных конструкциях шарошечных долот применяют различные схемы расположения промывочных каналов: центральное, боковое и комбинированное с одним или несколькими отверстиями (рис. 7.6). Отверстия по форме могут

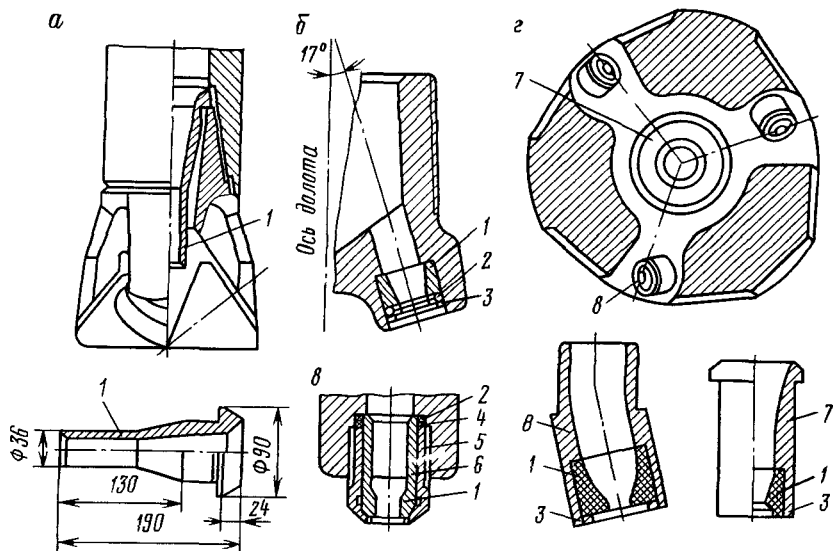


Рис. 7.6. Расположение циркуляционных каналов в долотах и конструкции гидромониторных насадок:

1 — насадка (сопло); 2 — уплотнение; 3 — стопорное кольцо; 4 — шайба; 5 — резьбовая втулка; 6 — дистанционная втулка; 7 — гидромониторная насадка центрального канала; 8 — насадка боковых каналов

быть цилиндрическими, трехгранными или щелевыми. Каналы располагаются параллельно оси долота или наклонно. При этом потоки жидкости (или воздуха) могут быть направлены на шарошки или на забой. В первом случае обеспечивается хорошая очистка зубьев от налипающей породы, но ухудшается очистка зубьев от шлама. Кроме того, при такой схеме не используется гидромониторный эффект потока жидкости, который повышает эффективность разрушения породы в забое.

При боковой схеме промывки струя жидкости направляется на забой помимо шарошек, что обеспечивает более эффективную очистку забоя от продуктов разрушения, а в мягких породах — разрушение породы за счет гидромониторного эффекта, заключающегося в гидродинамическом воздействии высоконапорной струи жидкости на породу. Эффективное разрушение достаточно мягких пород возникает при скорости движения потока 60 м/с. Максимальные скорости, получаемые при использовании современной техники бурения, достигают 125 м/с.

В долотах небольшого диаметра с центральным каналом применяются сменные промывочные насадки конструкции Уф-НИИ (рис. 7.6, а). Такие насадки позволяют получать скорости истечения жидкости до 50 м/с и приближают струю к забою, что обеспечивает хорошую очистку последнего от продуктов разрушения.

С учетом того, что при высоких скоростях движения жидкости повышается ее абразивное воздействие на стенки гидромониторных насадок, для изготовления насадок используются металлокерамические твердые сплавы. Крепление насадок может быть с помощью стопорного кольца (рис. 7.6, б) и резьбовое (рис. 7.6, в). Насадки могут иметь коническую или цилиндрическую форму канала.

Но при обычной схеме промывки с симметричным расположением каналов не достигается качественная очистка призабойной зоны скважины от продуктов разрушения, что приводит к преждевременному износу вооружения шарошек и их опор. В этом случае как бы перекрываются пути выноса шлама с забоя, возникают завихрения потока жидкости и шлам повторно попадает на забой, в зазоры между лапами долота и стенками скважины. Это приводит к повторному измельчению шлама.

Один из способов устранения такого недостатка — применение схемы асимметричного расположения промывочных каналов, в частности, заглушением одной из трех боковых насадок (рис. 7.6, г). Но при этом увеличивается износ лапы долота и шарошки, расположенных рядом с заглушенным отверстием. С целью устранения такого недостатка была предложена схема "блуждающей" промывки. Для ее осуществления в верхних концах гидромониторных насадок растачивают седла под шаровой клапан, который вкладывается в долото перед его присоединением к наддолотному переводнику.

Во время бурения клапан перекрывает один из трех боковых каналов, за счет чего реализуется асимметричная промывка. При спуске бурового снаряда на забой после наращивания бурильной трубы шарик восходящим потоком жидкости поднимается и перебрасывается в другое гнездо. Процесс этот носит случайный характер, но тем не менее обеспечивает более благоприятные условия работы долота.

### 7.3. ТИПОРАЗМЕРЫ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ШАРОШЕЧНОГО ТИПА

Всем породоразрушающим инструментам шарошечного типа, выпускаемым отечественными заводами, присваивается определенный шифр, в котором отражается: заводской номер модели или конструкции (1, 2, 3 и т. д.), завод-изготовитель (Б, В, Д, К и др.), номинальный диаметр долота в мм, тип долота или условия его применения (М, С, Т, МС, МЗ и др.). Например, Ш-76К; 1В-93-С и т. д. В шифре инструмента с гидромониторными насадками в конце добавляется буква Г, например: Б-190МСГ. Иногда шифр замыкает римская цифра (I, II, III, IV), указывающая на число шарошек в долоте, например В-132МГ-II.

Таблица 7.2

## Характеристика шарошечных долот по ГОСТ 20692—75

Диаметр долота*, мм	Присоединительная резьба			
	Условное обозначение**	Конусность	Угол конусности	Шаг резьбы, мм
46	H-33	—	—	—
59	H-41,5	—	—	—
76	З-42	1:5	5°42'38"	4,233
93; 38,4; 108; 112	З-66	1:5	5°42'38"	4,233
120,6	З-76	1:4	7°07'30"	5,08
132; 139,7; 142,9; 146; 149,2; 154; 158,7; 165; 171,4; 187,3	З-88	1:4	7°07'30"	5,08
190,5; 195,9	З-117	1:4	7°07'40"	5,08

\* Предельные отклонения для долот диаметром 40—76 мм +0,6 мм; диаметром 93—195,5 +0,8 мм,

\*\* Н — резьба ниппельная; З — замковая.

Таблица 7.3

## Типы и области применения шарошечных долот по ГОСТ 20692—75

Тип долота	Область применения	Вооружение шарошек
М	Бурение мягких пород	Стальные фрезерованные зубья
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Твердосплавные встроенные штыри
МЗ	Бурение мягких пород с пропластками средней твердости	Стальные зубья
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками средней твердости	Стальные и твердосплавные зубья
С	Бурение пород средней твердости	Стальные зубья
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Твердосплавные штыри
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых	Стальные зубья
Т	Бурение твердых пород	То же
ТЗ	Бурение твердых абразивных пород	Твердосплавные штыри
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	Стальные зубья и твердосплавные штыри
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Твердосплавные штыри
К	Бурение крепких пород	То же
ОК	Бурение очень крепких пород	"

По расположению и конструкции промывочных и продувочных каналов долота могут быть: с центральной промывкой (в шифре долот отмечается индексом Ц; с центральной продув-

Таблица 7.4

## Типоразмеры шарошечных долот геологоразведочного стандарта

Диаметр долота, м	Тип долота	
	Двухшарошечное	Трехшарошечное
36; 46	К	К
59	Т, К	ТК, К
76	Т, К	ТК, К, ОК
93	С, Т, ТК, К	С, Т, К
112	М, С, Т, К	С, Т, К, ОК
132	М, Т	С, Т, К
151	М	С, Т, К

кой — П; с боковой гидромониторной промывкой Г; с боковой продувкой ПГ. По типу опор шарошек долота могут быть: с двумя и более подшипниками скольжения — А; только с подшипниками качения — В или с одним подшипником скольжения и подшипниками качения — Н.

Долота с индексами АН относятся к группе низкооборотных, а с индексом АВ — высокооборотных. Таким образом, шифр долот по ГОСТ 20692—75 будет иметь вид: Ш-151С-ГН — трехшарошечное долото диаметром 151 мм для пород средней твердости с гидромониторной (боковой) промывкой, с опорой шарошек на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения). В шифре трехшарошечных долот допускается опускать индекс Ш, а долот с центральной промывкой — индекс Ц. В конце шифра может стоять номер заводской модели или буквы Р с цифрой (для импортных моделей).

Всем заводам-изготовителям присвоены определенные индексы: Б — Бакинский машиностроительный завод им. С. М. Кирова; В — Верхне-Сергипский машиностроительный завод; Д — Сарапульский машиностроительный завод им. Ф. Э. Дзержинского; К — Куйбышевский долотный завод; М — Московский комбинат твердых сплавов; Н — Экспериментальный завод

Таблица 7.5

## Параметры долот геологоразведочного стандарта

Диаметр долота, мм		Длина резьбовой части, мм	Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Площадь сечения промы- вочных каналов, см <sup>2</sup>	Допустимая нагрузка на долото, кН
номиналь- ный	предельное отклонение					
36	+0,5	32	33	70	1,4	10
46	+0,5	40	43	70		15
59	+0,75	45	56	120	1,7	20
76	+0,75	50	72	120		35
93	+0,75	60	90	160	2,5	40
112	+0,75	70	109	175		60
132	+1,0	70	128	200	4,0	70
151	+1,0	96	147	245	6,0	120



ВНИИБТ; Р — Поваровский опытный завод; У — Дрогобычский долотный завод, Ш — Востокмашзавод и т. д.

Государственным стандартом ГОСТ 20692—75 "Долота шарошечные" предусмотрен нормальный ряд долот, отличающихся диаметром и некоторыми другими параметрами (табл. 7.2).

По ГОСТ 20695—75 предусматривается выпуск 13 типов долот, имеющих соответствующее характеру пород вооружение (табл. 7.3).

В практике бурения геологоразведочных скважин используется ограниченное число типоразмеров двух- и трехшарошечных долот (табл. 7.4, 7.5).

### Конструкции и области применения шарошечных долот

В системе Министерства геологии СССР (СКБ НПО "Гео-техника", САИГИМС) создана серия малогабаритных шарошечных долот с одной, двумя и тремя шарошками диаметром от 42 до 151 мм типов М, С, Т, К и ОК. Они предназначены для вращательного бурения в породах от IV до XII категорий по буримости. В связи с развитием различных способов разрушения пород созданы и специальные конструкции шарошечных долот: для ударно-вращательного бурения с продувкой забоя скважины воздухом, складывающиеся или съемные долота, долота с герметизированной смазкой и др.

Долота типа М и МГ, предназначенные для разбуривания самых мягких пород (I—IV категорий по буримости), имеют по две или три многоконусные шарошки с высокими зубьями. Угол приострения зубьев  $45^{\circ}$ — $50^{\circ}$ . У трехшарошечных долот оси шарошек смещены относительно центра вращения долота на 8—10 мм и имеют угол наклона  $\varphi = 57^{\circ}30'$ , благодаря чему коэффициент скольжения  $K_c = 15\%$ . Шарошки расположены по схеме, обеспечивающей самоочищение зубьев от липкой породы. Промывочная жидкость подается через расположенные асимметрично каналы в лапах, армированных гидромониторными насадками (рис. 7.7), что обеспечивает получение скорости истечения струй жидкости до 70 м/с.

Долота типа С, применяемые для бурения в породах средней твердости, могут иметь по две или три многоконусные самоочищающиеся шарошки, расположенные со смещением осей от 2—3 до 6—8 мм (в зависимости от диаметра долота) под углом наклона к оси долота  $\varphi = 55^{\circ}$ , что обеспечивает коэффициент скольжения  $K_c = 5 \pm 10\%$ . Зубья шарошек, армированные зернистым твердым сплавом типа релит, имеют большие углы заострения, но меньшую высоту, чем зубья долот типа М. Периферийные зубья шарошек некоторых долот развернуты по отношению к образующим основных конусов на  $20^{\circ}$ . Для промывки забоя долота (2В-93С) имеют центральный канал цилиндрической формы (рис. 7.8, а).

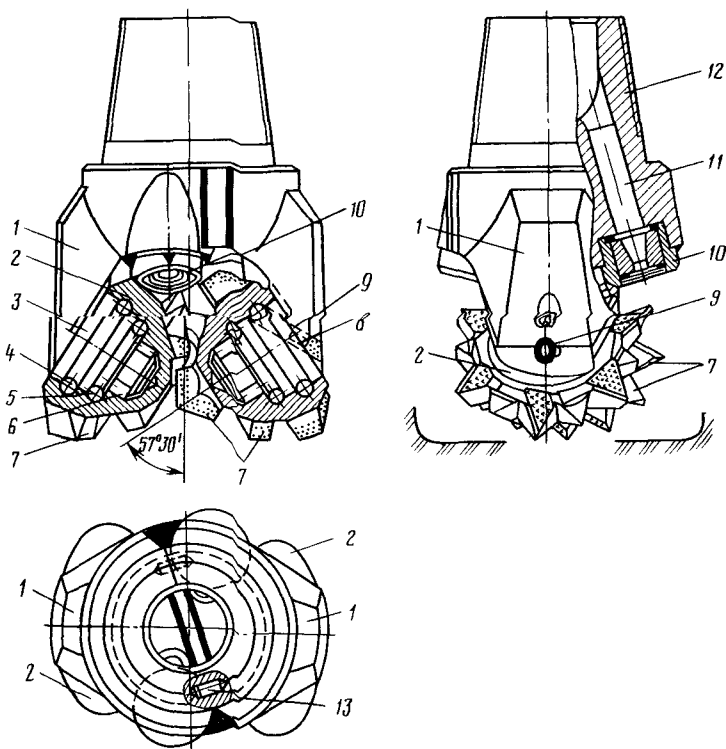


Рис. 7. 7. Конструктивные элементы долота для бурения в мягких породах с гидромониторными насадками:

1 — лапа; 2 — шарошка; 3 — цапфа; 4 — шариковый замковый подшипник; 5 — шариковый промежуточный подшипник; 6 — роликовый концевой подшипник; 7 — зубья шарошки, 8 — штифт-фиксатор; 9 — замковый палец; 10 — гидромониторная насадка; 11 — промывочный канал; 12 — присоединительная резьба; 13 — ориентирующий штифт

В практике бурения глубоких скважин в породах средней твердости широко применяются одношарошечные долота 10К-100С, 1-139,7СЗ-Н (рис. 7.8, б). Конструкция этих долот допускает создание нагрузок до 18 кН и более в соответствии с их диаметром.

Для бурения в породах средней твердости в СКБ НПО "Геотехника" созданы долота типа С с шарошками дисковой формы, вооруженными твердосплавными штырями с плоским торцом. В плане оси дисковых шарошек имеют смещение, что создает условия резания или фрезерования породы. Долота этого типа (ЗДЛ-76С) имеют по два промывочных канала цилиндрической формы, расположенных наклонно к оси долота (рис. 7.8, в). Важным преимуществом их являются повышенная

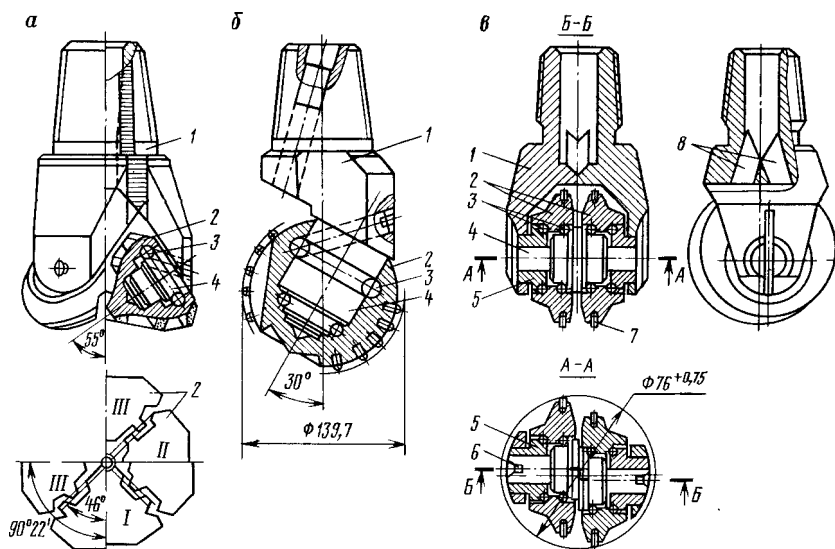


Рис. 7.8. Конструкции долот для бурения в породах средней твердости с шарошками конической *а*, сферической *б* и дисковой *в* форм:

1 — корпус; 2 — шарошки; 3 — шариковые подшипники; 4 — цапфа; 5 — втулка; 6 — призматическая шпонка; 7 — твердосплавная вставка (штырь); 8 — промывочные каналы

прочность опор и стойкость вооружения дисков за счет замедленной частоты вращения по сравнению с частотой вращения самого долота.

Долото имеет два диска, оснащенных твердосплавными вставками: с прямолинейным расположением в венцах, с расположением в шахматном порядке и с неравномерным шагом. При этом венцы могут располагаться соосно с корпусом долота и под некоторым углом — наклонно.

Долота типа МС, используемые при бурении мягких пород с прослойками пород средней твердости, могут иметь две или три самоочищающиеся шарошки со смещенными осями в сторону вращения долота от 4 до 6 мм и углом наклона цапфы к оси долота от 55 до 57°30'.

Долота типа МЗГ и СЗГ служат для разбуривания мягких пород и средней твердости, но абразивных, в связи с чем имеют в качестве рабочих элементов твердосплавные штыри с торцом клиновидной формы типа ЗСЦ (125), а на тыльной части шарошек — штыри с плоским торцом типа 2СЦ (Г54), в отличие от долот МГ и СГ. Долота имеют боковое расположение промывочных каналов с гидромониторными насадками.

Долота типа Т, предназначенные для бурения твердых пластично-хрупких пород, обычно снабжены двумя или тремя

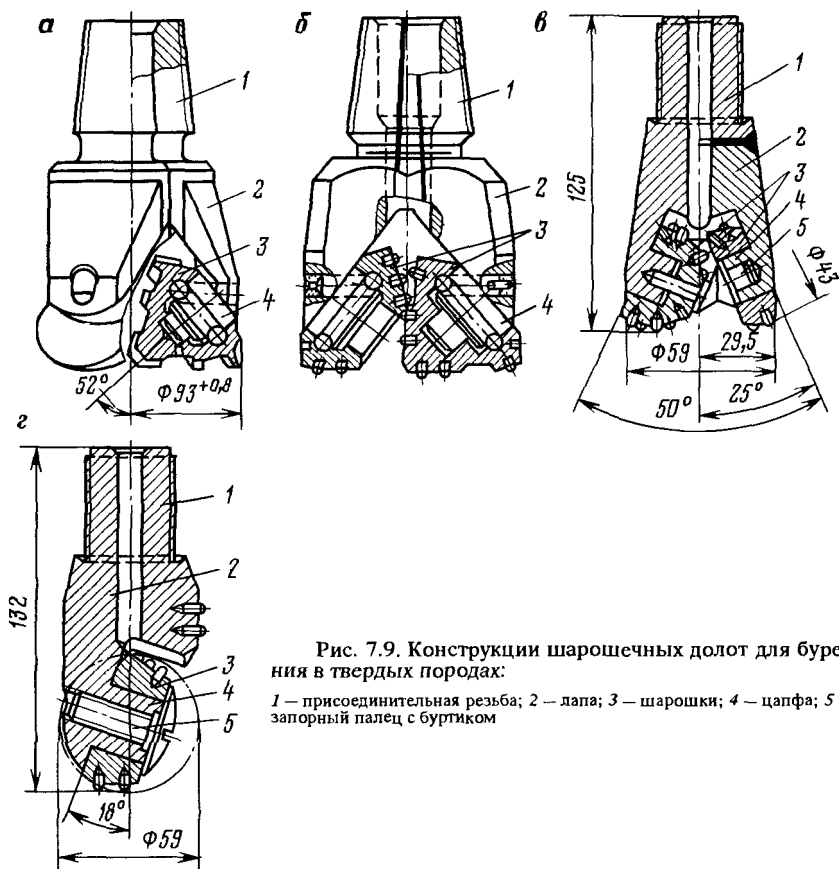


Рис. 7.9. Конструкции шарошечных долот для бурения в твердых породах:

1 — присоединительная резьба; 2 — лапа; 3 — шарошки; 4 — цапфа; 5 — запорный палец с буртиком

трехконусными самоочищающимися шарошками с мелкими зубьями, имеющими больше углы приострения. Оси шарошек пересекаются с осью долота в одной точке и имеют угол наклона  $\varphi = 50 \div 52^\circ$ , что обеспечивает им перекатывание без скольжения. Выфрезерованные зубья шарошек наплавлены зернистым твердым сплавом. Периферийные зубья имеют Т-образную форму и двустороннюю наплавку тем же твердым сплавом. Для промывки забоя долота типа (2В-93Т) снабжены центральным отверстием цилиндрической формы (рис. 7.9, а).

Верхне-Сергинским заводом выпускаются и одношарошечные долота 6В-93Т, 7В-140Т и 4В-161Т, имеющие твердосплавное вооружение и допускающие создание осевой нагрузки от 3 до 8—12 кН. Такие долота обладают повышенной стойкостью и успешно применяются при бурении глубоких скважин.

Долото типа ТЗ небольшого диаметра (2ДБ-76Т, 2В-93ТЗ), снабженные двумя шарошками с твердосплавными штырями клиновидной формы Г25 (рис. 7.9, б), пригодны для разбуривания твердых пластично-хрупких абразивных пород типа кремне-известняков, песчаников, гранитов, гнейсов, порфири-тов, туфов VII—IX категорий по буримости. Калибрующие части шарошек армируются твердосплавными зубками цилиндрической формы с плоским торцом. Шарошки у долот этого типа имеют одноконусную форму. У долота 2В-93ТЗ (рис. 7.9, б) одна из шарошек имеет вид усеченного конуса. Долота имеют центральный канал цилиндрической формы для прохода промывочной жидкости к забою и опоры типа СШС.

Долота типа СТ применяются для бурения пород средней твердости с твердыми пропластками. Они снабжены двух- или трехконусными самоочищающимися шарошками, вооруженными фрезерованными зубьями, с осями, пересекающимися в одной точке с осью долота и имеющими наклон под углом  $\varphi = 52 \div 55^\circ$ . Для подачи промывочной жидкости служат три боковых канала обычно с гидромониторными насадками.

Долота типа ТК предназначены для бурения твердых пород с пропластками крепких, а типа ТКЗ — еще и абразивных. Обычно такие долота имеют по три одноконусных шарошки, расположенных без смещения осей и оснащенных твердосплавными штырями с полусферической формой рабочей части, чередующимися с обычными зубьями или твердосплавными штырями, имеющими клиновую рабочую часть. Это обеспечивает разрушение как твердых, так и очень твердых (крепких) пород при повышенной износостойкости долот.

Для бурения геологоразведочных скважин в САИГИМС была разработана серия долот малого диаметра типа ДДА и ДШК (рис. 7.9, в, г). Долота оснащаются двумя или одной шарошками с подшипниками скольжения. Шарошки запираются специальными пальцами с буртиками (головкой), вставляемыми в тело цапф или ввинчиваемыми при помощи резьбы.

Шарошки имеют форму усеченных конусов с вооружением из твердого сплава ВК8В с полусферической формой рабочей части. Присоединительная резьба у этих долот — ленточного типа, ниппельная. При отработке таких долот на рациональном режиме достигаются высокие механические скорости бурения (до 30 м/ч) и проходка на долото до 40 мм. Долота выпускаются диаметрами 42; 46; 59 и 76 мм и работают при нагрузке 2—3 кН.

Долота типа К и ОК служат для бурения в крепких и очень крепких породах типа кварцитов, кремне-известняков и доломитов, относящихся к VIII—XI категориям по буримости. Такие долота оснащаются двумя или тремя

Таблица 7.6

## Размеры коронок для колонкового бурения

Шифр коронок	Диаметр коронки, мм		Высота коронки, мм	Число шарошек	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
	наружный	внутренний				
ЗДК-93К	93	36	127	4	3,5	25
6ДК-112К	112	44	130	4	5,6	35
6ДК-112К	112	44	127	4	5,5	35
4ДГК-115К	115	45	165	6	6,5	35
4ДК-132К	132	55	165	6	6,5	35

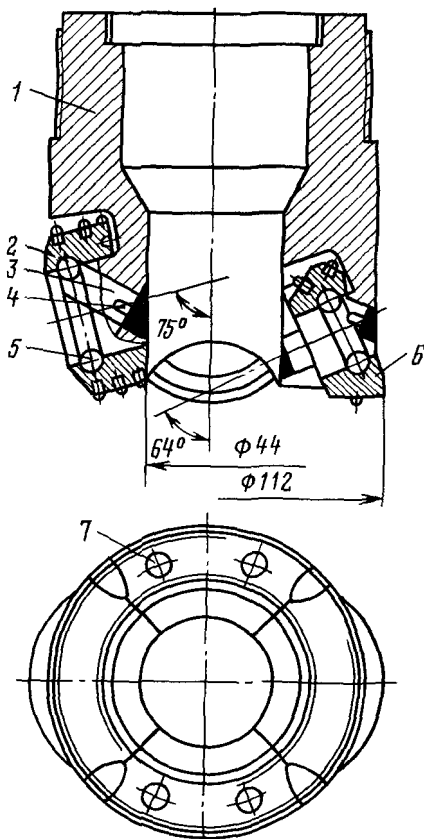


Рис. 7.10. Конструкция шарошечной коронки 6ДК 112К:

1 — корпус кольцевой формы; 2 — внутренняя шарошка (формирующая керн); 3 — замковый палец; 4 — штифт-фиксатор; 5 — замковый шариковый подшипник; 6 — наружная шарошка (формирующая ствол скважины); 7 — циркуляционные каналы

одноконусными самоочищающимися шарошками со вставными зубьями — штырями из твердого сплава ВК8 цилиндрической формы, имеющими полусферический торец. Угол наклона оси шарошек, располагающихся без смещения, от 50 до 52°.

Для бурения геологоразведочных скважин небольшого диаметра в крепких породах серийно выпускаются долота, разработанные СКБ НПО "Геотехника", типа Ш-59К, ЗШ-59К2, 1В-76К, В-93К, Ш-76ОК и др. Долота малого диаметра имеют по две одноконусные шарошки, смонтированные на скользящих и шариковых опорах. Для прохода промывочной жидкости в долоте имеется центральный канал цилиндрической формы. В лапах долот, предназначенных для бурения с продувкой воздухом (типа КП или ОКП), имеются дополнительные каналы, по которым поступает воздух в опоры шарошек.

назначенных для бурения с продувкой воздухом (типа КП или ОКП), имеются дополнительные каналы, по которым поступает воздух в опоры шарошек.

## Конструкции и типоразмеры шарошечных коронок

При бурении скважин с целью получения образцов пород или проб полезных ископаемых применяются шарошечные коронки (колонковые долота) типов С, СТ, Т, ТК и К. Наиболее широко используются коронки типов Т и К в комплекте с двойными колонковыми снарядами (КС), разработанные в СКБ НПО "Геотехника". Такие коронки состоят из корпуса и четырех или шести шарошек, имеющих форму усеченного конуса или полусферы (рис. 7.10).

Корпус коронок изготавливается из двух пар кованых секций, соединенных сваркой. Форма шарошек обычно имеет вид усеченного конуса. Шарошки коронок типа Т оснащены твердосплавными штырями цилиндрической формы с клиновидной рабочей частью, а типа К — штырями с торцом сферической формы. Опора шарошек типа СШС состоит из двух подшипников скольжения и одного шарикового, выполняющего роль замка. Каналы для промывочной жидкости расположены на периферии — в корпусе коронки. Верхняя часть корпуса снабжена наружной цилиндрической резьбой для присоединения к колонковой трубе геологоразведочного стандарта.

В табл. 7.6 приведены основные параметры коронок конструкции СКБ НПО "Геотехника", применяемых с колонковыми снарядами при бурении по породам от VI—VII до XI категорий по буримости.

В практике бурения скважин на нефть и газ с отбором керна применяются шарошечные коронки типы С, СТ, Т и К со специальными двойными колонковыми снарядами (КТД — при турбинном бурении и КАЭ, ДК и др. — при роторном) в соответствии с ГОСТ 21210-75.

### 7.4. РАСШИРИТЕЛИ ШАРОШЕЧНОГО ТИПА

Для сохранения заданного диаметра скважины, т. е. ее калибровки, или для расширения ствола до требуемой величины применяются расширители-калибраторы и расширители-долота с вооружением шарошечного типа.

Расширители-калибраторы шарошечного типа обеспечивают сохранение диаметра скважины при боковом износе породоразрушающего инструмента (по диаметру) и выполняют роль стабилизатора, способствующего снижению вибраций и интенсивности искривления скважин. По конструктивному исполнению расширители-калибраторы могут быть корпусного или кольцевого типа.

Расширитель-калибратор корпусного типа состоит из корпуса, в пазах (ячейках) которого встроены шарошки. Оси шарошек располагаются на одном или разных уровнях соосно

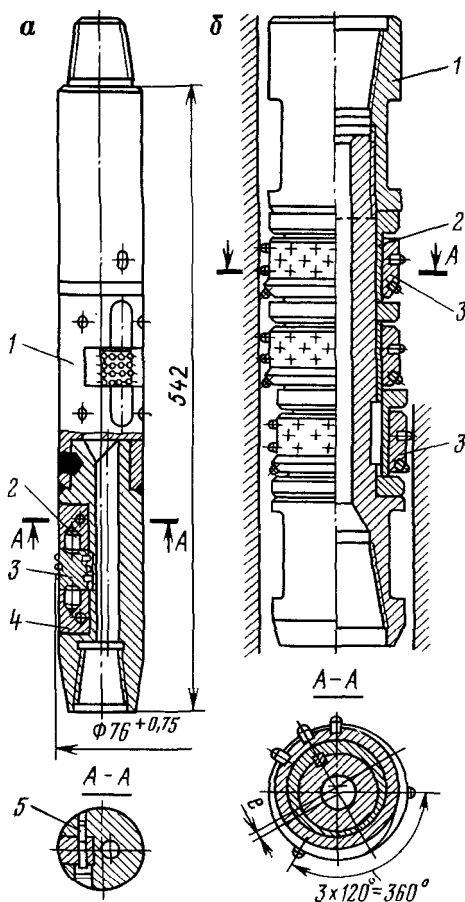


Рис. 7.11. Конструкции расширителей-калибраторов корпусного а и кольцевого б типов:

1 — корпус; 2 — ось (втулка); 3 — шарошка с твердосплавными вставками; 4 — вкладыш; 5 — штифт

с осью корпуса или под некоторым углом (рис. 7.11.). Шарошки обычно располагаются со смещением на  $120^\circ$  в плоскости поперечного сечения. У некоторых расширителей-калибраторов предусматривается возможность регулирования положения шарошек относительно корпуса по мере их износа. Форма шарошек обычно комбинированная (бочонкообразная) или цилиндрическая. Шарошки вооружаются твердосплавными штырями с рабочей частью торца полусферической формы. Корпус расширителей может быть цельный и разъемный (составной).

В практике бурения геологоразведочных скважин малого диаметра применяются расширители-калибраторы корпусного типа ЗРШС-76 кон-

струкции САИГИМС. Корпус расширителя состоит из трех секций, соединенных сваркой. В каждую секцию входят одна шарошка цилиндрической формы и промылочные каналы, расположенные эксцентрично относительно оси корпуса и соосающиеся между собой. Цапфы шарошек покоятся в специальных вкладышах, закрепляемых штифтами в корпусе. Шарошки расположены по окружности под углом  $120^\circ$  и смещены вдоль оси расширителя относительно друг друга. Применение таких расширителей с долотами ДДА-76Г позволяет повысить проходку на долото на 130—150 %.

Расширители-калибраторы кольцевого типа имеют шарошки цилиндрической или конической (дисковой) формы, охватывающие весь корпус. Шарошки размещаются в один, два или



три яруса на эксцентрических втулках, оси которых расположены соосно с осью расширителя и смещены на  $120^\circ$ . Шарошки вооружены твердосплавными штырями со сферической формой торца. В нижних венцах зубья расположены под углом  $25\text{--}30^\circ$ . На верхнем и нижнем концах расширитель имеет муфтовую резьбу конической формы для присоединения к бурильным трубам и долоту. Корпус имеет центральный проходной канал для промывочной жидкости. По такой схеме СКБ НПО "Геотехника" разработаны расширители ЗРША-59 и 5РША-76 для калибровки стволов при бурении скважин в породах VII—XI категорий по буримости.

Расширители-долота служат для расширения пилот-скважины до требуемого диаметра и центрирования бурового снаряда с целью предупреждения значительного искривления ствола. Расширители конструктивно могут быть секционного или кольцевого типа. Секционный расширитель состоит обычно из полого корпуса цилиндрической формы и секций — лап долота с шарошками, оси вращения которых располагаются наклонно. Шарошки могут быть вооружены фрезерованными зубьями или твердосплавными штырями.

К числу расширителей-долот кольцевого типа можно отнести одношарошечный расширитель РОП конструкции ВНИИ-ИБТ, шарошка которого имеет форму кольца, посаженного наклонно с помощью шариковой опоры на эксцентричный корпус. Благодаря такому расположению шарошка при вращении расширителя наносит удары твердосплавными штырями по кольцевому уступу, в результате чего ствол скважины расширяется до нужных размеров.

## Глава 8

# ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

## 8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основной породоразрушающий инструмент для ударно-вращательного бурения геологоразведочных скважин с применением забойных машин гидро- или пневмоударного действия — твердосплавные коронки и долота, разработанные в СКБ НПО "Геотехника" и ЦНИГРИ [4, 9]. По конструктивному исполнению инструмент делится на резцовый, шарошечный и комбинированный (табл. 8.1).

Вооружением породоразрушающего инструмента служат твердосплавные резцы или штыри различной геометрии и размеров в соответствии с ГОСТ 880—75. Для армирования коронок применяются резцы из твердого сплава ВК15 формы

Таблица 8.1

**Типы породоразрушающих инструментов  
для ударно-вращательного способа бурения**

Тип инструмента	Вид вооружения	Назначение инструмента	Разновидности породоразрушающего инструмента
Коронки	Твердосплавные резцы	Для бурения с одиарными ко- лоиковыми сна- рядами	КГ-1, КГ-2, КГ-3, КГ-4, КГ-5, ГПИ48М, ГПИ67М, ГПИ121М, ГПИ126М, ГПИГ4МВС, ГПИ126МС, КП-113, КП-161, КП-184, КП-216, ГПИ101, ГПИ101М, КРП-96, КДП-113, КДП-132, КДП-151,
Шарошечные долота	Твердосплавные штыри	Для бурения с двойными колон- ковыми снаряда- ми (ДКС) То же	4ДГК-115К
Долота	Твердосплавные резцы	Для бескернового бурения	Д4МЗ, ГПИ148М, ГПИ149М, КП-96, КПС-113, КПС-132, КПС-151 Д-59, Д-76, Д-96, Д-115
Шарошечные долота	Твердосплавные штыри	Для очистки заб- оя от осколков твердого сплава Для бескернового бурения	4ДГ-115К
Комбинирован- ный	Твердосплавные резцы и шарошки с твердосплавны- ми штырями	То же	ГПИ151Р-76, ГПИ139М-76, ГПИ151МВ-76
Калибраторы- расширители шарошечного типа	Твердосплавные штыри (зубья)	Для сохранения номинального ди- аметра или рас- ширения ствола скважины	ГПИ70М, ГПИ132М, 5РША-76

Г55 и Г57 и формы П1А (ТУ 475—61), а также П97 и П98 (рис. 8.1.). Для оснащения долот и инструментов специального назначения используются пластины из твердых сплавов ВК15, ВК8 и ВК8В формы Г11 и Г13.

Породоразрушающий инструмент для бурения с пневмоударниками армируется резцами формы ПР-1, ПР-2, ПР-3 и ПР-4. В некоторых случаях применяются также резцы цилиндрической формы (штыри) типа Г25, Г26 (см. рис. 7.5.) и резцы формы Г54, характеристика которых приведена в справочной литературе [4, 9 и др.].

Рабочая часть резцов обычно имеет форму симметричного или асимметричного клина с углом при вершине 70—100°. При установке в корпусе инструмента угол резания составляет 170—130°. При величине заднего угла 30° такая геометрия

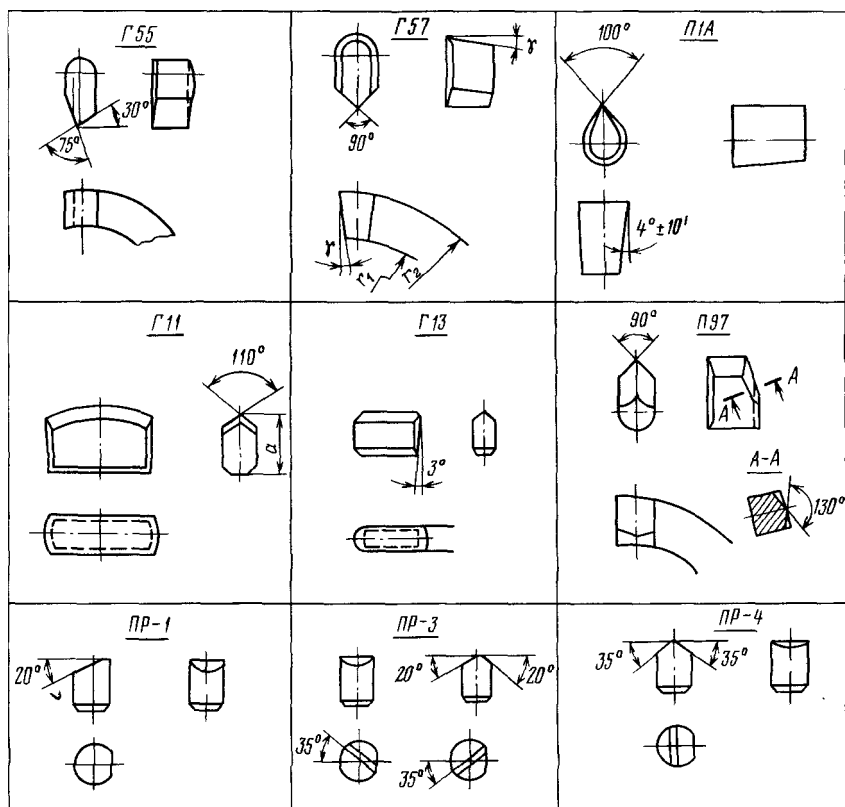


Рис. 8.1. Типы твердосплавных резцов

резцов обеспечивает достаточную их прочность и эффективное разрушение породы.

С учетом действия динамических нагрузок, вызывающих разрушение (скалывание) твердосплавных пластин в местах концентраций напряжений на контактах резцов с телом коронки, их основанию придается овальная (цилиндрическая) форма. В этом случае максимальные напряжения возникают не на периферийных участках, как у пластин с прямоугольным основанием, а в сводовой центральной части, что снижает вероятность их разрушения при действии динамических нагрузок.

Во избежание выдавливания резцов из паза (гнезда) корончатого кольца под действием радиальных сил реакция породы со стороны стенки скважины резцам придается клиновидная или конусообразная форма в поперечном сечении (рис. 8.1, резцы Г57, П1А).

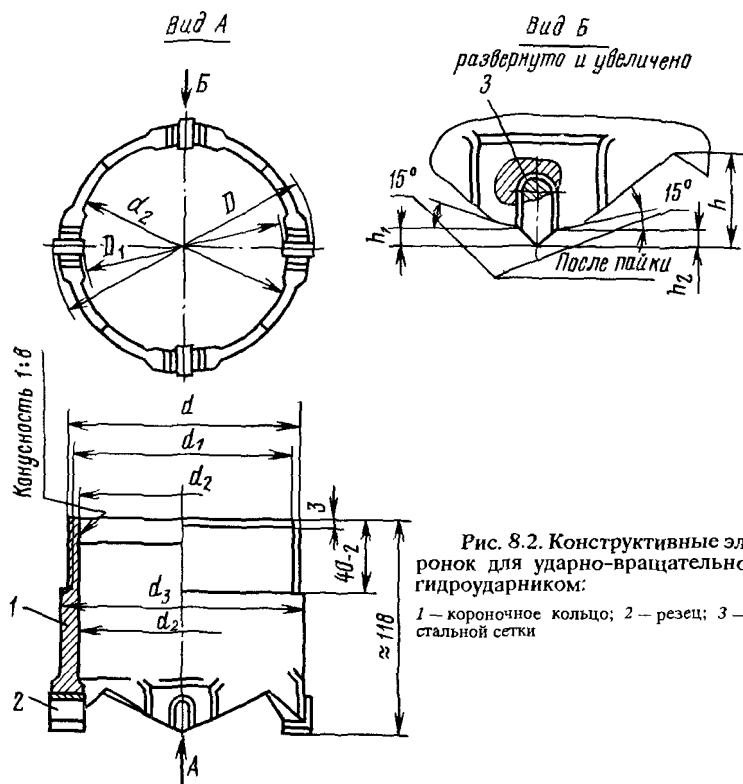


Рис. 8.2. Конструктивные элементы коронок для ударно-вращательного бурения гидроударником:

1 — короночное кольцо; 2 — резец; 3 — прокладка из стальной сетки

Для изготовления коронок служат короночные кольца специальной формы — с увеличенной толщиной стенки или утолщениями (приливами) в торцевой части, где укрепляются резцы (рис. 8.2). Верхняя часть снабжается наружной или внутренней стандартной резьбой для присоединения к буровому снаряду (ГОСТ 6238—77), но с уменьшенным диаметром с целью повышения прочности резьбового соединения при использовании толстостенных колонковых труб. Для размещения кернорвательного устройства коронки обычно имеют кольцевую и конусную проточки внутри верхнего конца коронки. Для циркуляции промывочной жидкости в торцевой части коронки делают вырезы (окна) обычно треугольной формы или в виде узкой щели с овальным сводом.

Долота для ударно-вращательного бурения вооружаются крупными пластинками или штырями цилиндрической формы по всей площади торца инструмента. Для бурения с применением гидроударников выпускают инструмент типа КГ, ГПИ, ДГК или Д, а для бурения с пневмоударниками КП, КДП (коронки) и КПС для бескернового бурения (табл. 8.1).

## 8.2. КОРОНКИ ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ С ГИДРОУДАРНИКАМИ

Коронка для бурения с гидроударниками состоит из короночного кольца и вооружения в виде твердосплавных резцов той или иной формы. Резцы устанавливаются в вырезах-гнездах и закрепляются пайкой. Пайка делается с промежуточными прокладками из стальной малоуглеродистой сетки № 04 (рис. 8.2). Резцы располагаются по торцу короночного кольца радиально в утолщенных частях с полным перекрытием торца и выходом за боковые поверхности на 1,5 мм наружу и внутрь и на 4,5 мм по торцу. Ширина забоя при этом обычно составляет 12 мм. Для увеличения диаметра керна ширину забоя уменьшают до 12 мм, а для увеличения площади сечения циркуляционных зазоров ширину забоя доводят до 17—20 мм. С целью создания забоя ступенчатой формы, что снижает энергоемкость процесса разрушения породы, выход резцов по торцу делают разной величины.

В табл. 8.2 приведены основные значения конструктивных параметров коронок некоторых типов. Характеристика и область применения приведены в табл. 8.3 (по данным СКБ НПО "Геотехника").

Коронка КГ-1 (рис. 8.3, а) армируется четырьмя резцами с асимметричным углом приострения, что обеспечивает эффективное разрушение пород как скалыванием, так и резанием.

Треугольная форма промывочных окон и большая высота резцов позволяют делать их перезаточку до 7—9 раз.

Коронка КГ-2 армируется шестью резцами, имеющими симметричный угол приострения 90°. В остальном она аналогична коронке КГ-1.

Коронка КГ-3 (рис. 8.3, б) вооружена резцами клиновидной формы с симметричным углом приострения. Резцы широкой частью конуса располагаются в сторону наружной стенки коронки, что придает ей повышенную прочность при действии радиальных сил со стороны стенок скважины, возникающих при износе наружных кромок резцов и сужении ствола в процессе бурения в сильноабразивных твердых породах. Резцы обычной формы с параллельными боковыми гранями в таких

Таблица 8.2

Тип коронок	Размеры, мм (см. рис. 8.2)										
	D	D1	d	d1	d2	d3	d4	d5	h	h1	h2
КН-1, КГ-2, КГ-3	96	68	82,5	80,5	77	90	75	93	16	5;4;5	4;4,5
КГ-1, КГ-2, КГ-3	115	87	101,5	99,5	96	109	94	112	21	5;4;5	4;4,5

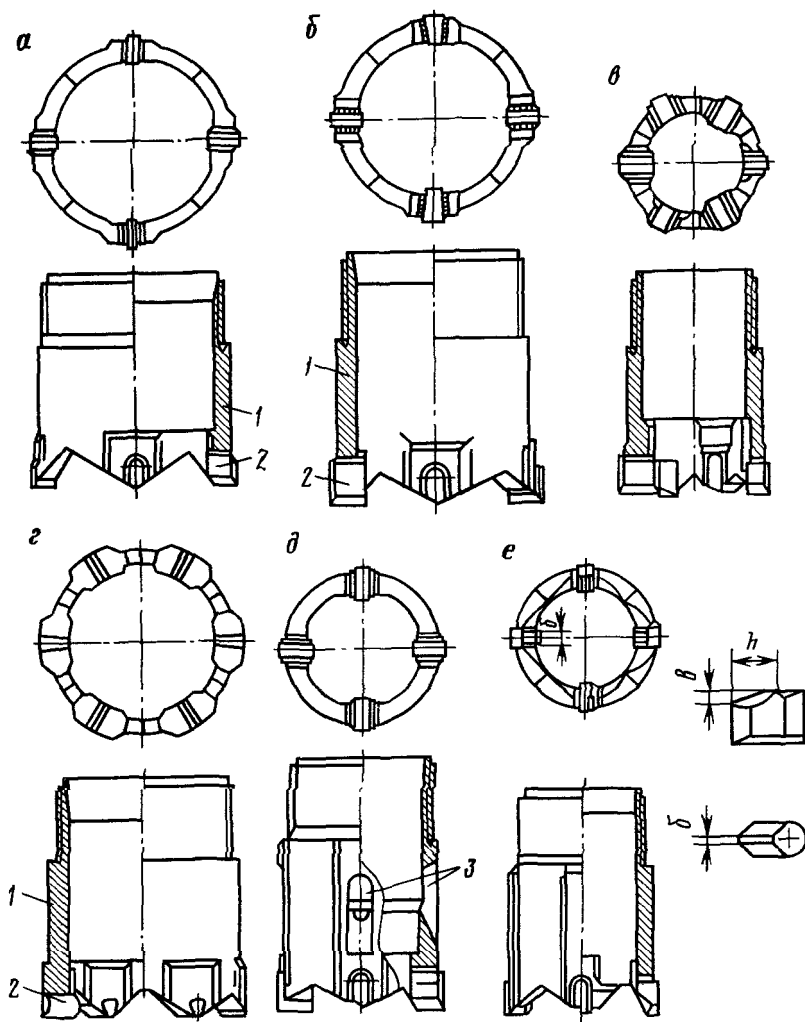


Рис. 8.3. Коронки для ударно-вращательного бурения:

1 — корончатое кольцо; 2 — резцы; 3 — промывочные каналы

Таблица 8.3

Типоразмеры и области применения коронок для ударно-вращательного способа бурения с гидроударниками

Тип коронки	Диаметр по резцам, мм		Длина, мм	Вооружение					Область применения
	наружный	внутренний		Число резцов	Форма резца	Размеры резцов, мм	Углы заточки резцов, градус		
							лезвия	передний	
КГ-1	96 115	68 87	118	4	Г55	14×10×18	90	30	Вязко-пластичные породы VI–VIII категорий по буримости
КГ-2	96 115	68 87	118		Г56	14×8×15	90	45	Одновременные и переслаивающиеся породы VI–X категорий по буримости
КГ-3	76 115 93 112	52 87 65 86	118	4	Г5702  Г5703	12×10×19  14×11×19	90	45	Породы VII–X категорий по буримости Породы сильноабразивные VI–VIII категорий по буримости
КН-4	76 115 93 112	42 87 59 78	120  120	6  8	Г5501  Г5502	10×8×18  17×8×18	75  75	15  15	Вязко-пластичные породы V–VI категорий по буримости
КГ-5	59	39	160	4	Г5701	10×9×19	90	45	Монолитные породы VII–X категорий по буримости
ГПИ48М	96 115	68 87	120	6	П1А	14×12×138	100	50	Твердые трещиноватые и разрушенные породы VIII–X категорий по буримости
ГПИ121М	59	39	120	6	Г5701	10×9×19	90	45	Трещиноватые и абразивные породы VIII–X категорий по буримости
ГПИ101	76	48	120	4	Г5703	12×10×19	90	45	При бурении двойными колонковыми снарядами
ГПИ74МВС	76 59	52 39	118 160	4	Г5703	12×10×19	90	45	При недостаточном выходе керна
4ДГК-115К	115	45	150	4	126		90	45	Твердые породы VIII–X и частично XI категорий по буримости ДКС

условиях часто выбиваются из своих гнезд внутрь коронки и ломаются.

Коронка КГ-Т4 (рис. 8.3, в) армируется шестью или восемью резцами, половина из которых перекрывает кольцевой забой на всю ширину, а другая половина — только его часть, но резцы этой группы имеют больший на 2—3 мм выход над торцом коронки по сравнению с резцами первой группы. Благодаря образованию забоя ступенчатой формы увеличивается эффективность разрушения породы и повышается износостойкость коронки. Для улучшения условий циркуляции жидкости в зазоре между внутренней поверхностью коронки и кернорвателем внутри коронки делают специальные промывочные каналы, которые пропускают основную часть потока жидкости даже при запрессовании керна.

Коронка ГПИ 48М (рис. 8.3, г) армируется резцами сложной формы П1А с асимметричной заточкой с непараллельными гранями. Округлая в поперечном сечении форма резцов (каплевидная) придает им повышенную стойкость при действии ударной нагрузки. За счет увеличения площади, по которой резцы контактируют с телом коронки, снижаются контактные напряжения и исключается их концентрация на отдельных участках, как это происходит у резцов прямоугольной формы. Кроме того, при разрушении резцов такой формы крупные обломки обычно остаются в гнездах тела коронки, имеющих цилиндрическую форму. Резцы у коронок этого типа не имеют выхода за боковые поверхности, что также повышает их стойкость, в особенности при бурении в твердых сильно трещиноватых породах.

Коронка ГПИ 101 (рис. 8.3, д) предназначена для двойных колонковых снарядов. Она армируется резцами Г5703, имеющими асимметричную заточку лезвий. В коронке имеется внутренняя проточка для размещения кернорвателя. Для улучшения режима циркуляции жидкости и охлаждения резцов в корпусе коронки сделаны дополнительные отверстия.

Коронки ГПИ 74МВС и ГПИ 126МС (рис. 8.3, е) армируются резцами клиновидной формы Г5703 с симметричной заточкой лезвий под углом  $90^\circ$ . Длина лезвий 12 мм. Основная особенность этих коронок — оригинальная форма резцов с дополнительным скосом на внутренней части, обращенной к керну. Это обеспечивает более равномерное распределение напряжений в основании керна, возникающих при действии ударных нагрузок и вызывающих образование трещин в кернах, что снижает степень его сохранности. Наиболее рациональными параметрами таких скосов, при которых создаются оптимальные условия для формирования керна, для коронок диаметрами 76 и 59 мм являются:  $h=7\div 9$  мм;  $b=2$  мм;  $\delta \leq 1$  мм. Наиболее благоприятно соотношение  $h \leq 2 \div 2,5$ .



Коронка 4ДГК-115К относится к породоразрушающим инструментам шарошечного типа. Она имеет четыре шарошки в форме усеченного конуса, вооруженные штырями из твердого сплава цилиндрической формы Г26. Корпус коронки сварен из четырех секций — лап. Две из них имеют консольные опоры, а две — бесконсольные. При работе коронки две шарошки разрушают породу в периферийной части забоя и калибруют скважину, а две другие разрушают породу по внутренней части забоя и формируют керн. Такие коронки применяются с двойными колонковыми снарядами в сложных условиях получения керна.

### 8.3. КОРОНКИ ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ С ПНЕВМОУДАРНИКАМИ

Для ударно-вращательного бурения с применением пневмоударников ЦНИГРИ разработаны коронки типа КП, предназначенные для простых колонковых снарядов, и КДП — для двойных. В качестве вооружения у этих коронок используются резцы из твердого сплава ВК15 цилиндрической формы по ГОСТ 880—75 (рис. 8.1), имеющие разные углы приотстранения: 70—75° у периферийных и 110—140° — у промежуточных. Торец или режущая кромка резцов имеет площадку притупления шириной 2—2,5 мм. Расположение резцов в теле коронки симметричное, а ориентировка лезвий — комбинированная с целью получения максимального эффекта разрушения пород и использования ударной энергии.

Разработаны две группы коронок: для бурения скважин при разведке коренных месторождений полезных ископаемых (комплекс РП) в породах от VII до X категорий по буримости, монолитных и трещиноватых с различной степенью абразивности коронки диаметром до 151 мм; для бурения скважин при разведке россыпей в условиях многолетней мерзлоты коронки типа КПП диаметрами 161, 184 и 216 мм.

#### Характеристика коронок КП и КПП

Диаметр, мм:							
наружный	96	113	132	151	161	184	216
внутренний	64	79	92	113	119	142	171
Длина, мм	148	148	148	148	148	148	148
Число резцов	6	8	12	12	12	12	12

Форма резцов и угол заточки: периферийных ПР1А/1—70—75°; промежуточных — ПР1А/2 и ПР1А/3 — 110—140°, центральных — ПР1А/4 — 110—140°.

Коронка КП представляет собой стальное толстостенное кольцо с ребрами (утолщениями внутри и снаружи тела коронки), в торце которых крепятся резцы, и резьбовой частью (рис. 8.4).

Резьбовая часть коронки в связи с передачей динамических нагрузок значительной величины имеет конусную форму. Такое резьбовое соединение обладает повышенной прочностью и износостойкостью, а при работе уменьшает трудоемкость процесса отвинчивания и навинчивания коронок по сравнению с резьбами цилиндрической формы.

#### Характеристика резьбы коронок

Диаметр, мм:		
коронки, . . . . .	113	132
резьбовой части:		
у основания . . . . .	96,9	114,0
у торца . . . . .	91,4	107,9
Длина резьбы, мм . . . . .	55	60
Угол конусности резьбы . . . . .	2°51'49"	2°51'49"
Шаг резьбы, мм . . . . .	4,233	4,233
Высота профиля резьбы, мм . . . . .	1,5	1,5
Ширина, мм:		
выступов . . . . .	1,308	1,308
впадин . . . . .	1,19	1,19

В коронках рассматриваемого типа на основании исследований, проведенных И. В. Куликовым и другими, была принята комбинированная схема ориентирования резцов, режущая часть которых имеет симметричную и несимметричную форму клина (рис. 8.4, а, б). Часть резцов в этом случае располагается так, что их лезвия развернуты под острым углом к радиусу коронки, лезвия остальных резцов располагаются тангенциально к наружной и внутренней боковым поверхностям

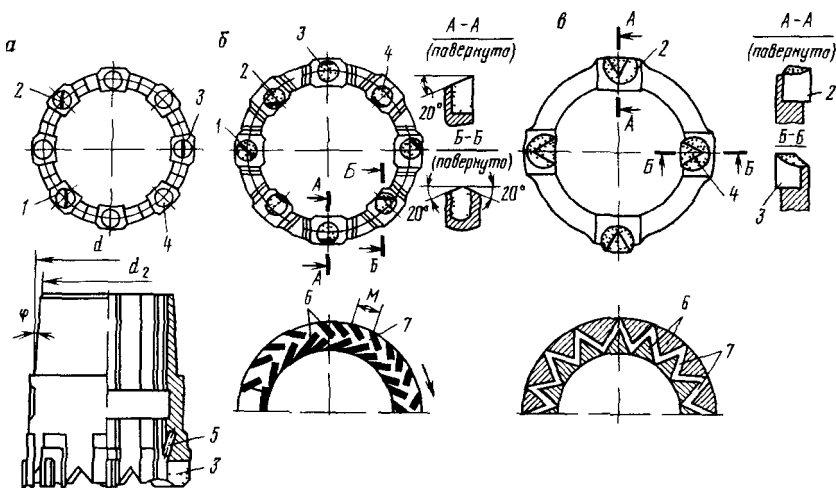


Рис. 8.4. Конструктивные элементы коронок для ударно-вращательного бурения с пневмоударником:

1, 2, 3, 4 — резцы, 5 — скоба кернорвателя, 6 — места поражения забоя резцами при ударе; 7 — места скалывания элементов хрупкой породы

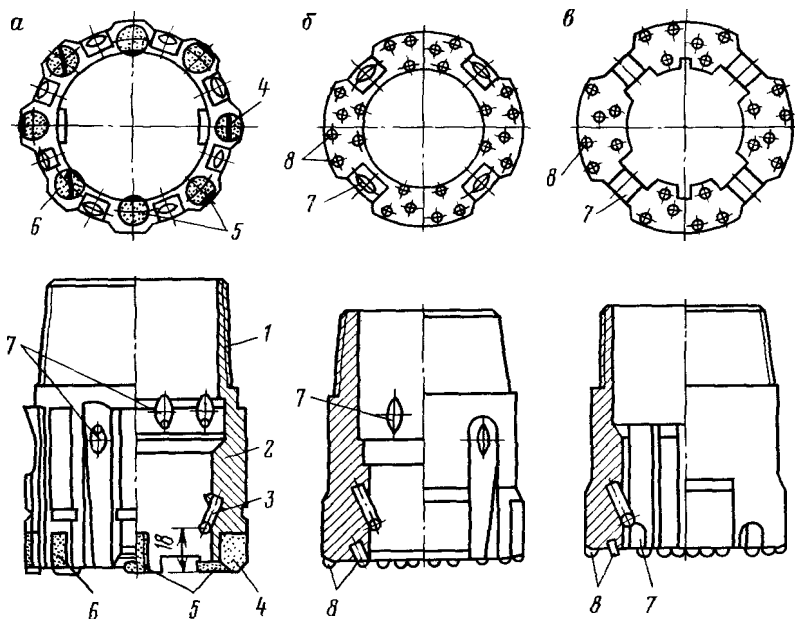


Рис. 8.5. Конструкции коронок для ударно-вращательного бурения с пневмударником:

*a* — КДП; *б* — КДП-М; *в* — КП-М; 1 — присоединительная резьба; 2 — короночное кольцо; 3 — скоба кернорвателя; 4, 5, 6 — резцы различной формы; 7 — циркуляционные окна; 8 — твердосплавные резцы

коронки. Разрушение породы на забое такими коронками происходит в пересекающихся плоскостях, что создает благоприятные условия для скалывания породы между зонами поражения забоя резцами.

Для получения еще большего эффекта в ЦНИГРИ была разработана коронка с резцами, имеющими лезвия треугольной формы (рис. 8.4, *в*). Это позволило снизить число резцов в коронке и реализовать эффективное скалывание породы между участками поражения породы лезвиями. Площадка притупления торца лезвий в виде треугольника может иметь различные размеры вследствие изменения длины основания треугольника (в зависимости от свойств разбуриваемых пород).

Для срыва и удержания керна при подъеме снаряда из скважины в коронке монтируется две скобы П-образной формы в специальных пазах (рис. 8.4, *а*). При отсутствии керна скобы, свободно перемещаясь в пазах, опускаются в нижнее крайнее положение и выступают на 5–6 мм из тела коронки. При продвижении керна внутрь колонкового снаряда скобы поднимаются и утапливаются в пазах. В случае подъема снаряда они под действием сил трения о керн и собственного

веса выходят из пазов в зазор между керном и коронкой и заклинивают его, надежно удерживая в колонковом снаряде при подъеме.

Коронки КДП в отличие от КП не имеют внутренних ребер (рис. 8.5, а). Для обработки керна резцы этих коронок выступают внутрь короночного кольца на 0,7—1 мм. Ниже резбовой части коронка имеет внутреннюю кольцевую расточку, образующую уступ, на который опирается торец керноприемной трубы двойного колонкового снаряда. Для выхода сжатого воздуха к забой из межтрубного зазора в короночном кольце делают наклонные отверстия. Для захвата и удержания керна в коронках КДП встраивают специальные скобы, как и в коронках КП.

Впоследствии коронки описанных конструкций были модернизированы (в шифр коронок добавлена буква М). Особенность этих коронок — новая схема расположения твердосплавных штырей уменьшенного диаметра, имеющих сферическую форму торца (рис. 8.5, б, в).

#### 8.4. ДОЛОТА ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Для разрушения породы при ударно-вращательном бескерновом бурении с использованием гидро- и пневмоударных машин применяют специальные породаразрушающие инструменты — долота с твердосплавными резцами (Д4М-3, ГПИ148М; ГПИ149М; КПС), шарошечками (4ДГ-115К) или комбинированного типа (ГПИ151Р-76; ГПИ139М-76; ГПИ151МВ-76). Кроме того, для ликвидации осложнений в скважине, связанных с потерей на забое резцов или других металлических предметов, применяют специальные долота: Д-115, Д-96, Д-59, а для сохранения диаметра ствола — расширители-калибраторы.

#### Долота для бурения с гидроударниками

Общая характеристика долот для бурения с гидроударниками приведена в табл. 8.4.

Долото Д4М-3 (рис. 8.6, а) имеет ступенчатую форму с лопастями, оснащенными тремя основными резцами и одним опережающим. С целью снижения энергоемкости процесса разрушения лезвия долота не перекрывают полностью забой скважины. Диаметр выпускаемых долот этого типа 96 и 115 мм.

Долото ГПИ148М (рис. 8.6, б) армируется пластинками из твердого сплава с одним сплошным и двумя прерывистыми лезвиями. Долото имеет внутреннюю резьбу конической формы для присоединения к бурильным трубам.

Долото ГПИ149М-76 (рис. 8.6, в) имеет также ступенчатую форму, но вооружено четырьмя пластинками, расширяющими скважину, и одним опережающим лезвием.

Таблица 8.4

Характеристика твердосплавных долот для ударно-вращательного бурения с применением гидроударных машин

Тип долота	Размеры долота, мм				Вооружение долота				Область применения долот
	Наружный диаметр	Диаметр отражающей части	Высота опережающей части	Длина долота	Число резцов	Форма резцов	Угол заточки лезвия, градус	Передний угол, градус	
Д4М-3	115	49			3 1	Г1301 Г1109	110	55	Бурение в породах VI—VIII категорий по буримости
ГП148М	96	40	20	93	3 1	Г1301 Г1106	110	55	Бурение в трещиноватых породах VII—VIII категорий с пропластами более твердых пород IX—X категорий по буримости
	76	—	—	124	2	Г1105 Г5703			
ГПИ149М	76	40	25	145	4 2	П56 П49	75	15	Бурение в породах V—VII категорий по буримости осадочного происхождения

Угол заострения лезвий  $75^\circ$  с отрицательным передним углом  $15^\circ$ . Долото снабжается внутренней присоединительной резьбой конического профиля.

Шарошечное долото 4ДРГ-115К имеет три шарошки, вооруженные твердосплавными штырями из сплава марки ВК8В формы Г26. Шарошки имеют ролико-шариковую опору. Угол наклона оси шарошек  $50^\circ$ , а угол при вершине шарошек  $83^\circ$ . Такое долото имеет основные элементы повышенной прочности, а для охлаждения опор — специальные каналы в лапах и цапфах для циркуляции промывочной жидкости.

Комбинированные долота представляют собой комбинацию породоразрушающих инструментов режуще-скалывающего и дробящего действия. Долота имеют двухступенчатую форму. Выступающая часть долота (пилот) вооружается двумя пластинами из твердого сплава, формирующими пилот-скважину диаметром 28—30 мм, и шарошками, расширяющими скважину до диаметра 59 или 76 мм и вооруженными твердосплавными штырями. К числу породоразрушающих инструментов такого типа относятся долота ГПИ139М-76 и ГПИ151МВ-76, разработанные в СКБ НПО «Геотехника».

Специальные долота используются для извлечения обломков твердого сплава. При оставлении на забое твердосплавных резцов или их обломков условия разрушения породы

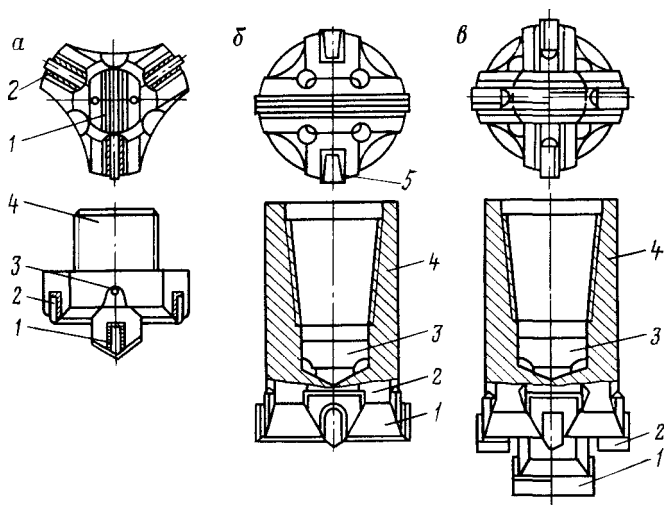


Рис. 8.6. Конструкции долот для ударно-вращательного бурения с пневмоударниками:

1 — опережающие резцы; 2 — основные резцы; 3 — циркуляционные каналы; 4 — корпус; 5 — калибрующие резцы

существенно ухудшаются. Обычные породоразрушающие инструменты при этом быстро выходят из строя, а ствол скважины сужается.

С целью восстановления нормальных условий забой скважины очищают от обломков твердосплавных резцов, для чего используют специальные долота типа Д (Д-115; Д-96; Д-76 и Д-59). Эти долота конструктивно аналогичны долотам Д4М, только имеют специальные наклонные пазы по бокам, которые при сборке снаряда должны совпадать с пазами в корпусе ловушки.

В модернизированных долотах Д-76М и Д-59М лезвия располагаются под некоторым углом. При работе таких долот образуется забой конусной формы, куда собираются обломки твердого сплава в процессе чистки скважины.

### Долота для бурения с пневмоударниками

В практике бурения с применением пневмоударников используются долота типа КПС и КПС-М, созданные в ЦНИГРИ.

Долота типа КПС (рис. 8.7, а) состоят из корпуса с внутренней резьбовой частью и съемного наружного кольца, присоединяемого к корпусу с помощью резьбы. Такое долото

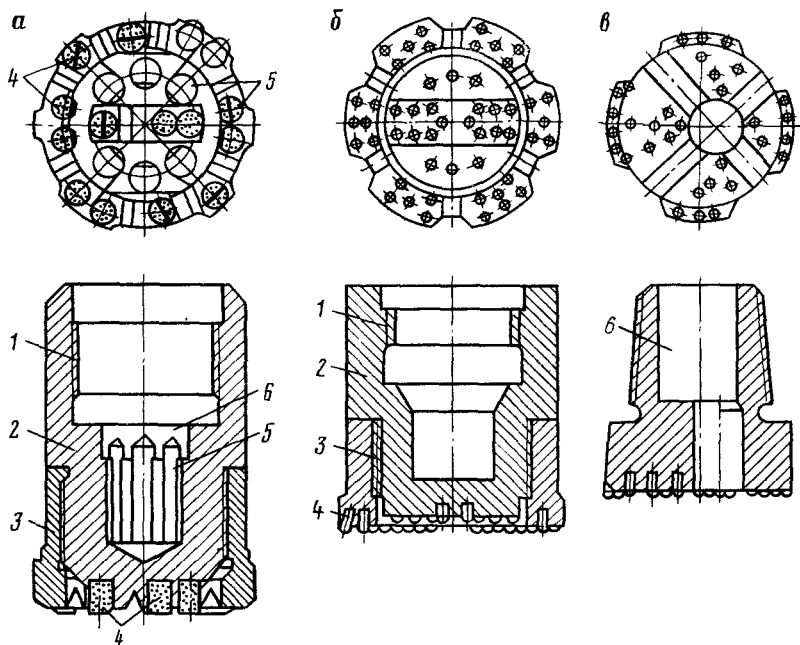


Рис. 8.7. Конструкции долот для ударно-вращательного бурения с пневмоударниками:

1 — присоединительная резьба; 2 — корпус долота; 3 — кольцо; 4 — резцы; 5 — циркуляционные каналы; 6 — полость для стакана обратного клапана

армируется твердосплавными резцами цилиндрической формы ПР1, ПР2, ПР3, ПР4 с симметричной и -асимметричной заточкой лезвий. Центральная часть долота имеет три резца формы ПР4 с углом приострения  $110-140^\circ$ , лезвия двух из них ориентируются по радиусу, а одного — тангенциально. Наружное кольцо армируется периферийными резцами формы ПР1, ПР2 и ПР3 с углом приострения  $70-75^\circ$  аналогично коронкам типа КП.

Между резцами центральной и периферийной частей остается участок забоя кольцевой формы, не поражаемый резцами. Разрушение его происходит за счет скалывания между двумя углублениями при действии ударных нагрузок. Ширина площадки скалывания для разных по прочности пород должна быть различной. Чем выше прочность, тем меньше должно быть расстояние между резцами, скалывающими элементы породы. Ширина кольцевой площадки изменяется за счет эксцентричного соединения кольца с корпусом долота. Внутри корпуса долота имеется полость для размещения стакана

обратного клапана и отверстия для циркуляции сжатого воздуха. Долота имеют стандартные диаметры: 96, 113, 132 и 151 мм.

Модернизированные долота КПС-113М и КПС-132М (рис. 8.7, б) имеют в качестве вооружения более мелкие твердосплавные штыри со сферической формой торца, разрушающие хрупкую породу в основном за счет ударных нагрузок.

Долото КПС-96М (рис. 8.7, в) имеет более простую конструкцию корпуса: с конической присоединительной резьбой, эксцентрично расположенными центральными и радиальными циркуляционными каналами. В корпусе долот делается проточка для установки обратного клапана, препятствующего попаданию жидкости в снаряд при бурении в обводненных скважинах.

## 8.5. Расширители для калибровки скважин при бурении с гидроударниками

При ударно-вращательном бурении возможно уменьшение диаметра скважин (сужение ствола) за счет чрезмерного износа резцов коронок или долот по наружной поверхности. Для сохранения номинального диаметра или его восстановления в случае уменьшения при бурении с гидроударниками используются расширители и калибраторы ГПИ70М, ГПИ132М и ГПИ173-76

### Характеристика расширителей-калибраторов

Тип расширителя-калибратора . . .	ГПИ70М	ГПИ132М	ГПИ173-76
Наружный диаметр корпуса, мм . .	106	70	70
Максимальный наружный диаметр, мм:			
при разбуривании скважины . . . .	—	98	—
при калибровке скважины . . . . .	119	78	78
Длина непрорабатываемого интервала скважины, мм . . . . .	300	200	—
Длина расширителя, мм . . . . .	630	625	505
Ресурс работы расширителя, ч . . . .	300	300	—
Масса, кг . . . . .	38	22	11

Расширитель ГПИ70М состоит из корпуса с тремя продольными пазами, в которых помещаются три вкладыша, нижние концы которых крепятся на осях. Во вкладышах монтируются шарошки на осях, вооруженные твердосплавными штырями. Верхние концы вкладышей имеют скосы, в которые упирается такими же скосами втулка, подпружиненная тарельчатой пружиной.

При перемещении вниз под действием пружин втулка упирается скосами вкладышей и выдвигает их концы из корпуса, чем обеспечивается прижатие шарошек расширителя к стенкам скважины с усилием 200—300 даН. Кроме того, на верхний



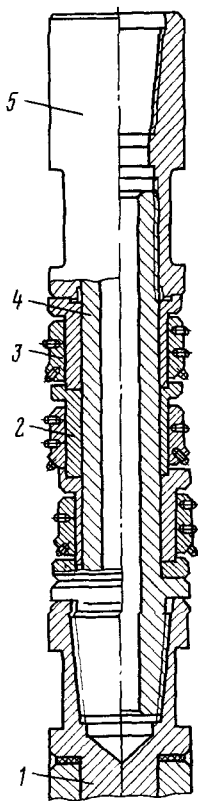
Рис. 8.8. Расширитель для калибровки и разбуривания ствола скважин при ударно-вращательном бурении с гидроударниками

конец втулки действуют ударные нагрузки, которые передаются шарошкам, что повышает эффективность их работы.

Расширитель ГПИ 132М имеет аналогичную конструкцию, но в отличие от ГПИ 70М может быть использован для разбуривания ствола скважины с диаметра 76 мм до диаметра 97 мм. Для этого используются специальные вкладыши, обеспечивающие необходимый выход шарошек из корпуса. Расширители применяют при бурении в породах от VIII—IX до X—XI категорий по буримости.

Калибратор ГПИ 173-76 (рис. 8. 8) состоит из корпуса 4, на котором эксцентрично посажены три шарошки 3 в виде колец при помощи эксцентричных втулок 2. К корпусу калибратора присоединяются долото 1 типа ГПИ 151Р и муфта 5 под бурильные трубы. Такой инструмент позволяет проводить калибровку — расширение ствола в любом интервале скважины и в призабойной части.

В суженной части ствола шарошки долота смещаются к его оси, а шарошки калибратора расширяют ствол до номинального диаметра. При работе на забое под действием осевой нагрузки шарошки долота смещаются к стенкам скважины и разбуривают ствол до 77—78 мм [4]. В процессе калибровки призабойной части скважина углубляется на 22—25 см.



---

# Часть третья

## ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

---

#### Глава 9.

#### **ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫМ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМ ИНСТРУМЕНТОМ**

Для разрушения мягких и средних по твердости пород при вращательном бурении используются инструменты режущего (РД), режуще-скалывающего (РСД) и режуще-истирающего (РИД) действия. Основными процессами, протекающими при этом, являются: смятие (раздавливание) породы, резание, скалывание и истирание. Эти процессы протекают при внедрении породоразрушающих элементов в породу под непрерывным действием осевой нагрузки и крутящего момента при вращении бурового снаряда.

В зависимости от ряда факторов разрушение породы при бурении скважин может осуществляться по кольцевой или по всей площади дна скважины. В первом случае в качестве породоразрушающего инструмента применяются коронки, а во втором — долота.

#### **9.1. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ**

Буровой снаряд (БС) при бурения скважин с получением керна обычно состоит из коронки, колонковой трубы и переходников с колонковой трубы на бурильные трубы или утяжеленные трубы (УБТ) и бурильные трубы. При бурении в сложных геологических условиях, в которых возможны прихваты, в компоновку может включаться легкоразъемное соединение. В случае бурения по достаточно прочным породам между коронкой и колонковой трубой включается кернавальное устройство (рис. 9.1).

#### **Параметры режима бурения**

С учетом большого разнообразия факторов, влияющих на эффективность работы твердосплавных коронок, практически все рекомендации по режимам бурения даются в общем виде либо сводятся к конкретным значениям применительно к определенным типам пород и типоразмерам коронок. При этом определяются значения основных параметров: усилие

Рис. 9.1. Колонковый буровой снаряд:

1 — коронка; 2 — кернорватель; 3 — расширитель; 4 — колонковая (керноприемная труба); 5 — переходник; 6 — ниппель; 7 — шламоулавливающая труба; 8 — бурильная труба; 9 — муфта; 10 — замок; 11 — переходник-сальник

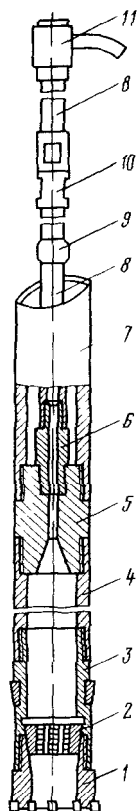
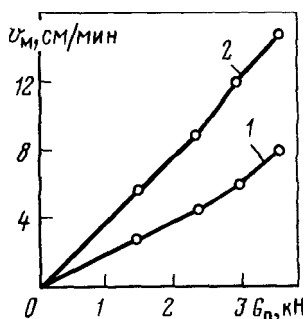


Рис. 9.2. Зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки  $G_0$ :

1 — для алевролита; 2 — для песчаника



подачи, или осевая нагрузка  $G_0$ , частота вращения  $n$  и объемный расход жидкости  $Q$ .

Усилие подачи  $G_0$  с увеличением твердости горных пород и по мере притупления резцов должно расти. Максимальное значение этого параметра определяется свойствами пород и техническими возможностями инструмента (качество, прочность и вибрация). При бурении трещиноватых пород и по контактам между слоями с различными механическими свойствами усилие рекомендуется снижать на 30—50%.

Исследованиями, проведенными на кафедре Техники разведки ТПИ для пород Кузбасса (алевролит и песчаник), была установлена прямо пропорциональная зависимость механической скорости бурения от усилия подачи (рис. 9.2). Бурили мелкорезцовыми коронками диаметром 46 мм.

Практически нагрузка на резец  $G_y$  рекомендуется 30—150 даН в зависимости от типа резца.

### Рекомендуемая нагрузка на резцы (в даН)

Пластинчатые . . . . .	60—100
Призматические четырехгранные . . . . .	80—120
Призматические восьмигранные . . . . .	120—150
Тонкопластинчатые . . . . .	30—50
Игольчатые (цилиндрической формы) . . . . .	50—80

Исходя из такой рекомендации, общую величину усилия подачи подсчитают, пользуясь выражением

$$G_0 = G_{ym} \quad (9.1)$$

( $m$  — число основных резцов, участвующих в разрушении пород на забое).

Обычно в производственных условиях величина усилия подачи колеблется в пределах 800—1200 даН. С применением УБТ она может быть доведена до 2000—3000 даН, что существенно повышает эффективность работы коронок. Так, при бурении в породах VI—VIII категорий по буримости с применением качественной, тщательно подобранной колонны бурильных труб и УБТ весом 2800 даН, по данным Ю. Я. Пита и И. Е. Шевченко, усилие подачи было доведено до 2400 даН. При этом в 5—10 раз уменьшился износ элементов бурильной колонны, на 10—25 % повысилась углубка за рейс и на 50—60 % механическая скорость бурения.

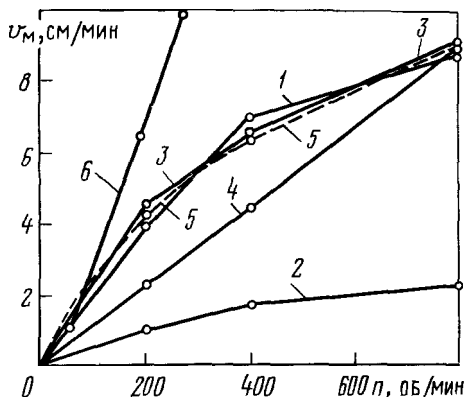
Частота вращения  $n$ , с которой связаны окружная скорость вращения коронки  $\omega$  или скорость резания  $v_r$ , имеет не менее важное значение, а влияние этого фактора на механическую скорость бурения еще более сложно. Это связано с изменением времени контакта резцов с породой  $t_k$  и величиной контактной (опорной) поверхности  $S_k$  их с породой по мере износа. Уменьшение  $t_k$  и увеличение  $S_k$  с какого-то момента приводит к снижению объема разрушаемой породы и механической скорости бурения.

Поэтому при исследованиях влияния этого фактора отмечается повышение скорости бурения до определенного (критического) значения частоты вращения, после чего наблюдается уменьшение темпа прироста механической скорости или ее снижения. И чем тверже порода, тем раньше это наступает. Такая закономерность объясняется характером разрушения горных пород в зависимости от их механических свойств и в первую очередь от твердости. В мягких породах (с твердостью до 100 МПа) преобладает процесс резания, а в более твердых — усталостное разрушение или поверхностное истирание породы.

Исследованиями установлено, что усталостное разрушение в твердых породах наиболее успешно при скорости перемещения резцов в пределах 2,5—3 м/с, что и определяет критическое значение частоты вращения коронки. В случае преобладания процессов резания (в мягких породах) или поверхностного

Рис. 9.3. Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения бурового снаряда  $n$ :

1, 2 — для абразивных песчаников VI и VII категорий по буримости соответственно; 3 — для алевролитов V категории; 4 — для мрамора; 5 — расчетная кривая для алевролитов; 6 — мягкие глинистые породы



истирания породы критическис значения частоты вращения достигают значительно больших величин.

Из теории разрушения горных пород известно, что наибольший эффект имеется в том случае, когда время контакта резца с породой в зоне максимального напряжения, возникающего под действием усилия подачи, будет соответствовать времени, в течение которого упругопластические деформации, возникающие под действием перемещающегося резца, распространяются на максимальную глубину. По данным Р. В. Липницкого, для карбонатных пород минимальное время контакта  $t_k = (3,9 \pm 1,36) \cdot 10^{-3}$  с. Полагая, что это время соответствует времени движения резца в пределах зоны максимально напряженной породы, он предложил определять критическую скорость движения резцов или вращения коронки, пользуясь выражением

$$\omega = 0,5D_{зр}/t_k \quad (9.2)$$

где  $D_{зр}$  — диаметр зоны максимально напряженной породы при вдавливании резца.

Диаметр зоны максимально напряженной породы зависит от ее свойств и может быть найден опытным путем при вдавливании пуансонов. Для карбонатных пород Р. В. Липницким получена зависимость

$$D_{зр} = (3,5 \div 3,7)d, \quad (9.3)$$

где  $d$  — поперечные размеры (иаметр или толщина) пуансона.

Для карбонатных пород им же установлена рациональная скорость вращения коронки в пределах 2,2 м/с, при которой получена максимальная скорость бурения за счет усталостного разрушения породы. Величина предела усталости составляет, по данным Л. А. Шрейнера и Н. Н. Павловой, примерно 1/30 часть твердости пород, определяемой по штампу.

Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения для разных пород была установлена при исследовании этого параметра на кафедре техники разведки ТПИ, как видно из рис. 9.3. У песчаников VI категории по буримости, обладающих абразивными свойствами, и алевролитов, так же как и у песчаников VIII категории, намечается спад интенсивности роста механической скорости бурения после 400 об/мин. Для мрамора (порода, менее абразивная) наблюдается прямолинейная зависимость скорости бурения от частоты вращения (кривая 4).

При бурении в мягких глинистых породах и суглинках зубчатой коронкой механическая скорость бурения растет также прямо пропорционально частоте вращения (кривая 6).

Практически максимальные значения частоты вращения коронки часто ограничиваются техническими возможностями оборудования и бурового инструмента так же, как и при создании усилия подачи.

Удаление продуктов разрушения при всех условиях должно быть достаточно интенсивным, так как наличие шлама под торцом коронки снижает эффективность ее работы. Практически при бурении с промывкой объемный расход жидкости, нагнетаемой насосом, следует определять из расчета 10—20 л/мин на 1 см диаметра коронки в зависимости от условий бурения или исходя из скорости восходящего потока, обеспечивающей вынос продуктов разрушения на поверхность, которая должна быть не менее 0,5 м/с.

При вынужденных ограничениях интенсивности промывки (бурение в неустойчивых породах) шлам должен улавливаться в скважине с помощью шламоулавливающих устройств, а скважину периодически следует промывать без углубки.

### **Практические рекомендации по режимам бурения твердосплавными коронками**

Анализ влияния конструкции коронок и параметров режима бурения на показатели бурения скважин свидетельствует о тесной взаимосвязи всех основных факторов: типоразмера коронки, свойств пород и режима бурения. В табл. 9.1 приведены некоторые данные, иллюстрирующие зависимость между осевой нагрузкой, частотой вращения коронки, механической скоростью бурения и проходкой за рейс по породам Донбасса (по данным ИМР). Из этой таблицы видно, что с увеличением осевой нагрузки и частоты вращения коронки механическая скорость растет, тогда как проходка за рейс с повышением осевой нагрузки изменяется мало, а с ростом частоты вращения даже снижается.

В табл. 9.2 приведены параметры режимов бурения коронками в породах I—VIII категории по буримости, рекомендуемые

Таблица 9.1

**Зависимость механической скорости бурения и углубки за рейс от режима бурения**

Условия бурения	Породы	Категория пород по буримости	Осевая нагрузка, даН	Частота вращения снаряда, об/мин					
				128		238		346	
				$v_{M'}$ м/ч	$l_{p'}$ м	$v_{M'}$ м/ч	$l_{p'}$ м	$v_{M'}$ м/ч	$l_{p'}$ м
Скважина глубиной 250—650 м, диаметр коронки СМ1 93 мм, вес УБТ до 2800 даН	Аргиллиты и алевролиты	V—VI	1200	1,20	8,51	1,90	8,00	2,63	7,48
			1600	1,59	6,35	2,73	8,33	3,14	7,33
			2000	1,94	8,27	3,33	8,26	3,70	7,20
			2400	2,02	8,39	3,58	8,02	3,83	7,22
Скважина глубиной 650—1050 м, диаметр коронки СА2 93 мм, вес УБТ до 2800 даН	То же	То же	1600	0,92	7,95	1,60	8,21	—	—
			2000	1,16	8,12	1,95	8,09	—	—
			2400	1,39	8,27	2,17	8,32	—	—
			2800	1,48	6,21	2,23	8,17	—	—
Скважина глубиной 450—950 м, диаметр коронки СА2 93 мм, вес УБТ до 2800 даН	Песчаники	VII—VIII	1200	0,86	4,35	1,01	4,10	1,04	3,68
			1600	1,03	4,87	1,17	4,43	1,14	3,69
			2000	1,21	5,32	1,30	4,66	—	—
			2400	1,27	5,59	1,36	4,77	—	—

ВИТР. По данным СКБ НПО "Геотехника", коронки типа СА, СТ2 достаточно эффективно работают в породах IV—VIII категорий при режимах бурения, приведенных в табл. 9.3.

Твердосплавные коронки эффективно работают и при бурении с продувкой воздухом. Так, по данным Л. Н. Макарова, успешно бурили скважины диаметрами 152, 132 и 112 мм на глубину до 150 м в глинах, мергелях и плотных трещиноватых известняках с применением коронок типа М4 и М5, основные технологические параметры и показатели работы которых приведены в табл. 9.4.

Таким образом, параметры режима бурения твердосплавным инструментом подбирают, исходя из теоретических представлений о процессе разрушения пород и практических данных, а затем корректируют в конкретных геологических условиях.

### **Технология бурения и обработки коронок с промывкой**

Бурение вновь спущенной коронкой должно начинаться при пониженной подаче инструмента до полной приработки коронки в течение 6—8 мин. В период приработки коронки осевая нагрузка, частота вращения и расход промывочной жидкости доводятся до рациональных для данных условий значений. По мере притупления резцов осевая нагрузка может быть увеличена до значений, допускаемых техническими условиями эксплуатации коронок.

Исследованиями работы твердосплавных коронок установлено, что наиболее часто низкая эффективность бурения связана

Таблица 9.2

## Параметры режима бурения по данным ВИТР

Категория пород по буримости	Характеристика пород	Тип коронки	Параметры режима бурения			Расчетные показатели бурения	
			$G_v$ на один резец, даН	$\omega$ , м/с	$G_v$ на 1 см диаметра коронки, л/мин	$v_m$ , м/ч	$l_p$ , м
I	Рыхлые неоднородные	M1, M2, M4, M5	20—50	1,1—1,45	14—16	12—18	0,75
II	Рыхлые неоднородные, вспучивающиеся	M1, M2, M4, M5	30—60	0,7—1,45	12—14	8—12	1,0
III	Однородные	M4, M5	50—100	1,1—1,2	12—16	6—7	1,5
IV	Неоднородные, вспучивающиеся	M5	100—150	0,7—1,45	12—14	3—4	3,0
	Монолитные, неабразивные	CM1, CM2, CM4	40—50	1,4—2,2	14—16	2,6	4,0
V	Монолитные, малоабразивные	CM1, CM2, CM4	30—50	1,7—2,2	12—16	2,6	4,0
	Абразивные	CA1, CA2	30—40	0,7—1,45	12—16	2,6	4,0
	Трещиноватые	CT1, M5	60—80	0,7—1,2	7—11	2,4	4,0
	Неоднородные по твердости		150—200	0,7—1,45	7—11	2,4	4,0
	Монолитные, малоабразивные	CM1, CM2, CM4	60—80	0,7—2,2	8—12	1,9	3,5
VI	Абразивные	CA1, CA4	40—60	0,7—1,45	8—10	1,9	3,5
	Трещиноватые	CT1	80—100	0,7—1,2	7—10	1,8	3,5
VII	Монолитные, малоабразивные	CM1, CM2, CM4	80—100	0,7—1,45	10—12	1,4	2,5
	Абразивные	CA3, CA4	60—80	0,7—1,1	10—14	1,4	2,5
	Трещиноватые	CT	100—120	0,7—1,2	8—10	1,3	2,5
	Монолитные малоабразивные	CM4	100—120	0,7—1,45	9—10	1,1	2,0
VIII	Абразивные	CA4	60—80	0,7—1,2	8—12	1,1	2,0
	Трещиноватые	CT1	120—150	0,7—1,2	7—9	0,9	2,0



Таблица 9.3

## Параметры режимов бурения коронками типа СА

Категория пород по буримости	Диаметр коронки, мм					
	59			76		
	$n$ , об/мин	$\omega$ , м/с	$G_0$ , даН	$n$ , об/мин	$\omega$ , м/с	$G_0$ , даН
IV—V	—	—	—	200—300	0,9—1,25	600
VI—VIII	300—400	0,8—1,25	1000	200—300	0,9—1,25	1300—1600

с выходом резцов из строя в начальный период рейса, когда новая коронка попадает в зауженный ствол скважины за счет бокового износа резцов коронки в предыдущем рейсе. При быстром продвижении снаряда коронка расклинивается и резцы могут быть сломаны. Если же в этих условиях она будет вращаться, то вероятность их поломки существенно увеличивается. Во избежание этого следует строго соблюдать правила эксплуатации коронок, повышать их износостойкость. Так, только за счет увеличения числа резцов по боковым поверхностям коронок СА3 вдвое по сравнению с коронками СА2 позволило повысить углубку на коронку почти в 1,5 раза. Значительный эффект можно получить также за счет применения рациональной методики обработки инструмента.

Рациональные параметры режима бурения подбирают, исходя из условий работы коронок: свойств породы, глубины скважины и т. д. С увеличением абразивных свойств породы и глубины скважины частоту вращения коронки целесообразно снижать с целью уменьшения интенсивности износа или поломок резцов. Для каждого типа пород существуют критические скорости резания, превышение которых приводит к резкому возрастанию интенсивности износа резцов. Чем абразивней и тверже порода, тем меньше критическая скорость

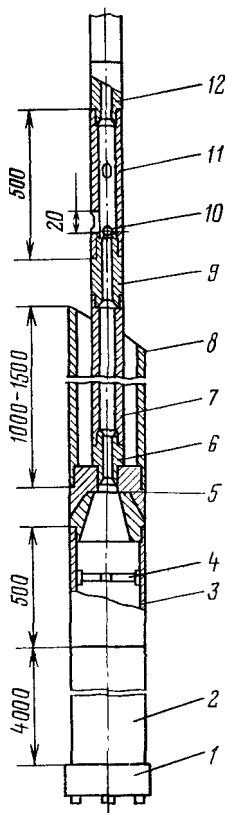
Таблица 9.4

## Параметры режима бурения коронками типа М5

Наименование пород	Категория пород по буримости	Типоразмер	$n$ , об/мин	$G_0$ , даН	$v_{вп}^*$ , м/с	$p^{**}$ , МПа	$v_m$ , м/ч	$t_p$ , м
Мергели	IV	M5-132	190	500—800	8—9	0,3—0,5	15—19	5
Известняки	V	M5-132	190	500—800	8—9	0,3	15—16	2,5—5

\*  $v_{вп}$  — скорость восходящего потока воздуха; \*\*  $p$  — давление, развиваемое компрессором.

Рис. 9.4. Одинарный колонковый снаряд для бурения с местной циркулирующей жидкости (конструкции С. С. Сулакшина):



1 — коронка; 2 — колонковая труба; 3 — патрубок; 4 — ограничитель; 5 — разъемный переходник; 6, 9, 12 — ниппели; 7, 11 — бурильные трубы; 8 — шламоулавливающая труба; 10 — шарик-клапан

резания. С повышением твердости пород целесообразно увеличивать осевую нагрузку, а с уменьшением твердости — частоту вращения.

Продолжительность рейса определяется либо по рейсовой скорости бурения, либо необходимостью сохранить керн, либо длиной колонковой трубы, наконец, стойкостью коронки (величина механической скорости). По окончании углубки в каждом рейсе скважина должна быть тщательно промыта (очищена от шлама), а керн заклинен и сорван у забоя. Способ заклинивания керна зависит от характера разбуриваемых пород и применяемых средств.

При бурении рыхлых и мягких пород заклинивание керна осуществляется затиркой породы в коронке при медленном вращении снаряда и пониженной осевой нагрузке, без промывки ("всухую") в интервале углубки 10—20 см с отрывом (расхаживанием) бурового снаряда через каждые 3—5 см. Перед затиркой керна рекомендуется через бурильные трубы забросить в буровой снаряд шарик, который перекроет промывочный канал в переходнике, что предохраняет керн от выдавливания из колонковой трубы столбом промывочной жидкости при подъеме снаряда.

Керн более твердых, но трещиноватых или раздробленных пород, а также монолитных при отсутствии кернаврательного устройства заклинивается кусочками дробленого достаточно твердого материала (стекло, кварц) или сеткой из мягкой проволоки (алюминий, медь). Заклиночный материал засыпают через бурильные трубы двумя порциями по 100—150 см<sup>3</sup>. Сперва засыпают порцию более мелкого материала с размером частиц 1,5—2,5 мм, а затем более крупного с размером частиц до 3—5 мм.

После засыпки каждой порции рекомендуется включать промывку и прокачивать жидкость в течение 1—2 мин, а после засыпки последней порции — до тех пор, пока заклиночный материал не запрессуется в зазоре между керном и коронкой,

что отмечается по резкому повышению давления на манометре насоса

Керн срывают при кратковременном включении вращения станка и небольшой нагрузке на коронку, непрерывающейся подаче промывочной жидкости. Успешность срыва проявляется при подъеме снаряда на высоту 20—30 см и плавном опускании на забой. Если при этом давление на манометре упадет, то керн не заклинился и операцию заклинивания следует повторить.

В случае использования специального кернорвательного устройства, включаемого в компоновку бурового снаряда, для заклинивания керна следует резко приподнять снаряд на высоту 5—10 см без его вращения. При срыве керна на указателе веса снаряда должен быть скачок в показаниях. В противном случае керн оказывается несорванным. Для его заклинивания необходимо использовать заклиночный материал.

## **9.2. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ С МЕСТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ЖИДКОСТИ**

### **Компоновка бурового снаряда**

В практике бурения скважин в мягких и рыхлых породах иногда прибегают к так называемому "безнасосному" способу, при котором циркуляция жидкости происходит только в призабойной части скважины за счет расхаживания снаряда, как показано в гл. III (см. рис. 3.5). При таком способе бурения применяются одинарные или двойные колонковые снаряды разных конструкций с встроенными шаровыми клапанами, обеспечивающими циркуляцию жидкости при расхаживании снаряда или поршня, размещенного в снаряде [12].

На рис. 9.4 приведена схема конструкции одинарного колонкового снаряда для бурения с местной циркуляцией жидкости (ОКС-МЦ). Призабойная циркуляция жидкости в случае бурения таким снарядом возникает при расхаживании его с определенным режимом. Шлам собирается в шламоулавливающей трубе, очищаемой при подъеме из скважины, и в снаряде.

### **Параметры режима и технология бурения**

Режим бурения снарядом в ОКС-МЦ определяется теми же параметрами, что и при вращательном бурении с промывкой, осуществляемой с помощью насоса. К этим параметрам добавляются частота и высота расхаживания или подъема снаряда над забоем. Увеличение частоты вращения ведет к возрастанию механической скорости бурения. Осевая нагрузка практически создается весом бурового снаряда и ударами в моменты падения снаряда на забой.

Особое значение для такого способа бурения имеет режим расхаживания снаряда в процессе бурения (частота и высота

Таблица 9.5

Породы	Число качаний снаряда в 1 мин	Высота подъема снаряда, см	Величина углубки за 5 мин чистого бурения	
			м	%
Песок	10—30	1—7	0,26	100
	32—50	3—9	0,31	312
	60	2—4	1,12	430
Песчано-алевролитовая порода	8—13	2—7	0,37	100
	14—19	1—6	0,42	114
	20—25	2—7	0,44	119
	26—30	1—8	0,65	178
	8—13	2—10	0,32	100
Алевролиты	14—19	1—10	0,52	162
	20—25	1—6	0,36	112
	30—33	3—8	0,32	100
	4—8	2—10	0,13	100
Алгиллиты	12—16	1—12	0,12	92
	18—32	1—8	0,15	115
	11—12	3—6	0,22	100
Песчаники	14—18	3—5	0,29	132
	25—36	1—5	0,19	86

подъема, сбрасывания), от которого зависят интенсивность удаления продуктов разрушения и время полезной работы коронки на забое. Естественно, чем мягче порода, тем больше образуется шлама в единицу времени и тем интенсивнее должна быть циркуляция жидкости. Последнее же зависит от частоты и высоты подъема (качаний) снаряда, выполняющего роль насоса.

Так как скорость бурения зависит, прежде всего, от твердости пород, то выявляется общая закономерность: чем мягче породы, тем интенсивнее должно быть расхаживание снаряда. Кроме того, скорость бурения и интенсивность шлагообразования растут с увеличением частоты вращения бурового снаряда. Следовательно, и в этом случае необходимо повышать интенсивность промывки за счет частоты качаний снаряда. Наконец, скорость выноса частиц разрушенной породы зависит от ее плотности. Поэтому для повышения эффективности удаления шлама, состоящего из частиц породы большой плотности, необходимо увеличивать частоту и высоту подъема снаряда.

В табл. 9.5 приведены некоторые данные, показывающие зависимость скорости бурения от частоты ходов снаряда при бурении в породах плотностью 2,7 г/см<sup>3</sup>.

Бурение в вязких глинах интенсивного расхаживания и обзательного применения коронок с увеличенным выходом резцов за боковую поверхность в связи со способностью глин разбухать, образовывать сальники и густой глинистый раствор, что затрудняет циркуляцию жидкости и сокращает углубку за рейс, которая обычно не превышает 0,5—0,6 м.

В таких же условиях полезно добавлять в скважину воду или периодически чистить ее от чрезмерно загустевшей жидкости.

Снаряд над забоем следует поднимать плавно во избежание преждевременного отрыва керна, а опускать как можно быстрее. Обычно снаряд свободно сбрасывается, что обеспечивает достаточную интенсивность движения жидкости вверх и подъем частиц шлама с забоя.

Заклинивание керна по окончании рейса проводится затиркой (в достаточно мягких породах) или частицами шлама, находящимися внутри колонкового снаряда. Для этого снаряд оставляют в покое на забое в течение нескольких минут в зависимости от диаметра скважины, плотности зашламованной жидкости, размера частиц шлама и плотности породы. Шлам, оседая с той или иной скоростью, заполняет зазор между керном и колонковым снарядом, вследствие чего происходит заклинивание керна, который вращением снаряда отрывается от массива. Этот процесс может длиться от 1—2 до 10 мин в зависимости от перечисленных ранее факторов. При этом следует опасаться прихвата бурового снаряда шламом в скважине, в особенности при наличии в большом количестве крупных частиц или частиц большой плотности. Затирка керна проводится с вращением и подачей снаряда, но без расхаживания, в интервале углубки 5-10 см. В этом случае надо опасаться прижога коронки в плотных породах.

На поверхности керн из колонкового снаряда либо вытряхивают, либо выдавливают жидкостью, нагнетаемой насосом. Иногда для этой цели применяют специальные механические устройства.

Область применения способа бурения с местной циркуляцией жидкости ограничивается твердостью пород и глубиной скважины. Практически этот способ является достаточно эффективным при бурении в породах до IV—V категорий по буримости и глубине скважин до 300 м. С применением этого способа связано интенсивное изнашивание некоторых узлов станка и затрата ручного труда при расхаживании снаряда в процессе бурения.

### 9.3. ТЕХНОЛОГИЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ ДОЛОТАМИ

В мягких и средней твердости породах наиболее производительным является бескерновое бурение, осуществляемое с помощью долот режущего (РД), режуще-скалывающего (РСД), а иногда и режуще-истирающего действия (РИД). Углубка за рейс в этом случае ограничивается только стойкостью долота, а отсутствие керна позволяет бурить на форсированном режиме.

Буровой снаряд в этом случае состоит из долота, УБТ и бурильных труб, присоединяемых к ведущей бурильной трубе.

Тип долота выбирают в зависимости от геолого-технических условий бурения скважин и, прежде всего, от свойств пород. При бурении в рыхлых несвязных и связных, но мягких пластичных породах от I до IV категории (пески, суглинки, глины) наиболее рационально применять долота РД типов РХ, 2Л или 3Л и пикобуры, в особенности долота с гидромониторными насадками.

При бурении в связных более твердых породах III—VI категорий по буримости (глинистые сланцы, песчаники с глинистым и известковым цементом, мел, уголь, алевролиты, аргиллиты, известняки и др.), в многолетнемерзлых или в породах с перемежающейся твердостью успешно применяются долота РСД ступенчатого типа или "крупного скола" и комбинированные долота РСИД. Наконец, для бурения в еще более твердых породах VI—VIII категорий можно использовать долота РИД.

### Параметры режима бурения

Эффективность применения того или иного типа долота при вращательном бурении с удалением продуктов разрушения гидравлическим способом определяется параметрами режима его работы: величиной осевой нагрузки, частотой вращения долота и интенсивностью удаления продуктов разрушения, зависящей от скорости циркуляции промывочной жидкости или ее объемного расхода. Влияние этих параметров на эффективность работы породоразрушающего инструмента в общем виде было рассмотрено ранее. Отмеченные закономерности процесса бурения скважин характерны и для данного случая.

Усилие подачи или осевая нагрузка на долото подбирается в соответствии с характером породы и величиной контактной (опорной) поверхности вооружения долота. Чем выше твердость пород и больше контактная поверхность, тем больше должна быть осевая нагрузка, что может быть выражено зависимостью

$$G_0 \geq k S_k H_B, \quad (9.4)$$

где  $G_0$  — усилие подачи, даН;  $S_k$  — площадь контактной поверхности породоразрушающих элементов долота, см<sup>2</sup>;  $H_B$  — твердость породы, определяемая при вдавливании штампа, МПа;  $k$  — коэффициент пропорциональности, зависящий от забойных условий работы долота, этот коэффициент меняется от 0,3 до 1,6.

Коэффициент  $k$  следует определять для каждого конкретного случая, что достаточно сложно. Поэтому рекомендуются ориентировочные значения удельной осевой нагрузки для определенных типов долот и пород (на 1 см длины лезвия долота): для долот РД и РСД при бурении в несвязных и связных мягких породах I—III категорий — 50—80 даН/см; при бурении в мягких

Таблица 9.6

**Частота вращения долота (в об/мин) в зависимости от диаметра долота и окружной скорости**

Диаметр долота, мм	Окружная скорость, м/с				
	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
76	201	251	301	352	401
93	163	205	246	285	328
112	136	170	200	238	272
132	116	145	173	202	231
151	101	126	151	176	202

связных породах III—IV категорий — 80—200 даН/см; при бурении в породах V—VI категорий — 150—250 даН/см; для долот РСИД и РИД усилие подачи из расчета — 300—900 даН на 1 см диаметра долота в зависимости от твердости пород и прочности долота.

Практически при диаметрах долот от 76 до 151 мм величина осевой нагрузки на долото колеблется от 15 до 50 кН.

Частота вращения долота играет также существенную роль в технологии бурения: с ростом этого параметра механическая скорость бурения повышается. По данным В. С. Федорова, такая закономерность наблюдается при увеличении окружной скорости вращения долота до 3,5 м/с. Однако практически частота вращения ограничивается уровнем приводной мощности, прочностью бурового инструмента и возможностью возникновения осложнений. Поэтому реально при бурении долотами РД и РСД частоту вращения рассчитывают, исходя из окружной скорости вращения в пределах 0,8—1,6 м/с по формуле (5.16).

В табл. 9.6 приведена частота вращения долота при разных диаметрах и величине окружной скорости.

Интенсивность удаления продуктов разрушения промывочной жидкостью определяется скоростью движения потока, зависящей от объемного расхода жидкости  $Q$  и площади сечения циркуляционного канала. Обычно этот параметр вычисляется, исходя из скорости восходящего потока  $v_{вп}$  в кольцевом пространстве между стенками скважины и буровыми трубами с площадью поперечного сечения  $F_{кп}$

$$Q = v_{вп} F_{кп}. \quad (9.5)$$

Для долот РД и РСД при бурении в рыхлых несвязных и связных мягких породах рекомендуется скорость восходящего потока в пределах от 0,4 до 1,2 м/с. Практически скорость движения промывочной жидкости должна быть достаточной для выноса довольно крупных частиц шлама (до 10 мм), но при бурении по малоустойчивым породам восходящий поток жидкости не

Таблица 9.7

## Объемный расход промывочной жидкости (в л/мин)

Скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/с	Диаметры скважины (в числителе) и бурильных труб (в знаменателе), мм					
	151/63,5	132/63,5	112/50	93/50	76/50	59/42
0,4	350	250	190	115	60	30
0,6	530	380	280	180	90	50
0,8	705	505	370	230	120	80
1,0	860	630	470	290	150	—

Таблица 9.8

## Параметры режима бурения долота РД и РСД

Категория пород по буримости	Диаметр долота, мм								
	76			93			112		
	п, об/мин	G <sub>0</sub> , даН	Q, л/мин	п, об/мин	G <sub>0</sub> , даН	Q, л/мин	п, об/мин	G <sub>0</sub> , даН	Q, л/мин
I—II	400	380—600	60—150	350	460—740	120—300	280	560—890	200—450
III—IV	350	600—1500	60—150	250	740—1800	120—300	200	900—2200	200—400
V—VI	200	1100—1900	60—150	160	1400—2300	120—200	140	1600—2800	250—300

Продолжение таб. 9.8

Категория пород по буримости	Диаметр долота, мм					
	132			151		
	п, об/мин	G <sub>0</sub> , даН	Q, л/мин	п, об/мин	G <sub>0</sub> , даН	Q, л/мин
I—II	230	660—1000	250—450	200	710—1200	350—800
III—IV	180	1000—2600	250—450	150	1200—300	350—600
V—VI	120	1900—3900	250—300	110	2300—3800	300—400

должен размывать стенок скважины. В табл. 9.7 приведены значения расходов промывочной жидкости в зависимости от параметров скважины, бурильных труб и скорости восходящего потока.

На основании опытных и расчетных данных в конкретных условиях подбирают рациональные параметры режима бурения. В табл. 9.8 приведены значения основных параметров режима бурения долотами РД и РСД в зависимости от их диаметра и категории пород по буримости.



## Технология отработки долот

Отработка долот должна осуществляться при рациональных параметрах режима бурения и соблюдении правил их эксплуатации. Рациональные параметры режима бурения подбирают применительно к конкретным условиям отработки долот с учетом характера пород, глубины скважин и характеристик бурового инструмента и оборудования. Отработка долот ведется до заметного снижения рейсовой скорости, если продолжительность рейса не ограничивается какими-либо другими факторами.

При бурении по породам средней твердости после спуска долота необходимо промывать скважину и осторожно в течение 4—5 мин проработать ее призабойную часть, обычно сужающуюся к концу предыдущего рейса. За это время прирабатывается спущенное на забой новое долото.

В сильно трещиноватых породах осевую нагрузку следует уменьшать на 25—30 % против расчетной, в абразивных или трещиноватых породах частоту вращения целесообразно также снижать.

При бурении по мягким рыхлым породам особенно эффективно работают долота с гидромониторными насадками (соплами). Образующиеся высоконапорные струи размывают породу на забое и обеспечивают эффективную очистку лопастей долота и забоя от шлама.

От выбора типа долота и параметров режима бурения в соответствии с характером разбуриваемых пород зависят и показатели бурения скважин. Так, в условиях Центрального Казахстана в породах I—IV категорий по буримости успешно работают пикобуры конструкции В. П. Новикова и П. М. Воронова. Бурение ведется с нагрузкой на забой 600—900 даН, с частотой вращения 270 об/мин и расходом жидкости более 300 л/мин при диаметре скважин 157—131 мм. Проходка в смену достигает 25,8 м при средней механической скорости бурения 3,5 м/ч.

## Глава 10

### ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН АЛМАЗНЫМ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМ ИНСТРУМЕНТОМ

#### 10.1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ АЛМАЗНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Как было показано ранее, алмазный инструмент имеет довольно сложную конструкцию с большим количеством резцов малого размера, выпуск которых из тела матрицы составляет небольшую величину — от десятых до сотых долей миллиметра. Этим обуславливаются определенные закономерности

его работы, в частности, масштабы и характер разрушения пород, величина углубки скважины за один оборот и в конечном счете механическая скорость бурения.

Масштабы разрушения породы невелики, а глубина внедрения алмазных зерен — резцов — изменяется в пределах от 0,25—0,4 до 0,6 от величины их выпуска из тела — матрицы. При взаимодействии с породой в процессе работы породоразрушающий инструмент нагревается, причем температура может достигать 1000°С и более. При этом в матрице создаются температурные напряжения, приводящие к ее разрушению и графитизации алмазных зерен, которые будут интенсивно изнашиваться и полироваться. Таким образом, эффективность или технико-экономические показатели работы алмазного инструмента зависят от ряда факторов: технических, технологических и геологических.

Технические факторы связаны с конструктивными элементами инструмента: размером (зернистостью) алмазных резцов, их качеством и формой, схемой размещения в матрице и величиной выхода зерен из матрицы, ориентацией режущих граней по вектору твердости кристаллов алмазов, качеством и формой матрицы, насыщенностью ее рабочей части алмазами и др. Все эти факторы в той или иной мере учитываются при конструировании применительно к типам горных пород.

Технологические факторы, к числу пород которых относятся, прежде всего, параметры режима работы инструмента (окружная скорость вращения, усилие подачи, интенсивность удаления продуктов разрушения и охлаждения), а также динамика работы бурильной колонки (вибрации, импульсные нагрузки и др.), определяют условия эксплуатации инструмента или режим его отработки. Действия ряда из этих факторов зависят еще и от характера среды, в которой происходит взаимодействие инструмента с горной породой: воздух или жидкость.

В случае работы в режиме "сухого" трения, по данным ВИТР, температура матрицы быстро увеличивается до 600—700°С, что влечет за собой рост мощности, затрачиваемой на вращение инструмента, отмечаемой ваттметром. Этот факт может служить критерием возможного прижога инструмента в случае недостаточной интенсивности его охлаждения. При работе в режиме "мокрого" трения температура на торце матрицы не превышает 200°С, что не опасно для алмазов.

Под геологическими факторами подразумеваются свойства горных пород (твердость, абразивность, пластичность, хрупкость, пористость, неоднородность) и их физико-геологическое состояние — монолитность или раздробленность, трещиноватость, выветрелость и т. д.

Совокупным действием всех перечисленных факторов определяется режим работы бурового снаряда, который может

быть благоприятным или оптимальным и неблагоприятным. В частности, неблагоприятный режим может характеризоваться появлением импульсивных ударных нагрузок в высокочастотном режиме или вибрацией инструмента, что отрицательно сказывается на эффективности работы последнего. С действием вибраций связывается снижение ряда показателей и в первую очередь стойкости инструментов и увеличение расхода алмазов на 1 м пробуренной скважины.

По характеру процесса разрушения алмазными резцами все горные породы можно разделить на три группы.

Породы первой группы характеризуются сравнительно невысокими твердостью, вязкостью и абразивностью. Разрушение таких пород алмазными резцами имеет пластично-хрупкий характер. Продукты разрушения (мелкие частицы) могут быть спрессованы в плотную массу, прилипающую к торцу коронки, что резко снижает эффективность процесса разрушения породы и удаления шлама. В результате буримость таких пород оказывается ниже, чем буримость пород, обладающих большей твердостью. К породам этой группы относятся: глинистые и песчанистые сланцы, аргиллиты, алевролиты, филлиты, известняки, доломиты и др. Они эффективно разрушаются при относительно небольших значениях  $G_0$  и  $n$ , но с интенсивной промывкой забоя, коронками с большим выпуском алмазов, имеющими зернистость 2—10 шт/кар, или зубчатыми коронками, имеющими хорошую систему промывочных каналов.

Ко второй группе относятся песчаники всех видов, характер разрушения которых определяется свойствами цемента и особенностями зерен, слагающих породу. В этом случае разрушается в основном цемент, от которого отрываются отдельные зерна с образованием стружки надлома и отрыва и мелкораздробленной массы частиц. Стенки борозды, формируемой резцами, имеют неровную поверхность с выемками — углублениями различной формы.

К третьей группе относятся кристаллические разности изверженных и метаморфических пород — базальты, андезиты, порфириды, дациты, траппы, передотиты, габбро, диориты, граниты, сиениты, тералиты, пегматиты, а также скварцованные и окремненные разности карбонатных пород и сильно метаморфизованные кварцсодержащие нежелезные породы — кварциты, кремни, роговики и др. Разрушение пород этой группы алмазными резцами носит упруго-хрупкий характер.

Алмазный резец срезает, скалывает или раздавливает зерна, слагающие породу. В зернах кварца образуется сеть очень мелких трещин. Поверхность "среза" имеет раковистый излом, что свидетельствует об упруго-хрупком без пластических деформаций разрушении зерен. Зерна менее твердых

породообразующих минералов, например полевого шпата, чаще раздавливаются, причем зона дробления наблюдается ниже плоскости резания. Сколовшиеся по плоскости спайности частицы также пронизываются сетью тонких трещин. Частицы зерен таких пород не спрессовываются, а, наоборот, образуют рыхлую массу, заполняющую борозду. Еще менее твердые вязкие минералы, слагающие породы данной группы, срезаются зернами алмаза с образованием достаточно ровной поверхности среза.

Эффективное разрушение пород второй и третьей групп происходит при повышенных значениях  $G_0$  и  $n$  и умеренной интенсивности промывки. При недостаточной величине  $G_0$  наблюдается полирование алмазных зерен. Таким образом, рациональные параметры режима бурения скважин алмазным инструментом необходимо определять с учетом большого числа факторов, формирующих условия его работы.

## **10.2 ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ АЛМАЗНЫМИ КОРОНКАМИ В ПОРОДАХ СРЕДНЕЙ ТВЕРДОСТИ И ОЧЕНЬ ТВЕРДЫХ**

### **Компоновка бурового снаряда**

При бурении в нормальных условиях буровой снаряд состоит из алмазной коронки того или иного типа, расширителя, кернорвателя, колонковой трубы, переходника и бурильных труб. Тип коронки выбирают в соответствии с характером разбуриваемых пород. При этом обычно придерживаются основных принципов: чем более абразивна порода, тем более твердой и износостойкой должна быть матрица коронки; чем тверже порода, тем меньше должны быть размеры алмазных резцов (больше их зернистость).

Однако опыт эксплуатации алмазного инструмента показывает, что при бурении абразивных пород матрица не всегда должна быть очень твердой, но обязательно износостойкой. При слишком твердой матрице даже при бурении в абразивных породах может происходить полирование алмазных резцов, что приводит к снижению скорости бурения и быстрому прекращению углубки.

Большое значение при выборе алмазного инструмента имеют абразивность и трещиноватость пород. Абразивное действие шлама трещиноватых пород на матрицу значительно интенсивнее шлама тех же пород, но монолитных. Это связано с образованием более крупных частиц при бурении по трещиноватым выветрелым породам. И чем больше твердость пород, тем выше абразивность их частиц. Поэтому в таких условиях рекомендуется применять коронки с мелкими зернами алмазов и минимальным выпуском их из тела матрицы,

Таблица 10.1

Рекомендуемые типы матриц для породоразрушающего инструмента

Характеристика пород	Степень абразивности пород	Матрица		Зернистость алмазов, шт/кар
		Тип	Твердость HRA, МПа	
Монолитные, мелкозернистые, невысокой твердости	Малоабразивные	Мягкие	15—30	2—10
Трещиноватые, пористые, среднезернистые, твердые	Абразивные	Твердая	25—35	60—150
Разрушенные, выветрелые, трещиноватые, крупнозернистые, твердые и очень твердые	Весьма абразивные	Очень твердая	40—60	150—400

характеризующейся высокой степенью износостойкости и насыщенности алмазами. К такому типу коронок относят импрегнированные или многослойные коронки.

В различных инструкциях и указаниях обычно приводят некоторые общие рекомендации по выбору типа породоразрушающего инструмента (табл. 10.1, составленная по материалам ВИТР). В табл. 10.2 приведены некоторые данные, характеризующие рациональные области применения импрегнированных коронок (по материалам ВИТР).

Длину коронковой трубы подбирают, исходя из возможностей получения максимальной величины углубки за рейс, с учетом ее жесткости и прямолинейности. Шламовые трубы рекомендуется применять закрытого (целевого) типа. Если в состав снаряда шламовая труба не включается, применяется фрезерный конический переходник, диаметр которого должен быть близким к диаметру скважины. С целью хорошего центрирования снаряда в скважине и повышения износостойкости, переходник по боковой поверхности армируют твердосплавными вставками или релитовыми наплавками.

При бурении в сложных геолого-технических условиях на случай прихвата снаряда в его состав включается легко

Таблица 10.2

Рекомендуемые типы матриц и качество алмазов для импрегнированных коронок

Твердость горных пород, МПа	Степень абразивности пород			Рекомендуемое качество алмазов
	Малоабразивные	Абразивные	Весьма абразивные	
600	15—25	30—35	50—55	Дробленые Целые II сорта Целые I сорта
700	15—25	50—55	50—55	
800	15—25	50—55	50—55	

Таблица 103

Рекомендуемые диаметры бурильных труб (в мм)

Параметры бурильных труб	Диаметр коронок, мм						
	26	36	46	59	76	93	112
Трубы с ниппельными соединениями для бурения скважин глубиной до 1000 м с большой частотой вращения	24	32 (33,5)	42	54 (50)	68	—	—
То же, для бурения скважин глубиной до 3000 м	—	—	38 (42)	50 (54)	68	—	—
Трубы с муфтово-замковыми соединениями	—	—	—	—	50	60,3	73

отсоединяемый переходник с крупной резьбой и упорами, препятствующими затягиванию резьбы. При левом вращении колонны бурильных труб в случае прихвата нижней части бурового снаряда переходник по этой резьбе легко развинчивается, колонна бурильных труб извлекается на поверхность.

Все соединения элементов бурового снаряда должны быть концентричными, а сами элементы прямолинейными и соосными друг с другом и со скважиной. Кривизна колонковой трубы не должна превышать 1 мм на 1 м ее длины. Все элементы снаряда не должны иметь дефектов, а соединения должны быть герметичными.

Бурильные трубы для бурения алмазными коронками должны быть хорошо сбалансированными в колонне и иметь ниппельные соединения. Диаметр труб должен быть близким к диаметру скважины. В табл. 10.3 приведены параметры бурильных труб, рекомендуемых для тех или иных условий бурения алмазным инструментом.

При бурении скважин сложной конструкции — с большими интервалами разного диаметра — рекомендуется применять комбинированные колонны бурильных труб с соответствующим каждому интервалу скважины диаметром. В практике успешно применяют более толстостенные и жесткие трубы диаметром 50 мм при замене муфтово-замковых соединений ниппельными, выполняющими роль утяжеленных труб. Широко используются легкосплавные трубы (ЛБТ). Применение УБТ для создания рациональной нагрузки, как и для других случаев бурения, играет положительную роль и ведет, как правило, к повышению механической скорости бурения и углубки на коронку.

## Параметры режима бурения

Технологический режим бурения алмазными коронками подбирают на основании общих закономерностей процесса бурения скважин в соответствии с характером разбурываемых пород, конструкцией скважины и типоразмером породоразрушающего инструмента. Основные параметры режима бурения: осевая нагрузка  $G_0$ , окружная скорость  $\omega$ , частота вращения снаряда  $n$  и интенсивность удаления продуктов разрушения  $Q$ .

Осевая нагрузка на алмазную коронку  $G_0$ , или усиление подачи коронки, определяет глубину внедрения и количество участвующих в разрушении породы резцов, а также интенсивность износа рабочих элементов коронки. В общем случае с ростом осевой нагрузки до определенного значения все три показателя увеличиваются (рис. 10.1).

Механическая скорость бурения с увеличением осевой нагрузки в породах средней и выше средней твердости растет почти линейно, но с разной интенсивностью для разных пород и условий бурения (рис. 10.2, по данным Ю. И. Вершинина). В более твердых хрупких породах при чрезмерно высокой нагрузке наблюдается более быстрый износ резцов за счет перегрева и графитизации алмазов, более интенсивное разрушение матрицы и зашламование забоя. Механическая скорость бурения при этом с некоторого момента может снижаться.

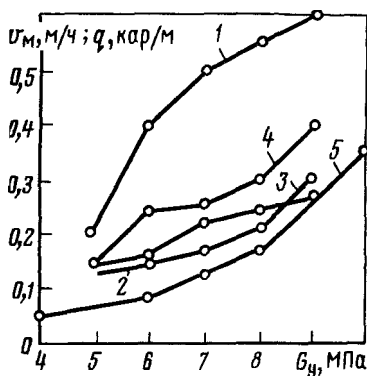


Рис. 10.1. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  и расхода алмазов  $q$  от удельной осевой нагрузки  $G_y$  при бурении алмазной коронкой ИВМ-1-2В-46 по кварцитам XII категории по буримости при частоте вращения, об/мин:

1 — 300; 2 — 400; 3 — 600; 4 — 750; 5 — расход алмазов

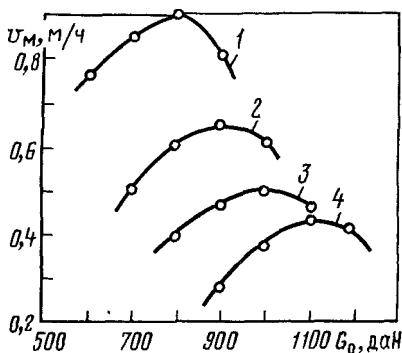


Рис. 10.2. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  алмазными коронками АКОЗ-59 от осевой нагрузки  $G_0$  при  $n=237$  об/мин,  $Q=30 \div 40$  л/мин и  $\gamma_{гр}=1,1$  в породах (по данным Ю. И. Вершинина):

1 — IX — категории по буримости; 2 — X категории; 3 — XI категории; 4 — XII категории

С увеличением твердости пород максимум механической скорости бурения сдвигается в сторону больших значений осевой нагрузки.

Таким образом, осевая нагрузка имеет критические значения, зависящие от свойств пород и прочности (стойкости) алмазных резцов. При очень высокой осевой нагрузке ухудшается очистка забоя от шлама, увеличивается расход алмазов и мощность, затрачиваемая на бурение, а в конечном счете уменьшаются механическая скорость бурения и углубка на коронку. Поэтому осевую нагрузку следует подбирать, исходя из прочности и износостойкости алмазных резцов и твердости пород. Контактные напряжения  $\sigma_k$ , создаваемые действием осевой нагрузки  $G_0$ , должны быть больше сопротивления породы разрушению  $\sigma_n$ , но меньше прочности алмазных зерен  $\sigma_a$ , т.е.

$$\sigma_n \leq \sigma_k \leq \sigma_a. \quad (10.1)$$

Но  $\sigma_k = G_y$  (где  $G_y$  — удельная нагрузка на один алмазный резец или единицу площади контакта резца с породой). Следовательно, общая осевая нагрузка

$$G_0 = G_y m, \quad (10.2)$$

где  $m$  — число торцовых алмазов, участвующих в разрушении породы на забое,

$$m = Mz \quad (10.3)$$

( $M$  — общая масса объемных алмазов на торцовой части коронки, кар;  $z$  — зернистость объемных алмазов, шт/кар). Тогда

$$G_0 = G_y Mz. \quad (10.4)$$

Исследования [5] показывают, что удельная объемная энергоемкость разрушения породы минимальна при действии статической нагрузки на один алмазный резец (в пределах 8—10 даН). Но при вращении бурового снаряда возникают дополнительные динамические нагрузки, величина которых возрастает с увеличением частоты вращения снаряда и степени трещиноватости пород. Поэтому критическая удельная нагрузка  $G_y$  на алмазные резцы, взаимодействующие с породой на забое, составляет 3—5 даН. В нормальных условиях эта величина может достигать 10—13 даН на алмазный резец, или 800 даН/кар и более.

Таким образом, зная количество торцовых алмазов в коронке и приняв допустимое значение удельной нагрузки, исходя из прочности алмазных резцов, можно определить рациональное усилие подачи коронки, или осевую нагрузку. Практически осевую нагрузку подбирают опытным путем для каждого типоразмера коронки и породы шаговым методом: величина осевой нагрузки постепенно наращивается (через равные



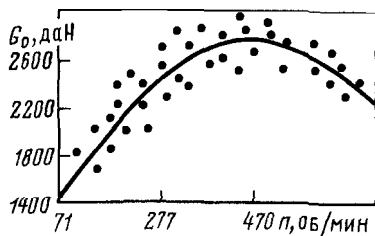
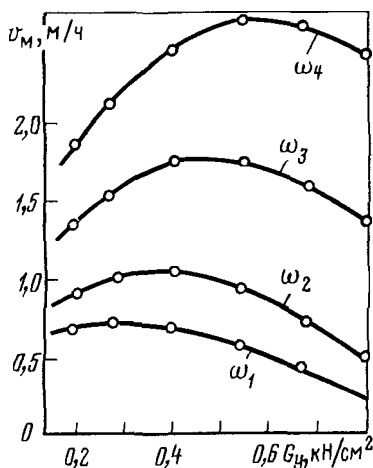


Рис. 10.3. Зависимость осевой нагрузки на инструмент от частоты вращения

Рис. 10.4. Зависимость механической скорости бурения от удельной нагрузки на инструмент и окружной скорости:

$\omega_1 = 54$ ;  $\omega_2 = 0,98$ ;  $\omega_3 = 1,66$ ;  $\omega_4 = 2,24$



интервалы) до тех пор, пока не будет достигнуто ее рациональное значение, при котором получают максимальные скорости бурения и углубки на коронку при минимальном расходе алмазов.

Рациональная осевая нагрузка зависит и от других параметров режима бурения: частоты вращения, окружной скорости коронки и интенсивности очистки забоя от шлама. Обычно только с повышением  $G_0$  и  $n$  механическая скорость бурения растет достаточно эффективно. Но этот рост наблюдается до какого-то критического значения осевой нагрузки, характерной для определенных частот вращения коронки (рис. 10.3.).

Так, для коронок с неовализованными алмазами 01АЗК20К20 при бурении по малоабразивным породам VII—VIII категорий установлены критические значения удельной осевой нагрузки  $G_y$  в зависимости от окружной скорости вращения  $\omega$  (рис. 10.4.). Для коронок с овальными алмазами характерны более высокие осевые нагрузки и тем выше их критическое значение, чем крупнее алмазные резцы. Практически критическая удельная осевая нагрузка для коронок с овализованными алмазами начинается с 0,75 и достигает 2 кН/см<sup>2</sup>. Но при этом существенно возрастает расход алмазов.

Для импрегнированных алмазных коронок установлена такая же экстремальная зависимость  $v_m = f(G_0)$ . При определенных значениях осевой нагрузки в этом случае также получают максимальную механическую скорость бурения. Причем рациональная осевая нагрузка возрастает с увеличением твердости горных пород и частоты вращения коронки.

Таким образом, для рассматриваемого параметра режима бурения установлена общая зависимость — с увеличением осевой

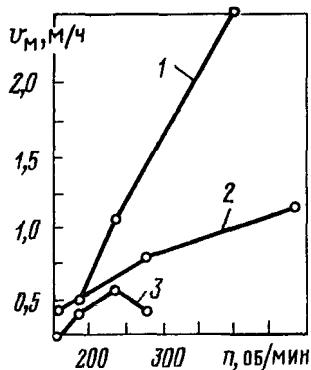


Рис. 10.5. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  от частоты вращения  $n$  при бурении алмазными коронками по разным породам (по данным Н. В. Соловьева):

1 — VII категория по буримости, 2 — IX—X категории; 3 — XI категория

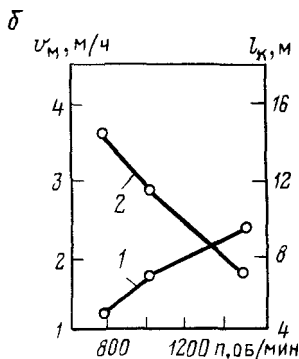
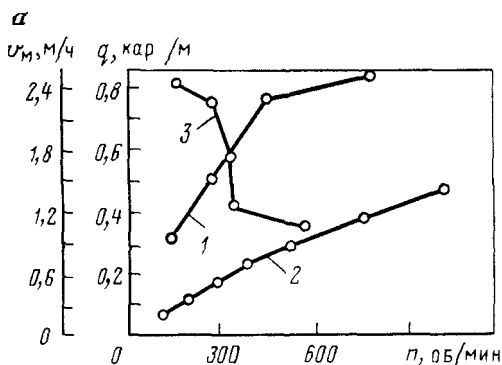


Рис. 10.6. Зависимости скорости бурения  $v_m$ , расхода алмазов  $q$  и углубки скважины  $L_k$  от частоты вращения  $n$ :

а — по данным М. И. Исаева, Н. И. Корилюва, 1 — при бурении по алевролитам и песчаникам VII—IX категорий по буримости, 2 — при бурении в скариях X—XI категорий, 3 — удельный расход алмазов; б — по данным Н. И. Андриянова, Е. С. Бубнова и других, 1 — скорость бурения; 2 — углубка на коронку

нагрузки механическая скорость бурения возрастает. Закон изменения этой зависимости может иметь различный характер. В некоторых случаях наблюдается экстремальная зависимость. Практически значения осевой нагрузки ограничиваются износостойкостью и прочностью зерен алмазов и бурового снаряда, а также искривлением скважин, т. е. качеством работ и их стоимостью.

Частота вращения коронки — не менее важный параметр режима бурения, так как от его величины зависит не только механическая скорость бурения, но и в значительной степени износостойкость коронок и расходов алмазов. Закон изменения зависимости  $v_m = f(n)$  в разных условиях проявляется

по-разному. Неодинакова и интенсивность роста механической скорости бурения. Для менее твердых пород приращение скорости бурения идет более интенсивно и практически прямо пропорционально, а для более твердых медленнее при наличии экстремумов (рис. 10.5). Для очень твердых пород наблюдаются максимальные значения скорости бурения и тем раньше наступает экстремум, чем тверже порода.

Рядом исследователей отмечается, что при бурении в нормальных условиях по достаточно монолитным малоабразивным породам и при отсутствии вибраций повышение частоты вращения коронки до 800—1000 об/мин приводит к росту механической скорости бурения при несущественном увеличении расхода алмазов. Наоборот, до определенного значения частоты вращения расход алмазов может уменьшаться, как это видно на рис. 10.6, а. Но при этом может снижаться углубка на коронку (рис. 10.6, б). Однако такая зависимость отмечается не всегда. До некоторого значения частоты вращения углубка на коронку также увеличивается.

Для импрегнированных коронок установлено, что минимальный расход алмазов в породах с твердостью  $P_{ш}=400 \div 600$  МПа при  $n=250$  об/мин, в породах с  $P_{ш}=600 \div 800$  при  $n=200$  и в породах с  $P_{ш}=800$  при  $n=180$ .

По данным зарубежной практики известно, что с увеличением частоты вращения коронки до 600 об/мин механическая скорость растет пропорционально, а расход алмазов на 1 м ствола скважины снижается. При 700—4000 об/мин и окружной скорости до 7 м/с в плотных малоабразивных породах механическая скорость бурения также растет, но расход алмазов увеличивается. Поэтому Дж. Д. Камминг рекомендует вести бурение при окружной скорости коронок в пределах 1,9—4,7 м/с.

Анализ опыта работы зарубежных фирм показывает, что в современных условиях окружная скорость алмазных коронок находится в пределах 0,8—3,5 м/с. Скважины глубиной до 100 м бурят обычно при повышенной частоте вращения — до 1700—2000 об/мин, а глубиной от 100 до 700 м — с частотой вращения до 800 об/мин. Наиболее распространенная частота вращения коронок находится в пределах 200—800 об/мин.

Исследованиями ЦНИГРИ и ВИТР показано, что при увеличении частоты вращения от 300 до 3000 об/мин механическая скорость бурения растет не пропорционально частоте вращения, а медленнее. Однако прямо пропорциональный рост скорости возможен в отдельных частных случаях.

Высокие значения частоты вращения применяются обычно при бурении неглубоких скважин диаметром до 59 мм в твердых породах, достаточно монолитных и малоабразивных. При  $n < 250$  об/мин бурят весьма твердые кварцевые ожелезненные

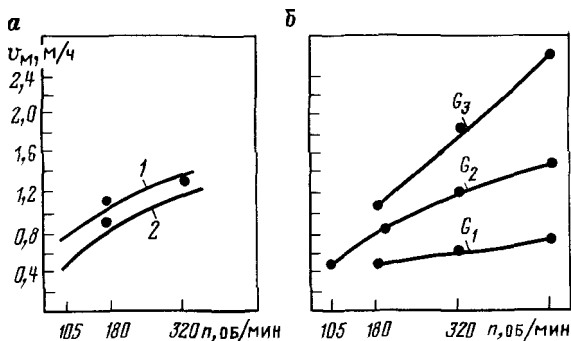


Рис. 10.7. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  от частоты вращения бурового снаряда при бурении по железистым кварцитам:

а — коронки диаметром 76 мм, 1 — однослойные, 2 — многослойные; б — однослойные коронки диаметром 59 мм,  $G_1 = 400$  даН,  $G_2 = 850$  даН,  $G_3 = 1450$  даН

(яшмы, джеспилиты, роговики), сильнотрещиноватые, весьма абразивные и неоднородные (с часто перемежающейся твердостью) породы. Кроме того, частоту вращения снижают при увеличении глубины и диаметра скважины при бурении коронками, оснащенными крупными алмазами (менее 5–8 шт/кар), и низком выходе керна. Практически частота вращения коронки может быть доведена до 1000–2000 об/мин без существенного снижения стойкости коронки. При высокой частоте вращения особенно рационально эксплуатировать импрегнированные коронки. При бурении сильноабразивных пород однослойными коронками увеличение частоты вращения приводит к снижению углубки на коронку.

Таким образом, для пород разных категорий устанавливаются рациональные частоты вращения коронки. Здесь следует отметить, что при  $n > 250$  об/мин появляются вибрации, что ведет к увеличению расхода алмазов и тем в большей степени, чем тверже порода. В ответственной практике при бурении алмазными коронками, как правило,  $n < 500$  об/мин вследствие вибраций снаряда и недостаточной мощности привода станков.

Влияние частоты вращения коронки на эффективность ее работы также зависит и от осевой нагрузки. Это было показано на ряде примеров ранее (см. рис. 10.3) и видно из приводимых на рис. 10.7. графиков, из которых следует, что для каждой осевой нагрузки есть критические значения частоты вращения или окружной скорости. В табл. 10.4. приведены значения окружной скорости и удельной осевой нагрузки, рекомендуемые ВИТР для пород различной категории по буримости. Оба параметра подбираются с учетом интенсивности удаления продуктов разрушения пород.

Таблица 10.4

Категория пород по буримости	Окружная скорость коронки, м/с	Удельная осевая нагрузка, МПа
VIII—IX	4,0—4,5	8,0—10,0
X	3,0—3,5	9,5—10,0
XI	2,4—2,8	10,0—12,0
XII	1,6	12,0—12,5

Удаление продуктов разрушения, имеющее весьма существенное значение при бурении скважин алмазными коронками, может осуществляться промывочной жидкостью или воздухом. Условия, в которых протекает этот процесс, более сложные, чем при работе породоразрушающим инструментом других типов. Это связано с небольшим зазором между коронкой, поверхностью забоя и стенками скважины, способностью шлама некоторых пород спрессовываться в плотную массу, возможностью преждевременного выхода из строя дорогостоящих алмазных зерен (резцов) и др. Поэтому промывочная жидкость должна быть хорошо подвижной, обладать высокой теплопроводностью и теплоемкостью, антифрикционными свойствами и способностью гасить вибрации.

На эффективность работы коронки существенно влияют состав промывочной жидкости и концентрация добавляемых веществ при ее обработке. Причем для разных пород эти показатели имеют вполне определенные значения. При наиболее удачном их подборе прирост объема разрушаемой породы может достигать 30—50 % (по сравнению с применением воды) и, наоборот, при неудачном подборе параметров промывочной жидкости может быть получен отрицательный результат.

Наиболее распространенная промывочная жидкость — техническая вода. При бурении в породах, интенсивно поглощающих жидкость, вспучивающихся при насыщении водой, размываемых и обрушивающихся при увлажнении, используется глинистый раствор. Однако его применение приводит к повышенному износу матрицы, коронки и алмазных резцов, а также к снижению на 10—15 % механической скорости бурения.

В наибольшей степени перечисленным требованиям отвечают эмульсии, при применении которых, по данным ВИТР, повышаются на 25—77 % износостойкость коронок и в 1,2—2 раза углубка на коронку за рейс, снижается вероятность отрицательного действия вибраций при работе бурового снаряда с частотой вращения 1000 об/мин и более. Использование в качестве добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ) приводит к понижению твердости горных пород.

Режим промывки определяется расходом и напором жидкости, значения которых должны обеспечить необходимую

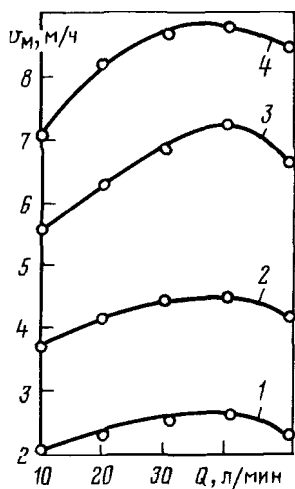


Рис. 10.8. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  от расхода промывочной жидкости  $Q$  при бурении коронкой АК-1-76 с разной частотой вращения  $n$  в об/мин:

1 — 190; 2 — 370; 3 — 600, 4 — 800

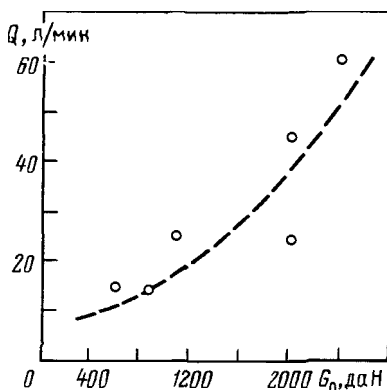


Рис. 10.9. Зависимость расхода промывочной жидкости  $Q$  от осевой нагрузки  $G_0$

интенсивность отчистки забоя скважины от шлама, вынос его на поверхность и охлаждение коронки. При соблюдении этих условий можно получить максимальную механическую скорость бурения и минимальную величину затрачиваемой на забое мощности.

Исследованиями влияния этого процесса установлено, что рациональная интенсивность промывки забоя скважины в определенной степени зависит от частоты вращения бурового снаряда и осевой нагрузки на коронку. Из рис. 10.8 видно, что при небольшой частоте вращения интенсивность промывки сказывается в меньшей степени на приросте механической скорости бурения, но с ее увеличением это влияние существенно возрастает. В данном случае наблюдаются максимумы механической скорости бурения при расходе жидкости около 40—45 л/мин.

Исследованиями, проведенными в МГРИ, было установлено, что при бурении импрегнированными коронками диаметром 59 мм с зернистостью алмазов от 150—200 до 700—1 000 шт/кар по граниту с изменением интенсивности промывки в пределах от 5 до 60 л/мин и при разных осевых нагрузках максимум механической скорости бурения наступает при определенной интенсивности промывки. Чем выше осевая нагрузка, тем больше должна быть интенсивность промывки (рис. 10.9.)

При недостаточно интенсивной промывке возникает зашламование скважины, что приводит к переизмельчению частиц шлама, увеличению износа алмазов и матрицы коронки, а также расходуемой мощности на разрушение породы, снижению механической скорости бурения, самозаклиниванию керна и прихватам снаряда. Поэтому увеличение количества нагнетаемой в скважину жидкости до определенного значения ведет к росту механической скорости бурения, а затем вызывает ее уменьшение. Последнее проявляется особенно заметно при бурении по малоабразивным породам, когда износ и обнажение алмазных резцов происходят за счет абразивного действия частиц разрушаемой породы. Отсутствие шлама под торцом коронки при чрезмерно интенсивной промывке приводит к шлифованию матрицы и полированию резцов, вследствие чего снижается механическая скорость бурения.

Таким образом, при рациональном режиме промывки, критерием чего в конечном счете являются максимальная механическая скорость и минимальный расход алмазов, на забое в определенных условиях бурения должно находиться некоторое количество шлама. Иногда, искусственно накапливая шлам на забое путем снижения интенсивности промывки, добиваются восстановления работоспособности зашлифованной коронки. Поэтому подбор рационального расхода промывочной жидкости и регулирование режима промывки должны быть достаточно точными.

Общий расход промывочной жидкости вычисляется, исходя из значений скорости восходящего потока в скважине и площади сечения зазора между бурильными трубами и стенкой скважины,

$$Q = kv_{\text{вп}} F_{\text{кз}}, \quad (10.5)$$

где  $k = 1,2 \div 1,5$  — коэффициент, учитывающий потерю жидкости и изменчивость условий циркуляции;  $Q$  — объемный расход промывочной жидкости, м/с;  $v_{\text{вп}}$  — скорость восходящего потока жидкости в кольцевом зазоре, м/с;  $F_{\text{кз}}$  — площадь кольцевого зазора, м<sup>2</sup>.

Скорость восходящего потока определяется размером и плотностью частиц шлама и некоторыми параметрами промывочной жидкости, что учитывается при определении скорости падения частиц в спокойной жидкости при гидравлических расчетах подачи насосов. В среднем скорость восходящего потока жидкости в кольцевом (затрубном) пространстве скважины при бурении алмазными коронками составляет около 0,45 м/с (от 0,35 до 0,6 м/с).

Объемный расход промывочной жидкости часто определяют, исходя из удельных значений его на 1 см<sup>2</sup> площади забоя, величина которых может составлять 0,04—0,5 л/с.

С увеличением твердости горных пород размеры и общее количество образующегося в единицу времени шлама уменьшаются. Поэтому рекомендуется уменьшать в таких случаях и расход жидкости. Он снижается при бурении наклонных и горизонтальных скважин.

Ниже приведены рекомендуемые расходы промывочной жидкости (в л/мин) при бурении скважин в породах различной категории коронками разных диаметров [5].

Диаметр коронки, мм	46	59	76	93
Малоабразивные породы:				
VI—VIII категории	15—25	20—30	25—45	45—70
IX—XII категории	10—20	15—25	20—35	35—40
Абразивные породы:				
VI—VIII категории	30—40	40—50	40—70	60—90
IX—XII категории	20—30	25—35	35—45	45—60

При бурении алмазными коронками весьма эффективно применение обратной схемы промывки скважины. В этом случае исключается попадание под торец коронки крупных частиц породы, образующихся за счет разрушения керна, что приводит к более интенсивному и часто аномальному износу коронки и преждевременному заклиниванию керна. Это подтверждается исследованиями частиц выносимого жидкостью бурового шлама, проведенными Г. М. Толкачевым.

При прямой схеме циркуляции жидкости размер частиц шлама не превышает 3 мм, а 95—97 % всех частиц имеют размер менее 0,25 мм, тогда как при обратной промывке количество таких частиц составляет 48—88%, а количество частиц размером более 1—5 мм достигает 20—30%. Таким образом, при обратной промывке шлам не переизмельчается, улучшаются условия работы коронки, что приводит к повышению на 25—30% механической скорости бурения.

Таблица 10.5

Зависимость механической скорости (в м/ч) от режимов бурения с продувкой воздухом

Расход воздуха, м <sup>3</sup> /мин	Давление воздуха, МПа	Осевая нагрузка на коронку, даН	Частота вращения снаряда, об/мин	
			100	185
2,5	0,4—0,5	450	0,30	0,46
		600	0,84	0,74
		750	1,95	1,95
		900	1,58	3,10
		1050	2,65	—
		450	0,41	0,55
3,3	0,3—0,4	600	0,51	1,03
		750	0,58	1,11
		900	0,65	1,62



В качестве агента, выносящего продукты разрушения при бурении алмазными коронками, может служить и сжатый воздух. Опыт работы подтверждает целесообразность использования этого способа удаления продуктов разрушения пород, так как применение алмазного бурения с продувкой скважин сжатым воздухом в определенных условиях может дать хорошие технико-экономические показатели. В частности, опытное бурение алмазными коронками проводилось в трещиноватых туфах, туфо-конгломератах и кварцевых порфирах XIII—X категорий по буримости с малыми и средними водопритоками. Продувка осуществлялась компрессором КС-9 с использованием необходимой контрольно-измерительной аппаратуры. Бурили алмазными коронками типов МВ и ОА при разных режимах, как это показано в табл. 10.5 (по данным А. П. Умова).

Бурение с продувкой сжатым воздухом осуществляется при использовании специальных коронок с достаточно крупными алмазами (более 10—15 шт/кар).

### **10.3. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ АЛМАЗНЫМИ КОРОНКАМИ В ТРЕЩИНОВАТЫХ, РАЗДРОБЛЕННЫХ И ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ПО ТВЕРДОСТИ ПОРОДАХ**

Бурение скважин в трещиноватых, раздробленных и перемежающихся по твердости породах сопряжено с рядом осложнений, снижающих по твердости эффективность применения алмазных коронок. При бурении в таких условиях усиливаются вибрации снаряда, быстро выходят из строя коронки, интенсивнее разрушается керн, возникают обвалы, поглощается промывочная жидкость и т.д. Причинами возникновения большинства из этих осложнений оказываются неоднородность пород и отсутствие или ослабление связи между отдельными элементами — кусками породы того или иного размера. Это приводит к весьма неравномерному сопротивлению породы разрушению, попаданию большого количества кусочков породы под торец коронки из колонковой трубы в связи с разрушением керна или из стенок скважины, заклиниванию керна его обломками и др. В связи с этим уменьшается углубка на коронку, увеличивается расход алмазов, снижается выход керна и ухудшается его качество, увеличиваются затраты времени на ликвидацию осложнений и т.д.

С целью устранения отрицательных явлений при бурении по трещиноватым породам в практике бурения алмазными коронками прибегают к ограничению некоторых параметров режима бурения, в частности, к уменьшению частоты вращения и осевой нагрузки, сокращению продолжительности рейса. Но эти меры приводят к снижению механической скорости бурения и увеличению затрат времени на спуско-подъемные операции, а в целом — к снижению производительности труда.

Более правильным при бурении в таких условиях может являться применение следующих мер: подбор наиболее рациональных конструкций алмазных коронок или применение долот; подбор наиболее рациональных параметров режима бурения; применение хорошо сбалансированной колонны бурильных труб; использование специальных промывочных жидкостей — эмульсионных или глинистых растворов, антивибрационных смазок, обратной промывки забоя скважины или комбинированных схем, сжатого воздуха вместо промывочной жидкости, двойных колонковых снарядов и ССК. При использовании перечисленных мер решаются две основные задачи: повышение производительности труда и получение представительного керна (по количеству и качеству).

Рациональные конструкции коронок и буровых снарядов для бурения в осложненных геологических условиях подбирают только при тщательном изучении этих условий. Для оценки трещиноватости пород используются извлекаемый керн и наблюдения за поглощением промывочной жидкости. При слабой трещиноватости керн формируется в виде цельных столбиков, по которым можно оценить количество трещин и их характер. Чем больше степень трещиноватости  $T_p$ , тем больше кусочков породы приходится на 1 м керна. При количестве кусочков до 10 шт/м трещиноватость считается незначительной, при более 30 — сильной. В соответствии с этим показателем и подбирают технику и технологию бурения скважин.

При бурении по трещиноватым породам более эффективны стандартные коронки с овализованными или полированными алмазами, импрегнированные коронки, а также специальные толстостенные коронки с двойными колонковыми снарядами, как рекомендует ВИТР (табл. 10.6).

С учетом конструкции алмазных коронок, рекомендуемых для бурения в осложненных геологических условиях, подбирают и рациональные параметры режимов бурения. При использовании стандартных коронок следует бурить с пониженными частотой вращения и осевой нагрузкой (до 50 % от нормальных условий). При бурении коронками с овализованными или полированными алмазами частота вращения снижается незначительно, а осевая нагрузка повышается на 20—35% по сравнению с нормальными стандартными коронками с увеличением контактной поверхности зерен алмазов. При бурении коронками с утолщенной матрицей осевая нагрузка также увеличивается и тем больше, чем выше степень трещиноватости пород, а частота вращения при этом снижается.

Общие рекомендации таким образом сводятся к следующему.

1. При невысокой трещиноватости ( $T_p=10$  шт/м) бурение можно вести на форсированном режиме; при  $T_p=20÷30$  шт/м — принимает средние значения параметров; при  $T_p=30$  шт/м

Таблица 10.6

Характеристика горных пород	Рекомендуемый тип колонкового снаряда	Рекомендуемые типы алмазных коронок в зависимости от категории пород по буримости			Характеристика коронок
		VI-VIII	VIII-X	X-XII	
Плотные, монолитные, однородные, слаботрещиноватые	Одинарный	01А3, 01А4	01М3, 01М4	02И3, 02И4	Стандартные алмазные коронки
	Двойной "	01А3, 01А4 01А3 (КДТ-2А-Р)	01М3, 01М4	02И3, 02И4	То же Коронки зубчатого типа
Слаботрещиноватые, скалывающиеся по плоскостям напластования и расклинивающиеся в колонковой трубе	Одинарный	01А3, 01А4	01М3, 01М4, 02М3	ИМ8-4, 02И3, 02И4	Стандартные алмазные коронки с полированными, овальзованными и мелкими объемными алмазами
	Двойной	01А3, 01А4	01М3, 01М4	02И3, 02И4	То же
Сильно трещиноватые, хрупкие, слабаразбиваемые	Одинарный	АКУ-2	14А3, (АКУ-1) АКУ-3	АК-4, ИМВ-4, ИМВ-4	Алмазные коронки с утолщенной матрицей
	Двойной	10А3 (КДТ-2А-Р)	10А3 (КДТ-2А)	11И3 (КДТ-2И)	Специализированные алмазные коронки для двойных колонковых снарядов
Сильнотрещиноватые, разрушенные, легко разбиваемые породы или полезные ископаемые	Одинарный	АКУ-2	АКУ-3 14А3, (АКУ-1)	АКУ-4 ИМВ-У, ИМВ-5	Алмазные коронки с утолщенной матрицей
	Двойной	КДТ-4А	КДТ-4А	КДТ-4И	Специализированные коронки для двойных колонковых снарядов
Сильно трещиноватые, разрушенные, дробленые, брекчированные, часто перемежающиеся по твердости, хрупкие, с тенденцией к избирательному истиранию	Одинарный	—	ИМВ-4	ИМВ-5, ИМВ-У	Стандартные коронки с мелкими объемными алмазами
	Двойной	КДТ-Э	КДТ-Э	—	Специализированные коронки для двойных колонковых снарядов эжекторного типа

Таблица 10.7

Характеристика пород	Диаметр коронки, мм		Параметры режима бурения коронкой 14А3		
	наружный	внутренний	Частота вращения	Осевая нагрузка, даН	Расход промывочной жидкости, л/мин
Слаботрещиноватые породы	59	38	300—700	600—900	25—50
	76	54	250—500	700—1200	50—120
	93	69	200—400	800—1300	70—160
Сильнотрещиноватые	59	38	300—500	700—1000	15—35
	76	54	200—500	800—1300	35—100
	93	69	150—350	900—1500	60—150
Сильнотрещиноватые, разрушенные, дробленые породы	59	38	150—400	900—1200	10—25
	76	54	150—300	1000—1600	25—70
	69	69	100—200	120—2000	40—100

частота вращения снаряда не должна превышать 180—200 об/мин.

2. Количество подаваемой в скважину промывочной жидкости при бурении по трещиноватым породам обычно увеличивается, что повышает износостойкость коронок и механическую скорость бурения, но при этом уменьшается выход керна. В связи с этим с целью сохранения керна снижают интенсивность промывки в ущерб показателям.

3. При использовании импрегнированных коронок параметры режима бурения не снижаются по сравнению с нормальными условиями. Хорошие показатели работы таких коронок получают при форсировании частоты вращения и нагрузки.

4. Применение средств снижения вибрации, обратной промывки или комбинированных схем циркуляции жидкости, а также пневматического способа удаления продуктов разрушения может обеспечить получение положительных результатов в конкретных случаях.

В табл. 10.7 приведены значения параметров режима бурения коронкой определенного типа (по рекомендации ВИТР).

#### 10.4. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ АЛМАЗНЫМИ ДОЛОТАМИ

Бурение алмазными долотами (без отбора керна), как показывают исследования и накопленный опыт, является весьма эффективным при нормальной организации работ. Так, применение долот конструкции ЦНИГРИ диаметром 59 мм показало, что механическая скорость по сравнению с коронками МВ и АК увеличивается в 1,5 раза, сменная производительность в 1,8 раза, а углубка на долото в среднем в 3 раза (10—12 м при максимальной до 124 м).

Эффективность применения алмазных долот определяется рядом факторов: характером разбуриваемых пород, глубиной скважины, стойкостью и стоимостью долот, а также режимом

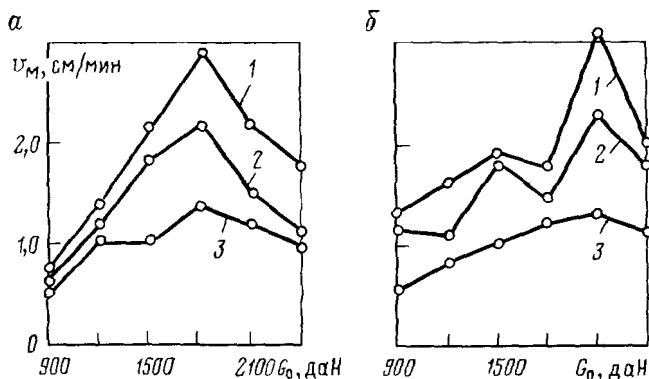


Рис. 10.10. Зависимости механической скорости бурения алмазными долотами  $v_m$  от осевой нагрузки  $G_0$ :

$a$  — в туфах дацитов;  $б$  — в туфопесчаниках; частота вращения в об/мин: 1 — 470; 2 — 277; 3 — 153

их отработки. Как показывает опыт работ, наибольший эффект можно получить при бурении глубоких скважин в больших интервалах, сложенных однородными породами средней твердости и малоабразивными. В вязких, сильноабразивных и кремнистых породах эффективность применения долот заметно снижается, так как в этих случаях углубка на долото уменьшается в 10–15 раз по сравнению с бурением в породах средней твердости и не превышает 60 м. При разбуривании таких пород необходимо ориентироваться на шарошечные долота с твердосплавными зубьями.

Породоразрушающий инструмент подбирают в соответствии с характером разбуриваемых пород. Для бурения достаточно монолитных пород VII–IX категорий по буримости используются однослойные долота 08АЗ и 09АЗ. Для бурения в абразивных и сильнотрещиноватых породах XIII–X категорий предназначены импрегнированные долота 08ИЗ. Технологические режимы выбирают применительно к геолого-техническим условиям бурения скважин и прежде всего в зависимости от твердости, абразивности и трещиноватости пород.

Осевая нагрузка имеет вполне определенные оптимальные значения для разных пород и частот вращения (рис. 10.10). При этом с ростом частоты вращения более четко определяется оптимальное значение осевой нагрузки.

В общем случае осевую нагрузку  $G_0$  рекомендуется вычислять, пользуясь выражением

$$G_0 = G_y F_d, \quad (10.6)$$

где  $G_y$  — нагрузка на 1 см<sup>2</sup> площади торца долота, даН;  $F_d$  — площадь торца долота, см<sup>2</sup>.

Удельная нагрузка для однослойных долот рекомендуется в пределах 5—7 даН/см<sup>2</sup>, для импрегнированных 7—12 даН/см<sup>2</sup>.

С. И. Кувыкиным и Н. Ф. Кагармановым предложено другое выражение для определения осевой нагрузки на долото:

$$G_0 = \lambda p_{\text{ш}} S_a, \quad (10.7)$$

где  $\lambda = 0,5 \div 0,8$  — коэффициент, учитывающий прочность пород и механизм их разрушения на забое;  $p_{\text{ш}}$  — твердость пород по штампу, МПа;  $S_a$  — суммарная площадь контактов поверхности зерен алмазов с породой, см<sup>2</sup>.

При округлой форме алмазов

$$S_a = \delta d_{\text{ср}} m, \quad (10.8)$$

где  $\delta = 0,03 \div 0,05$  — коэффициент, учитывающий глубину внедрения алмазных резцов;  $d_{\text{ср}}$  — средний диаметр алмазных зерен, мм;  $m$  — число торцовых алмазов, участвующих в разрушении пород.

При бурении в трещиноватых породах или в породах с перемежающейся твердостью расчетные нагрузки следует уменьшать на 50%.

Частота вращения при бурении алмазными долотами имеет также вполне определенное значение. Так, для некоторых типов пород установлено, что увеличение частоты вращения от 100 до 500 об/мин приводит к заметному росту механической скорости бурения (в 2—3 раза). При этом для разных пород уровень механической скорости бурения зависит от величины осевой нагрузки: для порфиритов и их туфов — 2 400 даН; для туфоалевролитов, туфопесчаников и туфоконгломератов — 2 100 даН; для туфов дацитов — 1 800 даН и для песчаников — 1 500—1 800 даН.

По данным многих исследователей, с увеличением частоты вращения до 1000 об/мин также наблюдается прирост механической скорости бурения. Существует мнение, что прирост механической скорости возможен и при частоте вращения до 6500 об/мин, но при этом отмечается повышение расхода алмазов. В некоторых случаях рекомендуется определять частоту вращения долота, исходя из окружной скорости его  $\omega = 1 \div 1,6$  м/с.

Удаление продуктов разрушения при бурении алмазными долотами может осуществляться гидравлическим или пневматическим способом. На механическую скорость бурения и износ долот влияет интенсивность промывки. При бурении алмазными долотами диаметром 59 мм механическая скорость с изменением количества промывочной жидкости от 40 до 60 л/мин растет прямо пропорционально, но не очень

Таблица 10.8

Породы	Удельная осевая нагрузка, МПа	Частота вращения долота, об/мин	Расход промывочной жидкости, л/мин
Туфоалевролиты	10,8—11,4	470	40
Туфолесчаники	11,0—11,6	470	55—60
Песчаники	9,4—10,0	≤ 1000	40
Туфы дацитов	9,6—10,2	≤ 1000	55—60
Порфириты и их туфы	10,8—11,9	470	55—60
Туфоконгломераты	10,8—11,4	470	55—60

интенсивно. Одновременно увеличивается разрушающее действие струи жидкости, содержащей частицы шлама, на матрицу долота, что приводит к эрозионному размыву промывочных каналов и чрезмерному обнажению алмазов. И тем резче это происходит, чем абразивнее породы. Поэтому интенсивность промывки подбирают с учетом свойств пород и износостойкости алмазного долота. Практически при бурении долотами диаметром 59 мм расход промывочной жидкости составляет 40—60 л/мин.

По рекомендации УфНИИ расход промывочной жидкости может быть вычислен по формуле

$$Q = k_0 S, \quad (10.9)$$

где  $k_0$  — коэффициент очистки и охлаждения забоя, характеризующийся удельным расходом жидкости на 1 см<sup>2</sup> площади забоя, см<sup>3</sup>/с (для скважин большого диаметра  $k=0,06 \div 0,10$  см<sup>3</sup>/с, для скважин геологоразведочного стандарта  $k=0,02 \div 0,04$  см<sup>3</sup>/с);  $S$  — площадь забоя скважины, см<sup>2</sup>.

С учетом рассмотренных особенностей работы долот с алмазными резцами могут быть рекомендованы некоторые значения параметров режима бурения.

Типоразмер долота	03А3-46	08И3-46	09А3-59
Площадь забоя, см <sup>2</sup>	15,5	15,45	26,8
Осевая нагрузка, даН	780—1080	1160—1380	1350—1870
Частота вращения, об/мин	415—700	410—700	325—520
Расход жидкости, л/мин	20—40	20—40	30—50

В табл. 10.8 приведены режимы бурения алмазными долотами, рекомендуемые для условий работ Комсомольской экспедиции.

При использовании долот с овализованными алмазами нагрузку на долото рекомендуется увеличить в 2 раза. Таким образом, руководствуясь общими закономерностями работы долот в конкретных условиях, устанавливают количественные значения режимных параметров бурения применительно к типоразмеру долота.

## 10.5. ТЕХНОЛОГИЯ ОТРАБОТКИ АЛМАЗНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Показателями, или критериями, эффективности работы алмазного инструмента являются: механическая  $v_m$  и рейсовая  $v_p$  скорости бурения, углубка на коронку  $l_k$  или на долото  $l_d$ , расход алмазов  $g_a$ , а следовательно, производительность труда, качество работ и стоимость 1 м пробуренной скважины. При этом механическая и рейсовая скорости, а также углубка должны быть максимальными, а расход алмазов — минимальным.

Механическая скорость бурения зависит в первую очередь от рациональности подбора инструмента для конкретных геолого-технических условий и параметров режима его эксплуатации на всех стадиях обработки.

Рейсовая скорость определяется уровнем  $v_m$ , продолжительностью чистого бурения и выполнения спуско-подъемных и вспомогательных операций, кратных одному рейсу.

Углубка на породоразрушающий инструмент и, следовательно, расход алмазов зависит от многих факторов, к числу которых относятся: совершенство конструкций и качество инструмента; соответствие обрабатываемого инструмента геолого-техническим условиям; параметры режима бурения и их взаимосвязь с условиями эксплуатации инструмента; уровень механической скорости бурения; своевременность прекращения эксплуатации инструмента (снятие с работы).

Все основные показатели эффективности работы алмазного инструмента в свою очередь находятся в зависимости от интенсивности и характера износа алмазов и матриц. Обычно выделяется три разновидности износа: нормальный, аномальный и катастрофический или аварийный.

Нормальный износ заключается в постоянном и равномерном изменении геометрических форм и размеров алмазных резцов и матрицы. Алмазные резцы уменьшаются в размере и изменяют геометрическую форму, приобретая округлые очертания и площадку притупления. Для однослойных коронок с этим связано снижение механической скорости бурения. Нормальный износ матрицы обеспечивает обнажение алмазных зерен, что совершенно необходимо для эффективной работы многослойных и импрегнированных инструментов. Такой износ — следствие нормального технологического процесса бурения, определяемого принципом работы алмазного инструмента.

Опыт показывает, что нормальный износ проявляется поразному. Для однослойных алмазных инструментов выделяется три стадии износа. В первой (начальной) стадии обработки при величине углубки до 20 % от максимальной происходит довольно интенсивный износ. Это период приработки инструмента, характеризующийся ростом механической скорости бурения. Вторая, более продолжительная стадия обработки



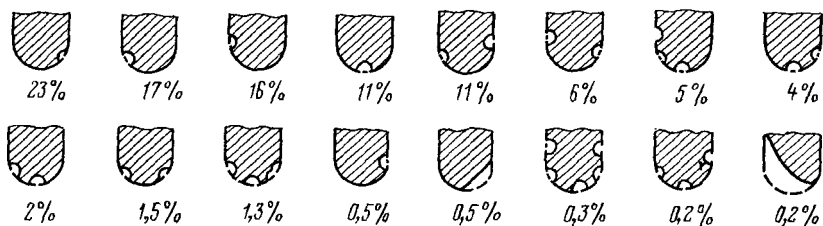


Рис. 10.11. Характерные формы износа матрицы алмазных коронок и частота их появления (в %) при бурении на месторождении Мурун-Тау

(около 60%), характеризуется медленным имеющим постоянную интенсивность износом и более или менее стабильной механической скоростью бурения либо постепенным ее снижением. И, наконец, для третьей стадии характерно резкое повышение интенсивности износа до полного выхода из строя с большой потерей алмазов и резкое снижение механической скорости бурения.

Для импрегнированного алмазного инструмента процесс износа несколько иной. В течение всего периода отработки износ растет с малоизменяющейся интенсивностью, а механическая скорость в начальный период отработки увеличивается, затем стабилизируется (до отработки на 80—90%) и, наконец, заметно снижается. Отсюда видно, что с точки зрения рационального использования алмазов эксплуатацию инструмента следует прекращать до наступления интенсивного износа, с которым связано выпадение зерен алмазов из матрицы и их полная потеря. Практически это наступает у однослойного алмазного инструмента при отработке на 80—85%. Импрегнированный инструмент, так же как и многослойный, рационально обрабатывать до полного износа объемных алмазов, при котором наступает резкое снижение механической скорости бурения.

Аномальный износ происходит в случае нарушения технологии отработки или правил эксплуатации инструмента, или при заводских дефектах. Может происходить скалывание алмазных зерен (до 40 % случаев), растрескивание алмазов (до 15 % случаев), выпадение алмазных зерен вследствие интенсивного износа матрицы (до 30 % случаев). Аномальный износ матрицы заключается в образовании кольцевых канавок по кромке торца матрицы (снаружи и внутри), по наружной и внутренней поверхностям и в торцевой части. Торцевая матрица может приобретать конусообразную асимметричную или симметричную форму, как показано на рис. 10.11 (по данным ВИТР). При этом может происходить интенсивное обнажение и выпадение алмазных зерен.

Катастрофический износ может быть связан с нарушением правил эксплуатации инструмента, с заводскими

Таблица 10.9

## Классификация видов износа и причин выхода из строя алмазных породоразрушающих инструментов

Вид износа	Характер износа	Причины износа или выхода из строя инструмента	Ситуации или факторы, определяющие характер и интенсивность износа
Нормальный	Постоянный равномерный износ зерен алмазов с образованием площадки притупления и матрицы по торцевой и боковым поверхностям	Абразивное воздействие породы и продуктов ее разрушения на элементы инструмента в процессе бурения	Свойства горных пород: твердость, трещиноватость, абразивность. Качество алмазов и матриц. Параметры технологических режимов процесса бурения
Аномальный	Чрезмерное обнажение зерен алмазов, их скалывание или выпадение из матрицы	Недостаточная износостойкость матрицы для данных условий бурения. Излишне большое количество шлама на забое	Несоответствие качества матрицы характеру разбуриваемых пород. Недостаточная интенсивность удаления продуктов разрушения (шлама)
	Полирование (зашифование) алмазных зерен в торце матрицы	Чрезмерная твердость матрицы для данных условий бурения. Отсутствие шлама под торцом инструмента.  Недостаточная осевая нагрузка (при бурении в твердых породах)	Несоответствие качества матрицы твердости пород. Чрезмерно высокая интенсивность удаления продуктов разрушения (шлама). Незначительная абразивность пород
	Образование кольцевых каналов или борозд по торцу матрицы по наружной боковой поверхности	Нерациональная схема размещения алмазных зерен по торцу матрицы. Наличие на забое выпавших из матрицы зерен алмазов, обломков твердого сплава. Неравномерное действие нагрузок и сил трения. Действие вибрации бурового снаряда	Проявление конструктивных недостатков — неполное перекрытие торца зернами алмазов. Несоответствие качества матрицы и режима удаления шлама с забоя условиям бурения. Наличие торцевого или радиального биения и вибраций бурового снаряда
	Сильный износ боковой поверхности матрицы и корпуса с образованием непараллельных торцу матрицы глубоких узких канавок, что приводит к отрыву матрицы	Абразивное воздействие шлама на боковые поверхности инструмента. Подклинивание кусочков керна	Зашламование в связи с недостаточной интенсивностью промывки. Недостаточная площадь сечения промывочных каналов. Трещиноватость горных пород

Аномальный	Несимметричный износ матрицы с образованием конуса, ступеньки или уступов на наружном и внутреннем краях	Неправильное чередование коронок с разной формой торца матрицы. Чрезмерная осевая нагрузка. Бурение по керну или разбуривание столбиков керна на забое. Бурение в суженном стволе (призабойной части скважины).	Несоответствие осевой нагрузки условиям работы. Оставление керна на забое. Бурение коронкой с уменьшенным наружным диаметром
	Абразивный износ резьбы	Неплотность резьбового соединения. Свинчивание загрязненного резьбового соединения	Циркуляция зашламованной жидкости через резьбовое соединение. Нарушение правил работы с буровым инструментом
Катастрофический	Образование трещин в матрице. Выкрашивание матрицы и сколы ее секторов	Чрезмерная осевая нагрузка. Продавливание керна при его самозаклинивании в коронке. Удары коронкой о забой и уступы в стволе скважины.  Заводской дефект	Несоответствие осевой нагрузки условиям работы коронки Трещиноватость и неоднородность пород. Нарушение правил эксплуатации при спуске бурового снаряда в скважину. Работа в суженной части скважины. Нарушение правил изготовления коронки
	Образование вмятин и борозд на матрице, деформация корпуса коронки	Действие металлических обломков или деталей, попавших на забой скважины	Наличие металлических обломков или деталей на забое скважины
	Прижог породоразрушающего инструмента	Нарушение теплового режима, приводящего к ухудшению условий охлаждения коронки и ее перегреванию	Уменьшение интенсивности или прекращение циркуляции охлаждающего агента
	Выпадение алмазных резцов и отрыв матрицы от короночного кольца	Эксплуатация инструмента, имеющего предельную степень износа	Нарушение правил отработки инструмента

дефектами или с возникновением аварийных ситуаций по разным причинам. В таких случаях выкрашивается матрица, деформируется коронка, образуются трещины в матрице, скалываются секторы матрицы и др.

Таким образом, износ алмазного инструмента может быть закономерным или постепенным и случайным с выходом его из строя и возникновением аварийной ситуации. Причины такого вида износа — нерациональная технология обработки, низкое качество, а также сложные геолого-технические условия бурения скважин. По этим признакам все причины износа можно разделить на чисто технические, технологические, геолого-технические и организационные.

К факторам, определяющим причины технического характера, относятся конструктивные параметры инструмента, его качество и состояние. Технологические причины связаны с самим процессом работы — технологическими параметрами режима бурения. К геолого-техническим факторам относятся: свойства и состояние горных пород, в толще которых бурят скважину (твердость, пластичность, хрупкость, трещиноватость, абразивность), параметры и состояние ствола скважины (диаметр, глубина, устойчивость стенок, наличие керна на забое или обломков породы и др.). Наконец, организационные причины определяются квалификацией персонала, несоблюдением трудовой дисциплины и плохой организацией работ, в частности, необеспеченностью техническими средствами, контрольно-измерительной аппаратурой, а в целом — системой управления производством. Исследования, проведенные ВИТР, показывают, что износ матрицы алмазной коронки по высоте зависит, прежде всего, от качества алмазов (31 %), нагрузки на коронку (21 %), твердости матрицы (14 %), частоты вращения (12 %) и других факторов (от 7,3 до 2 %).

Ненормальности, вызванные теми или иными причинами, могут привести к неправильным решениям или нарушениям соответствующих правил обработки инструмента, в частности: выбору инструмента, не соответствующего геолого-техническим условиям бурения, неправильному подбору параметров режима бурения, нарушению персоналом правил эксплуатации инструмента и т. д. Все это может привести к проявлению аномального или катастрофического износа инструмента и снижению эффективности его применения. В табл. 10.9 приведена классификация видов износа и причин выхода из строя алмазного инструмента.

Для того чтобы обеспечить высокие показатели обработки алмазного инструмента, необходимо управлять определяющими эти показатели факторами, начиная с их обоснованного планирования. Практически ряд показателей определяется директивными документами, в частности, расход алмазов на 1 м

пробуренной скважины, механическая и рейсовая скорости, которые используются в действующих нормах выработки при бурении геологоразведочных скважин.

В период отработки инструмента возникает необходимость оперативного управления процессом и принятия решений. При этом необходимо использовать различные средства (визуальные наблюдения за состоянием коронки и изменениями механической скорости бурения, расходом мощности на бурение и др.), широко применяя контрольно-измерительную аппаратуру. Большую роль в этом процессе играют квалификация и опыт бурильщика, который должен оперативно принимать решения.

Отсюда видно, что эффективность эксплуатации алмазного инструмента зависит от вполне определенных факторов, что позволяет сформулировать основные принципы рациональной методики его отработки, обеспечивающей получение максимальных значений  $v_m$ ,  $v_p$ ,  $l_k$  или  $l_d$  и минимальный расход алмазов  $q_a$  на 1 м пробуренной скважины:

- 1) подбор инструмента, соответствующего конкретным геолого-техническим условиям;
- 2) обоснованное определение рациональных параметров режима бурения;
- 3) своевременное прекращение эксплуатации инструмента;
- 4) соблюдение правил работы.

Нарушение этих принципов приводит к тому, что большое количество инструментов (от 20 до 50 %) преждевременно выходит из строя, и это влечет за собой перерасход алмазного сырья на 5—6 % годового потребления на нужды бурения. Происходит это часто по причине отсутствия нужного типоразмера инструмента или неумения подбирать инструмент в соответствии с условиями его эксплуатации, или, наконец, вследствие нарушения правил его отработки. Например, только в связи с нарушением режима охлаждения инструмента до 30 % аварий возникает вследствие его прижога.

Критериями рациональной отработки породоразрушающего инструмента служат:

- снижение механической скорости бурения;
- характер и степень износа, устанавливаемые при визуальном осмотре и с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (дефектоскопии);
- расчетная величина углубки на коронку;
- нормируемый расход алмазов;
- техника-экономические показатели работы коронки.

Использование этих критериев позволяет определить момент снятия инструмента с работы до его катастрофического износа. Порядок решения этого вопроса изложен в соответствующих инструкциях и методических указаниях по эксплуатации алмазного инструмента.

## **Подбор алмазного породоразрушающего инструмента и определение условий его эксплуатации**

Этот фактор в методике отработки алмазного инструмента играет большую, если не главную, роль. Типоразмер инструмента подбирают в соответствии с целью бурения, геолого-техническими условиями работ, а также с учетом сведений о свойствах пород и конструкции скважины. При необходимости получения керна используют алмазные коронки, а при бескерновом бурении — долота.

Практически при выборе алмазного инструмента пользуются существующими рекомендациями и опытом его отработки. Рациональность выбора будет зависеть от достоверности исходной информации и материально-технических возможностей партии или экспедиции. При этом очень важно подбирать комплект породоразрушающих инструментов на всю длину скважины по интервалам, различающимся характером пород и диаметром ствола. Кроме того, необходимо использовать возможности комбинированного бурения различными инструментами: алмазными, твердосплавными или шарошечными с отбором или без отбора керна.

При выборе колонок следует помнить, что показатели их работы зависят от комплекса факторов и в первую очередь от характера пород, конструктивных особенностей и режима бурения.

Так, исследованиями ВИТР установлена степень влияния различных факторов на механическую скорость бурения, величину углубки за рейс и износ алмазной коронки. Например, на механическую скорость бурения влияют частота вращения (22 %), твердость матрицы (16,2 %), нагрузка на коронку (15 %), насыщенность матрицы объемными алмазами (13,8 %), интенсивность промывки (12 %), зернистость объемных алмазов (3 %), число секторов в коронке (3 %), сорт алмазов (0,2 %) и т. д. На величину углубки за рейс влияют: нагрузка на коронку (18 %); зернистость объемных алмазов (11 %), насыщенность матрицы объемными алмазами (9 %) и т. д.

Учитывая, что по мере бокового износа породоразрушающих инструментов диаметр ствола скважины к концу каждого рейса уменьшается, следующий инструмент должен иметь либо несколько меньший наружный диаметр, чем у предыдущего в конце рейса, либо ствол скважины в призабойной части необходимо расширять.

В связи с этим каждый следующий рейс начинается с разбуривания (расширения) ствола скважины или приработки спущенного инструмента в течение некоторого времени. Чтобы сократить это время, в комплект бурового

снаряда рекомендуется включать расширитель, который калибрует скважину.

Таким образом, для бурения скважины рекомендуется подбирать коронки с учетом фактического диаметра так, чтобы каждая следующая коронка, спускаемая в скважину, имела бы наружный диаметр на 0,1—0,15 мм меньше предыдущей. Внутренний диаметр должен быть соответственно несколько больше во избежание заклинивания керна в коронке и выхода ее из строя. Если диаметр коронки в конце рейса уменьшается не более чем на 0,1—0,2 мм (для мягких пород больше, для твердых — меньше) и состояние объемных алмазов нормальное, коронка может быть использована в следующем рейсе. При этом следует помнить, что даже новые алмазные коронки имеют допуск по наружному диаметру от +0,2 до -0,1 и по внутреннему  $\pm 0,1$  мм.

Диаметр расширителя должен быть на 0,2—0,5 мм больше, чем диаметр коронки. Расширитель заменяют при тех же условиях, что и коронки. При бурении скважин в сравнительно мягких породах и небольшой глубины (до 100 м) расширители можно не применять. Диаметр заменяемого расширителя не должен отличаться от устанавливаемого более чем на 0,1—0,2 мм.

Все имеющиеся коронки до начала бурения должны быть тщательно измерены по диаметру и высоте матрицы. Для всех коронок устанавливается очередность спуска. Между двумя смежными коронками разница наружного диаметра должна быть не более 0,10—0,15 мм. Первыми используются коронки, имеющие наибольший наружный и наименьший внутренний диаметр или при одинаковом наружном диаметре наименьший внутренний. При повторном использовании коронок рекомендуется менять их положение относительно колонкового снаряда, пользуясь регулировочными кольцами, устанавливаемыми в стыке резьбового соединения с колонковой трубой. В зависимости от толщины кольца (2 или 3 мм) коронка не довинчивается относительно старого положения на 90, 180 или 270°.

Перед спуском каждой следующей коронки необходимо знать, на какой высоте и насколько заужен ствол скважины в призабойной части, проходит ли поднятый керн через опускаемую коронку. Характер и степень износа коронки, а также расширителя контролируются после каждого рейса. Пользуясь внешними признаками, можно судить об условиях работы коронки в рейсе.

Тонкошероховатая (матовая) поверхность рабочей части зерен алмазов свидетельствует о нормальных условиях режима ее работы и соответствии твердости матрицы абразивности породы. Чаще всего коронка теряет работоспособность вследствие шлифования или полирования зерен алмазов. В этом случае площадки износа зерен алмазов полируются до зеркального

блеска и алмазы перестают разрушать породу, скользя по поверхностям забоя.

Отшлифованная поверхность алмазов свидетельствует обычно о недостаточной осевой нагрузке. При невозможности ее увеличить такую коронку следует применять для бурения более абразивных и менее твердых пород. Грубошероховатая поверхность износа алмазных зерен указывает на превышение осевой нагрузки, что приводит к интенсивному износу алмазов.

Работоспособность зашлифованных коронок восстанавливается за счет снижения интенсивности промывки и увеличения количества шлама на забое (абразивных частиц), бурения по более абразивным проводам или по искусственному абразивному камню при частоте вращения 100—120 об/мин. осевой нагрузке 100—300 даН и интенсивности промывки 510 л/мин. Затачивать коронку можно струей воздуха, содержащей зерно кварцевого песка или карборунда размером 0,1—0,3 мм при давлении 0,4—0,6 МПа в течение 3—5 мин и соблюдении всех правил техники безопасности. При заточке пескоструйным способом нельзя допускать обнажения подрезных алмазов. По мере износа матрицы, в особенности у многослойных коронок, следует углублять промывочные каналы. В практике эксплуатации алмазного инструмента используется элетрохимический способ восстановления его работоспособности.

После каждого рейса и тщательного осмотра коронки определяют ее пригодность к дальнейшей работе с учетом достигнутой в предыдущем рейсе механической скорости.

Однослойные коронки считаются непригодными для дальнейшей эксплуатации при обнажении алмазов в торцевой части более чем на  $\frac{1}{3}$  их диаметра; при износе матрицы по высоте более чем на 0,5—0,9 мм и по внешнему и внутреннему диаметрам более чем на 0,5—0,7 мм в зависимости от зернистости алмазов и диаметра коронки (60—90 шт/кар — 0,5 мм; 40—60 шт/кар — 0,7 мм; 20—30 шт/кар — 0,9 мм); при углубке на коронку в пределах 85—90 % от расчетной величины, т. е. с учетом ее максимальной износостойкости в процессе отработки.

Многослойные коронки снимают с работы при износе матрицы по высоте более чем на 20 мм; при изменении наружного и внутреннего диаметров более чем на 0,5—0,7 мм. Импрегнированные коронки прекращают эксплуатировать при полном износе объемных алмазов или износе матрицы по диаметру на 0,5—0,7 мм.

Коронки любого типа снимают с работы при изменении профиля матрицы (появление конусности, борозды, фаски глубиной более 0,5—1 мм); при механических повреждениях (сколы, трещины, износ корпуса и др.) и выпадении алмазов, при зашлифовании алмазных зерен и снижении механической



скорости бурения более чем на 75 % от первоначальной; при сильной эрозии (размыве) матрицы.

### Подбор рациональных параметров режима бурения

Влияние параметров режима бурения в разных условиях проявляется по-разному. В общем случае при их форсировании механическая скорость возрастает. Следует отметить, что при выявлении зависимостей механической скорости бурения в разных условиях часто получают противоречивые результаты. Поэтому, очевидно, до сих пор нет достаточно четких представлений о влиянии того или иного параметра режима бурения на показатели работы алмазного инструмента.

Ряд исследователей устанавливает почти прямолинейный характер зависимости механической скорости бурения от

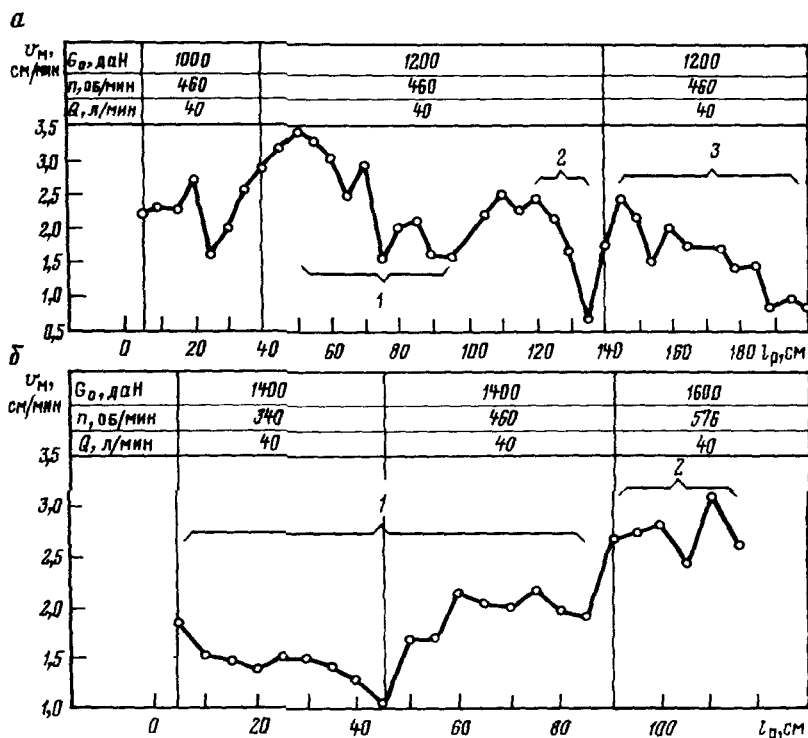


Рис. 10.12. Графики изменения механической скорости бурения в гранитах X категории по буримости:

а — однослойными алмазными коронками 01АЗД40К30, 1, 2 — интервалы самоподклинивания керна, 3 — интервал износа коронки с появлением фаски по торцу матрицы; б — импрегнированными коронками 02ИЗД150К 40, 1 — монолитные породы; 2 — слаботрециноватые породы

осевой нагрузки (суммарной или удельной) в достаточно широком диапазоне ее значений. Однако другие авторы приводят данные, показывающие экстремальную зависимость механической скорости при тех же значениях осевой нагрузки, или, наконец, устанавливают обратно пропорциональную связь. Это может быть связано либо с недостаточной корректностью проведения исследований, либо с проведением их по разной методике, либо с действительно различным характером проявления зависимостей в разных условиях, как это было показано ранее, либо, наконец, с поведением инструмента в тех или иных условиях — характером износа или подклиниванием керна.

Изменчивость условий бурения и получаемой механической скорости в рейсе при обработке алмазных коронок иллюстрируется практическими данными (рис. 10.12, по В. И. Марусу).

Исследованиями О. В. Иванова (ВИТР) установлена степень влияния отдельных параметров режима на  $v_m$  и износ коронок по высоте в зависимости от механических свойств пород. Так, при бурении по породам твердостью  $p_{ш}=40+80$  МПа наибольшее влияние на  $v_m$  оказывает частота вращения  $n$  (22 %), в меньшей степени — осевая нагрузка  $G_0$  (15 %) и еще в меньшей — интенсивность промывки  $Q$  (12 %). На износ инструмента по высоте в основном влияет  $G_0$  (21 %), меньшее  $n$  (14 %) и еще меньшее  $Q$  (7 %). При бурении по более твердым породам ( $p_{ш}=80$  МПа) степень влияния этих параметров иная: наибольшее значение приобретают  $G_0$  (37 %) и  $Q$  (21 %) и в меньшей степени на механическую скорость бурения влияет  $n$  (11 %).

Таким образом, эффективность алмазного инструмента зависит от совокупности параметров режима бурения, имеющих коррелятивную связь: при изменении одного из параметров меняется уровень влияния остальных. Поэтому однозначные результаты можно получить только при проведении многофакторных исследований.

При выборе параметров режима бурения следует руководствоваться отмеченными ранее закономерностями, проявляющимися по-разному для разных видов породоразрушающих инструментов и типов пород. Так как геолого-технические условия непрерывно меняются, параметры режима бурения также должны изменяться не только по всей скважине, но и в каждом рейсе: по мере смены пород, увеличения глубины скважины или уменьшения ее диаметра, после износа породоразрушающего инструмента или изменения других условий бурения — зашламование скважины, поглощение промывочной жидкости, встреча неустойчивых зон пород, вибрация снаряда и т. д.

Анализ влияния параметров режима бурения алмазным породоразрушающим инструментом позволяет сделать ряд практически полезных выводов.

При подборе рациональных параметров режима бурения необходимо учитывать: твердость, трещиноватость и абразивность пород, размер и качество алмазов, износ и расход алмазов, режим промывки, осевую нагрузку, диаметр и глубину скважины, диаметр, качество и сбалансированность бурильных труб, вибрации, выход керна, мощность привода станка, а также затраты средств на бурение 1 м скважины.

При рациональном сочетании частоты вращения, осевой нагрузки и режима промывки могут быть получены наиболее высокие механическая скорость бурения, углубка за рейс и на коронку при минимальной стоимости 1 м пробуренной скважины. Как известно, величина углубки на коронку в среднем колеблется от 30—40 мм и более, даже при бурении в породах одной и той же категории.

Ведущая роль из рассмотренных параметров режима бурения в более мягких породах принадлежит частоте вращения коронки, а в более твердых — осевой нагрузке. С увеличением твердости пород, частоты вращения и степени износа алмазных резцов нагрузка на коронку должна увеличиваться. Темп прироста механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения коронки с увеличением твердости пород уменьшается, а при бурении в очень твердых породах скорость бурения может даже снижаться. С ростом твердости и абразивности пород целесообразно снижать частоту вращения и повышать осевую нагрузку. С ростом механической скорости бурения интенсивность удаления продуктов разрушения должна увеличиваться (например, при уменьшении твердости пород или повышении осевой нагрузки). При бурении с промывкой глинистым раствором показатели работы алмазных коронок ухудшаются. Максимальной величине механической скорости соответствует минимальный расход алмазов.

В каждом конкретном случае рациональные значения параметров режима бурения подбирают с учетом технической характеристики и состояния бурового оборудования и инструмента.

Общие правила подбора параметров режима бурения при отработке алмазного породоразрушающего инструмента сводятся к следующему.

1. При бурении в достаточно монолитных или слаботрещиноватых твердых породах алмазный инструмент следует отрабатывать при возможно большей частоте вращения и рациональной осевой нагрузке, которые зависят от механических свойств пород, типа и состояния породоразрушающего инструмента, искривления скважин и других факторов.

2. При бурении в абразивных, сильнотрещиноватых или часто перемежающихся по твердости породах частота вращения, а соответственно и осевая нагрузка должны снижаться до минимальных значений в связи с повышенным расходом алмазов.

3. Использовать максимальную частоту вращения можно при небольшой глубине скважин и бурении в твердых, достаточно однородных, малоабразивных монолитных породах и отсутствии вибрации бурового снаряда коронками небольшого диаметра (не более 59 мм). С увеличением диаметра и глубины скважин частота вращения должна снижаться.

4. Осевая нагрузка, как правило, имеет экстремальные значения в пределах 65—135 даН на 1 см<sup>2</sup> площади торца породоразрушающего инструмента. Она должна повышаться с увеличением твердости горных пород и частоты вращения бурового снаряда до рационального значения. Бурение с нагрузкой ниже этого значения ведет к полировке алмазов, а с превышением — к зашламованию забоя и прижогу коронки. В том и другом случае не достигается максимальная механическая скорость бурения и увеличивается расход алмазов на 1 м скважины. При невозможности бурить с рациональным уровнем осевой нагрузки частота вращения снижается до получения максимального эффекта, соответствующего рациональному сочетанию этих параметров.

В случае бурения сильноабразивных, трещиноватых и часто перемежающихся пород осевую нагрузку следует снижать до 50 % величины, рекомендуемой для нормальных условий. По мере увеличения площади торца породоразрушающего инструмента, крупности алмазных зерен и степени их износа (затупления) осевую нагрузку надо увеличивать. При бурении по мягким пластичным породам, способным слипаться и закупоривать промывочные каналы или заполнять промежутки между зернами алмазов, осевую нагрузку следует также снижать до минимального значения, обеспечивающего получение приемлемой механической скорости бурения.

5. В качестве промывочной жидкости наиболее рационально использовать техническую воду, в которую полезно добавлять понизители твердости и коэффициента трения. Возможно применение сжатого воздуха. Только в осложненных геологотехнических условиях следует использовать глинистый раствор. Интенсивность промывки подбирается в зависимости от свойств пород, конструкции породоразрушающего инструмента и величины других параметров режима бурения — частоты вращения и осевой нагрузки.

Как было показано ранее, существуют рациональные значения интенсивности циркуляции промывочной жидкости, при которых достигается наибольший эффект. С увеличением механической скорости бурения и абразивности пород интенсивность промывки должна повышаться, а с увеличением твердости пород — снижаться. С ростом глубины скважины количество нагнетаемой жидкости увеличивается с учетом потерь ее в неплотных соединениях колонны бурильных труб.

Таблица 10.10

Категории пород по буримости	Твердость горных пород, МПа	Рациональные значения нагрузки (даН) при частоте вращения снаряда, об/мин				Количество промывочной жидкости на 1 см <sup>2</sup> площади торца коронки, л/мин
		71—102	153—182	237—298	470—490	
IX—X	400—600	600—700	700—800	800—900	900—1000	6,0—4,6
XI	600—800	700—800	800—900	900—1000	1000—1100	4,6—2,5
XII	800	1000—1100	1200—1300	1300—1400	1500—1600	2,5—2,0

6. Начинать бурение новыми одно- и многослойными коронками, армированными необработанными алмазами и коронками с выступающими над торцом матрицы объемными алмазами рекомендуется при минимальных частоте вращения и осевой нагрузке (200—400 даН) в течение 15—25 мин. Приработка однослойных коронок, армированных овализованными алмазами, протекает быстрее (5—10 мин) и при несколько больших значениях параметров режима бурения. Импрегнированные и многослойные коронки, армированные овализованными алмазами, такой приработки не требуют. После необходимой приработки коронок параметры режима бурения постепенно доводят до рациональных величин.

7. При смене диаметра инструмента в соответствии с выбранной конструкцией скважины забуривание ствола меньшего диаметра осуществляется при пониженной частоте вращения и с меньшей осевой нагрузкой специальным снарядом, хорошо центрирующимся в скважине.

Ниже приведены практические рекомендации ВИТР по параметрам режима бурения алмазными коронками.

Категория пород по буримости . . . . .	VIII—IX	X	XI	XII
Окружная скорость коронки, м/с . . . . .	4—4,5	3—3,5	2,4—2,8	1,6
Удельная нагрузка на забой, МПа . . . . .	8—10	9,5—10	10—12	12—12,5

В табл. 10.10 даны параметры режимов бурения импрегнированными коронками, рекомендуемые ВИТР.

### Технологические процессы

*Подготовка забоя скважины к бурению.* Успех отработки алмазного инструмента зависит в значительной степени от состояния забоя скважины, который должен быть без шлама, кусочков породы (керна) и посторонних предметов (обломки твердого сплава, зерен алмазов и др.). В связи с этим в конце предыдущего рейса забой тщательно промывают.

Кусочки породы или оставшийся столбик керна необходимо извлечь либо измельчить твердосплавным или шарошечным инструментом и удалить. Металлические предметы (зубья шарошечных долот, обломки твердосплавных резцов или других элементов бурового снаряда) должны быть удалены с забоя с помощью специальных ловушек и пауков, магнитными ловушками (ЛМ-59, ЛМ-76, ЛМ-93) или измельчены твердосплавной фрезой и вынесены путем интенсивной промывки.

При переходе бурения твердосплавным или шарошечным инструментом на алмазный до спуска колонны обсадных труб и после спуска скважину также следует очищать. За трубное пространство должно быть тщательно изолировано. При переходе на бурение алмазным инструментом забой скважины должен находиться в плотных устойчивых породах. Уступы, образующиеся при изменении диаметра скважины, должны быть расфрезерованы конической фрезой.

Перед спуском алмазного инструмента забой выравнивают и гладко зачищают с помощью шарошечного долота, присоединяемого к короткой колонковой трубе. В компоновку обязательно включают шламовую трубу. Промывка должна быть интенсивной, в пульсирующем режиме.

Забуривание ствола после изменения его диаметра лучше начинать импрегнированной алмазной коронкой, бывшей в работе, применяя буровой снаряд специальной конструкции, состоящей из колонковых труб двух диаметров, соединяемых ступенчатым переходником (колонковые наборы НК-59/46, НК-76/59, НК-93/76). Такой снаряд хорошо центрируется в скважине, а коническим переходником, армированным резцами, расфрезеровывают образующий уступ. Забуривание ведется при пониженных частотах вращения и осевой нагрузке ( $n=100\div150$  об/мин,  $G_0=400\div800$  даН), при интенсивной промывке ( $Q=60\div90$  л/мин). После каждого рейса длину колонковой трубы меньшего диаметра увеличивают. После углубления ствола на 3—4 м переходят на работу нормальным колонковым набором.

*Спуск бурового снаряда.* Приготовленный к спуску снаряд тщательно осматривают, замеряют, а результаты замеров записывают в журнал. Снаряд с алмазным инструментом надо спускать осторожно, без ударов, особенно при постановке его на забой. В случае сужения ствола скважины в конце предыдущего рейса продвигать его к забою следует с вращением и интенсивной промывкой со скоростью в 2—3 раза меньшей, чем скорость бурения в нормальных условиях, во избежание заклинивания керна или быстрого выхода инструмента из строя.

В интервалах скважины с препятствиями (уступы, потайные колонны обсадных труб, искривления и др.) спускать снаряд надо медленно. После резких ударов коронки о какое-либо

препятствие снаряд следует поднять на поверхность, осмотреть коронку и при наличии повреждений заменить ее. При встрече вывалившихся кусков породы из стенок скважин, оставшихся кусков керна категорически запрещается проталкивать снаряд с силой или разбуривать эти препятствия алмазной коронкой. Снаряд надо поднимать на поверхность и заменять алмазную коронку шарошечным долотом или другим инструментом. Последние 3—4 м до забоя снаряд с алмазной коронкой спускают с промывкой и ставят на забой. После закрепления бурильной трубы в зажимных патронах снаряд поднимают на 20—30 см и медленно ставят снова на забой с вращением и промывкой.

Особенно осторожно следует ставить снаряд на забой при наличии там несорванного в предыдущем рейсе столбика керна. Запрещается продавливать в колонковый снаряд куски оставшегося на забое керна. При высоте столбика керна более 10—20 см также запрещается спуск алмазной коронки. Перед спуском столбик керна должен быть обязательно разрушен, а продукты разрушения удалены.

*Процесс бурения.* Бурильщик, прежде всего, должен установить заданный режим, используя контрольно-измерительную аппаратуру, а по мере изменения условий бурения — корректировать его, для чего он постоянно должен следить за показаниями приборов и режимов работы оборудования, добиваясь максимальной механической скорости бурения. Снижение последней может происходить вследствие затупления или зашлифования алмазных резцов, а также при переходе в более твердые породы. В этих случаях надо плавно повышать осевую нагрузку до предельного значения. Если это дает небольшой эффект, можно уменьшить интенсивность промывки и восстановить работоспособность зашлифованной коронки шламом, скапливающимся на забое.

Снижение механической скорости бурения может произойти при переходе из твердых пород в мягкие и бурении с повышенной нагрузкой. Критерием является повышение давления на манометре насоса. В этом случае следует снизить осевую нагрузку, а иногда и частоту вращения и увеличить интенсивность промывки. В противном случае может возникнуть прижог коронки. При встрече трещиноватых пород механическая скорость бурения может повышаться. С целью сохранения работоспособности коронки в этом случае необходимо снизить осевую нагрузку и частоту вращения.

Включать вращение бурового снаряда после остановок следует при разгруженной коронке и наличии циркуляции жидкости. Нельзя длительное время вращать недогруженную коронку, так как это может привести к зашлифованию и разрушению алмазов вследствие вибраций и ударов коронки о забой.

Режим промывки скважины — важный показатель работы алмазного инструмента. Могут происходить колебания давления и расхода жидкости или прекращение выхода жидкости из устья скважины. Повышение давления в циркуляционной системе может возникнуть вследствие износа коронки, зашлифования алмазов, разрушения алмазных зерен и образования кольцевых канавок по торцу матрицы, закупорки промывочных каналов. С ростом давления жидкости может быть связан, прежде всего, прижог коронки. В этом случае рекомендуется приподнять снаряд и снова поставить его на забой. Давление должно сперва уменьшиться, а потом возрасти, если это связано с перечисленными причинами. Тогда бурение прекращается и снаряд поднимают на поверхность.

Давление промывочной жидкости может увеличиваться при подклинивании керна в колонковом снаряде и частичной закупорке промывочных каналов. В этом случае рекомендуется приподнять снаряд несколько раз над забоем на высоту 4—5 см и снова опустить его. Если давление не снизится, следует прекратить бурение и поднять снаряд на поверхность.

Давление промывочной жидкости в циркуляционной системе может резко увеличиться с одновременным уменьшением или прекращением выхода ее на поверхность при завале снаряда породой или шламом, скопившимся в скважине, а также при прижоге коронки. Это сопровождается повышением крутящего момента и нередко обрывом бурильных труб. В такой ситуации необходимо приостановить вращение снаряда и, не выключая промывки, принять меры по ликвидации аварии.

Уменьшение давления промывочной жидкости может быть связано с большими ее утечками через неплотные соединения бурового снаряда при износе или ослаблении резьбовых соединений, а также при поглощении промывочной жидкости или обрыве колонны бурильных труб. Последнее сопровождается снижением крутящего момента, даже при уменьшении количества подаваемой в скважину жидкости, плавным вращением снаряда и замедленной остановкой его после выключения вращателя, уменьшением веса снаряда, фиксируемым прибором.

В первых двух случаях при временном снижении количества подаваемой в скважину жидкости крутящий момент начнет возрастать, с чем будет связано повышение мощности на вращение снаряда. Для продолжения бурения в таких условиях необходимо увеличивать количество жидкости, нагнетаемой в скважину, а после извлечения снаряда на поверхность принять меры по уплотнению резьбовых соединений (затянуть ослабленные резьбы, использовать леньковую подмотку, заменить изношенные элементы соединений).

В процессе бурения может резко измениться давление промывочной жидкости в циркуляционной системе, что сопровож-



дается неравномерным вращением снаряда, резкими ударами (стуком), колебаниями крутящего момента и снижением механической скорости бурения. Это может быть связано с самозаклиниванием керна, разрушением его в коронке и колонковой трубе, закупоркой циркуляционных каналов разрушенным керовым материалом. При таком осложнении рекомендуется снижать на 10—15 мин осевую нагрузку до 100—150 даН, после чего плавно повышать ее до нормального уровня. Если это не помогает, бурение прекращают и снаряд поднимают на поверхность. Категорически запрещается продавливать керн в колонковый снаряд резким увеличением нагрузки, так как это может привести к выходу из строя коронки, керноприемной трубы (в случае применения ДКС) или прижогу коронки.

В процессе бурения скважин не рекомендуется отрывать коронку от забоя или расхаживать снаряд без крайней необходимости, в особенности при использовании кернаврательного устройства. Это приводит к попаданию кусочков керна под торец коронки и их переизмельчению, подклиниванию керна (что вызывает разрушение алмазов и матрицы), уменьшению механической скорости бурения и процента выхода керна, повышенному расходу алмазов. Кроме того, при расхаживании снаряда неизбежны удары коронки о забой, что также способствует разрушению и выкрашиванию алмазов.

Перекрепление шпинделя станка, наращивание колонны бурильных труб, а также заклинивание керна надо проводить без подъема снаряда над забоем. Во избежание зашламования перед этими операциями забой скважины должен быть хорошо очищен от шлама интенсивной промывкой. При значительной длине бурового снаряда (более 300 м) перед подкреплением зажимных патронов его надо подвесить на тросе лебедки или на вилке без отрыва коронки от забоя. При перекреплении шпинделя станка необходимо следить за полным освобождением плашек зажимных патронов. Последний не должен доходить до верхнего крайнего положения на 10—15 см на случай необходимости приподнять снаряд после закрепления зажимных патронов.

В случае появления вибраций бурового снаряда следует их устранять изменением частоты вращения, более точной центровкой ведущей трубы, подтягиванием всех креплений станка, заменой погнутых и дефектных труб в снаряде и применением специальных средств борьбы с вибрацией снаряда.

*Продолжительность рейса и величина углубки скважины за рейс.* Эти показатели в значительной степени определяют уровень производительности труда при бурении алмазным породоразрушающим инструментом. В общем случае чем они больше (при должном уровне механической скорости), тем выше производительность труда. Практически работоспособ-

ность алмазного инструмента позволяет углублять скважину на десятки и даже сотни метров без подъема инструмента на поверхность. Но эта возможность реализуется полностью только при бескерновом бурении или при использовании снарядов со съемными керноприемными устройствами (ССК), позволяющими бурить с отбором керна без подъема бурового снаряда до полной отработки алмазной коронки.

При использовании же обычных снарядов продолжительность рейса и величина углубки за рейс ограничиваются различного рода причинами, имеющими организационно-методический, технический, технологический или случайный характер. Прежде всего, продолжительность рейса при бурении с отбором керна ограничивается необходимостью сохранить керн. При длительном воздействии вращающегося колонкового снаряда керн разрушается и количество его уменьшается. В случае избирательного разрушения керна резко снижается его представительность. В связи с этим углубка за рейс нормируется и обычно величина ее ограничивается. Этим же показателем регламентируется и продолжительность рейса.

Прекращение рейса может быть вынужденным и по ряду других причин: ограниченная длина колонковой трубы (до 70 % случаев); преждевременный выход из строя породоразрушающего инструмента (до 25 %); самозаклинивание керна в коронке или колонковом снаряде (20—70 %); аварийная ситуация (до 6 %). Во всех этих случаях, как правило, механическая скорость бурения снижается настолько, что рейс прерывается и снаряд поднимают на поверхность. Поэтому с целью повышения производительности труда необходимо принимать меры, устраняющие причины преждевременного прекращения рейса.

Наиболее распространенная причина прекращения рейса — самозаклинивание керна, что может происходить, прежде всего, при бурении по малопрочным, трещиноватым и неоднородным по твердости породам. Самозаклинивание керна происходит особенно часто при встрече снаряда с плоскостями делимости пород под острым углом [12]. Самозаклиниванию способствуют: напор потока промывочной жидкости при прямой промывке, вибрации снаряда, перерывы в процессе бурения, неблагоприятное сочетание параметров режима бурения.

Самозаклинивание керна может произойти при перекосе кернорвательного кольца, при увеличении диаметра керна в случае износа внутренней части матрицы коронки, при использовании кривых колонковых труб, после прекращения циркуляции жидкости в результате оседания частиц шлама внутри колонковой трубы и в других случаях. Поэтому все известные меры борьбы за сохранность керна могут привести к увеличению углубки за рейс и длительности рейса. Практика показы-

вает, что с помощью ряда мер углубку за рейс при бурении с получением керна можно довести до 8—10 м, тогда как в обычных случаях она не превышает 6 м и в среднем около 2 м.

Отработка алмазных долот приобретает особое значение в связи с тем, что по сравнению с работой алмазных коронок в этом случае исключаются ограничения, связанные с получением керна. Поэтому в нормальных условиях углубка за рейс алмазным долотом может быть равна его износостойкости. Для определения рациональной продолжительности рейса или, точнее, времени работы долота без подъема его на поверхность пользуются различными критериями.

К этим критериям относятся: максимальная рейсовая скорость бурения, условно допустимое минимальное значение механической скорости бурения, минимальная стоимость 1 м проходки скважины, уровень потребляемой долотом мощности или максимальные значения произведения мгновенной механической скорости бурения и времени бурения с начала рейса, величины углубки на долото и средней механической скорости бурения. Все эти способы определения рациональной продолжительности рейса основаны на непрерывной регистрации некоторых показателей и необходимости периодических подсчетов (при этом не учитывается изменение условий бурения).

*Окончание рейса.* При окончании рейса перед подъемом бурового снаряда скважину очищают от шлама интенсивной промывкой, заклинивают и срывают керн. После промывки скважины резко приподнимают снаряд над забоем на высоту 5—8 см с одновременным вращением.

В качестве заклиночного материала используется битое стекло или кусочки твердых горных пород (кварца). Обычно готовят две порции заклиночного материала с размером частиц 1—1,5 и 1,5—2,5 мм. Объем каждой порции 100—150 см<sup>3</sup>. Для заклинивания керна трещиноватых пород используются кусочки алюминиевой проволоки длиной до 3—5 мм и диаметром 1,5—2,5 мм. После промывки скважины в бурильные трубы засыпают первую порцию заклиночного материала из частиц размером 1—1,5 мм, а затем вторую, состоящую из более крупных фракций (1,5—2,5 мм). Во время засыпки полезно стучать по бурильным трубам.

Затем к трубам присоединяют сальник и включают насос. Заклиночный материал уплотняется в зазоре между керном и короной, в связи с чем поднимается давление на насосе. Затем на короткое время включают вращение снаряда при небольшой осевой нагрузке (100—200 даН). Если давление на манометре при этом упадет — керн не заклинен и не сорван. В таком случае операцию повторяют. После срыва керна снаряд поднимают на поверхность, соблюдая осторожность во избежание потери керна, без резких рывков и остановок.

Все работы, выполняемые за смену, параметры бурового снаряда, режимы бурения, состояние породоразрушающего инструмента и скважины должны быть подробно и точно записаны в буровом журнале и сменном рапорте.

### Технико-экономические показатели отработки алмазного породоразрушающего инструмента

Технико-экономическими показателями (ТЭП) отработки алмазного инструмента являются: механическая скорость бурения, углубка за рейс и на один инструмент, расход алмазов на 1 м пробуренного ствола скважины. Значения этих показателей зависят от многих факторов, связанных с конструктивными особенностями инструмента и методикой их отработки, рассмотренной ранее. Только при рациональном решении всех вопросов возможно получить достаточно высокие показатели.

Существенная роль в формировании показателя расхода алмазов — возврат не используемой в процессе отработки инструмента части алмазов для повторного применения, что является одним из правил их эксплуатации. Возврат алмазов зависит от технологии и степени отработки инструмента. При рациональной отработке до определенной степени их износа возврат алмазов существенно выше, а следовательно, и их расход на 1 м скважины снижается, о чем свидетельствуют данные, приведенные в табл. 10.11.

Таблица 10.11

Расход алмазов при бурении в зависимости от степени износа коронки

Тип коронки	Сорт объемных алмазов	Степень износа коронки	Число коронок	Общее количество алмазов в коронках, кар	Количество извлеченных алмазов		Удельный расход алмазов, кар/м	
					кар	% от общего числа	общий	за вычетом извлеченных алмазов
Однослойные	Высококачественные	До предела	60	690	336	48,6	0,535	0,276
		До рационального уровня	90	1055	682	66,0	0,324	0,116
	Низкосортные	До предела	658	6906	2244,5	32,5	0,739	0,498
		До рационального уровня	527	4870,5	309,2	63,6	0,475	0,173
Многослойные	Низкосортные	До предела	228	2391,5	809,9	33,9	0,684	0,452
		До рационального уровня	94	759,4	306,0	47,4	0,572	0,300

Из приведенных данных видно, что возврат алмазов тем выше, чем выше их качество; возврат из однослойных коронок выше, чем из многослойных, в 1,3—1,4 раза и на 15—30 % больше при рациональной степени износа. Предельной степенью износа является такая, превышение которой приводит к снижению технико-экономических показателей по механической скорости бурения и расходу алмазов.

Министерством геологии СССР устанавливаются нормы расхода алмазов на 1 м пробуренной скважины в зависимости от качества (сорта) используемых алмазов и условий бурения. Поэтому необходимо вести отработку инструмента так, чтобы расход алмазов не превышал установленные нормы при условии получения высоких технических показателей. Нормально отработанный алмазный инструмент должен возвращаться на завод-изготовитель для рекуперации (извлечения) и повторного использования алмазов.

Экономическая эффективность применения алмазного инструмента, таким образом, определяется достигаемой при бурении скважин механической скоростью бурения, величиной углубки и расходом алмазов на 1 м пробуренного ствола скважины с учетом возврата алмазов после рекуперации.

## Глава 11

### **ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМ ИНСТРУМЕНТОМ ШАРОШЕЧНОГО ТИПА**

#### **11.1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ШАРОШЕЧНОГО ИНСТРУМЕНТА**

При отработке породоразрушающего инструмента следует учитывать, что изнашивается не только его вооружение (рабочие элементы), но и опоры. Причем характер и интенсивность износа вооружения шарошек зависят как от режима работы инструмента, так и от свойств горных пород, в частности, их твердости, абразивности и трещиноватости. Этими факторами и определяется в основном технология бурения шарошечным инструментом.

Известно, что объем разрушаемой в единицу времени породы при вращательно-ударном бурении зависит от энергетических параметров силового воздействия на нее инструментом, что в свою очередь определяется параметрами технологического режима работы инструмента: осевой нагрузкой  $G_0$ , скоростью соударения  $v_c$  и временем контакта  $t_k$  зубьев шарошек с породой, на которые влияют частота вращения  $n$ , конструктивные параметры шарошек (шаг зубьев  $S$ , геометрическая форма и кинематика движения), а также интенсивность удаления продуктов разрушения.

Действие всех этих факторов коррелятивно взаимосвязано: изменение одного из них влечет за собой необходимость изменения других с целью получения высокой эффективности работы инструмента. Влияние осевой нагрузки зависит от характера пород, конструктивных параметров шарошек и их кинематической характеристики. Многими исследователями отмечается степенная зависимость механической скорости бурения шарошечными долотами от осевой нагрузки:

$$v_m = K G_0^x, \quad (11.1)$$

где  $K$  и  $x$  — коэффициент и показатель степени, зависящие от параметров режима бурения, свойств разбуриваемых пород и конструктивных элементов долота.

Значения показателя степени  $x$  могут изменяться в пределах  $0 < x < 3$ . При всей сложности рассматриваемой зависимости бесспорным является тот факт, что с ростом осевой нагрузки механическая скорость бурения увеличивается. Меняется только характер этой зависимости или темп прироста механической скорости.

Исследуя зависимость  $v_m = f(G_0)$ , Л. А. Шрейнер выделяет три стадии ее изменения: I стадия — замедленный прямо пропорциональный рост, соответствующий области поверхностного разрушения породы (при совершенно недостаточном уровне  $G_0$ ); II стадия — нарастающая интенсивность роста  $v_m$  (при значениях  $G_0$ , близких к пределу прочности породы на вдавливание); III стадия — интенсивный рост  $v_m$  с линейной зависимостью при значениях  $G_0$ , превышающих предел прочности породы на вдавливание (рис. 11.1, а).

По данным других исследователей, характер зависимости  $v_m = f(G_0)$  меняется при изменении условий работы породоразрушающего инструмента на забое, в частности степени очистки его от продуктов разрушения и характеристики пород. Так, по данным В. С. Федорова, в условиях наиболее совершенной очистки забоя от продуктов разрушения при определенном уровне осевой нагрузки наблюдается IV стадия изменения  $v_m = f(G_0)$ , характеризующаяся спадом интенсивности прироста механической скорости, и V стадия, характеризующаяся падением  $v_m$  (рис. 11.1, б). При недостаточно интенсивной очистке забоя меняется не только общий уровень  $v_m$ , но и характер самой кривой. Уменьшение механической скорости бурения, несмотря на рост осевой нагрузки, в V стадии может быть связано с ухудшением условий удаления продуктов разрушения при внедрении зубьев шарошек на большую глубину.

Ю. В. Потанов и В. В. Симонов получили ряд кривых, характеризующих связь  $v_m$  с  $G_0$  для разных пород при разбуривании их серийным долотом диаметром 140 мм (рис. 11.1, в). Полученные зависимости подтверждают уста-

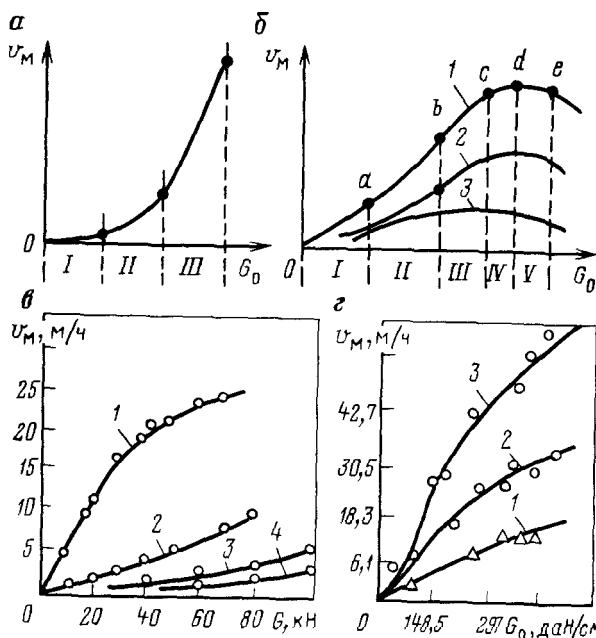


Рис. 11.1. Графики, характеризующие влияние осевой нагрузки  $G_0$  на механическую скорость бурения  $v_M$ :

$a$  — по Л. А. Шрейнеру,  $б$  — по В. С. Федорову,  $1$  — при наиболее рациональной очистке забоя от продуктов разрушения,  $2$  — при среднем уровне очистки,  $3$  — при плохой очистке забоя от шлама;  $в$  — по Ю. Ф. Потапову и В. В. Симонову,  $1$  — бурение в известняке,  $2$  — бурение в мраморе,  $3$  — бурение в граните,  $4$  — бурение в кварците;  $г$  — по данным зарубежной практики,  $1$  —  $n = 20$  об/мин,  $2$  —  $n = 50$  об/мин,  $3$  —  $n = 100$  об/мин

новленную закономерность, но при этом не был достигнут максимум механической скорости бурения, даже при разрушении породы на глубину, превышающую высоту зубьев. Превышение глубины разрушения породы над высотой зубьев характерно, видимо, для пород хрупких и хрупко-пластичных.

Экстремальное значение механической скорости бурения можно получить, очевидно, только при разбурировании высокопластичных пород (без хрупкого разрушения) или при плохой очистке забоя от продуктов разрушения. Снижение темпа прироста  $v_M$  (кривая  $1$  на рис. 11.1,  $в$ ) объясняется в данном случае увеличением контактной площади зубьев шарошек, ухудшением условий разрушения породы между двумя одновременно внедрившимися в породу зубьями и удаления продуктов разрушения.

По данным зарубежных исследователей, характер зависимости  $v_M = f(G_0)$  имеет аналогичный вид при бурении долотом диаметром 121 мм с интенсивностью промывки 6,5–8 л/с водой и с разной частотой вращения (рис. 11.1,  $г$ ).

Таким образом, установлена определенная связь  $v_m$  с уровнем  $G_0$ . При недостаточно высоком уровне осевой нагрузки ( $G_0 < p_{ш}$ ) наблюдается малоэффективное поверхностное разрушение породы. В случае близких значений  $G_0$  и  $p_{ш}$  наступает более эффективное усталостно-объемное разрушение. Наконец, при  $G_0 \geq p_{ш}$  происходит наиболее существенное объемное разрушение пород. Причем для пород более мягких увеличение  $G_0$  дает прирост  $v_m$  практически до полного погружения в породу зубьев шарошек, но с какого-то значения  $G_0$  темп прироста механической скорости бурения начинает падать, что связывается с увеличением площади контакта зубьев шарошек с породой. Поэтому зависимость  $v_m = f G_0$  для мягких пород имеет степенной характер.

При бурении в более твердых породах (VIII—X категорий по буримости) внедрения зубьев на большую глубину достигнуть практически невозможно даже при очень высокой  $G_0$ . В таких условиях происходит поверхностное или в лучшем случае усталостно-объемное разрушение породы и зависимость  $v_m = f G_0$  имеет линейный вид.

Эффективность работы шарошечного инструмента существенно зависит от частоты его вращения, с которой связаны скорость соударения и время контактов зубьев шарошек с породой, а также количество актов воздействия зубьев на породу в единицу времени. Влияние последнего фактора совершенно очевидно — чем больше актов воздействия в единицу времени, тем выше скорость бурения. Влияние других факторов проявляется более сложно. Например, увеличение скорости соударения, как доказано исследованиями Л. А. Шрейнера и других авторов, сказывается положительно только до определенного момента, зависящего, прежде всего, от ряда механических свойств горных пород, конструктивных параметров породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения. Так, для мрамора максимальный объем разрушения достигается при скорости соударения около 10 м/с (рис. 11.2, а). Глубина лунки разрушения при этом превышает 4 мм. С увеличением  $v_c$  до 40,4 м/с глубина лунки уменьшается до 2,7 мм.

Для более твердых хрупких пород наблюдается другая картина. Так, при воздействии индентора на кварцит при  $v_c = 10,6$  м/с глубина лунки  $h$  составляет 4,2 мм; при  $v_c = 18,6$  м/с глубина  $h = 5$  мм; при  $v_c = 38,2$  м/с глубина  $h = 6,5$  мм. Такая зависимость  $h = f(v_c)$  связывается с влиянием времени нагружения индентора или времени контакта его с породой  $t_k$ . Для различных пород имеются разные оптимальные значения  $v_c$  и соответственно  $t_k$ , при которых наблюдается максимальный эффект разрушения породы.

Эта зависимость проявляется хорошо при работе породо-



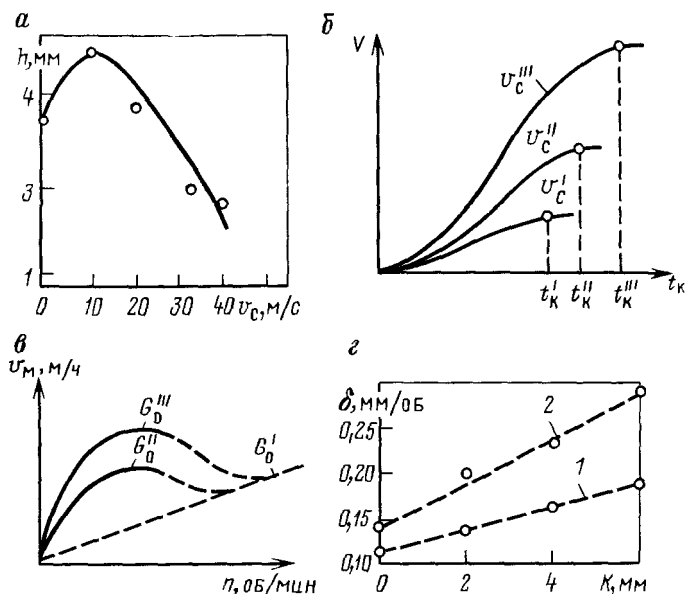


Рис. 11.2. Графики зависимости эффективности разрушения горных пород от различных факторов:

*a* — глубины внедрения зуба шарошки  $h$  от скорости соударения его с породой  $v_c$ ; *б* — объема разрушенной породы  $V$  от времени контакта  $t_k$  зуба с породой при разной скорости соударения ( $v_c^I < v_c^{II} < v_c^{III}$ ); *в* — механической скорости бурения  $v_m$  от частоты вращения  $n$  при разных значениях осевой нагрузки ( $G_0^I < G_0^{II} < G_0^{III}$ ); *г* — величины углубки забоя  $\delta$  за один оборот долота от величины смещения осей шарошек  $K$  и времени контакта зубьев с породой  $t_k$ , 1 —  $t_k = 6,5$  мс, 2 —  $t_k = 34$  мс

разрушающего инструмента дробяще-скалывающего действия. При изменении частоты вращения шарошек меняется и скорость соударения их зубьев с породой. Но получение максимального эффекта разрушения породы зависит еще и от времени контакта  $t_k$ , которое также имеет оптимальную величину для разных значений скорости соударения, как это доказано исследованиями, проведенными во ВНИИБТ (рис. 11.2, б).

Дальнейшее увеличение времени контакта практически не приводит к росту объема разрушения или глубины образующихся лунок. Поэтому, очевидно, при увеличении частоты вращения инструмента глубина лунок вначале растет, а затем уменьшается. В связи с этим наблюдается также изменение и механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения, но только при условии объемного разрушения породы, как это видно на рис. 11.2, в, полученном В. С. Федоровым.

До критических значений частоты вращения механическая скорость растет почти линейно, а затем начинает падать до уровня скорости, достигаемой при поверхностном разрушении породы, что происходит при явно недостаточном уровне осевой

нагрузки  $G_0$ . В этом случае зависимость  $v_m = f(n)$  имеет линейный характер (кривая  $G'_0$  на рис. 11.2, в). Таким образом, для случая объемного разрушения породы зависимость  $v_m = f(n)$  носит степенной характер и может быть выражена в общем случае уравнением вида:

$$v_m = K n^x, \quad (11.2)$$

где  $K$  — коэффициент пропорциональности;  $x$  — показатель степени.

В случае объемного разрушения породы линейный характер зависимости  $v_m = f(n)$  наблюдается до определенного значения  $n$ , после которого интенсивность роста  $v_m$  снижается, показатель степени  $x < 1$ . Практически линейно-степенной характер изменения  $v_m$  имеет место для известняка, например, при увеличении частоты вращения до 1000 об/мин. Для других пород такая зависимость сохраняется только до 300 или до 500—600 об/мин.

При работе инструмента в режиме поверхностного разрушения зависимость  $v_m = f(n)$  носит линейный характер и предела частоты вращения теоретически не должно быть ( $x=1$ ). Увеличение механической скорости при этом связывается только с ростом частоты поражения забоя зубьями шарошек в единицу времени. Этим можно объяснить линейное увеличение механической скорости бурения при доведении частоты вращения до 4500 об/мин при осевой нагрузке 500 даН на долото диаметрами 97; 121 и 146 мм без получения максимума (по данным А. А. Минина, Н. А. Погарского и К. А. Чефранова). В этом случае время контакта зубьев шарошек с породой практически роли не играет. Но при этом резко растут энергоемкость процесса и износ породоразрушающего инструмента.

Таким образом, повышение частоты вращения с целью увеличения актов воздействия зубьев шарошек на забой в единицу времени и скорости соударения зубьев с породой в известных пределах имеет положительное значение. Но это приводит к уменьшению времени контакта зубьев шарошек с породой и соответственно объемов разрушаемой породы и в итоге к снижению конечных результатов работы инструмента. Устранить это противоречие можно только за счет изменения шага зубьев и величины смещения шарошек, так как от этих параметров зависит время их контакта при взаимодействии с породой. Действительно, время контакта является величиной, обратной частоте ударов,

$$t_k = 1/\psi = 60/n_{\text{ш}} z_{\text{ср}}, \quad (11.3)$$

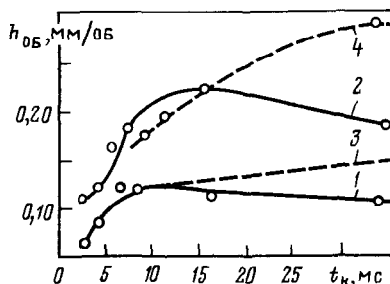
где  $\psi$  — частота ударов, уд/мин;  $n_{\text{ш}}$  — частота вращения шарошки, об/мин;  $z_{\text{ср}}$  — среднее число зубьев в одном венце шарошки

$$z_{\text{ср}} = 2\pi r_{\text{ш}}/S, \quad (11.4)$$

$r_{\text{ш}}$  — радиус венца шарошки;  $S$  — шаг зубьев в венце).

Рис. 11.3. Зависимость углубки за один оборот долота  $h_{об}$  от времени контакта зубьев с породой  $t_k$  при бурении в мраморе с осевой нагрузкой  $G_0 = 1160$  даН долотом диаметром 132 мм:

1,2 — с шагом зубьев  $S_1$ ; 3,4 — с шагом зубьев  $S_2 = 2S_1$ ; 1,3 —  $K = 0$  2,4 —  $K = 6$  мм



Тогда, подставив в выражение (11.3) значение  $z_{ср}$ , получим

$$t_k = 30S/\pi r_{ш} n_{ш}, \quad (11.5)$$

$$n_{ш} = n_d D_d / D_{ш}, \quad (11.6)$$

где  $n_d$  — частота вращения долота;  $D_d$ ,  $D_{ш}$  — диаметры долота и шарошки.

Следовательно,

$$t_k = \frac{30S}{(\pi D_{ш}/2)(n_d D_d / D_{ш})},$$

или

$$t_k = 60S/\pi D_d n_d = 19,1S/D_d n_d,$$

откуда

$$n_d = 19,1S/D_d t_k. \quad (11.7)$$

Таким образом, при повышении частоты вращения с целью сохранения рационального времени контакта следует применять шарошки с увеличенным шагом, что позволяет получить более эффективные результаты при рациональном значении  $t_k$ . Время контакта периферийных зубьев шарошек увеличивается также с ростом смещения осей шарошек  $K$ , что наглядно подтверждается данными, полученными исследователями при бурении мрамора (рис. 11.2,  $z$ ).

Следовательно, увеличение шага зубьев и смещение оси шарошек до известных пределов позволяет получить достаточно оптимальные значения  $t_k$  при повышенной частоте вращения, что обеспечивает рост эффективности разрушения породы, как это видно на рис. 11.3: при  $K=0$  величина углубки забоя за один оборот долота  $h_{об}$  наименьшая, а при  $K=6$  мм — наибольшая. При этом установлено, что с увеличением  $t_k$  до определенных значений за счет снижения частоты вращения с 750 до 200 об/мин величина углубки резко возрастает в случае применения шарошек с увеличенным вдвое шагом и с какого-то момента ( $t_k = 10 \div 15$  мс) снижается при работе шарошек с меньшим шагом.

Таким образом, при увеличении  $n_d$  в случае объемного разрушения породы величина углубки за один оборот снижается, что связывается для упруго-хрупких пород с уменьшением  $t_k$  и увеличением сопротивления пород разрушению. Несмотря на это, механическая скорость бурения может расти. Это происходит за счет увеличения частоты воздействия зубьев на забой в единицу времени. Но с какого-то значения этот фактор не компенсирует снижения величины углубки забоя за один оборот и механическая скорость бурения начнет уменьшаться.

Следовательно, определять рациональную частоту вращения долота необходимо с учетом диаметра долота  $D_d$ , шага зубьев  $S$ , смещения осей шарошек  $K$  и времени контакта зубьев с породой  $t_k$ .

По данным некоторых исследователей, рекомендуется  $t_{k \geq 10 \div 15}$  мс, а в некоторых случаях не менее 7 мс. При меньших значениях  $t_k$  не будет объемного разрушения породы. Величина шага зубьев определяется конструктивными параметрами, поэтому для конкретных условий важно подбирать инструмент с нужным шагом зубьев. Следует помнить, что с увеличением частоты вращения повышаются динамические нагрузки, а это приводит к более интенсивному износу опор. В связи с этим при работе с повышенной частотой вращения рекомендуется использовать наддолотные амортизаторы.

## 11.2. ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

Осевая нагрузка. При определении рациональной величины осевой нагрузки следует учитывать тип и размер породоразрушающего инструмента, свойства пород, прочность и компоновку бурового снаряда, степень его изношенности, а также мощность привода. В конечном счете всегда надо стремиться к соблюдению известного условия

$$G_0 \geq K S_k p_{ш}, \quad (11.8)$$

где  $K$  — коэффициент, учитывающий действие динамических нагрузок и влияние забойных условий;  $S_k$  — площадь контактной поверхности зубьев долота, внедряющихся одновременно в породу,  $\text{см}^2$ ;  $p_{ш}$  — твердость породы по штампу, Па.

Динамическая нагрузка тем выше, чем больше жесткость низа бурильной колонны, шаг зубьев шарошек, частота вращения долота и твердость породы. С увеличением коэффициента скольжения долота динамическая нагрузка уменьшается. Отношение динамической нагрузки к статической может колебаться от величины, близкой к единице, до значений, близких к нулю. По сведениям ряда исследователей, коэффициент  $K$ , учитывающий забойные условия разрушения пород, изменяется в пределах 0,3—1,6.

Таблица 11.1

Удельная нагрузка на 1 см диаметра долота (в даН)

Тип долота	Категория пород по буримости					
	I-II	III	IV-V	VI-VII	VIII-IX	X-XII
М	150-200	200-250	2			
С	—	—	200-300	210-300	—	—
СТ	—	—	—	230-350	—	—
Т	—	—	—	250-350	250-400	—
ТК	—	—	—	—	250-400	—
К, ОК	—	—	—	—	200-500	350-500

При соблюдении приведенного выше условия происходит наиболее эффективное объемное разрушение породы и зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки приобретает вид степенной функции [см. формулу (11.1)] с показателем  $x > 1$ , но до определенного предела. Так, при бурении мягких и очень пористых пород темп прироста механической скорости начинает уменьшаться при внедрении зубьев долота, расположенных у вершины шарошек, на величину, равную половине их высоты. В очень твердых породах максимальных значений функции  $v_0 = f(G_0)$  практически не достигается вследствие выхода из строя инструмента при повышенном значении  $G_0$ , но сложная форма зависимости сохраняется.

Таким образом, при разбуривании достаточно мягких пластичных пород осевую нагрузку следует доводить до значений, при которых зубья шарошек будут внедряться в породу на глубину, близкую к половине их высоты, а при бурении твердых хрупких или хрупко-пластичных пород осевую нагрузку рационально повышать до максимальных значений, зависящих от прочности инструмента и уровня мощности привода вращателя. Обычно с увеличением диаметра долот прочность их возрастает и уровень рекомендуемых нагрузок может быть выше.

В практической деятельности осевую нагрузку рассчитывают, исходя из рекомендуемых удельных значений ее на 1 см диаметра долота

$$G_0 = DG_y, \quad (11.9)$$

где  $D$  — диаметр долота, см;  $G_y$  — удельная нагрузка, даН/см. (табл. 11.1).

Предельные значения осевой нагрузки  $G_{кр}$  определяют, исходя из прочности долот и принимая  $G_0 = 0,8G_{кр}$ . Но, так как  $G_{кр}$  растет с увеличением диаметра долота, то в мягких породах обычно возможности создания осевой нагрузки по этому показателю не используются, а в крепких породах при малых диаметрах долот осевая нагрузка часто не достигает рациональных величин.

Таблица 11.2

## Осевая нагрузка (в кН) на трехшарошечное долото

Категория пород по буримости	Диаметр долота, мм				
	93; 97	112; 118	132; 140	145; 151	161
V—VI	20—25	25—35	35—50	45—70	65—100
VII—VIII	25—35	30—50	45—70	65—95	90—120
IX—XII	30—40	40—60	65—100	90—120	110—160

В табл. 11.2 приведены значения осевой нагрузки на долото в зависимости от его диаметра и категории пород по буримости с учетом опыта бурения скважин на нефть и газ.

Для долот диаметром более 132 мм осевая нагрузка может превышать приведенные в табл. 11.1 и 11.2 значения, достигая 15—20 кН на 1 см диаметра долота. У долот меньшего диаметра при работе с нагрузкой, превышающей рекомендуемые величины, быстро выходят из строя опоры.

**Частота вращения.** При определении частоты вращения, прежде всего, учитывают свойства горных пород — твердость и абразивность. Практически в породах мягких и средней твердости, достаточно пластичных шарошечными долотами бурят при повышенной частоте вращения — до 300—600 об/мин и более. В породах более хрупких, твердых и средней твердости для получения объемного разрушения оптимальное значение частоты вращения необходимо подбирать экспериментально с учетом влияния на  $v_m$  рассмотренных ранее факторов.

При бурении любых пород в режиме поверхностного — разрушения частоты вращения может повышаться практически неограниченно с учетом геолого-технических условий и износостойкости породоразрушающих инструментов. Обычно износ вооружения долот возрастает пропорционально частоте вращения, а в твердых породах при повышенной осевой нагрузке происходит еще интенсивнее.

Частота вращения снижается с ростом глубины скважины, а также при бурении в сложных геологических условиях. При роторном бурении частота вращения изменяется от 80—100

Таблица 11.3

## Окружная скорость долота (в м/с)

Тип долота	Категория пород по буримости					
	I—II	III	IV—V	VI—VII	VIII—IX	X—XII
M	0,8—1,2	1,2—1,4	1,0—1,4	0,8—1,2		
СТ, С	—	—	<u>1,0—1,4</u>	0,8—1,2		
Т, ТК	—	—	—	—	0,6—1,0	—
К, ОК	—	—	—	—	0,6—0,8	0,6—0,8

до 200—280 об/мин. При бурении с использованием забойных машин (турбобура или электробура) частота вращения определяется в основном их характеристикой и колеблется от 300—400 до 600—700 об/мин.

Согласно инструктивным указаниям по бескерновому бурению рекомендуется бурить шарошечными долотами при окружных скоростях от 1,4 до 0,6 м/с в зависимости от категории породы и типа долота (табл. 11.3).

В руководстве по применению шарошечных долот при бурении геологоразведочных скважин рекомендуется частота вращения до 350 об/мин в крепких породах и до 600 об/мин в мягких, исходя из значений окружной скорости долота 1—2 м/с. В практике бурения геологоразведочных скважин долотами диаметрами 76 и 98 мм частота вращения, как правило, изменяется в пределах 150—470 об/мин в соответствии с техническими характеристиками станков геологоразведочного стандарта.

Ниже приведены рекомендуемые значения окружной скорости для разных типов долот (по наружному диаметру).

Тип долота . . . . .	М	МС	МСЗ	С	СЗ
Окружная скорость, м/с .	3,4—2,8	2,8—2,3	2,3—1,8	1,8—1,5	1,5—1,3
Тип долота . . . . .	СТ, СТЗ	Т, ТЗ	ТКЗ, К	ОК	
Окружная скорость, м/с . .	1,3—1,1	1,2—1,0	1,0—0,8	0,8—0,6	

При бурении в разрушенных или сильно трещиноватых и абразивных породах частоту вращения рекомендуется снижать до 100—60 об/мин.

*Удаление продуктов разрушения.* Эффективность очистки забоя при бурении скважин породоразрушающим инструментом шарошечного типа определяется качеством и интенсивностью циркуляции очистного агента, конструктивными особенностями породоразрушающего инструмента и другими параметрами режима бурения.

В качестве очистного агента могут использоваться: вода, специальные растворы, эмульсии или воздух (газ). Следует помнить, что при применении растворов с повышенными вязкостью и плотностью всегда снижается механическая скорость бурения (до 2 раз), уменьшается углубка на долото (до 1,5 раза) и увеличивается стоимость 1 м скважины. Поэтому в нормальных геолого-технических условиях в качестве очистного агента надо использовать техническую воду или воздух. Хорошие показатели получают и при применении эмульсионных или аэрированных жидкостей, обладающих невысокой плотностью и хорошими смазывающими свойствами, снижающими коэффициент трения бурового инструмента

о породе, что приводит к уменьшению затрачиваемой мощности на вращение бурового снаряда и интенсивности его износа.

При плохой очистке забоя скважины от продуктов разрушения темп роста  $v_m$  с увеличением  $G_0$  и  $n$  снижается, а в некоторых случаях  $v_m$  начинает падать. Это объясняется тем, что с повышением  $n$  разрушенная на забое порода зубьями одной шарошки не успевает удаляться до момента воздействия зубьев следующей шарошки, что приводит к повторному разрушению породы и ее переизмельчению. В результате снижается скорость продвижения забоя, увеличивается энергоемкость процесса и одновременно изнашивается инструмент.

Многочисленными исследованиями и опытом бурения скважин с гидравлическим способом удаления продуктов разрушения пород установлено, что от параметров этого процесса в значительной степени зависят многие показатели (по данным Р. А. Баданова).

Количество подаваемой в скважину жидкости, л/с . . . . .	16	25	36	48	54
Механическая скорость бурения, м/ч . . . . .	9,8	12,0	13,2	13,8	13,9
Рейсовая скорость бурения, м/ч . . . . .	4,55	6,55	7,10	7,75	7,90
Углубка на долото, м . . . . .	68,5	108,0	136,6	141,0	142,0

В ряде случаев отмечается, что темп роста показателей работы долот существен до значения  $Q$ , при котором происходит полная очистка забоя

$$Q = Q_y S, \quad (11.10)$$

где  $Q_y = 0,043 \div 0,065$  л/с на 1 см площади забоя — удельный расход жидкости, при котором забой хорошо очищается от продуктов разрушения;  $S$  — площадь забоя, см<sup>2</sup>.

Исследованиями также установлено, что при увеличении частоты вращения долота меняется режим движения потока жидкости и на забое возникают скопления шлама, что ухудшает условия очистки забоя. Кроме того, с ростом частоты вращения и осевой нагрузки повышается объем разрушаемой породы в единицу времени, на удаление которой надо затратить большую гидравлическую мощность. Следовательно, с ростом частоты вращения и осевой нагрузки необходимо увеличивать интенсивность циркуляции жидкости. Особенно сложно это при бурении скважин с применением турбобуров, работающих на определенном гидравлическом режиме.

При бурении геологоразведочных скважин интенсивность промывки часто вычисляют, исходя из требуемой минимальной скорости движения восходящего потока жидкости, обеспечивающей вынос продуктов разрушения из скважины.



Таблица 11.4

Расход жидкости (в л/мин) в зависимости от диаметров бурильных труб  $D_{\text{бт}}$  и скважины  $D_{\text{с}}$  (в мм)

Категория пород по буримости	Скорость восходящего потока, м/с	$D_{\text{бт}} = 63,5$		$D_{\text{бт}} = 50$		$D_{\text{бт}} = 42$
		$D_{\text{с}} = 151$	$D_{\text{с}} = 132$	$D_{\text{с}} = 112$	$D_{\text{с}} = 93$	$D_{\text{с}} = 42$
I—III	0,6—0,8	500—700	380—500	280—370	180—230	90—120
IV—V	0,6—0,8	600—700	380—500	280—370	180—230	90—120
	0,6—1,0	600—880	380—630	280—470	180—290	90—150
VI—VII	0,6—0,8	530—705	380—500	280—370	180—230	90—120
	0,6—1,0	530—880	380—630	280—470	180—290	90—150
VIII—IX	0,4—0,6	350—530	250—380	190—280	115—180	60—90
	0,6—0,8	530—700	380—500	280—370	180—230	90—120
X—XII	0,4—0,6	350—530	250—380	190—280	115—180	60—90

\* При использовании в качестве промывочной жидкости воды.

В инструктивных указаниях по бескерновому бурению МГ СССР и руководстве по применению шарошечных долот рекомендуется  $v_{\text{вп}}$  в пределах от 1,0—1,2 до 1,5—1,8 м/с. Есть мнение, что  $v_{\text{вп}}$  нерационально увеличивать более 0,75 м/с, если  $v_{\text{м}} = 15$  м/ч, так как это не приводит к ощутимому повышению эффективности работы долот, но вызывает неоправданный рост гидравлической мощности. На основании опыта бурения скважин долотами с гидромониторными насадками в США сделан вывод, что оптимальной является скорость восходящего потока 0,51—0,76 м/с, хотя с ростом этого параметра наблюдается увеличение  $v_{\text{м}}$ . Тем не менее в последние годы там наметилась тенденция к снижению  $v_{\text{вп}}$  до 0,3—0,4 м/с при увеличении гидравлической мощности.

На основании анализа рассмотренных данных можно рекомендовать наиболее рациональные значения  $v_{\text{вп}}$ : при бурении в очень твердых породах 0,3 м/с, в твердых 0,5—0,6 м/с, а в породах средней твердости и мягких 0,75—0,9 м/с.

Общее количество прокачиваемой в единицу времени жидкости

$$Q = Kv_{\text{вп}}F_{\text{кп}}, \quad (11.11)$$

где  $v_{\text{вп}}$  — скорость восходящего потока жидкости, м/с;  $F_{\text{кп}}$  — площадь поперечного сечения кольцевого пространства между стенками скважины и бурильными трубами, м<sup>2</sup>;  $K = 1,2 \div 1,5$  — коэффициент, учитывающий необходимость увеличения  $Q$  в связи с потерями жидкости в скважине и изменением ее диаметра.

В табл. 11.4 приведены расчетные значения расхода промывочной жидкости, рекомендуемые в инструктивных указаниях по бескерновому бурению геологоразведочных скважин МГ СССР (1979 г.) в зависимости от категории пород, диаметра скважины и бурильных труб. Однако в практике

Таблица 11.5

Коэффициент  $K$  при диаметрах скважины  $D_c$  (в мм)  
и скорости восходящего потока  $v_{вп}$  (в м/с)

Глубина скважины, м	$D_c = 94$		$D_c = 114$		$D_c = 134$		$D_c = 154$	
	$v_{вп} = 10$	$v_{вп} = 15$	$v_{вп} = 10$	$v_{вп} = 15$	$v_{вп} = 10$	$v_{вп} = 15$	$v_{вп} = 10$	$v_{вп} = 15$
200	1,04	1,06	1,03	1,05	1,03	1,04	1,02	1,0
400	1,08	1,12	1,06	1,10	1,05	1,08	1,04	1,0
600	1,11	1,17	1,09	1,14	1,08	1,11	1,06	1,09
800	1,15	1,22	1,12	1,18	1,10	1,14	1,09	1,12
1000	1,18	1,27	1,15	1,22	1,12	1,17	1,11	1,14

бурения геологоразведочных скважин значения этого параметра колеблются в пределах от 100 до 300 л/мин.

Особое значение режим промывки приобретает при использовании инструмента шарошечного типа с гидромониторными насадками. В этом случае должны обеспечиваться высоконапорные струи жидкости, принимающие участие в разрушении достаточно мягких пород и способствующие удалению с забоя продуктов разрушения. Этот процесс считается эффективным при создании давления струей жидкости на забой не ниже 0,5—0,6 МПа и скорости движения струи не менее 40—45 м/с. Верхний предел скорости струи жидкости пока не определен.

При бурении мягких пород увеличение скорости струи жидкости  $v_{ж}$  с 28 до 65 м/с приводит к росту  $v_m$  в 2,6 раза, а скорость бурения пород средней твердости долотами с гидромониторными насадками при увеличении  $v_{ж}$  с 41 до 78,5 м/с возрастет в 1,7 раза.

При бурении шарошечными коронками расход промывочной жидкости должен уменьшаться, так как объем образующихся продуктов разрушения в этих условиях резко сокращается.

При бурении в условиях полного поглощения жидкости, в многолетнемерзлых породах и в безводных районах особенно рационально продукты разрушения удалять пневматическим способом. Режим продувки скважин воздухом определяется теми же факторами, что и при бурении с промывкой. Расход воздуха и в этом случае определяют, исходя из требуемой для выноса продуктов разрушения скорости восходящего потока  $v_{вп}$ . Последняя, по данным разных авторов, может изменяться от 8—10 до 15—25 м/с в зависимости от плотности породы, крупности частиц шлама, глубины скважины и др. Для вычисления расхода воздуха можно пользоваться формулой Н. С. Макурина

$$Q_B = 47,1K(D_c^2 - D_{бт}^2)v_{вп}, \quad (11.12)$$

где  $D_c$  — диаметр скважины, м;  $D_{бт}$  — наружный диаметр буровых труб, м;  $v_{вп}$  — скорость восходящего потока, м/с;

$K$  — коэффициент, учитывающий давление воздуха в кольцевом пространстве у забоя, значения которого для скважин глубиной более 200 м приведены в табл. 11.5, при меньшей глубине  $K=1$ .

Практически расход воздуха при бурении геологоразведочных скважин составляет 3—12 м<sup>3</sup>/мин, при бурении более глубоких скважин или скважин значительного диаметра он достигает 25—30 м<sup>3</sup>/мин и более.

### 11.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОТРАБОТКИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ШАРОШЕЧНОГО ТИПА

Как и в других случаях, методикой отработки предусматривается подбор инструмента, компоновка снаряда, определение рациональных параметров режима бурения применительно к типам пород, параметрам и техническому состоянию скважины и характеристике бурового оборудования. При этом определяют продолжительность рейса, величину углубки скважины за рейс и др.

*Подбор породоразрушающего инструмента.* Тип и параметры породоразрушающих инструментов выбирают в конкретных случаях в соответствии с конструкцией скважины и с учетом механических свойств горных пород, исходя из приведенных ранее рекомендаций. При этом необходимо прежде всего определить главный показатель его работы, значение которого в данных условиях должно быть наилучшим. В одних случаях это может быть  $v_m$  или  $v_p$ , в других — максимальная углубка  $l_d$  или стоимость 1 м пробуренной скважины. Выбор главного показателя или критерия оптимизации решаемой задачи связан с технической политикой организации, осуществляющей бурение скважин, и поставленными задачами.

Особенно сложно подобрать инструмент, соответствующий характеристике горных пород или геологическим условиям бурения. Получение наилучших показателей возможно только в том случае, если будут учтены основные свойства разбуриваемых горных пород: твердость, хрупкость или пластичность, абразивность, трещиноватость, устойчивость и др. В практик бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые показателем свойств горных пород принято считать их категорию по буримости (I—XII).

При пересечении толщ, представленных часто перемежающимися слоями или пропластками пород с различными механическими свойствами, рекомендуется выбирать породоразрушающий инструмент, соответствующий преобладающему типу пород, с учетом его износостойкости: в мягких породах углубка на долото типа М небольшого диаметра может достигать 250—300 м и более; в породах средней твердости — 25—35 м на долото типа СТ; при бурении таким инструментом по более

твердым породам (VIII категории по буримости) углубка на долото не превышает 3—5 м. Поэтому при мощности твердых пропластков более 2—3 м в толще пород средней твердости следует применять долота типа Т. Для решения этого вопроса более объективно в практике бурения скважин на нефть и газ используются статистические данные для составления специальных таблиц, с помощью которых можно подобрать инструмент соответствующего типа.

При использовании долот, не соответствующих условиям их эксплуатации, получают заниженные показатели бурения и преждевременный износ инструмента, в основном опор шарошек и их вооружения (зубьев или штырей). При несоответствии долота характеру разбуриваемых пород, наличии большого количества абразивных частиц шлама в промывочной жидкости, при работе с чрезмерно высокой осевой нагрузкой могут интенсивно изнашиваться опоры с образованием большого люфта или заклиниванием подшипников вследствие раскалывания шариков опоры. Кроме того, наблюдается односторонний интенсивный износ шарошек, скользящих по забою, а не перекатывающихся.

Вследствие применения инструмента, не соответствующего характеру пород, например с ослабленной тыльной частью шарошек, могут интенсивно изнашиваться зубья только периферийных венцов, за счет чего большая часть нагрузки будет приходиться на периферийную часть шарошки. При этом вершины шарошек под действием дополнительной силы будут разворачиваться вверх (внутрь долота), что приводит к интенсивному износу концевой опоры и шариков замкового подшипника. Зубья основного конуса шарошек практически оказываются неизношенными.

Преждевременный износ зубьев шарошек может происходить, прежде всего, при несоответствии типа инструмента характеру пород даже при бурении с оптимальной нагрузкой. *Интенсивней износ может быть и при бурении с заниженной осевой нагрузкой.* И он будет тем значительнее, чем больше частота вращения инструмента. В случае разбуривания абразивных пород износ зубьев у долот со смещенными осями шарошек также увеличивается с ростом частоты вращения по сравнению с долотами, не имеющими смещения осей. В этом случае особенно интенсивно изнашиваются не только зубья или твердосплавные штыри, но и тела шарошек и их опор.

Стойкость опор зависит от динамических нагрузок, которые определяются амплитудой вертикального перемещения шарошек при их перекатывании и скоростью падения зубьев, что зависит в свою очередь от частоты вращения, высоты и шага зубьев. Кроме того, на стойкость опор во времени влияет количество актов воздействия импульсных нагрузок, что

также зависит от частоты вращения инструмента. Поэтому при пониженной частоте вращения ( $n < 100$  об/мин) значительное увеличение осевой нагрузки мало влияет на стойкость опор. С учетом увеличения в этом случае глубины внедрения зубьев степень отрицательного воздействия динамических нагрузок на стойкость опор даже снижается.

Так, по данным Ю. Ф. Потапова и В. В. Симонова, при бурении долотом типа 185Т с частотой вращения от 69 до 132 об/мин в любых породах с увеличением осевой нагрузки до 7000 даН стойкость опор не снижалась. Однако при  $n = 640$  об/мин и осевой нагрузке 2500 даН долота быстро выходили из строя вследствие заклинивания шарошек, а при  $n = 940$  об/мин это возникло уже при  $G_0 = 1500$  даН. Это особенно характерно для бурения в крепких и очень крепких породах в связи с уменьшением глубины внедрения зубьев шарошек в породу и ростом уровня импульсных нагрузок.

Так, по данным тех же исследователей, в процессе бурения шокшинского кварцита при повышенных частотах вращения заклинивание шарошек наступает уже при осевой нагрузке 500 даН, а при бурении гранита — при 1000 даН. Это подтверждается работами А. А. Минина и других исследователей, по данным которых при бурении в граните с частотой вращения 1500 об/мин заклинивание шарошек долот диаметром 118 мм происходит при нагрузке 500 даН и подводимой мощности 6 кВт. Многочисленными наблюдениями показано, что около 80 % долот выходит из строя вследствие износа опор, а не вооружения.

Выход из строя вооружения шарошек связан главным образом с действием многократно повторяющихся знакопеременных нагрузок, вызывающих появление трещин вследствие усталостных деформаций материала, выкрашивание и поломки зубьев. Кроме того, в процессе работы инструмента происходит и абразивный износ его, в особенности при работе с проскальзыванием шарошек, что приводит к изменению геометрической формы зубьев и способствует проявлению усталостных видов износа.

При использовании инструмента с вооружением в виде зубьев клиновидной формы такой износ приводит к образованию площадки притупления и снижению механической скорости бурения с течением времени. Элементы вооружения из твердых сплавов изнашиваются с незначительным изменением их геометрической формы, вследствие чего механическая скорость бурения в рейсе практически мало изменяется.

В связи с тем, что эффективность работы шарошечного инструмента растет с увеличением его прочности и параметров режима бурения, следует использовать для бескернового буре-

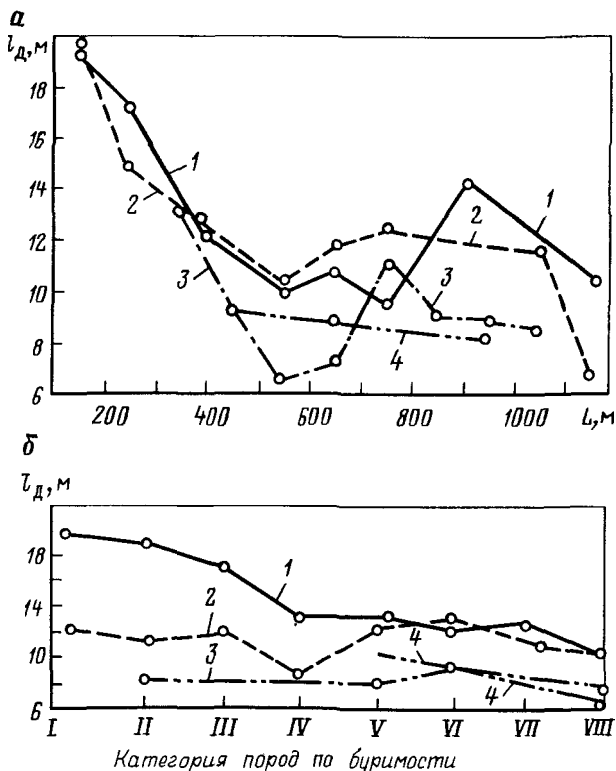


Рис. 11.4. Графики изменения величины углубки на долото в зависимости от глубины скважины  $L$  а и характера пород  $b$ :

1 — долото 1В-132С; 2 — 1В-132Т; 3 — 1В-112С; 4 — 1В-112Т

ния долота возможно большего диаметра, допускающие создание достаточно высокой осевой нагрузки и позволяющие получить значительную углубку на долото. Все это свидетельствует о важности правильного выбора типа породоразрушающего инструмента и определения рациональных параметров режима бурения применительно к конкретным условиям работы, как это видно из графиков на рис. 11.4. Так, по данным В. М. Кочетова и А. К. Ососова, при бурении скважин глубиной до 1 200 м в условиях Южного Таджикистана наиболее пригодны долота 1В-132С.

**Компоновка бурового снаряда.** Для бурения геологоразведочных скважин с получением образцов пород собирают буровой снаряд, состоящий из шарошечной коронки, колонковой трубы или двойного колонкового снаряда, утяжеленных и бурильных труб. Для бескернавого бурения к колонковой трубе присоединяется долото. Вместо колонковой трубы может быть

использована шламосборная труба закрытого типа с окнами для прохода воздуха или жидкости. Наконец, часто долото присоединяется с помощью переходника непосредственно к утяжеленным бурильным трубам.

В связи с необходимостью создания на шарошечные долота больших осевых нагрузок при бурении со свободной подачей инструмента применение УБТ совершенно необходимо. Общий вес УБТ должен на 25 % превышать расчетную нагрузку на долото. Диаметр УБТ должен быть не более чем на один размер меньше диаметра породоразрушающего инструмента.

Бурильные трубы подбирают также в соответствии с диаметром бурового инструмента. При диаметре 59 мм диаметр бурильных труб менее 50 мм (с ниппельным соединением); для долот диаметром 76 мм не менее 50 мм с замковыми соединениями; для долот диаметром 93 мм следует применять трубы диаметром 50 или 63,5 мм с муфтово-замковыми соединениями.

*Подбор параметров режима бурения.* Рациональное сочетание параметров режима бурения, обеспечивающее наиболее эффективную обработку инструмента шарошечного типа, рекомендуется подбирать, исходя из получения максимальной скорости бурения  $v_m$  или максимальной углубки за рейс  $l_p$ , а также уровня подводимой к инструменту мощности. В рейсе обычно выделяется три периода работы шарошечного породоразрушающего инструмента: приработка, установившийся режим работы и катастрофический износ.

В первый период (обычно 10—15 мин) обработка инструмента ведется на пониженных режимах, когда происходит выравнивание зубьев по высоте и устраняются некоторые дефекты, связанные с наплавкой зубьев твердым сплавом или их закалкой. Механическая скорость колеблется и снижается вследствие роста площади контактной поверхности зубьев.

Во второй период обработку следует вести при наиболее рациональном сочетании параметров режима бурения, критерием чего могут служить механическая скорость  $v_m$  или углубка за рейс  $l_p$ , а также уровень подводимой мощности к инструменту  $N_p$ . Первые два критерия используются в зависимости от  $L$ , а третий является дополнительным.

До какого-то критического значения глубины скважины за критерий оптимальности параметров режима бурения принимается максимальная механическая скорость бурения. В этом случае после приработки инструмента осевая нагрузка доводится до значения, допускаемого его характеристикой (прочность с учетом твердости пород и получения высоких качественных показателей: искривление скважин, кондиционность керна и др.), а частота вращения увеличивается до критического значения с учетом интенсивности прироста  $v_m$  и

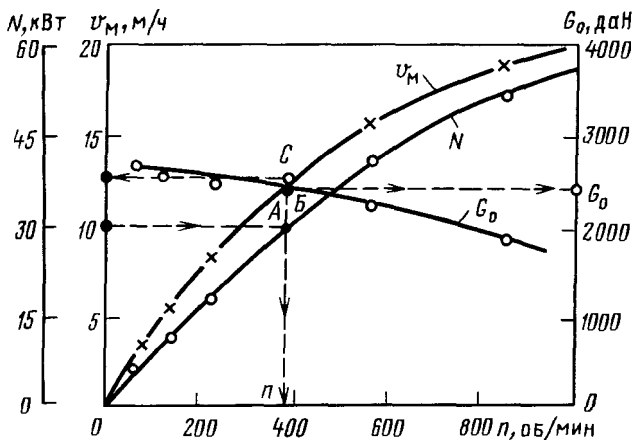


Рис. 11.5. Номограмма для определения параметров режима бурения (по Ю. Ф. Потапову и В. В. Симонову). Ключ:  $N \rightarrow A \rightarrow n$

технических возможностей применяемого бурового оборудования и инструмента. Естественно, что долото в таких условиях изнашивается наиболее интенсивно, но, учитывая небольшую глубину скважин, на его замену будет затрачиваться мало времени. Поэтому производительность труда в смену будет максимальной.

С некоторой критической глубины скважины и ростом времени, затрачиваемого на спуско-подъемные операции, следует пользоваться вторым критерием — максимальной углубкой за рейс  $l_p$ . В этом случае надо подбирать такое сочетание параметров режима бурения, при котором будет получена максимальная углубка на долото при достаточно высокой  $v_M$ . Этого можно достигнуть, прежде всего, ограничением частоты вращения инструмента и подбором оптимальной осевой нагрузки в соответствии с характером пород.

При определении рационального соотношения параметров режима бурения рекомендуется учитывать работоспособность опор долота по величине предельной мощности, которую может передать долото (по Ю. Ф. Потапову и В. В. Симонову),

$$G_0 = KN_p/n, \quad (11.13)$$

где  $G_0$  — осевая нагрузка на долото;  $N_p$  — мощность, передаваемая на разрушение породы долотом (в пределах прочности опор);  $n$  — частота вращения;  $K$  — коэффициент пропорциональности (для практических расчетов принимается постоянным).

Этими же авторами разработана номограмма для определения параметров режима бурения, обеспечивающих получение максимальной механической скорости (рис. 11.5). Тогда, например, при заданном



Таблица 11.6

## Режимы отработки шарошечных долот

Показатели	Тип долота				
	Ш76-ОК	1В93Т	2В93К	1В93Т	2В93К
Тип и категория пород	Долерит, IX категории по буримости	Базальт VIII категории по буримости			
Вид промывочной жидкости	Вода	Глинистый раствор			
Эффективная осевая нагрузка, кН:					
по отработке опор	27	39	30	45	32
по отработке вооружения	97	117	108	106	79
Отношение эффективных нагрузок по отработке опор и вооружения	36	30	36	24	25

уровне подводимой к долоту мощности  $N_p = 7,36$  кВт наиболее эффективно бурить с  $n = 380$  об/мин при осевой нагрузке  $G_0 = 2\,350$  даН. При этом может быть достигнута максимальная механическая скорость бурения  $v_m = 12,5$  м/ч (для определенного типа пород).

Как показывает опыт эксплуатации шарошечных долот, при бурении геологоразведочных скважин значения осевой нагрузки чаще всего ограничиваются стойкостью опор, а не вооружения шарошек, как видно из табл. 11.6. Таким образом, оптимальная осевая нагрузка по эффективности отработки вооружения в 2,4—3,6 раза выше нагрузки, подбираемой по эффективности отработки опор.

В табл. 11.7 приведены рекомендуемые режимы отработки шарошечных долот при бурении геологоразведочных скважин [4].

Отработку долот рекомендуется вести до износа зубьев или выхода из строя опор (при вооружении твердосплавными штырями). При этом выход из строя до 20 % штырей существенно не снижает работоспособность долота, и оно может использоваться повторно. Критерием износа долота в скважине обычно служат снижение уровня механической скорости бурения и увеличение затрачиваемой мощности на вращение инструмента. Как показывают опыт и теоретические исследования, механическая скорость бурения  $v_m$  инструментом шарошечного типа в однородных породах изменяется медленно и достаточно монотонно вследствие притупления зубьев шарошек, не считая начального периода его приработки и конечного периода работы при катастрофическом износе.

Все более или менее существенные изменения в промежутке между этими периодами могут быть связаны с изменением свойств пород, параметров режима бурения или с преждевременным выходом долота из строя. Изменение параметров

Таблица 11.7

**Рекомендуемые режимы бурения шарошечными долотами  
геологоразведочного стандарта**

Диаметр долота, мм	Рекомендуе- мый диаметр УБТ, мм	Осевая нагрузка на до- лото, кН		Частота вращения, об/мин		Расход промы- вочной жидко- сти, м³/мин
		рекомен- дуемая	макси- мальная	рекомендуе- мая	макси- мальная	
Долота типа К (76ОК)						
59	—	12—18	20	102—277	350	80—100
76	—	15—25	30	102—277	350	100—120
93	73	20—30	35	102—348	350	120—150
112	89	30—50	50	102—277	500	150—180
132	108	40—70	70	102—277	500	200—250
151	127	50—80	90	102—237	500	250—300
Долота типа Т						
93	73	20—25	30	102—348	350	180—230
112	89	25—45	45	102—277	500	200—280
132	108	30—60	60	102—277	500	250—350
151	127	40—70	80	102—237	500	300—440
Долота типа С						
93	73	15—25	25	102—348	350	180—230
112	89	20—30	40	102—277	500	200—280
132	108	30—50	60	102—277	500	250—350
151	127	40—60	80	102—237	500	300—400
Долота типа М						
112	89	15—25	30	102—348	600	300—400
132	108	20—30	40	102—277	600	350—450
151	127	25—35	60	102—277	600	450—550

**П р и м е ч а н и я.** 1. Минимальные осевые нагрузки и максимальные частоты вращения долот рекомендуется применять при бурении менее крепких пород. Максимальные осевые нагрузки и минимальные частоты вращения долот следует применять при бурении более крепких пород. 2. При бурении сильнотрещиноватых пород целесообразно применять минимальную частоту вращения бурового снаряда и снижать осевую нагрузку на долото.

режима бурения не сложно установить, а для определения других причин резкого снижения  $v_m$  необходимо использовать дополнительные критерии, накапливаемые опытом работы в тех или иных конкретных условиях.

Бурение шарошечными коронками рекомендуется вести на режимах, обеспечивающих максимальную механическую скорость и сохранность керна с учетом ограниченной проходки за рейс.

**11.4. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ РЕЙСА  
И ВЕЛИЧИНА УГЛУБКИ СКВАЖИНЫ ЗА РЕЙС**

Продолжительность рейса  $t_p$  и величина углубки скважины за рейс  $l_p$  при использовании шарошечного инструмента имеют существенное значение в связи с возможностью длительной

работы их без подъема на поверхность при бурении в толще однородных пород. Ограничениями продолжительности рейса и величины углубки скважины за рейс могут явиться: необходимость сохранения керна; проведение исследований или специальных работ в скважине; резкое снижение механической скорости бурения.

При необходимости получения кондиционного керна часто прибегают к ограничению углубки за рейс в ущерб производительности труда. В этом случае продолжительность рейса, как правило, меньше возможной величины. Снаряд поднимают после углубки в заданном интервале ограниченной длины. Увеличить интервал углубки и соответственно продолжительность рейса можно за счет применения более рациональных технических средств отбора керна и технологических режимов бурения, обеспечивающих его сохранность, или применения колонковых снарядов со съемным керноприемником. Величина углубки и продолжительность рейса в таких случаях нормируются.

Критерием времени работы инструмента на забое в общем случае является износ его вооружения или опор. По этим признакам выделяется три группы инструмента: работоспособность опор во времени ниже стойкости вооружения; примерно одинаковый ресурс работы опор и вооружения; вооружение изнашивается быстрее, чем опоры. Из опыта эксплуатации известно, что до 80 % долот выходит из строя вследствие износа опор с еще достаточной работоспособностью вооружения.

Существует ряд критериев определения момента прекращения работы шарошечного инструмента на забое. Для третьей группы основными критериями времени работы в рейсе являются механическая и рейсовая скорости бурения, а также углубка на долото. При этом считается, что инструмент следует отрабатывать до тех пор, пока он дает углубку. И чем глубже скважина, тем эффективнее действует этот принцип, хотя при бурении неглубоких скважин это приводит к снижению средней  $v_m$  и соответственно  $v_p$ .

Для таких условий критериями рационального времени отработки инструмента в рейсе считают: достижение максимальной  $v_m$  или  $v_p$ , условно принятую минимальную мгновенную скорость углубки или равенство  $v_m = v_p$ , стоимость 1 м пробуренного ствола и др. Использование этих критериев предполагает постоянную регистрацию механической скорости бурения или времени чистого бурения и величины углубки.

Механическая скорость бурения  $v_m$  зависит от многих факторов, рассмотренных ранее, и определяется условиями отработки инструмента, которые должны быть наиболее благоприятными. Многие исследователи выражением объективного

закона изменения механической скорости бурения во времени считают уравнение вида:

$$v_m = v_0 e^{-k t}, \quad (11.14)$$

где  $v_0$  — начальная механическая скорость бурения при оптимальном режиме;  $k$  — показатель, учитывающий износ породоразрушающего элемента и зависящий от режима бурения;  $t$  — продолжительность работы инструмента.

Исследованиями В. А. Яковлева установлено, что характер изменения  $v_m$  в начальный и конечный периоды рейса весьма изменчив, так как зависит от многих случайных факторов. В период же установившихся условий работы темп изменения  $v_m = f(t)$  описывается достаточно точно уравнением вида:

$$v_{mt} = v_{0y} (1 - \alpha t), \quad (11.15)$$

где  $v_{0y}$  — мгновенная механическая скорость бурения в начале установившегося режима работы долота;  $\alpha$  — показатель темпа снижения механической скорости бурения вследствие износа вооружения шарошек, характеризующийся углом наклона кривой;  $t$  — время работы долота.

Снижение механической скорости ниже определенного уровня влечет за собой уменьшение производительности труда и вызывает необходимость подъема инструмента, что ограничивает углубку скважины за рейс. С этим непосредственно связано уменьшение рейсовой скорости бурения, уровень которой зависит, как известно, от величины углубки за рейс и его продолжительности.

Таким образом, для определения рациональной продолжительности рейса нужно руководствоваться рейсовой скоростью бурения. Чем выше рейсовая скорость, тем больше углубка за рейс. Естественно, что процесс бурения надо вести таким образом, чтобы получить максимальную углубку скважины за рейс при минимальной его продолжительности. В нормальном случае углубка за рейс определяется пределом стойкости долота или возможной величиной углубки на долото  $l_d = l_p$ .

Тогда продолжительность рейса, в течение которого используется ресурс долота, будет зависеть от рейсовой скорости  $v_p$  — чем она выше, тем меньше может быть продолжительность рейса при заданной величине  $l_d$  и тем выше будет производительность труда в единицу времени, так как

$$l_p = l_d = v_p t_p. \quad (11.16)$$

Рейсовую скорость можно увеличить за счет уменьшения времени, затрачиваемого в рейсе на чистое бурение, на спуско-подъемные и другие сопутствующие операции при заданной углубке за рейс. Первое можно выполнить только за счет увеличения механической скорости бурения, а второе главным образом

за счет повышения скорости спуска и подъема бурового снаряда.

Скорости спуска и подъема бурового снаряда зависят от характеристики бурового оборудования, применяемых средств механизации и квалификации персонала, а в конечном счете время, затрачиваемое на спуско-подъемные операции, зависит от глубины скважины.

С учетом того, что в 80 случаях из 100 шарошечные долота выходят из строя вследствие износа опор, а не вооружения, при бурении глубоких скважин чаще используется критерий — износ опор. При износе опор подшипники подклиниваются и шарошка начинает скользить по забою, не вращаясь вокруг своей оси. С этим связано увеличение момента сопротивления вращению долота (в 2—3 раза) и, как правило, снижение  $v_m$  до 0,6—0,7 от ее начального уровня  $v_0$ .

С учетом изложенного выше, продолжительность рейса при бурении шарошечным инструментом определяется его стойкостью и уровнем механической и рейсовой скоростей. Обычно критерием продолжительности рейса является достижение максимальной рейсовой скорости. В этом случае для получения наибольшей производительности труда рациональнее поднять инструмент и заменить его (если уменьшение механической, а следовательно, и рейсовой скорости связано с его износом), нежели продолжать углубку.

При снижении механической скорости вследствие частичного износа породоразрушающих элементов целесообразно изменить параметры режима бурения, добиваясь повышения механической скорости, но если она продолжает снижаться, рейс следует прервать.

В случае снижения механической скорости при проходке породы с более низкой буримостью, когда работающий на забое инструмент еще пригоден для ее разрушения, уровень рейсовой скорости надо оценивать с учетом буримости этой породы. При существенном несоответствии породоразрушающего инструмента характеру пород рейс следует прервать в связи с необходимостью его замены.

Таким образом, окончание рейса определяется: ограничениями, связанными с выполнением геологических задач; смелой разбуриваемых пород; износом или выходом из строя породоразрушающего инструмента; снижением рейсовой скорости бурения; возникновением осложнений, требующих прекращения процесса углубки.

Для оперативного определения рационального времени отработки инструмента в рейсе  $t_p$  буровая установка должна быть оснащена контрольно-измерительной аппаратурой: регистратором углубки  $l_p$ , датчиком мгновенной скорости  $v_m$  и измерителем крутящего момента.

По окончании процесса углубки перед подъемом снаряда скважину очищают от продуктов разрушения интенсивной промывкой (или продувкой), захватывают керн кернорвателем, отрывают его при бурении коронками, которыми снабжаются колонковые снаряды.

Таким образом, основные показатели эффективности работы шарошечного инструмента определяются технологическим и организационным уровнями производства. За последние годы при бурении эксплуатационных скважин получены следующие показатели: углубка на долото 60 м, механическая скорость бурения 12 м/ч, коммерческая скорость 1600 м/ст.-мес при средней глубине скважин 1900 м. При бурении геологоразведочных скважин углубка на инструмент составляет 24,5 м, механическая скорость бурения 3 м/ч, коммерческая скорость 300—400 м/ст.-мес при средней глубине скважин 2800 м.

Средние показатели работы шарошечного инструмента повышаются в 1,5—2 раза при разработке и внедрении рациональной технологии и организации работ. Большое значение при этом имеет методика отработки инструмента. Все это определяет стоимость 1 м пробуренной скважины.

## Глава 12.

# УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

## 12.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При ударно-вращательном способе бурения (УВБ) скважин реализуются одновременно два основных способа механического разрушения пород — вращательный и ударный. В этом случае порода разрушается под действием статических сил (осевая нагрузка и крутящий момент) и динамических нагрузок (ударные импульсы) определенной силы и частоты. Под действием такого комплекса факторов процесс разрушения породы имеет сложный характер. В случае достаточно рационального соотношения всех параметров высокая эффективность этого способа будет практически при разбурировании любых пород, начиная с мягких и кончая твердыми, так как они подвергаются воздействию одновременно различных по характеру сил.

Если для породы характерно проявление упруго-хрупких свойств, то в процессе ее разрушения будут превалировать дробление и скалывание за счет действия динамических нагрузок. Если порода характеризуется в большей степени пластичными свойствами, то будут преобладать процессы смятия и резания под действием статических сил. Иными словами, при комбинированном воздействии происходит как бы

Таблица 12.1

## Характеристика гидроударных машин и рекомендуемый породоразрушающий инструмент

Шифр гидроударника	Категория пород по буримости	Рекомендуемый породоразрушающий инструмент	Диаметр, мм			Расход рабочей жидкости, л/мин	Перепад давления в гидроударнике, МПа	Частота ударов, Гц	Энергия удара, Дж
			инструмента	корпуса гидроударника	центраторов				
Г-76У	VIII—X	Специальный для ударно-вращательного бурения	76	70	74	180—200	1,2—1,5	23	60—80
Г-59У			59	54	57	100—130	1,2—1,5	20	50—60
Г-76В	IV—VIII	Твердосплавные коронки	76	70	74	100—130	1,0—1,5	33—42	20—25
Г-59В			59	54	57	50—80	1,0—1,5	33—47	10—15
Г-76В	VIII—XII	Алмазные коронки	76	70	74	100—130	1,0—1,5	33—42	20—25
Г-59В			59	54	57	50—80	1,0—1,5	33—47	10—15

\* Буква У обозначает ударный режим работы, буква В — высокочастотный.

самонастраивание процесса на наиболее оптимальный вариант с получением максимального эффекта.

Кроме того, с помощью импульсных нагрузок, действующих с достаточно большой частотой, реализуется дополнительная энергия, за счет чего увеличивается объем разрушаемой породы, а повторное воздействие этих нагрузок приводит к формированию микротрещин в породе, ослаблению ее твердости и, как следствие, к объемно-усталостному разрушению даже при недостаточном уровне осевой нагрузки по мере износа инструмента. При чисто вращательном способе бурения в таких условиях вследствие низкого уровня затрачиваемой энергии обычно происходит поверхностное, малоэффективное разрушение породы. И чем тверже породы, тем резче проявляются преимущества комбинированного воздействия на породу при ее разрушении.

На современном уровне развития буровой техники такой способ имеет больше возможностей, в особенности при использовании забойных машин, так как повышение осевой нагрузки и частоты вращения бурового снаряда ограничиваются прочностью бурового инструмента и другими факторами. Все изложенное выше обуславливает получение более эффективных показателей бурения скважин в породах средней и выше средней твердости по сравнению с чисто вращательным или ударным способами.

Ударно-вращательное бурение осуществляется с помощью специальных породоразрушающих инструментов стандартного бурового оборудования и забойных машин. Реализация этого способа дает существенный эффект и при использовании обычных инструментов, предназначенных для вращательного способа бурения: твердосплавных, алмазных, дробовых и шарошечных коронок или долот. Области применения ударно-вращательного способа определяют геолого-техническими условиями и назначением скважин. Наиболее широко этот способ распространен при применении гидроударников и пневмоударных забойных машин при выполнении поисково-разведочных работ.

*Ударно-вращательное бурение с гидроударниками.* В практике бурения геологоразведочных скважин применяются гидроударники конструкции СКБ НПО "Геотехника" Г-7, Г-9 с нормальной частотой ударов и высокочастотные машины ГВ-5, ГВ-6.

#### Техническая характеристика гидроударных машин

Тип гидроударников	Г-7	Г-9	ГВ-5	ГВ-6
Диаметр корпуса, мм	70	54	73	57
Рабочая жидкость	Вода		Вода или глинистый раствор	
Расход жидкости, $10^3 \text{ м}^3/\text{с}$	3—3,3	2,3—2,7	2,3—2,7	1,2—1,5
Перепад давления, МПа	1,2—1,5	1,2—1,5*	8,0—1,5	6,0—1,0
Энергия одиночного удара, Дж	50—60	40—50	10—15	5—10
Частота ударов, $\text{с}^{-1}$	17—18	18—20	47—60	42—53
Моторесурс, ч	300	300	400/250**	400/250**
Масса машины, кг	50	31	28	25

\* 2,5—3,0 — с показателем расхода жидкости;

\*\* 400 ч — при промывке водой; 250 ч — при промывке глинистым раствором.

Впоследствии этой же организацией были разработаны унифицированные гидроударные машины Г-76У и Г-59У, характеристика которых приведена в табл. 12.1.

Эффективность применения гидроударников при бурении скважин определяется перепадом давления при номинальном расходе жидкости, который может обеспечить насос, и некоторыми параметрами элементов циркуляционной системы, в которых возникают потери напора, имеющие постоянные и переменные значения. Постоянные потери напора происходят в обвязке насоса и устья скважины, в ведущей трубе и самом гидроударнике.

Потери напора, возникающие в колонне бурильных труб, замковых соединений, затрубном пространстве и колонковом снаряде, имеют переменные значения в связи с изменением условий циркуляции жидкости: глубины и диаметра скважины, степени зашламования жидкости, заполнение колонкового снаряда керном.



В табл. 12.2. показаны расчетные глубины скважин в зависимости от типа применяемых гидроударников и насосов, мощности привода насоса и диаметра бурильных труб (по данным СКБ НПО "Гидротехника"). Практически глубины скважин, достигаемые при бурении с гидроударниками, превышают расчетные. Наибольшая эффективность достигнута при бурении коронками диаметром 76 и 59 мм с гидроударниками Г-7 и Г-9 на глубинах до 1500 м. Наибольший эффект при бурении с промывкой глинистым раствором получен в породах IV–VI категорий по буримости с использованием гидроударника ГВ-5 коронками диаметром 76 мм на глубинах от 10 до 1200 м [4].

*Ударно-вращательное бурение с применением пневмоударников.* Этот способ успешно используется при бурении геолого-разведочных скважин на твердые полезные ископаемые и россыпи, на воду, а также взрывных скважин при сейсморазведочных работах и скважин большого диаметра, в особенности в условиях многолетнемерзлых пород или по сильно трещиноватым неустойчивым породам с интенсивным поглощением жидкости, в безводных районах, на территории отработанных шахтных полей, когда применение промывки вызывает большие трудности.

При сооружении скважин в этом случае применяют обычные буровые станки вращательного бурения, компрессоры и пневмоударники, характеристика которых приведена ниже.

Тип пневмоударника . . . . .	П-1-75	П-105	РП-III	П-125	РП-130
Глубина скважины, м . . . . .	50–150	50–150	100–400	50–150	100–400
Диаметр скважины, мм . . . . .	105	105	112	125	132
Энергия удара, Дж . . . . .	67	95	14	15	30
Частота ударов, мин <sup>-1</sup> . . . . .	1960	1600	1400	1250	1000
Скорость удара, м/с . . . . .	7	8	6,9	7,3	8,1
Удельный расход воздуха на 1 кВт, м <sup>3</sup> /мин . . . . .	1,12	1,25	0,75	1,21	0,76
Удельная энергия удара, Дж/см . . . . .	4,3	6,1	$\frac{8,2}{15,6^*}$	8,0	$\frac{1,52}{20,8^*}$
Удельная ударная мощность, кВт/см . . . . .	0,14	0,16	0,18	0,16	0,25

\* Удельные нагрузки на кольцевую коронку.

Для привода в действие пневмоударников используются компрессоры производительностью от 5,5 до 16,5 м<sup>3</sup>/мин, развивающие рабочее давление до 2,7 МПа (ЗИФ-558, ПК-10, ПР-10, ПР-16 и др.). Эти компрессоры обеспечивают бурение скважин глубиной до 400 м в сутки в многолетнемерзлых породах и до 100–150 м — в обводненных породах. Для бурения скважин глубиной до 500–700 м разработана специальная передвижная

Таблица 12.2

**Расчетная глубина скважин (в м) при бурении гидроударниками различных типов**

Тип насоса	Мощность двигателя, кВт	Диаметр буровых труб, мм	Г-3А	Г-5А *	ГМД-2	Г-7	Г-7 **	Г-9	ГВ-5 *
НГр-250/50	22	50	—	—	600	100	700	600	800
11Гр	28	65,3	—	—	1000	—	—	—	—
	28	50	400	200	700	1800	1000	800	1200
	40	63,5	600	400	1500	—	—	—	—
9Гр	60	50	600	400	1000	—	—	—	—
	75	63,5	1200	800	200	—	—	—	—

\* При бурении с промывкой глинистым раствором; \*\* при бурении без понизителя расхода жидкости.

компрессорная станция ПД 12/25 производительностью до 12 м<sup>3</sup>/мин и давлением воздуха до 2,5 МПа.

Промышленностью освоен выпуск двух комплексов бурового инструмента и оборудования для ударно-вращательного бурения: РП — для разведки коренных месторождений и бескернового бурения скважин диаметром 93, 112 и 132 мм и глубиной до 400 м; КПР — для разведки россыпных месторождений при бурении скважин с отбором керна диаметрами 161, 184 и 216 мм и глубиной 350 м в сухих и многолетнемерзлых породах.

К числу недостатков бурения геологоразведочных скважин с применением пневмоударников следует отнести снижение качества керна по сравнению с вращательным способом бурения. Однако, как показывают проведенные в ЦНИГРИ исследования, достоверность опробования как коренных, так и россыпных месторождений при бурении скважин с применением пневмоударников достаточно высокая: по коренным месторождениям от 4 до 9,8 %, по россыпным — до 13,8 % (отклонения от результата опробования, проведенного с помощью горных выработок). Кроме того, при ударно-вращательном бурении с применением пневмоударников для опробования может быть использован крупный шлам.

## 12.2. ТЕХНОЛОГИЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОУДАРНИКОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ

### Параметры режима бурения

Основные параметры, определяющие режим ударно-вращательного бурения скважин — осевая нагрузка  $G_0$ , динамическая (импульсная нагрузка)  $P_d$  или энергия удара  $A_y$ , частота ударов

$\psi$ , частота вращения бурового снаряда  $n$ , интенсивность удаления продуктов разрушения или расход жидкости  $Q$ .

*Осевая нагрузка.* В породах невысокой твердости  $G_0$  играет практически ту же роль, что и при вращательном бурении, обуславливая внедрение резцов породоразрушающего инструмента на определенную глубину и непрерывность процесса резания-скалывания породы. В более твердых и очень твердых породах действие осевой нагрузки, как правило, не приводит к внедрению резцов на значительную глубину, но обеспечивает постоянный контакт их с породой и формирование предварительно-напряженного объема, в котором под действием ударной нагрузки будет происходить объемное разрушение породы. Таким образом, величина осевой нагрузки определяется силой реакции породы, от которой зависит величина отдачи бурового инструмента. Силы реакции в свою очередь зависят от свойств пород и силы ударов.

Процесс передачи импульсных нагрузок на забой носит волновой характер. При нанесении удара по наковальне ударной машины формируется волна напряжения, которая передается по колонковому набору резцам коронки. При наличии плотного контакта резцов с породой часть энергии волны сжатия вызывает разрушение породы, а другая часть отражается от забоя и возвращается вверх по буровому снаряду в виде волны растяжения, не производя полезной работы. И чем слабее контакты резцов с породой, тем меньше энергии расходуется на ее разрушение.

Таким образом, осевая нагрузка должна обеспечить не только создание напряженного состояния в некотором объеме породы, но и прижатие резцов породоразрушающего инструмента к забою с целью повышения коэффициента полезного действия всей системы. Следовательно, между осевой и ударной нагрузками должно быть рациональное соотношение, которое определяют, исходя из того, что под действием осевой нагрузки в породе возникают упругие деформации, а за счет динамической происходит ее объемное разрушение.

Исследованиями установлено, что увеличение осевой нагрузки при ударно-вращательном бурении ведет к снижению энергоемкости процессов разрушения породы. Особенно замечен прирост скорости углубки с увеличением осевой нагрузки при бурении по породам невысокой твердости. В более твердых породах наблюдаются оптимальные значения осевой нагрузки, превышение которых, особенно при бурении по твердым абразивным породам, вызывает интенсивный износ инструмента, с чем связано заметное сокращение углубки за рейс и на коронку.

Практически при бурении в твердых, особенно абразивных, породах рекомендуется подбирать осевую нагрузку в зависимости

Таблица 12.3

Осевая нагрузка (в даН) для гидроударников различного типа

Характеристика пород	Категория пород по буримости	Г-5А		Г-7		Г-9
		Диаметр скважины, мм				
		115	96	96; 93	76	59
Средней твердости и твердые, среднеабразивные	VII—VIII	1000—1200	1000	800—1000	800—1000	800
Нижесредней твердости и твердые, высокой абразивности	IV—IX	650	500	400—500	400—500	600
Твердые, малоабразивные	VIII—X	800	800	700—800	600—800	600
Твердые, среднеабразивные	VIII—X	400—500	400—500	400—500	400—500	400—500
Твердые, высокоабразивные	IX—X и частично XI	400—500	400—500	300—400	300—400	300

от силы отдачи, в свою очередь зависящей от конструкции ударника. В табл. 12.3 приведены рациональные значения осевой нагрузки, рекомендуемые СКБ НПО "Геотехника".

**Сила или энергия ударов.** Рациональные значения этого параметра зависят от твердости породы, геометрических параметров элементов бурового снаряда и его характеристики, а общий уровень их — от начального запаса энергии. Последнее определяется конструктивными параметрами ударника и режимом его работы. Для получения нужного эффекта сила удара должна превышать предел динамической прочности  $\sigma_d$ , или твердость породы, с учетом площади контактной поверхности  $S_k$  резцов инструмента:

$$P_d \geq \sigma_{ид} S_k. \quad (12.1)$$

В противном случае будет происходить только усталостно-объемное или поверхностное малоэффективное разрушение. Это наблюдается при затуплении резцов и увеличении  $S_k$ . В какой-то момент вся энергия удара будет расходоваться только на упругие деформации бурового снаряда и породоразрушающего инструмента, который начинает интенсивно изнашиваться. Следовательно, силу или энергию ударов надо подбирать такой величины, при которой будет объемное разрушение породы с минимальной энергоемкостью процесса. Исследованиями установлено, что с увеличением энергии одиночного удара энергоемкость разрушения породы снижается.

Известно, что требуемую энергию удара можно получить либо за счет веса бояка ударника, либо за счет скорости его движения в момент удара, что определяется конструкцией и характеристикой применяемого ударного устройства. Как было

доказано исследованиями, величина деформации и глубина лунки разрушения породы достигают максимума только при определенных значениях скорости приложения нагрузки (более 4—5 м/с), что связано с изменением некоторых свойств горных пород и временем распространения деформаций.

При достаточно высокой скорости приложения нагрузки в породе развиваются деформации хрупкого разрушения — скол за пределами контактной поверхности резца с породой. При этом увеличиваются масштабы разрушения и снижается энергоемкость процесса. Но при слишком коротком времени воздействия ударных импульсов деформация не успевает распространиться достаточно широко и объем разрушаемой породы при этом же уровне затрачиваемой энергии начнет уменьшаться.

Таким образом, одно из основных условий, определяющих эффективность ударно-вращательного бурения, — создание ударных импульсов достаточно высокой энергии при определенной скорости нанесения ударов, обеспечивающей объемное разрушение горных пород. Следует помнить, что волновой характер нагружения бурового инструмента при нанесении ударов определяет уровень потерь энергии удара в некоторых элементах системы: в ударном узле — при соударении бойка с наковальной, что зависит от модулей упругости соударяющихся элементов, их геометрической формы и других факторов; в буровом снаряде — потери пропорциональны длине снаряда и числу соединений в нем и зависят от его геометрических параметров; при передаче ударного импульса породе — в контакте резца с породой, о чем говорилось ранее.

Исходя из этого, с целью передачи максимального количества энергии удара породе рекомендуется применять буровые снаряды с минимальным числом соединений возможно меньшей длины и одинаковой площади сечения, бурить необходимо при достаточно высокой осевой нагрузке. Так как гидроударные машины имеют стандартные параметры конструктивных элементов, энергия и скорость ударов могут изменяться только за счет расхода жидкости. Поэтому чтобы получить желаемые значения рассматриваемых параметров, необходимо обеспечивать требуемый расход жидкости, осуществляя строгий контроль за работой бурового насоса. Для повышения уровня удельной энергии одиночных ударов породоразрушающий инструмент для ударно-вращательного бурения оснащается, как правило, небольшим числом резцов.

*Частота вращения породоразрушающего инструмента  $n$  и частота ударов  $\psi$ .* Эти показатели тесно связаны друг с другом параметрами режима бурения, от сочетания значений которых существенно зависит характер разрушения породы, энергоемкость процесса, механическая скорость бурения и другие показатели. Известно, что наиболее эффективно процесс разрушения породы

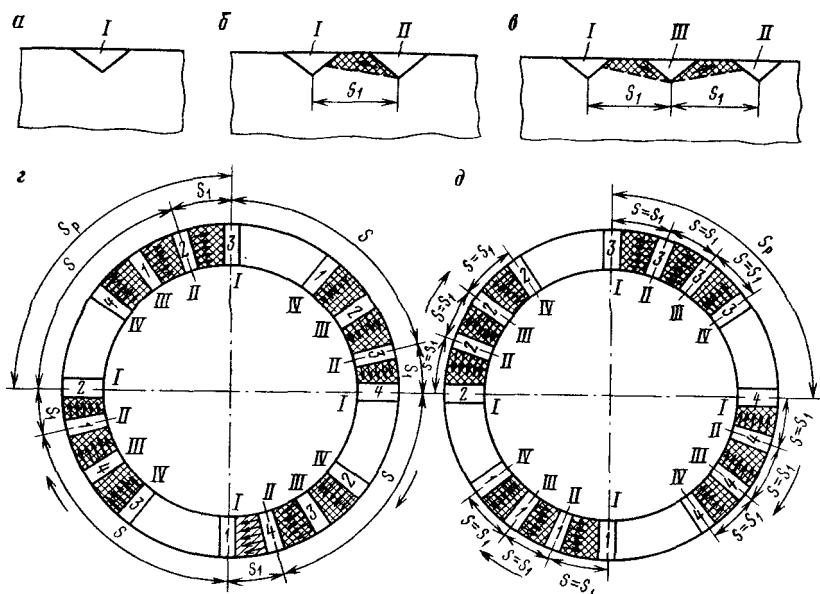


Рис. 12.1. Схемы разрушения породы при нанесении одиночных и групповых ударов:

*a* — при отсутствии дополнительной обнаженной поверхности; *б* — при одной дополнительной обнаженной поверхности; *в* — при двух дополнительных обнаженных поверхностях; *г, д* — при работе коронки с четырьмя резцами, *I, II, III, IV* — луники разрушения породы резцами *1, 2, 3, 4* после перемещения на расстояние *S*

ударным способом происходит при нанесении ударов каждый раз по новому месту, что достигается поворотом инструмента на определенный угол после каждого удара. При этом эффективность последующего удара тем выше, чем благоприятнее условия для скалывания породы.

Одно из этих условий — наличие дополнительных обнаженных поверхностей или углублений на забое (рис. 12.1). Порода в промежутках между углублениями при известных условиях и оптимальном расстоянии  $S_1$  скалывается в момент удара, в связи с чем увеличиваются масштабы разрушения и снижается энергоемкость процесса. Такие условия могут быть созданы только частично при строго определенном сочетании частоты вращения инструмента  $n$  и частоты ударов  $\psi$  с учетом числа резцов  $m$ , диаметра инструмента  $D$  и свойств породы.

В результате действия этих факторов скалывание происходит главным образом в направлении вращения инструмента под действием скалывающей силы, направленной под некоторым углом к плоскости забоя. Для этого каждый последующий удар должен быть нанесен после того, как резцы переместятся по забою на такое расстояние  $S$  от места предыдущего удара,

при котором между ранее полученным углублением и новым, образующимся в момент последующего удара, будет рациональным интервал  $S_1$ , где произойдет скалывание соответствующих элементов породы (на рис. 12. 1 заштриховано).

Теоретически эта зависимость может быть определена следующим образом. Каждый резец коронки должен пройти путь  $S$  за время  $t$ , равное периоду одного удара,

$$t = 1/\psi \quad (12.2)$$

( $\psi$  — частота ударов).

Линейная скорость перемещения резцов

$$v = S/t. \quad (12.3)$$

Линейную скорость перемещения резцов можно также выразить следующим уравнением

$$v = 2\pi Rn, \quad (12.4)$$

где  $R$  — средний радиус коронки;  $n$  — частота вращения коронки

$$n = v/2\pi R. \quad (12.5)$$

Подставив сюда значение  $v$  из выражения (12.3), получим

$$n = S/2\pi Rt.$$

Выразив  $t$  через частоту ударов  $\psi$ , будем иметь

$$n = S\psi/2\pi R. \quad (12.6)$$

Как видно из рис. 12. 1,

$$S = S_p - S_1,$$

где  $S_p$  — расстояние между резцами;  $S_1$  — оптимальное расстояние между углублениями;

$$S_p = 2\pi R/m, \quad (12.7)$$

где  $m$  — число резцов в коронке.

Тогда

$$S = 2\pi R/m - S_1. \quad (12.8)$$

Подставив найденное значение  $S$  в выражение (12.6), получим рациональную величину частоты вращения, зависящую от рассмотренных параметров,

$$n = \left( \frac{1}{m} - \frac{S_1}{2\pi R} \right) - \psi. \quad (12.9)$$

При таком режиме работы инструмента в интервалах  $S$  порода будет разрушаться только за счет резания, а в интервалах  $S_1$  — за счет скалывания, что рационально для пород достаточно мягких и малоабразивных. Для разрушения

Таблица 12.4

Значения параметров  $S_1$  (в мм) и  $n$  (в об/мин) для разных условий бурения

Характеристика пород	Категория пород по буримости	Диаметр породоразрушающего инструмента, мм			
		59		76	
		$S_1$	$n$	$S_1$	$n$
Средней твердости, малоабразивные	VI—VII	18—30	120—200	14—24	70—120
Средней твердости и абразивности	VI—VII	18	120	12—14	60—70
Средней твердости и сильноабразивные	VI—VII	10	60—70	8—12	60—40
Твердые, малоабразивные	VIII—X	10	60—70	8—12	40—60
Твердые, средней абразивности	VIII—X	7	45	6	30
Твердые, сильноабразивные	IX—X и частично XI	4	30	4	20

Продолжение табл. 12.4

Характеристика пород	Категория пород по буримости	Диаметр породоразрушающего инструмента, мм			
		93		115	
		$S_1$	$n$	$S_1$	$n$
Средней твердости, малоабразивные	VI—VII	16	65	14—16	50
Средней твердости и абразивности	VI—VII	10—20	40—48	12	42
Средней твердости и сильноабразивные	VI—VII	8	30	8	30
Твердые, малоабразивные	VIII—X	8	30	7	24
Твердые, средней абразивности	VIII—X	6	24	6	20
Твердые, сильноабразивные	IX—X и частично XI	5	20	5	17

более твердых абразивных пород рациональней вести процесс разрушения преимущественно в режиме скалывания, что можно реализовать за счет увеличения числа резцов  $m$ , либо частоты ударов  $\psi$  с тем, чтобы уменьшить интервал  $S$  работы резцов в режиме резания. Но эти другой параметры заложены в конструкциях инструмента и гидроударников.

Поэтому при бурении в более твердых породах эффективнее подбирать величину интервала перемещения резцов между ударами, исходя из условий скалывания породы в момент нанесения ударов задней гранью резцов, имеющих форму клина, в сторону углубления, полученного при нанесении предыдущего удара (рис. 12. 1,  $d$ ). При большой прочности породы величина



этого перемещения должна быть незначительной и равной оптимальному расстоянию между углублениями  $S_1$ , при котором возможно скалывание породы. Тогда частота вращения может быть определена с помощью выражения (12.6), в котором вместо  $S$  надо подставить  $S_1$ :

$$n = S_1\psi/2\pi R. \quad (12.10)$$

Значения  $m$ ,  $R$  и  $\psi$  определяются конструкцией и характеристикой инструмента и ударной машины. Рациональные же значения  $S_1$  зависят от характера пород и главным образом их прочности на скалывание. Поэтому для разных пород рекомендуются различные расстояния: от  $S_1=4+5$  мм для пород XI категории до  $S_1=20+25$  мм и более для пород VI—VII категорий. В табл. 12.4 приведены значения этого параметра и примерные частоты вращения снаряда в зависимости от характера пород и диаметра скважины (по данным СКБ НПО "Геотехника"). На практике обычно рациональную частоту вращения подбирают экспериментально.

По данным ПГО "Записбгеология", при бурении по породам VIII категории механическая скорость бурения с применением гидроударника Г-3А растет линейно с увеличением частоты вращения до 230 об/мин: по породам X категории — только до 70 об/мин, а по породам XI категории начинает снижаться уже при 50 об/мин. Примерно такие же значения этого параметра устанавливают и для других условий работы. Бурение при повышенных частотах вращения в твердых и особенно абразивных породах ведет к более интенсивному износу инструмента и снижению углубки за рейс.

В трещиноватых породах рекомендуется бурить при повышенных частотах бурения во избежание разрушения резцов вследствие заклинивания их в трещинах под действием ударов в периоды кратковременных остановок коронки, когда происходит закручивание колонны бурильных труб.

Исследованиями установлено, что повышение частоты ударов полезно только при условии обеспечения рациональной энергии удара. Недостаточная величина этого параметра не компенсируется частотой ударов.

*Удаление продуктов разрушения.* При ударно-вращательном бурении с применением гидроударников режим промывки влияет не только на интенсивность удаления продуктов разрушения, но и на характеристику рабочих параметров ударных машин — энергию одиночных ударов и частоту, от чего существенно зависит эффективность разрушения пород. Исследованиями установлено, например, что с повышением количества подаваемой на забой жидкости механическая скорость бурения растет почти линейно и с тем большей интенсивностью, чем мягче породы. При увеличении расхода жидкости от

260 до 300 л/мин энергия одиночного удара гидроударника Г-3А возрастет с 5,5 до 7,0 даН·м, а частота ударов — от 1 320 до 1 450 в минуту.

При удалении продуктов разрушения существенное значение имеет качество промывочной жидкости. При промывке технической водой повышается эффективность гидроударников и их моторесурс, но ухудшаются условия выноса продуктов разрушения, в особенности при небольшом расходе жидкости. Применение глинистого раствора лучше обеспечивает удаление продуктов разрушения, предупреждает некоторые осложнения в скважинах, в частности сужение ствола в разбухающих породах, обрушение стенок, но вызывает повышение перепада давления, что приводит к снижению некоторых параметров гидроударных машин. Поэтому по мере возможности рекомендуется использовать в качестве промывочной жидкости техническую воду.

Количество промывочной жидкости, подаваемой к забою, обычно определяется характеристикой применяемого гидроударника и корректируется в зависимости от характера пород — чем выше твердость и абразивность, тем больше подается на забой жидкости с целью повышения энергии удара.

При применении глинистого раствора значения его основных параметров должны быть следующие: вязкость по СПВ-5 не более 25 с, плотность 1,18—1,22 г/см<sup>3</sup>, содержание песка 3 %. Раствор должен хорошо очищаться от шлама; всасывающий хrapок насоса надо обязательно покрывать проволоочной сеткой с размером ячеек не более 1 мм. Подачу насоса следует систематически проверять при рабочем давлении (не реже 1 раза в сутки). Лучше пользоваться расходомером. С увеличением глубины скважин в связи с потерей жидкости в соединениях бурильных труб рекомендуется увеличивать подачу насоса на 5—6 л/мин на каждый 100 м длины колонны бурильных труб.

### **Рациональная технология отработки породоразрушающего инструмента**

*Выбор породоразрушающего инструмента.* При ударно-вращательном бурении с применением гидроударных машин инструмент выбирают с учетом типа гидроударника и категории пород. Следует помнить, что классификация пород по буримости мало пригодна для оценки этого показателя. Так, механическая скорость бурения в песчаниках VII категории, по данным СКБ НПО "Геотехника", в 1,5 раза выше в глинисто-песчаных сланцах той же категории; в средне- и мелкозернистых гранитах IX—X категорий механическая скорость бурения и углубка за рейс существенно меньше, чем при

бурении в малоабразивных твердых породах типа дацитов и липаритов IX—XI категорий, и т. д. Поэтому при определении рациональной области применения ударно-вращательного бурения и подборе типоразмера инструмента следует оценивать характер пород и по другим признакам: динамической твердости, абразивности, пластичности, вязкости, трещиноватости и т. д.

Для бурения пород ниже средней твердости (V—VII категории) рекомендуется инструмент с асимметрично заточенными резцам под углом  $75^\circ$  с отрицательным углом резания, равным  $105^\circ$ . Уменьшение угла резания повышает эффективность работы инструмента за счет резания — скалывания породы невысокой твердости под действием крутящего момента и крутильных ударных нагрузок. Число резцов у коронок в этом случае может быть повышенным — до шести — восьми штук, а расположение их — ступенчатым.

При бурении в породах средней твердости (VII—VIII категории) рекомендуются коронки с меньшим числом резцов (четыре — шесть), имеющие угол приострения  $90^\circ$  и угол резания  $120^\circ$ , так как в процессе разрушения таких пород большее значение приобретают импульсные ударные нагрузки.

Для бурения пород повышенной твердости и абразивности (IX—XI категории) рекомендуется инструмент с крупными достаточно прочными резцами, имеющими симметричный угол приострения  $90$ — $100^\circ$ . Такой угол обеспечивает равномерное распределение напряжений в резцах при ударных нагрузках и исключает возникновение напряжений изгиба под действием этих нагрузок, что наблюдается в резцах с асимметричной заточкой. В связи с необходимостью увеличения удельной энергии ударов при разрушении твердых пород число резцов должно быть минимальным (четыре — шесть).

При ударно-вращательном бурении с применением гидроударников Г-7 в породах V—VI категорий по буримости типа алевролитов с прослоями нетвердых песчаников эффективны коронки ГПИ67, при бурении с высокочастотными гидроударниками ГВ-5 и ГВ-6 — серийно выпускаемые твердосплавные и алмазные коронки.

Для бескернового бурения в породах V—VI категорий применяются твердосплавные долота ГПИ149М или долота комбинированного типа ГПИ76, а в породах VII категории — ГПИ151М или серийно выпускаемые шарошечные долота.

Спускаемый в скважину инструмент должен быть тщательно осмотрен. Инструмент, имеющий дефекты, в скважину спускать нельзя. Непригодным к работе считается инструмент, имеющий следующие недостатки: сколы и трещины на резцах, не подлежащие устранению; износ резцов по высоте более чем на  $2/3$  от первоначального размера; конусный

износ резцов более чем на 0,5 мм; эллипсность короночного кольца более 0,4 мм (по диаметру); полное разрушение двух или более резцов.

Диаметр вновь спускаемой в скважину коронки не должен превышать диаметр коронки, поднятой с забоя в предыдущем рейсе более чем на 0,2 мм при бурении в породах до VIII категории и на 0,1 мм в породах IX категории. При бурении в породах X и XI категорий диаметр спускаемой в скважину коронки не должен отличаться от диаметра извлекаемой из скважины.

Учитывая, что все необнаруженные при осмотре коронок дефекты проявляются в первом же рейсе, при значительной глубине скважин рационально спускать уже использовавшиеся, но работоспособные коронки, не имеющие дефектов. Затупленные резцы у таких коронок перезатачивают с соблюдением определенных правил.

Номер каждого спускаемого в скважину породоразрушающего инструмента, имеющийся на сбеge резьбы, должен быть записан в буровом журнале. Кроме номера в журнале записывают типоразмер инструмента, завод-изготовитель, состояние инструмента до спуска и после подъема.

*Компоновка бурового снаряда.* Для получения образцов пород или проб полезных ископаемых при ударно-вращательном бурении геологоразведочных скважин собирают снаряд, состоящий из коронки, кернорвателя (иногда с расширителем), колонковой трубы (или двойного колонкового снаряда), гидрорударной машины и бурильных труб (иногда с включением УБТ и шламовой трубы).

Колонковая труба геологоразведочного стандарта должна иметь минимальную длину в зависимости от возможной углубки за рейс: при бурении по породам VI—VII категорий — 7—12 м, VIII категории — 46 м, IX категории — 3—4 м и X—XI категорий — 1,5—3 м.

В случае бескернового бурения используется набор, включающий долото, колонковую трубу (иногда с расширителем), ударную машину и бурильные трубы (иногда с включением УБТ и шламовой трубы).

Бурильные трубы подбирают в соответствии с глубиной и диаметром скважины, типами ударной машины и насоса. Обычно применяют СБТ диаметром 50 и 63,5 мм с муфтово-замковыми соединениями.

Утяжеленные бурильные трубы должны обеспечивать нагрузку 800—1000 даН. В зависимости от параметров сважины диаметр УБТ составляет 54 или 73 мм. Для уменьшения интенсивности искривления скважин в компоновку УБТ — ударная машина — колонковая труба включают переходники-центраторы. В СКБ НПО "Геотехника" разработа

специальный снаряд СНГ-1, имеющий стабилизированный низ бурильного вала. Такой снаряд рекомендуется для бурения скважин с гидроударниками Г-3А и Г-5А диаметром 115 мм. При этом используются четыре центратора диаметром 115,5 мм, УБТ диаметром 89 мм и длиной 14 м. Общая длина такого снаряда 24 м, а масса 600 кг. При смене диаметра скважины собирают ступенчатый снаряд с разными диаметрами верхней и нижней частей.

С целью повышения качества и количества получаемого кернового материала применяют специальные колонковые снаряды: эжекторные ОК80М-76 с коронками ГПИ76МВС и ОК90-59 с коронками ГПИ126МС, а также двойные колонковые ОК70М-76, созданные СКБ НПО "Геотехника".

*Подбор рациональных параметров режима бурения.* Эффективность бурения зависит от рационально подобранных параметров режима, влияние которых было рассмотрено ранее. В табл. 12.5 приведены общие рекомендации, выработанные с учетом некоторых свойств пород.

При бурении в сильнотрещиноватых породах (появляются резкие стуки на забое, неравномерное вращение снаряда, рывками) рекомендуется уменьшать осевую нагрузку и увеличивать частоту вращения с целью повышения момента инерции и уменьшения возможности заклинивания резцов в трещинах в моменты остановок породоразрушающего инструмента. В случае полного поглощения промывочной жидкости возможно зашламование скважины, с чем могут быть связаны прихваты снаряда, рекомендуется в компоновку снаряда включать шламовые трубы (две-три) закрытого или открытого типа. Перед подъемом снаряда по окончании рейса необходимо в течение 10—15 мин (в зависимости от глубины скважины) интенсивно промывать скважину. При бурении в породах повышенной абразивности осевую нагрузку и частоту вращения следует снижать на 20—25%. Рекомендуемые параметры режима бурения долотом комбинированного типа ГПИ151М-76: при бурении в мало- и среднеабразивных породах частота вращения 150—237 об/мин, осевая нагрузка 1800—2500 даН, расход промывочной жидкости 200 л/мин; при бурении в породах повышенной абразивности частота вращения 67—150 об/мин, осевая нагрузка 1200—1500 даН, расход жидкости 200 л/мин.

*Технология бурения.* Перед спуском ударной машины скважина должна быть хорошо очищена от шлама, осколков твердого сплава с помощью специальной ловушки. Тщательно проверяется все оборудование, обвязка насоса и устья скважины, бурильные трубы и сама ударная машина. В процессе бурения систематически проводится осмотр оборудования.

Спускать инструмент в скважину следует без резких ударов и рывков, а в участках сильно искривленных скважин или

Таблица 125

Характеристика пород	Категория пород по буримости	Коэффициент динамической прочности	Коэффициент абразивности	Осевая нагрузка, даН			Частота вращения, об/мин			Расход очистного агента, л/мин			
				Г-7		Г-9	Г-7		Г-9	Г-7*		Г-7**	Г-9
				Диаметр скважины, мм									
				96-93	76	59	96-93	76	59	96-93	76	76	59
Средней крепости и твердые, среднеабразивные	VII-VIII	5-12	0,55-1,4	800-1000	800-1000	800	40-60	60-70	120	180-200	180-200	90-110	140-180
Средней крепости и твердые, высокоабразивные	IV-IX	8-14	1,5	400-500	400-500	600	30	60-40	60-70	200	200	100-120	160-180
Твердые, малоабразивные	VIII-X	18-28	1,0-1,3	800-800	600-800	600	30	40-60	60-70	200	200	120	160-180
Твердые, среднеабразивные	VIII-X	18-28	1,5-2,15	400-500	400-500	400-500	30	30	45	200	200	120	180
Твердые, высокоабразивные	IX-X частично XI	20-28	1,0-3,0	300-400	300-400	300	20	20	30	200-220	200-220	150	180

\* Без понизителя расхода; \*\* - с понизителем расхода

изменения диаметра — с ограниченной скоростью. В начале рейса опускать снаряд на забой надо медленно с промывкой и вращением, а бурение начинать при пониженных значениях реальных параметров в течение 2—3 мин (или в интервале углубки 10—15 см) для приработки инструмента, с осевой нагрузкой не более 150—200 даН при уменьшенном расходе промывочной жидкости и минимальной скорости подачи бурового снаряда. Не допускается включение ударной машины без вращения, так как это может привести к поломкам углубившихся в породу резцов под действием ударов. При остановках вращения снаряд необходимо приподнимать над забоем на 3—4 см.

В процессе бурения может резко повышаться давление в напорной магистрали в связи с выходом из строя гидроударника, зашламования колонкового снаряда или самозаклинивания керна. В этом случае рекомендуется приподнять снаряд над забоем, увеличить частоту вращения и плавно опустить его на забой. Если при повторении этой операции давление в нагнетательной системе не снижается, снаряд следует поднять на поверхность.

Учитывая особую важность режима промывки скважины при бурении с использованием гидроударников следует строго следить за работой насоса, пользуясь манометром и расходомером показывающе-сигнализирующего типа. В связи с тем, что осевую нагрузку надо поддерживать в строго заданных пределах ( $\pm 50$  даН) на буровой всегда должен быть исправный индикатор веса. Для контроля за работой гидроударника используется виброграф ВР-1, с помощью которого измеряется вибрация нагнетательного шланга, по которой можно судить о частоте ударов машины на забое. Для записи фактических параметров режима бурения успешно используются приборы МКН-1 и МКН-2 конструкции СКБ НПО "Геотехника".

*Продолжительность рейса.* Как указывалось ранее, критерием окончания углубки в рейсе может явиться ряд показателей или факторов, например, значительное падение механической скорости и в связи с этим снижение рейсовой, недопустимый износ породоразрушающего инструмента, осложнения в скважине или необходимость сохранения керна. Продолжительность рейса регламентируется заданной величиной углубки.

Износ резцов инструмента может быть связан с абразивным воздействием породы, нарушением технологического процесса или с дефектами в самом инструменте. Резцы изнашиваются, прежде всего, по торцу с образованием площадки притупления и по боковым граням. Износ по торцу приводит к увеличению суммарной контактной поверхности и снижению контактных напряжений в породе, а следовательно, к уменьшению объемов разрушаемой породы под действием ударных

нагрузок. В конце концов процесс разрушения породы из объемного перейдет в поверхностный малоэффективный. С боковым износом резцов связано уменьшение диаметра скважины (сужение ствола на конце), что может привести к заклиниванию инструмента и поломке резцов.

Рекомендуется прекращать бурение при снижении мгновенной скорости до  $1/3-1/4$  начальной величины, которая достигает: в породах VII категории — 3, VIII категории — 2—3, IX категории — 2; X категории — 1 см/мин. Прекращение рейса по другим причинам, в частности при осложнениях, предусматривается в конкретных условиях инструкциями или специальными указаниями, а также основывается на опыте бурового персонала. Величина углубки скважины за рейс может в среднем составлять: по породам VIII категории — 3—4 м, IX категории — 2—3 м; X категории — 1—2 м; XI категории — в пределах 1 м.

Для заклинивания и удержания керна в снаряде при ударно-вращательном бурении с гидроударниками используются кернаврательные устройства цангового типа: К115Ц, К93Ц, КЦ76МВ и КП59-1 конструкции СКБ НПО "Геотехника".

### **12.3. УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБЫЧНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА**

Разрушение твердых горных пород при вращательном способе практически любым инструментом сопровождается действием импульсных нагрузок, возникающих за счет продольных и поперечных колебаний бурового снаряда. В зависимости от характера действия импульсных нагрузок условия работы инструмента могут ухудшаться или улучшаться. С этой позиции можно выделить два случая проявления собственных колебаний бурового снаряда с разным режимом.

1. Вращательно-ударный режим, при котором породоразрушающий инструмент периодически отрывается от забоя и при падении которого возникает крутильная ударная нагрузка, разрушающая не только породу, но и инструмент. Это происходит в том случае, если возмущающая сила, направленная вверх от забоя, превышает усилие прижатия вращающегося инструмента к забою, а амплитуда колебаний значительна.

Такой режим сказывается отрицательно, так как вызывает разрушение инструмента и износ механизмов, что может привести к снижению эффективности вращательного бурения. Особенно страдают от действия таких нагрузок алмазные и твердосплавные коронки, что ограничивает увеличение частоты вращения. Поэтому с вибрациями, имеющими низкую частоту, при вращательном бурении ведется борьба



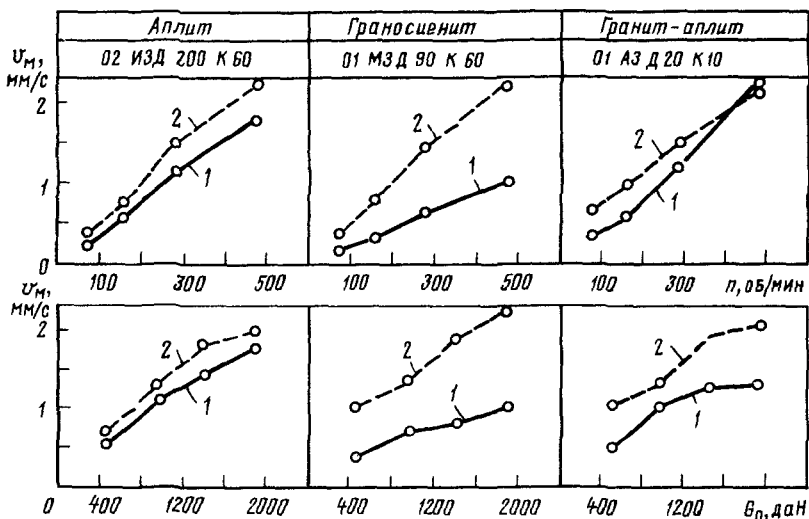


Рис. 12.2. Зависимость механической скорости бурения  $v_m$  от частоты вращения  $n$  и усилия подачи  $G_0$  при вращательном (кривая 1) и ударно-вращательном (кривая 2) способах бурения алмазными коронками

известными средствами: смазкой колонны бурильных труб, применением инерционных масс, амортизаторов, виброгасителей и др.

2. Ударно-вращательный режим, при котором породоразрушающий инструмент находится в постоянном контакте с породой на забое (не отрывается от забоя). При таком режиме работы инструмента, наоборот, существенно возрастает эффективность разрушения породы при сохранении достаточно высокой стойкости инструмента.

По инициативе СКБ НПО "Геотехника" совместно с кафедрой техники разведки Томского политехнического института были проведены исследования процессов ударно-вращательного способа бурения с применением мелкоалмазных коронок. В качестве источника импульсных нагрузок использовался высокочастотный гидроударник ГВ-5 и специально сконструированный электромагнитный ударник. По результатам исследований были сделаны следующие выводы (рис. 12.2).

1. При бурении алмазными и твердосплавными серийными коронками наложение высокочастотных импульсных нагрузок в определенных условиях приводит к повышению механической скорости бурения.

2. Область применения ударно-вращательного бурения алмазными коронками с высокочастотным гидроударником зависит от конструкции коронок, зернистости алмазов и их качества:

Таблица 12.6

Тип породы	Категория по буримости	Тип алмазной коронки	Рекомендуемые параметры режима бурения		
			Осевая нагрузка, даН	Частота вращения снаряда, об/мин	Расход промывочной жидкости, л/мин
Слабосцементированные песчаники, аргиллиты, алевролиты	VI—VII	MBC	1000—1200	258—620	140—160
Песчаники, известняки выше средней твердости	VIII—XI	01A3-Д10-K10	1200—1400	258—620	140—160
Песчаники твердые	IX—XI	01A4-Д40-K40	1200—1400	258—620	140—160
Граниты, роговики и другие кристаллические породы	XI—XII	M И	1400—1800	400—800	140—160
Нарушенные сильнотрещиноватые породы	VIII—XI	01A4-B40-И	1000—1200	128—238	80—120

бурение коронками, оснащенными естественными алмазами, эффективно в кристаллических породах VII—X категорий по буримости и неэффективно в породах с высокой пластичностью и динамической твердостью;

бурение коронками, оснащенными синтетическими алмазами, эффективно в породах средней и ниже средней твердости независимо от пластичности и динамической твердости.

3. Вращательное бурение серийными твердосплавными коронками CM-4, CT-1 и CA-2 с наложением высокочастотных импульсных нагрузок эффективно в породах ниже средней твердости (до VI—VII категорий).

Большой объем производственных испытаний, проведенных СКБ НПО "Геотехника", показал возможность широкого применения ударно-вращательного способа бурения мелкоалмазными коронками в различных геолого-технических условиях. Было получено увеличение: механической скорости бурения на 24—52 %, углубки за рейс на 10—83 % и углубки на коронку до 29—54 %. Наибольшая эффективность при бурении пород средней твердости получена при использовании коронок

с меньшей зернистостью и нормальной матрицей. С увеличением твердости и трещиноватости пород рационально применять коронки с более твердой матрицей и меньшим размером зерен алмазов (многослойные и импрегнированные коронки).

На основании накопленного опыта СКБ НПО "Геотехника" рекомендуются режимы ударно-вращательного бурения некоторыми типами мелкоалмазных коронок с применением гидроударной машины ГВ-5 (табл. 12.6).

Из табл. 12.6 видно, что значения параметров режима бурения мелкоалмазными коронками обычно те же, что и при вращательном бурении. При слишком большом количестве жидкости, подаваемой на забой и необходимой для работы гидроударника, ее излишки сбрасывают с помощью специального делителя или сверлением отверстия диаметром 5—8 мм в переходнике на колонковую трубу. Таким образом, бурение серийным породоразрушающим инструментом в ударно-вращательном режиме позволяет заметно повысить технико-экономические показатели.

#### 12.4. ТЕХНОЛОГИЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПНЕВМОУДАРНИКОВ

##### Параметры режима бурения

Параметры режима ударно-вращательного бурения пневмоударниками — осевая статическая нагрузка  $G_0$ , динамическая нагрузка  $P_d$  или энергия удара  $A_y$ , частота ударов  $\psi$ , частота вращения  $n$ , интенсивность удаления продуктов разрушения, обеспечиваемая расходом сжатого воздуха  $Q$  и напором  $p_v$ . Влияние этих параметров в принципе аналогично рассмотренному ранее случаю бурения с применением гидроударников.

**Осевая нагрузка.** Внедрение резцов в породу при небольшой ее твердости и необходимая сила прижатия инструмента к забою обеспечиваются осевой нагрузкой. Она также создает необходимые условия эффективного действия ударной нагрузки. Это приводит к снижению энергоемкости процесса разрушения и повышению механической скорости бурения. Но при этом интенсивность или темп роста показателей бурения с увеличением осевой (статической) нагрузки снижается за счет более интенсивного износа инструмента, что приводит к сокращению углубки за рейс. Поэтому в каждом конкретном случае величину осевой нагрузки подбирают с учетом всех рассматриваемых факторов.

Значения осевой нагрузки  $G_0$  (в даН), рекомендуемые для ударно-вращательного бурения с применением пневмоударников приведены ниже.

Диаметр коронки, мм	93	113	132
Монолитные породы	200—250	250—300	300—400
Трещиноватые	70—100	100—150	200—250

Следует отметить, что при бурении в мягких глинистых породах, в особенности имеющих отрицательную температуру, повышенная осевая нагрузка в сочетании с большой силой ударов приводит к отрицательным результатам в связи с тем, что резцы внедряются на всю высоту и циркуляционные каналы между торцом инструмента и забоем перекрываются. В таких условиях пневмоударник прекращает свою работу (глохнет), а продукты разрушения не удаляются с забоя.

Кроме того, при бурении в мягких породах с отрицательной температурой в контактной зоне мгновенно выделяется вода, которая вместе с продуктами разрушения быстро замерзает к торцу инструмента, образуя наросты и перекрывая дополнительно циркуляционные каналы. В связи с этим в нагнетательной линии резко повышается давление сжатого воздуха и бурение прекращается. В таких условиях рекомендуется бурить с уменьшенной подачей бурового снаряда (на величину выхода хвостовика и шлицевой втулки из муфты на 20—25 мм при подвешенном пневмоударнике). Большую осевую нагрузку не рекомендуется создавать также при бурении в валунно-галечниковых отложениях, так как при этом появляется возможность асимметричного износа и поломки резцов.

**Динамическая нагрузка  $P_d$  или энергия ударов  $A_y$ .** В процессе разрушения пород эти параметры играют существенную роль и тем большую, чем прочнее породы. По данным И. В. Куликова,

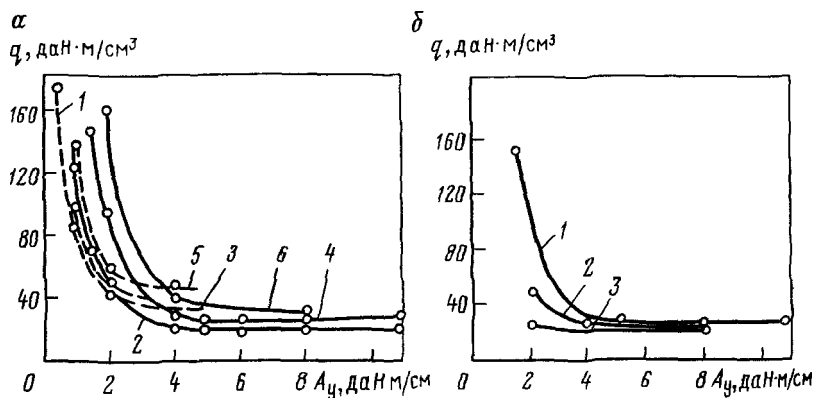


Рис. 12.3. Графики зависимости удельной энергоёмкости разрушения пород  $q$  от удельной энергии удара  $A_{уд}$  при скорости ударов 7 м/с:

$a$  — притупленными (кривые 2, 4, 6) и острыми (кривые 1, 3, 5) резцами по мрамору (кривые 1, 2), граниту (3, 4) и кварциту (5, 6);  $b$  — притупленными резцами при различной удельной осевой нагрузке  $G_y$ : 1 — 10 даН/см; 2 —  $G_y = 100$  даН/см; 3 —  $G_y = 300$  даН/см

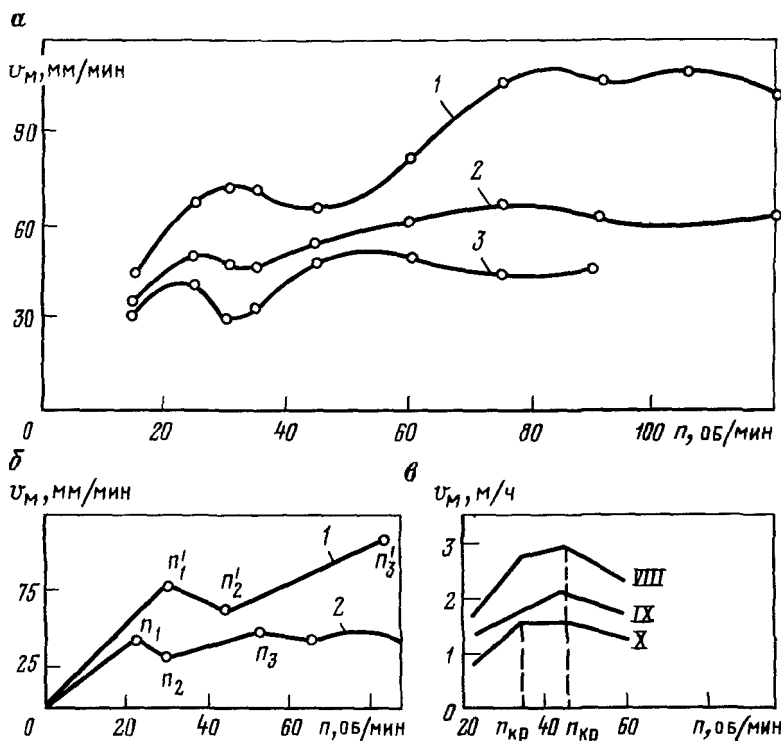


Рис. 12.4. Графики зависимости механической скорости  $v_m$  при ударно-вращательном бурении от частоты вращения снаряда  $n$  и категории пород:

$a$  — по данным Р. Х. Гафиятулина и др. при бурении: 1 — по известняку,  $f=6 \div 7$ , 2 — по граниту,  $f=9 \div 11$ , 3 — по кварциту,  $f=17 \div 19$ ; б — по данным К. И. Иванова при бурении: 1 — известняков VI–VIII категорий, 2 — по кварциту X–XI категории; в — по данным И. В. Куликова и др. при бурении в породах X, IX, VIII категорий по буримости

с ростом удельной энергии удара до определенного значения резко снижается удельная энергоёмкость процесса разрушения пород (рис. 12.3).

Успешное разрушение породы, как показали исследования И. В. Куликова, возможно при соблюдении условия

$$A_y = a^2 l_{\text{л}} q \operatorname{tg} \beta, \quad (12.11)$$

где  $a$  — половина ширины площадки притупления резца;  $l_{\text{л}}$  — длина лезвия;  $q$  — удельная энергоёмкость разрушения породы;  $\beta$  — половина угла при вершине лунки, полученной при разрушении породы.

Практически при бурении с пневмоударниками реализуется энергия ударов, величина которой определяется их характеристикой.

*Частота вращения бурового снаряда и чистота ударов.* Как было показано ранее, эти параметры тесно взаимосвязаны друг с другом и зависят от числа резцов  $m$  в инструменте, а также свойств пород. При благоприятном сочетании этих факторов можно получить максимальный эффект разрушения породы и высокую механическую скорость бурения.

Как видно из приведенных графиков на рис. 12.4, изменение механической скорости  $v_m = f(n)$  имеет сложный экстремальный характер, что определяется механизмом разрушения породы. Максимумы  $v_m$  соответствуют наиболее рациональному сочетанию частот вращения и ударов, при котором происходит одно- или двустороннее скалывание элементов породы между лунками (углублениями), получаемыми при нанесении предыдущих ударов. Минимумы  $v_m$  и тенденция к ее снижению после достижения критического значения  $n_{кр}$  (тем меньшего по величине, чем выше твердость породы), очевидно, связаны с нанесением повторных ударов в моменты расположения резцов в ранее образованных лунках.

При этом происходит переизмельчение шлама и затупление резцов без эффективного действия. Масштабы разрушения породы скалыванием в таком случае существенно уменьшаются, повышается энергоемкость процесса разрушения, а на стенках скважины образуется так называемая "рейка" или рифленая поверхность. Отсюда видно, что определение рационального значения частоты вращения снаряда возможно только путем эксперимента в конкретных условиях. Ниже приведены рекомендации по выбору частоты вращения при бурении с применением пневмоударников.

**Значения частоты вращения инструмента (в об/мин) в зависимости от категории пород по буримости**

Категория пород . . . . .	VII—VIII	IX—X	XI—XII
Диаметр скважины, мм:			
93 . . . . .	55—100	35—55	20—35
113 . . . . .	40—75	25—40	15—25
132 . . . . .	25—30	16—25	10—16

*Расход и давление воздуха.* Расчеты и практика показывают, что для нормальной работы пневмоударных машин расход воздуха меньше, чем это требуется для очистки скважины от шлама. Так, при бурении скважины диаметром 113 или 132 мм с применением бурильных труб диаметром 50 мм расход воздуха, обеспечивающий вынос продуктов разрушения, составляет соответственно 7—8 и 9—10 м<sup>3</sup>/мин, а для нормальной работы пневмоударников требуется 4—5 и 6—7 м<sup>3</sup>/мин. Таким образом, расход воздуха следует рассчитывать, прежде всего, исходя из условий выноса продуктов разрушения [10].

Для обеспечения нормальной очистки забоя от шлама скорость восходящего потока воздуха  $v_{вп}$  в интервале забой — шламовая труба должна быть менее 15—18 м/с. Поэтому в случае применения комплекса КПР на пневмоударник необходимо надевать кожух с целью уменьшения зазора, по которому движется поток воздуха, выносящего шлам. В противном случае шлам будет "зависать", накапливаясь в этом интервале, что может привести к осложнениям.

Давление сжатого воздуха определяется потерей напора при его движении в циркуляционной системе и в пневмоударной машине. Для нормальной работы пневмоударников РП-111 и РП-130 необходимое давление воздуха составляет 0,6—0,7 МПа. Потери напора в циркуляционной системе определяются в зависимости от параметров скважины и бурильных труб [1]. При бурении глубоких скважин потери напора существенно возрастают и давление воздуха, создаваемое компрессором, достигает 11,5 МПа и более.

В случае недостаточной производительности используемого компрессора надо применять шламовые трубы для улавливания продуктов разрушения в скважине. Для улавливания всего количества продуктов разрушения, образующихся в течение одного рейса, шламовая труба должна иметь соответствующий объем. При известных диаметрах шламовой трубы и бурильных труб несложно подсчитать ее длину с учетом выхода керна, пользуясь формулой

$$l_{шт} = (D_c^2 - k_1 D_k^2) l_p k_2 / (D_{шт}^2 - d_{бт}^2), \quad (12.12)$$

где  $D_c$  — диаметр скважины, м;  $D_k$  — диаметр керна, м;  $l_p$  — величина углубки за рейс, м;  $D_{шт}$  — внутренний диаметр шламовой трубы, м;  $d_{бт}$  — наружный диаметр бурильной трубы, м;  $k_1 = 1 + 0$  — коэффициент, учитывающий процент выхода керна;  $k_2$  — коэффициент разрыхления породы (для плотных пород  $k_2 = 1,6 \div 2$ ).

При бескерновом бурении скважин ( $k = 0$ )

$$l_{шт} = k_2 D_c^2 l_p / (D_{шт}^2 - d_{бт}^2). \quad (12.13)$$

При выборе компрессора следует учитывать, что его производительность существенно зависит от высоты местности над уровнем моря. Так, для компрессора с дизельным приводом эта зависимость выглядит следующим образом:

Высота местности над уровнем моря, м . . . . .	0	500	1000	1500	2000	3000	4000
Производительность компрессора ЛК-10, м <sup>3</sup> /мин . . . . .	10	8,8	7,9	7,0	6,2	5,0	3,8

## 12.5. РАЦИОНАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОТРАБОТКИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

*Компоновка бурового снаряда.* Ударно-вращательное бурение разведочных скважин с применением пневмоударников осуществляется с помощью специальных комплексов: РП — при разведке коренных месторождений и КПР — при разведке россыпей в разрезах с многолетнемерзлыми породами.

Комплекс РП представлен колонковыми наборами для бурения с отбором керна и набором для бескернового бурения. Колонковый набор, предназначенный для бурения по вмещающим породам, состоит из коронки типа КП, колонковой трубы ТП, пневмоударника и шламовой трубы ТШ. В случае бурения по слабоустойчивым и неустойчивым породам, в особенности по рудным зонам, рекомендуется двойной колонковый снаряд типа ТДП, состоящий из коронки КДП, двух колонковых труб ТДП, пневмоударника РП и шламовой трубы ТШ. Снаряд для бескернового бурения включает долото типа КПС, пневмоударник и шламовую трубу.

Комплекс КПР, используемый при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых, состоит из колонковых наборов трех типов: для бурения с отбором керна — одинарный и двойной снаряды, для бескернового бурения.

Одинарный колонковый снаряд состоит из коронки КП, колонковой трубы, пневмоударника РП-130М или РП-130 и шламовой трубы ТШ. Двойной колонковый снаряд включает коронку типа КДП, наружную колонковую и внутреннюю керноприемную трубы и шламовую разъемную трубу. Комплексы КПР используют для бурения скважин диаметрами 161, 184 и 216 мм; их характеристика приведена ниже.

Тип комплекса . . . . .	КПР-161	КПР-184	КПР-216
Диаметр, мм			
коронки . . . . .	161	184	216
керн . . . . .	115	140	170
Размеры шламовой трубы:			
диаметр, мм . . . . .	146	168	203
длина, мм . . . . .	1260	1280	1280
объем, дм <sup>3</sup> . . . . .	15,5	21,5	33,5
Расход воздуха при бурении, м <sup>3</sup> /мин . .	8—10	10	10
Давление воздуха, МПа . . . . .	0,6—0,7	0,6—0,7	0,6—0,7

*Подбор рациональных параметров режима бурения.* Параметры режима бурения должны обеспечивать высокую скорость бурения скважины и получение качественных проб полезных ископаемых в виде керна или шлама. Основное условие реализации рациональных параметров режима бурения с применением пневмоударников — подача в скважину необходимого количества воздуха при достаточном давлении (напоре).



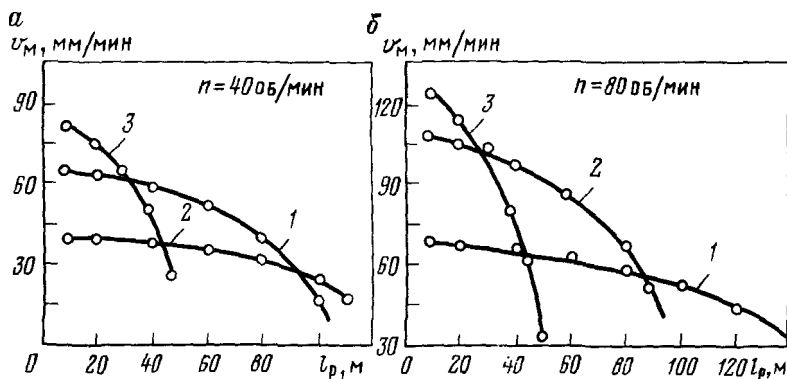


Рис. 12.5. Графики зависимости механической скорости бурения  $v_m$  и углубки скважины  $l_p$  от осевой нагрузки  $G_0$  и частоты вращения бурового снаряда  $n$  при бурении в известняках (по данным Р. Х. Гафиятулина и др.) с осевой нагрузкой:

1 — 100 даН; 2 — 300 даН; 3 — 500 даН

Исследованиями установлено, что основные показатели процесса бурения скважины — механическая скорость и углубка за рейс — зависят от сочетания значений регулируемых параметров режима бурения: усилия подачи и частоты вращения бурового снаряда (при заданных силе и частоте ударов, свойствах породы и др.).

Как видно из рис. 12.5, темп уменьшения  $v_m$  и углубки  $l_p$  существенно зависит от частоты вращения  $n$  и осевой нагрузки  $G_0$  на коронку. При этом существенно отличаются и начальные механические скорости бурения. Они имеют наибольшие значения при максимальной осевой нагрузке и минимальные — при наименьшей. В такой же зависимости находится и темп снижения  $v_m$  по мере притупления лезвий инструмента или возрастания величины углубки. Аналогичное влияние оказывает и частота вращения: чем она больше, тем интенсивнее снижается  $v_m$ . В соответствии с такими закономерностями будут изменяться и величина углубки за рейс при бурении скважин, и рейсовая скорость.

Следовательно, при бурении сравнительно неглубоких скважин, когда на спуско-подъемные операции затрачивается мало времени, рационально подбирать параметры такими, чтобы получать высокую  $v_m$ , даже при небольшой величине углубки до затупления инструмента. Но по мере увеличения глубины скважины и времени, затрачиваемого на СПО, параметры режима бурения должны меняться так, чтобы интенсивность снижения  $v_m$  была минимальной, а углубка за рейс — максимальной. Это обеспечит наибольшую сменную производительность труда при бурении глубоких скважин.

По рекомендации И. В. Куликова и других исследователей, при бурении в плотных скальных породах осевая нагрузка на коронку должна достигать 200—400 даН, в валунно-галечниковых отложениях — 100—150 даН, а при бурении по глинам и иловатым породам — 0—50 даН. Повышение осевой нагрузки при бурении в глинистых породах с отрицательной температурой приводит, как отмечалось ранее, к образованию свободной воды и примерзанию продуктов разрушения к торцу коронки с образованием наростов и закупориванию продувочных каналов.

В таких условиях следует бурить с нулевой нагрузкой на забой, что возможно при периодической подаче на 20—25 мм подвешенного бурового снаряда. Для того чтобы предупредить растепление пород на забое, рекомендуется охлаждать сжатый воздух, подаваемый в скважину, до отрицательной температуры и очищать его от влаги (осушать).

Частоту вращения подбирают в зависимости от частоты ударов пневмоударника, числа резцов в коронке и свойств пород с целью получения рационального расстояния между углублениями, образующимися при каждом ударе. Так, при бурении на одном из россыпных месторождений при значениях  $S_1 = 13 + 15$  мм,  $\psi = 1000$  уд/мин и диаметре скважины 184 мм рациональная частота вращения составила 20—30 об/мин.

В некоторых случаях при подборе параметров режима бурения приходится исходить из регламентированных значений частот вращения и ударов, а также числа резцов в коронке или ее диаметра. В этом случае значения параметров режима бурения могут оказаться нерациональными, что безусловно скажется отрицательно на производительности труда. Поэтому очень важно решать все эти вопросы в период составления проекта на бурение скважин.

*Технология бурения.* При бурении скважин с применением пневмоударников выполняются общепринятые правила технологии, обеспечивающие высокую эффективность сооружения скважин. При сборке бурового снаряда очень важно обеспечить необходимую прочность и герметичность всех резьбовых соединений, свинчивать которые следует с помощью ключей.

Эффективность бурения в слабообводненных скважинах с применением воздуха существенно снижается в связи с возрастанием противодавления в скважине, ухудшения условий выноса шлама, образования сальников и осложнений при подъеме снаряда. Устранить эти недостатки можно при добавке к сжатому воздуху раствора ПАВ, в частности ОП-10 или привоцела. Опыт применения ПАВ показал возможность бурения скважин в обводненных породах.

Оптимальная концентрация ПАВ при притоках в скважину пресной воды составляет 0,1—0,2 %, а минерализованной — 1,1—

1,2 %. Расход водного раствора ПАВ зависит от интенсивности водопритока в скважину; не более 7—8 л/мин при бурении РП-111 и 8—10 л/мин при использовании РП-130 (чем интенсивнее водоприток, тем меньше должен быть расход смеси, но выше концентрация ПАВ). При этом содержание шлама в растворе с ПАВ не должно превышать определенной величины в зависимости от характера пород (для глинистых пород от 1:5 до 1:2; для известняков, доломита, гранита от 1:2 до 1:1).

При возникновении осложнений во время подъема снаряда необходимо кратковременно увеличить подачу раствора ПАВ. Это осуществляется насосом. Развиваемое им давление должно превышать давление сжатого воздуха в нагнетательной линии. Чтобы предупредить попадание сжатого воздуха в насос, а раствора ПАВ в компрессор, нагнетательные линии должны снабжаться обратными клапанами. Раствор ПАВ может быть использован также для пылеулавливания на поверхности при бурении сухих скважин.

В случае работы бурового снаряда в рациональном режиме давление сжатого воздуха изменяется незначительно, главным образом за счет заполнения колонкового снаряда керном. Резкое повышение давления с прекращением выноса продуктов разрушения свидетельствует о прекращении циркуляции воздуха в призабойной части скважины. Причиной тому может явиться чрезмерное заглубление резцов при нерациональном значении усилия подачи снаряда в случае бурения по мягким глинистым породам, заполнение колонковой трубы керном, при углубке, превышающей длину трубы, зашламование скважин, образование сальника, перекрытие (перемерзание) канала в бурильных трубах и др.

При резком повышении давления воздуха следует прекратить углубку и начать расхаживание снаряда. Если при этом давление не снижается, необходимо поднять буровой снаряд на поверхность. Не рекомендуется восстанавливать циркуляцию воздуха длительным вращением бурового снаряда, так как это приводит к растеплению стенок скважин и осложнениям.

*Продолжительность рейса.* Продолжительность рейса при бурении с пневмоударником определяется как и при использовании гидроударников, уровнем механической и рейсовой скоростей, необходимостью сохранения керна, износом инструмента, всевозможными осложнениями, в особенности при бурении в многолетнемерзлых породах, и др.

С целью получения возможно большей углубки за рейс  $l_p$  при достаточно высокой механической скорости бурения  $v_m$ , а также углубки на один инструмент, необходимо принимать меры по предупреждению осложнений и рационально отработывать инструмент, как это было показано ранее.

При нормальном технологическом износе породоразрушающего инструмента изменяется геометрическая форма резцов — притупляются лезвия и закругляется их боковая часть. Особенно опасен боковой износ, вследствие которого уменьшается диаметр ствола скважины в призабойной части и при спуске нормальной коронки, имеющей диаметр больше, чем диаметр суженной части ствола, могут поломаться резцы и деформироваться инструмент. Во избежание этого зауженную часть ствола необходимо расширить (проработать), на что тратится дополнительное время и ресурс инструмента. Нередко при этом возникают и осложнения (аварии).

При невозможности устранить интенсивный износ резцов, ограничивают время работы инструмента на забое, в связи с чем уменьшаются углубка на коронку, продолжительность рейса и углубка за рейс. Поэтому необходимо добиваться минимального износа инструмента и рационально его отрабатывать.

В практике бурения с пневмоударником рекомендуется "круговая" схема отработки инструмента. Она основана на критерии "нулевого зазора" между коронкой и стенкой скважины. Этот критерий определяет углубку за рейс  $l_p$ , при которой очередная коронка свободно дойдет до забоя. При этом может быть подсчитано общее число коронок  $K$ , необходимых для бурения скважины в определенном интервале с заданным уменьшением диаметра

$$K = l_n / l_{pz} l_k, \quad (12.14)$$

где  $l_n$  — длина интервала бурения скважины, м;  $z_k$  — число повторных заточек используемых коронок;  $l_k$  — суммарная величина углубки на одну коронку, м.

**Пример** (по И. В. Куликову). Необходимо пробурить скважину в интервале 150 м с суммарным уменьшением диаметра на 3 мм (начальный диаметр 112 мм и конечный 109 мм). При средней углубке на коронку 15 м на бурение 150 м скважины потребуется 10 коронок. С учетом уменьшения диаметра скважины на 3 мм в интервале 150 м допустимое уменьшение на каждый метр углубки составит 0,02 мм, что соответствует определенной углубке за рейс (или интенсивности износа инструмента), например, 1,5 м.

Таким образом, все 10 коронок отрабатываются поочередно при углубке за рейс не более 1,5 м с повторным использованием их через 10 рейсов. Комплект коронок следует подбирать так, чтобы первая имела наибольший диаметр (в пределах допуска), а последняя — наименьший. С целью повышения эффективности отработки инструмента надо применять коронки с комбинированным расположением резцов повышенной износостойкости или расширители.

При определении оптимальной величины углубки за рейс следует помнить, что от этого показателя зависит и механическая скорость бурения. Причем в твердых породах  $v_m$  существенно снижается с увеличением  $l_p$ , а в более мягких — менее заметно в зависимости от действия различных факторов.

При необходимости получения 100 %-ного выхода керна в случае применения комплекта КПР углубка за рейс составляет: при диаметре скважины 146 мм — 0,85 м; при диаметре 168 мм — 1,1 м; при диаметре 203 мм — 1,4 м.

## 12.6. ОТБОР КЕРНА И ПОДЪЕМ ЕГО НА ПОВЕРХНОСТЬ.

С целью сохранения керна в колонковой трубе в процессе бурения скважины не рекомендуется приподнимать над забоем более чем на 2—3 см. Последние 20—30 см до окончания углубки следует бурить при пониженном давлении воздуха до 0,3—0,4 МПа, предварительно очистив скважину от шлама интенсивной продувкой, не отрывая коронки от забоя. Затем производится "затирка" керна в течение 2—3 мин при медленной подаче снаряда (в случае бурения по мягким породам). При бурении в скальных породах керн заклинивается с помощью кернорвательного устройства, встроенного в коронку. Надежность захвата керна проверяют подъемом бурового снаряда над забоем на 10—15 см и опусканием без вращения. Если снаряд возвращается на забой, значит керн заклинен и сорван. В противном случае он на прежнее место не встанет. Снаряд с керном следует поднимать без рывков и ударов на пониженной скорости.

В случае оставления керна на забое или потери во время подъема для извлечения его из скважины надо использовать ДКС с кернозахватывающим устройством. Снаряд доводят до забоя с вращением и пониженным давлением воздуха (до 0,2—0,3 МПа), а затем поднимают его. Извлекаемые при этом керн и шлам из шламовой трубы и шламособорника на поверхности используются в качестве пробы, характеризующей пробуренный интервал.

Шлам, который может быть использован при опробовании полезного ископаемого, собирают в двух местах: у забоя (в шламовой трубе) и на устье скважины (в шламособорнике). Привязка образцов шлама к геологическому разрезу в пробуренном интервале облегчается при применении разъемных шламовых труб. Это позволяет бурить без ограничения углубки скважины при длине секции опробования 0,2—0,3 м.

## 12.7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ С ПНЕВМОУДАРНИКАМИ

Бурение скважин с пневмоударниками широко применяется в районах Крайнего Севера, Казахстана и Средней Азии при разведке месторождений благородных металлов, полиметаллов, алмазов, питьевых вод, а также при проведении сейсморазведочных работ. При разведке рудных месторождений использование пневмоударников в указанных районах позволило на 200 % повысить производительность труда и на 30—40 % снизить стоимость работы по сравнению с вращательным способом бурения алмазными коронками. При разведке месторождений алмазов средняя выработка на бригаду возросла в 3 раза и стоимость бурения снизилась почти на 50 %.

Таблица 12.7

Способ бурения	Производительность труда, м/ст.-см.		Расчетная стоимость, руб/м	
	Зимой	Летом	Зимой	Летом
Ударно-канатный	2,97	4,16	26,70	17,01
Ударно-вращательный с пневмоударниками	7,40	7,40	11,38	12,99

В районах Центрального Казахстана при поисках подземных вод применение пневмоударников позволило увеличить производительность труда буровых бригад в 4 раза и снизить себестоимость бурения 1 м на 17,4 руб. При этом многократно увеличился дебит скважин. Глубина скважин в случае малых водопритоков составляет 100—150 м (с применением ПАВ), а при значительных водопритоках — 60—70 м.

Производительность труда при бурении сейсморазведочных скважин с применением пневмоударников в Красноярском крае в скальных породах и в условиях многолетней мерзлоты увеличилась в 2 раза по сравнению с вращательным бурением шарошечными долотами и в 3—4 раза — долотами режущего действия.

Не менее эффективно бурение с пневмоударниками и при разведке россыпных месторождений. Так, в Северо-Восточных районах страны при бурении скважин глубиной до 315 м в породах от VI до X категорий по буримости, по данным И. В. Куликова и других исследователей, были получены высокие показатели (табл. 12.7)

Достигнутая экономия соответственно составила 15,32 руб. зимой и 5,02 руб. — летом. Коммерческая скорость бурения пневмоударником увеличилась в 2 раза по сравнению с ударно-канатным бурением. При этом обеспечивается достаточно хороший выход керна по вмещающим породам и рудным зонам. Как видно из приведенных данных, применение двойных колонковых снарядов типа ТДП позволяет значительно улучшить качество и повысить количество получаемого керна без существенного снижения механической скорости бурения.

---

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

---

1. Бочко Э. А., Никишин В. А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин. — М. : Недра, 1979.
2. Дудля Н. А. Автоматизация и механизация производственных процессов при разведочном бурении. — Донецк : Высш. шк. Головное изд., 1987
3. Ивачев Л. М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. — М. : Недра, 1982.
4. Корнилов Н. И., Травкин В. С., Берестень Л. К. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник. — М. : Недра, 1979.
5. Корнилов Н. И., Блинов Г. А., Курочкин П. Н. Технология бурения скважин алмазным инструментом при высоких скоростях вращения. — М. : Недра, 1978.
6. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях. — М. : Недра, 1988.
7. Михайлова Н. Д. Техническое проектирование колонкового бурения. — М. : Недра, 1985.
8. Руденко А. П., Измайлова Р. А., Омельченко А. Ф. Методические указания по применению сухих быстросхватывающихся смесей "Талцем" и "Таюгцем". — Л. : ВИТР, 1983.
9. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин / Под общей ред. проф. Е. А. Козловского. — М. : Недра, 1983.
10. Сулакишин С. С. Технология бурения геологоразведочных скважин. — М. : Недра, 1973.
11. Сулакишин С. С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. — М. : Недра, 1978.
12. Сулакишин С. С. Современные способы и средства отбора проб полезных ископаемых. — М. : Недра, 1970.
13. Сулакишин С. С. Направленное бурение скважин. — М. : Недра, 1987.
14. Тяп П. М. Предупреждение и ликвидация поглощений при геологоразведочном бурении. — М. : Недра, 1980.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Часть первая. Общие сведения о процессах и условиях бурения геологоразведочных скважин. . . . .	4
Глава 1. Геолого-технические условия и технологические процессы бурения скважин. . . . .	4
1.1. Основные понятия о процессах сооружения скважин, термины и определения. . . . .	4
1.2. Физико-технические свойства горных пород, влияющие на процессы бурения скважин. . . . .	13
1.3. Анизотропность горных пород. . . . .	19
1.4. Устойчивость горных пород. . . . .	24
1.5. Буримость горных пород. . . . .	30
1.6. Классификация горных пород по их основным механическим свойствам. . . . .	32
Глава 2. Способы разрушения горных пород и бурения скважин. . . . .	37
2.1. Методы, процессы и способы разрушения горных пород. . . . .	37
2.2. Способы бурения скважин и их классификация. . . . .	40
2.3. Основные параметры процесса разрушения горных пород. . . . .	44
Глава 3. Удаление продуктов разрушения при бурении и закрепление стенок скважины . . . . .	46
3.1. Способы удаления продуктов разрушения и их классификация. . . . .	46
3.2. Механический способ удаления продуктов разрушения. . . . .	47
3.3. Гидравлический способ удаления продуктов разрушения. . . . .	48
3.4. Пневматический способ удаления продуктов разрушения. . . . .	54
3.5. Комбинированные способы удаления продуктов разрушения . . . . .	58
3.6. Факторы, обуславливающие осложнения при бурении скважин, и их классификация. . . . .	60
3.7. Способы борьбы с осложнениями. . . . .	63
Глава 4. Отбор образцов пород или проб полезных ископаемых и направленное бурение. . . . .	64
4.1. Требования, предъявляемые к образцам пород или пробам полезных ископаемых, критерии оценки их представительности и способы получения. . . . .	64
4.2. Факторы, определяющие условия получения образцов пород или проб полезных ископаемых, и их классификация. . . . .	67
4.3. Способы и средства получения представительных образцов пород или проб полезных ископаемых. . . . .	98
4.4. Направленное бурение скважин. . . . .	104
Глава 5. Объекты оптимизации при бурении скважин. . . . .	106
5.1. Общие закономерности процесса бурения скважин и определяющие их факторы. . . . .	106
5.2. Усилие подачи породоразрушающего инструмента при вращательном способе бурения скважин. . . . .	110
5.3. Частота вращения и окружная скорость породоразрушающего инструмента. . . . .	115



5.4. Износ породоразрушающих элементов. . . . .	119
5.5. Интенсивность очистки забоя скважины от продуктов разрушения и ее влияние на эффективность работы породоразрушающего инструмента. . . . .	120
5.6. Диаметр породоразрушающего инструмента. . . . .	121
5.7. Методика отработки породоразрушающего инструмента. . . . .	124

<b>Часть вторая. Породоразрушающий инструмент для бурения геологоразведочных скважин. . . . .</b>	<b>135</b>
---	------------

<b>Глава 6. Твердосплавной и алмазный породоразрушающий инструмент. . . . .</b>	<b>135</b>
---	------------

6.1. Общие сведения о твердосплавном породоразрушающем инструменте. . . . .	135
6.2. Конструкции, типоразмеры и области применения твердосплавных коронок. . . . .	137
6.3. Конструкции и типоразмеры долот с твердосплавным вооружением. . . . .	146
6.4. Конструктивные элементы алмазного породоразрушающего инструмента. . . . .	150
6.5. Материалы для армирования матриц породоразрушающих инструментов. . . . .	155
6.6. Конструкции и типоразмеры коронок с резцами из естественных алмазов. . . . .	159
6.7. Конструкции коронок с резцами из синтетических алмазов и сверхтвердых материалов. . . . .	169
6.8. Алмазные долота. . . . .	171
6.9. Алмазные расширители. . . . .	172
6.10. Области применения алмазного породоразрушающего инструмента. . . . .	174

<b>Глава 7. Шарошечный породоразрушающий инструмент. . . . .</b>	<b>176</b>
--	------------

7.1. Общие сведения. . . . .	176
7.2. Конструктивные элементы породоразрушающего инструмента шарошечного типа. . . . .	178
7.3. Типоразмеры породоразрушающего инструмента шарошечного типа. . . . .	186
7.4. Расширители шарошечного типа. . . . .	195

<b>Глава 8. Породоразрушающий инструмент для ударно-вращательного бурения. . . . .</b>	<b>197</b>
--	------------

8.1. Общие сведения. . . . .	197
8.2. Коронки для ударно-вращательного бурения с гидроударниками. . . . .	201
8.3. Коронки для ударно-вращательного бурения с пневмоударниками. . . . .	205
8.4. Долота для ударно-вращательного бурения. . . . .	208
8.5. Расширители для калибровки скважин при бурении с гидроударниками. . . . .	212

<b>Часть третья. Технологи́я бурения геологоразведочных скважин. . . . .</b>	<b>214</b>
--	------------

<b>Глава 9. Вращательное бурение твердосплавным породоразрушающим инструментом. . . . .</b>	<b>214</b>
---	------------

9.1. Технология бурения твердосплавными коронками. . . . .	214
9.2. Технология бурения твердосплавными коронками с местной циркуляцией жидкости. . . . .	223
9.3. Технология бескернового бурения долотами. . . . .	225

<b>Глава 10. Вращательное бурение скважин алмазным породоразрушающим инструментом. . . . .</b>	<b>229</b>
--	------------

10.1. Условия работы алмазного породоразрушающего инструмента. . . . .	229
10.2. Технология бурения алмазными коронками в породах средней твердости и очень твердых. . . . .	232
10.3. Технологи́я бурения алмазными коронками в трещиноватых, раздробленных и перемежающихся по твердости породах. . . . .	245

10.4. Технология бурения алмазными долотами. . . . .	248
10.5. Технология отработки алмазного породоразрушающего инструмента. . . . .	252
<b>Глава 11. Вращательно-ударное бурение скважин породоразрушающим инструментом шарошечного типа. . . . .</b>	<b>273</b>
11.1. Условия работы шарошечного инструмента. . . . .	273
11.2. Параметры режима бурения. . . . .	280
11.3. Технология отработки породоразрушающего инструмента шарошечного типа. . . . .	287
11.4. Продолжительность рейса и величина углубки скважины за рейс. . . . .	294
<b>Глава 12. Ударно-вращательное бурение скважин. . . . .</b>	<b>298</b>
12.1. Общие сведения. . . . .	298
12.2. Технология ударно-вращательного бурения скважин с применением гидроударников и специальных породоразрушающих инструментов. . . . .	302
12.3. Ударно-вращательное бурение с применением обычного породоразрушающего инструмента. . . . .	316
12.4. Технология ударно-вращательного бурения скважин с применением пневмоударников. . . . .	319
12.5. Рациональная технология отработки породоразрушающего инструмента. . . . .	324
12.6. Отбор керна и подъем его на поверхность. . . . .	329
12.7. Техничко-экономические показатели ударно-вращательного бурения с пневмоударниками. . . . .	329
<b>Список литературы. . . . .</b>	<b>331</b>

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Сулакшин Степан Степанович

## БУРЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Заведующий редакцией Л. Н. Аважанская

Редактор издательства Л. Ф. Маклакова

Технические редакторы Л. Г. Лаврентьева, Н. В. Жидкова

Корректор Л. М. Кауфман

ИБ № 7889

---

Сдано в набор 25.05.90. Подписано в печать 21.12.90. Формат 60×88 1/16. Бумага офсетная № 1. Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,58. Усл. кр. -отт. 20,58. Уч.-изд. л. 21,34. Тираж 5100 экз. Заказ 856/1902-4. Цена 1р. 50к.

---

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",  
125047, Москва, Тверская застава, 3.

Ленинградская типография № 4 Государственного комитета СССР по печати.  
191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14