



УЧЕБНИК
СИБИРСКОГО
ФЕДЕРАЛЬНОГО
УНИВЕРСИТЕТА

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

УДК 622.143+622.24
ББК 33.13я73
С568

Авторы:

В. В. Нескоромных, М. С. Попова, П. Г. Петенев,
А. Л. Неверов, А. Е. Головченко

Рецензенты:

В. Г. Середкин, заместитель генерального директора, главный инженер ОАО «Красноярскгеология»;

В. В. Большаков, кандидат технических наук, доцент кафедры технологий геологической разведки Иркутского национального исследовательского технического университета

С568 **Современные технологии бурения на твердые полезные ископаемые** : учебник / В. В. Нескоромных, М. С. Попова, П. Г. Петенев [и др.]. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2020. – 340 с.
ISBN 978-5-7638-4211-1

Рассмотрены современные технологии бурения скважин в твердых горных породах с использованием съемных керноприемников, породоразрушающих инструментов, отклонителей, а также возможность применения при бурении горизонтальных скважин технологии проходки с гидротранспортом керна.

Предназначен для студентов, обучающихся по направлению подготовки 21.05.03 «Технология геологической разведки», специализация 21.05.03.00.03 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых». Может быть полезен аспирантам направлений 25.00.14 «Технология и техника геологоразведочных работ», 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин», научным сотрудникам и специалистам производственных организаций при решении технологических задач бурения скважин.

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

УДК 622.143+622.24
ББК 33.13я73

ISBN 978-5-7638-4211-1

© Сибирский федеральный университет, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Современные буровые инструменты	5
1.1. Экономическая оценка основных технологий	5
1.2. Буровые инструменты с резаками из твердых материалов с поликристаллическими алмазами	9
1.3. Совершенствование алмазного инструмента с использованием резцов зернистой формы.....	31
1.4. Типы импрегнированного алмазного инструмента и практика его применения.....	38
1.5. Съёмные, заменяемые в процессе бурения коронки	47
1.6. Методика оптимизации процесса бурения	53
Контрольные вопросы и задания к главе 1	67
2. Бурение скважин системами со съёмными керноприёмниками	69
2.1. Основные типы бурильных колонн для бурения со съёмным керноприёмником	69
2.2. Бурение геологоразведочных скважин комплексами ССК с керном большого диаметра	76
2.3. Прогрессивные технологии бурения горизонтальных, пологонаклонных и пологовосстающих скважин	88
Контрольные вопросы и задания к главе 2	93
3. Технические средства и технологии повышения эффективности вращательного алмазного бурения	95
3.1. Способы повышения эффективности разрушения горной породы на забое скважины.....	95
3.2. Динамически сбалансированные бурильные колонны для бурения ССК...107	
3.3. Алмазные коронки для бурения комплексами ССК в режиме стабилизации направления скважины	125
3.4. Съёмные отклонители и средства контроля проводки геологоразведочных скважин комплексами ССК	141
3.5. Устройства отбора ориентированного керна.....	150
Контрольные вопросы и задания к главе 3	155
4. Современные технические средства и технологии бурения	157
4.1. Эксплуатация бурового оборудования в условиях Сибири и Крайнего Севера.....	157
4.2. Вращательное бурение с мультипликатором.....	161

4.3. Труборазворот с синусошариковым реверсивным редуктором.....	168
4.4. Конструкции отклонителей для проводки геологоразведочных скважин комплексами ССК	170
4.5. Бесклиновое забуривание новых стволов скважин с искусственного забоя	178
4.6. Методы и технологии проводки скважин по заданным траекториям с учетом закономерностей их естественного искривления	186
Контрольные вопросы и задания к главе 4	193
5. Системы управления процессом бурения	195
5.1. Системы управления буровым агрегатом	195
5.2. Автоматизированные системы управления процессом бурения скважин	198
Контрольные вопросы и задания к главе 5	214
6. Современные буровые очистные агенты, смеси и технологии изолирования зон осложнений при бурении.....	215
6.1. Функции буровых очистных агентов	215
6.2. Влияние состава и свойств буровых растворов на механическую скорость бурения.....	216
6.3. Газожидкостные смеси для бурения	221
6.4. Буровые и тампонажные растворы компании <i>BAROID</i> для разведочного бурения	226
6.5. Добавки к буровым растворам и тампонажные смеси компании <i>Atlas Copco</i>	236
6.6. Применение полимеров при бурении	242
6.7. Причины поглощений бурового раствора	248
6.8. Буровые технологические жидкости для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях на примере Талнахского рудного узла.....	254
Контрольные вопросы и задания к главе 6	265
7. Компьютерное моделирование при проектировании буровых инструментов	266
7.1. Компьютерное моделирование как средство проектирования	266
7.2. Метод конечных элементов	267
7.3. Возможности и результаты компьютерного моделирования в бурении	269
7.4. Моделирование процессов бурения в системе <i>ANSYS</i>	277
7.5. Графическое программирование <i>LabVIEW</i>	286
Контрольные вопросы и задания к главе 7	289

8. Технологии бурения скважин ударно-вращательным способом	290
8.1. Области применения ударно-вращательного бурения при разведке месторождений.....	290
8.2. Технологии бурения пневмоударными забойными машинами	296
8.3. Технические средства и технологии для интерактивного анализа бурения как части системы «Умный рудник»	308
8.4. Буровой инструмент и технические средства для внецентренного ударного разрушения горных пород	312
Контрольные вопросы и задания к главе 8	330
Заключение.....	332
Библиографический список.....	334

1. СОВРЕМЕННЫЕ БУРОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

1.1. Экономическая оценка основных технологий

Экономическая оценка эффективности бурения оценивается стоимостью метра пробуренной скважины. Зависимость общего вида для расчета стоимости метра имеет следующий вид [18, 23]:

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

где $C_{ст}$ – стоимость станкосмены, руб.; T – длительность станко-смены, ч; T_6 – время, затраченное непосредственно на углубление ствола скважины, ч; v_m – механическая скорость бурения, м/ч; l_p – длина рейсовой проходки, м; Π – стоимость бурового инструмента, руб.; L – проходка буровым инструментом (ресурс инструмента), м.

При бурении скважин время на углубление скважины или время «чистого» бурения неуклонно снижается по мере увеличения глубины буримой скважины. При бурении с отбором керна снарядом без съёмного керноприемника требуется подъём всей бурильной колонны из скважины для извлечения кернового материала, что еще более снижает время на углубление скважины T_6 .

В этом случае разность $(T - T_6)$ в формуле (1.1) представляет собой сумму времени t_1 и t_2 , где t_1 – время, затраченное на непроизводительные операции, связанные с процессом бурения (проведение спускоподъёмной операции при некоторой глубине скважины H), а t_2 – затраты времени на замену изношенного породоразрушающего инструмента и извлечение керна, отнесённые к 1 м бурения.

Время t_1 зависит от глубины скважины H и среднего времени спуска-подъёма 1 м бурильной колонны K и может, таким образом, определяться из выражения $t_1 = (2HK)$.

С учетом полученной зависимости формула (1.1) для случая колонкового бурения без съёмного керноприемника будет иметь следующий вид [20]:

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

В процессе колонкового бурения снарядом со съёмным керноприемником (ССК) при реализации рейса требуется выполнять подъем и последующий спуск керноприемника для извлечения керна. Операции подъема керноприемника с керном и спуска порожнего керноприемника в колонну составляют цикл

бурения ССК, тогда как рейсовая проходка – интервал бурения от спуска до подъема всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна и (или) замены изношенного бурового инструмента.

Время t_3 на спуск-подъем керноприемника можно определить по формуле

$$t_3 = 2CH + t_4,$$

где C – время на спуск-подъем 1 м троса с керноприемником, ч/м; t_4 – время на извлечение керна и смену керноприемника, ч.

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

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2HK + t_2}{l_p} + \frac{2CH + t_4}{l_{ц}} \right) + \frac{\Pi}{L}, \quad (1.3)$$

где $l_{ц}$ – проходка за цикл, м.

При определенных условиях параметр $L = l_p$, а значит, формула (1.3) для **расчета стоимости метра для бурения ССК** будет выглядеть несколько иначе:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2HK + t_2}{L} + \frac{2CH + t_4}{l_{ц}} \right) + \frac{\Pi}{L}. \quad (1.4)$$

Для условий бурения скважины с гидротранспортом керна формула (1.4) несколько упростится, так как будут исключены затраты времени на подъем и спуск керноприемника.

В этом случае можно записать следующее выражение:

$$C_m = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2HK + t_2}{L} \right) + \frac{\Pi}{L}. \quad (1.5)$$

В формуле (1.5) время t_2 определяет срок, достаточный для замены изношенной коронки на новую.

Возможен также вариант применения ССК, в котором может быть замена изношенной коронки без подъема снаряда из скважины (модификации ССК типа СРК, КРК и др.).

Учитывая, что замена изношенной коронки производится одновременно с извлечением керна из керноприемника за время t_5 , **себестоимость метра для бурения ССК с заменой изношенной коронки через внутреннюю полость колонны** будет определяться по зависимости

$$C_M = \frac{C_{\text{ст}}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2CH + t_5}{l_{\text{ц}}} \right) + \frac{\Pi}{L}, \quad (1.6)$$

t_5 – время на смену керноприемника и коронки, ч.

При бескерновом бурении длина рейсовой проходки равняется общей проходке буровым инструментом. Учитывая при этом, что отбор керна не производится, зависимость (1.1) можно представлять в следующем виде [23]:

$$C_M = \frac{C_{\text{ст}}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2KH + t_2}{L} \right) + \frac{\Pi}{L}. \quad (1.7)$$

Из зависимостей (1.1)–(1.7) следует, что стоимость метра бурения определяется такими параметрами, как механическая скорость бурения, стоимость бурового инструмента и его ресурс, затраты времени на такие вспомогательные операции, как извлечение керна и замена изношенного породоразрушающего инструмента.

Для снижения стоимости метра скважины следует повышать механическую скорость бурения, проходку за цикл и рейс, время бурения (углубления скважины без учета иных затрат времени на сооружение скважины), сокращая затраты производительного времени на вспомогательные операции.

При бурении ССК, если применяются достаточно стойкие коронки, за счет применения съемного керноприемника при бурении скважины глубиной 1 500 м доля времени «чистого» бурения составляет 70–75 %, в отличие от бурения классического, осуществляемого без съемного керноприемника, при котором доля времени на «чистое» бурение может быть не более 40–50 %.

Если проходка на коронку при бурении ССК составляет 30 м, а длина керноприемника 2 м, то при равных значениях механических скоростей бурения его использование будет экономически выгодно даже при незначительной глубине скважины, при условии оптимальной стоимости бурового инструмента.

Для оценки экономической эффективности способов бурения или буровых инструментов следует произвести расчет по формулам (1.1)–(1.7), а эффективность определить как разность стоимости метра бурения сравниваемых технологий и (или) инструментов:

$$\Delta C = C_M^I - C_M^{II}.$$

Анализ приведенных зависимостей показывает, что на стоимость метра пробуренной скважины значительно влияет ресурс инструмента, а повышение

механической скорости бурения будет оправдано при условии сохранения эффективного ресурса бурового инструмента.

Анализ формул для расчета стоимости бурения показывает, что весовое значение имеет стоимость бурового инструмента. При этом важно соответствие стоимости станкосмены и инструмента. Так, например, если стоимость станко-смены невелика, то применение дорогостоящего бурового инструмента, составляющего основную часть затрат, нецелесообразно. Такая ситуация возможна в том случае, если на недорогом отечественном оборудовании при малой доле затрат на заработную плату будут использоваться алмазные коронки зарубежных компаний, стоимость которых может составлять 300–800 дол. США. При этом составляющая затрат на инструмент будет значительно превышать остальные затраты, что скажется на рентабельности.

Анализ современных технологий разведочного бурения показывает, что если следовать логике приоритета основных положений геологического задания на проходку геологоразведочной скважины, а также применять экономические критерии эффективности, то очевидным выбором является применение для бурения в твердых породах вращательного колонкового бурения снарядами со съемным керноприемником.

При этом эффективность бурения ССК будет возрастать по мере сокращения затрат времени на вспомогательные и спускоподъемные операции. Это возможно за счет повышения ресурса бурового инструмента или применения съемного бурового инструмента, замена которого может производиться без подъема бурильной колонны из скважины.

Сокращение числа спускоподъемных операций может достигаться также за счет использования специальных съемных отклонителей для выполнения работ по направленному бурению без подъема бурильной колонны. В этом случае спуск отклонителей может производиться через внутреннюю полость бурильных труб.

Следовательно, актуально применение способов каротажа и средств отбора ориентированного керна, также осуществляемых без подъема бурильной колонны из скважины.

Интерес представляют технологии тампонирования скважин через бурильную колонну и бурения скважин с гидротранспортом керна. Например, технология бурения с гидротранспортом керна может успешно использоваться при бурении протяженных горизонтальных скважин.

Для решения определенных задач с целью снижения затрат на бурение актуально использование ударно-вращательного пневмоударного способа бурения или бескернового бурения шарошечными долотами.

1.2. Буровые инструменты с резами из твердых материалов с поликристаллическими алмазами

Современные коронки с резами для бурения мягких и средней твердости пород с прослоями твердых изготавливают спеканием либо прессованием поликристаллических алмазов, которые отличаются от иных композиционных алмазосодержащих материалов, например славутича, тем, что имеют жесткий каркас из сросшихся алмазных зерен. К таким материалам, получившим название *PDC* (*polycrystalline diamonds cutters*), относится созданный в 1976 г. компанией *General Electric* (США) материал *Stratapak*. Компания *De Beers* (ЮАР) выпускает его под названием *Sindet* [4; 18; 20; 21].

В 80-е г. XX в. ИСМ (Украина) совместно с ВНИИалмаз (Россия) разработали несколько марок поликристаллических алмазов на подложке, аналогичных *PDC*. Материал АТП (алмазные твердосплавные пластины) применяется преимущественно для оснащения бурового инструмента.

Сравнение эксплуатационных свойств *PDC* и АТП, природных алмазов и твердого сплава с содержанием кобальта 6 % свидетельствует о том, что основные свойства поликристаллических алмазов сопоставимы с природными. Существенное колебание твердости природных алмазов объясняется анизотропией их структуры, тогда как кристаллы искусственных поликристаллических алмазов изотропны, то есть физико-механические свойства кристаллов одинаковы во всех направлениях. Это способствует повышению прочности и износостойкости синтетических алмазов. По сравнению с твердым сплавом прочность синтетических поликристаллических алмазов на сжатие выше на 70 %, а твердость – на 250 %.

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

Показатели работы инструмента с пластинами *PDC* могут составлять в различных горно-геологических условиях по механической скорости от 2,3 до 30 м/ч, а по стойкости – от 200 до 1000 м. При использовании коронок, оснащенных пластинами *PDC*, при бурении песчаников получена скорость бурения 16 м/ч при стойкости 120–260 м против 3,6 м/ч и 30–60 м у твердосплавных коронок [17].

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

Резы *PDC* состоят из слоя поликристаллических алмазов 1, твердосплавной подложки 2 и корпуса реза 3 (рис. 1.1). Для повышения прочности

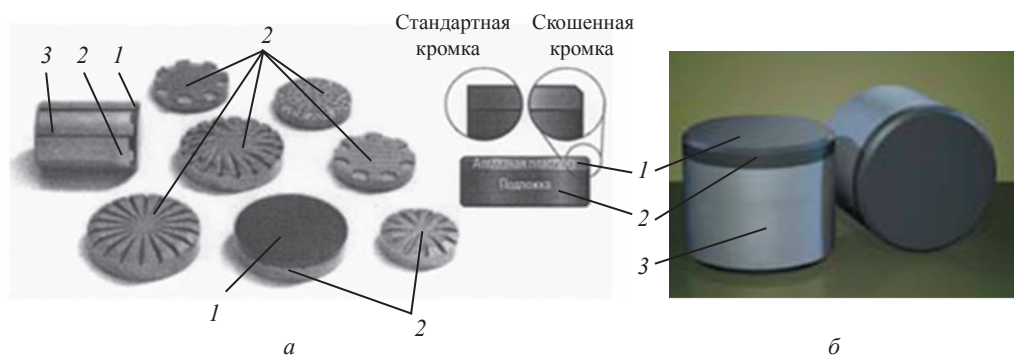


Рис. 1.1. Возможные формы пластинок (а) и резцов PDC (б): 1 – поликристаллические алмазы; 2 – подложка из твердого сплава; 3 – корпус резца

соединения алмазного слоя 1 с твердосплавной основой 2 последняя выполняется не плоской, а рифленой, с насечками, а для снижения скалывания края пластин и кромки выполняются скошенными.

При изготовлении резцов пластины PDC крепятся диффузионной сваркой при высоких температуре и давлении. Перед соединением поверхность пластинок покрывают тонким слоем никеля.

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

Коронки с резцами PDC способствуют повышению выхода керна. При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые коронки, армированные пластинами с поликристаллическими алмазами, особенно перспективны в сочетании со снарядами со съёмным кернаприемником.

Компания *Atlas Copco* выпускает резцовые коронки, вооруженные поликристаллическими алмазными вставками *Diapax* и *Tripax* [20].

Элемент *Diapax* выполнен в виде пластины с нанесенным слоем алмазов толщиной 0,5 мм, а *Tripax* – в виде треугольных или квадратных блоков-резцов.

Коронки с пластинами *Diapax* (рис. 1.2) предназначены для бурения мягких, вязких глинистых, мерзлых грунтов, горных пород средней твердости. В подобных горных породах коронки с пластинами *Diapax* имеют очень высокие ресурс (до 1 000 м) и производительность. Недостатком таких коронок является низкая стойкость к ударным нагрузкам, что делает их непригодными для бурения массива с прослоями твердых горных пород.

При бурении пластины *Diapax* изнашиваются по внешней режущей кромке, контактирующей с породой.

Получившие односторонний износ пластины *Diapax* могут извлекаться из коронки и вновь устанавливаться с поворотом на некоторый угол, что позволяет восстанавливать инструмент 3–4 раза до полного изнашивания режущих кромок пластин. Суммарный объем бурения с этими пластинами с учетом восстановления инструмента может, таким образом, составлять более 1000 м.

Режим бурения коронками с пластинами *Diapax* предусматривает частоту вращения 50–80 об/мин и осевую нагрузку 10–20 кН.

Коронки с режущими вставками *Tripax* компании *Atlas Copco* состоят из поликристаллических алмазных компонентов (рис. 1.3). Масса вставки составляет 0,3–1,0 карат (1 карат = 0,2 г). Треугольная или квадратная форма создают хорошую режущую кромку и достаточно высокую прочность режца.

Коронки со вставками *Tripax* применяются для бурения горных пород средней твердости и твердых. Их ресурс составляет от 50 до 250 м. В породах невысокой прочности ресурс коронок может составить около 1 000 м.

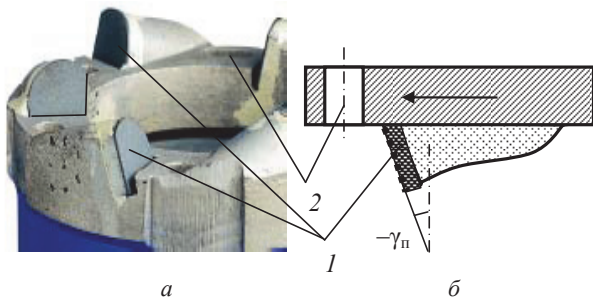


Рис. 1.2. Коронка с поликристаллическими вставками *Diapax* (а) и схема вставки – вид сбоку (б): 1 – вставка; 2 – отверстия для промывочной жидкости

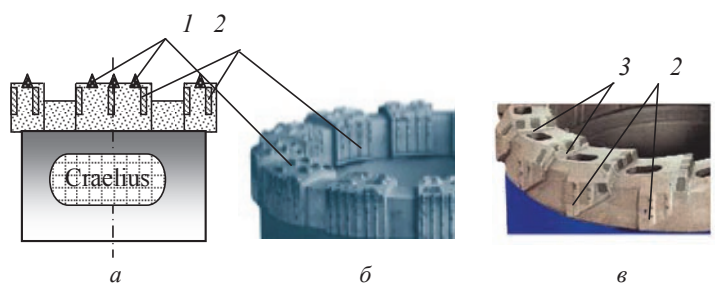


Рис. 1.3. Схема (а) и фото (б, в) коронок с элементами *Tripax*: 1 – пирамидальные вставки; 2 – подрезные вставки; 3 – кубические вставки

Бурить такими коронками рекомендуется с частотой вращения 200–300 об/мин и осевым усилием 10–20 кН.

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

Коронки со вставками *Tripax* при бурении твердых горных пород разрушают породу отдельными алмазами. В этом случае механизм разрушения близок к процессу разрушения горных пород мелкими резцами алмазного бурового инструмента.

Компания *Boart Longyear* производит коронки с резцами из поликристаллических алмазов (рис. 1.4) и термически стабильных алмазов (*TSD*). Они особенно эффективны при бурении мягких пород, таких как уголь и глинистый сланец, в которых эффективно резание породы [20; 21].

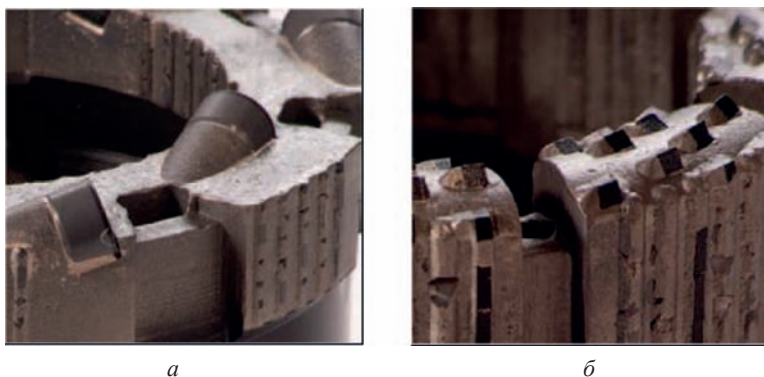


Рис. 1.4. Коронки с торцевой промывкой и резцами типа *PCD* (а) и *TSD* (б) компании *Boart Longyear*

На рис. 1.5 и 1.6 представлены коронки с резцами *PDC* различных конструкций.

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

В плоскости, перпендикулярной забою, резцы должны иметь некоторый угол поворота $\varphi_p = 5-10^\circ$, что положительно сказывается на отводе разрушенной породы из-под торца коронки, снижении динамической нагрузки на инструмент [17].



Рис. 1.5. Буровые коронки, армированные резами *PCD*

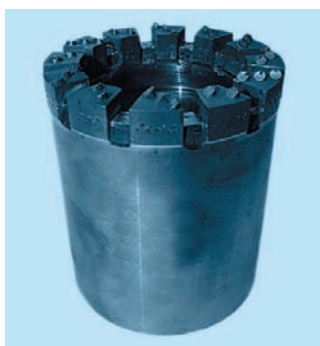


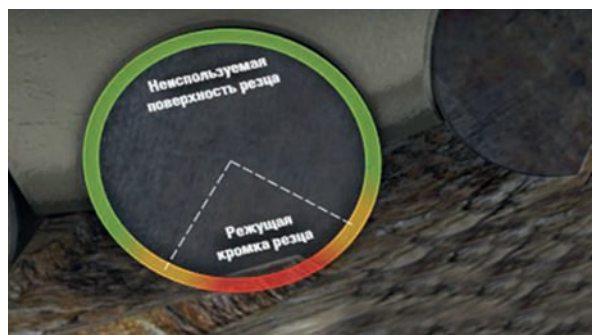
Рис. 1.6. Буровая геологоразведочная коронка «Бинур-техно»

Изучение механизма работы коронок с *PCD* показывает, что при бурении упругохрупких и хрупких твердых горных пород они разрушаются обнаженными алмазами резов с *PCD*, главным образом – путем раздавливания и скалывания породы.

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

Совершенствование буровых инструментов с резами *PCD* заключается в реализации возможности эффективного разбуривания толщ горных пород с пропластками твердых пород и повышения ресурса инструмента.

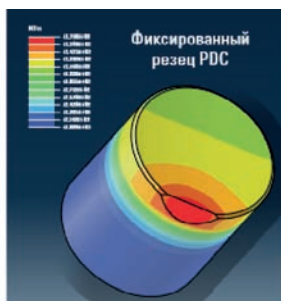
Первый значительный шаг в повышении ресурса инструмента с резами *PCD* сделан за счет технологии изготовления термостойких пластин *PCD*, позволяющей повысить температуру эксплуатации резов от 750 °С до 1150 °С [17].



a



б



в

Рис. 1.7. Характер износа фиксированного реза: *a* – линия износа; *б* – вид изношенного реза; *в* – модель интенсивности износа реза

При работе реза *PDC* изнашиванию подвергается только нижняя, обращенная к забою, режущая кромка (рис. 1.7). По данным компании *Smith Bits*, более 60 % долот типа *PDC* выходят из строя именно из-за износа и сколов нижней кромки резов.

Компания *Smith Bits* провела анализ причины выхода из строя и износа долот *PDC* и, учтя отмеченную особенность износа пластин *PDC*, с целью повышения ресурса бурового инструмента разработала долота с резами *ONYX 360* и *ONYX II*, которые установлены в наиболее нагруженных частях торца долота с возможностью вращения в процессе бурения – на 360° (рис. 1.8).

Бурение абразивного песчаника долотами *ONYX 360* показало рост ресурса долота на 57 %, а скорости бурения на 26 %.

Испытания резов *ONYX* (рис. 1.9) на износ показали, что они в сравнении с фиксированными резами аналогичной формы и размеров существенно повышают эффективность работы по разрушению горной породы. Например, уста-



Рис. 1.8. Резцы *ONYX 360*: а – в долоте; б – до установки в долото в собранном и разобранном виде

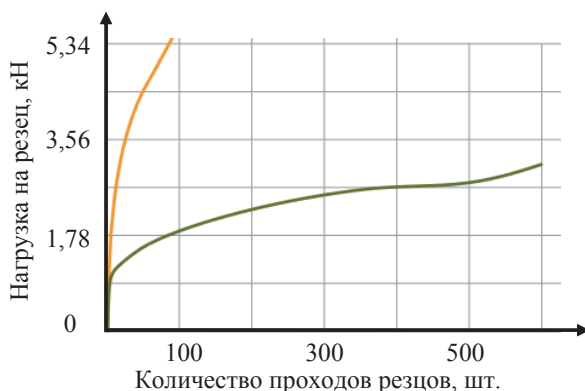


Рис. 1.9. Износостойкость резцов *ONYX* (1) и фиксированных резцов (2) в зависимости от нагрузки на резец

новлено, что резцы *ONYX* могут выполнить 600 проходов по породе, тогда как фиксированные резцы – только около 100.

Таким образом, установка резцов типа *ONYX* в наиболее нагруженных частях торца долота позволит существенно повысить ресурс долот, если вращающиеся резцы снизят аномальный износ вооружения долота.

На рис. 1.10 показаны результаты износа резцов *ONYX* в сравнении с фиксированными. Согласно представленным компанией *Smiht Bits* данным, износ вращающихся резцов в сравнении с фиксированными был незначительным, они находились в работоспособном состоянии.

По данным компании *Smiht Bits*, проходка на долото в плотных сланцах составила 1124 м, механическая скорость – 13,1 м/ч, что оказалось выше на 19 % для долот аналогичного типа с фиксированными резами. Стоимость метра бурения снизилась с 210 до 165 дол. при использовании долот с фиксированными резами.

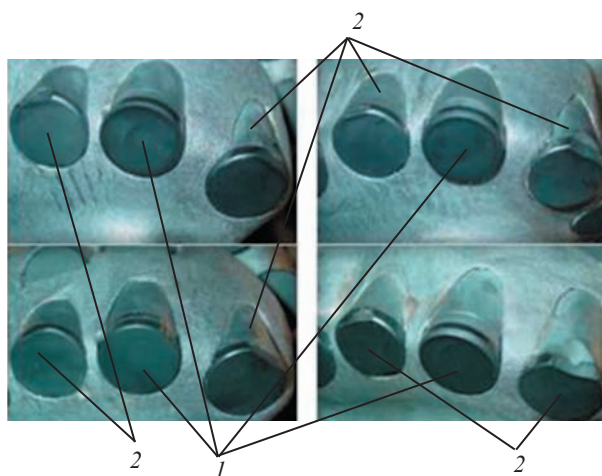


Рис. 1.10. Степень износа фиксированных резцов (1) и резцов *ONYX* (2) после отработки долота

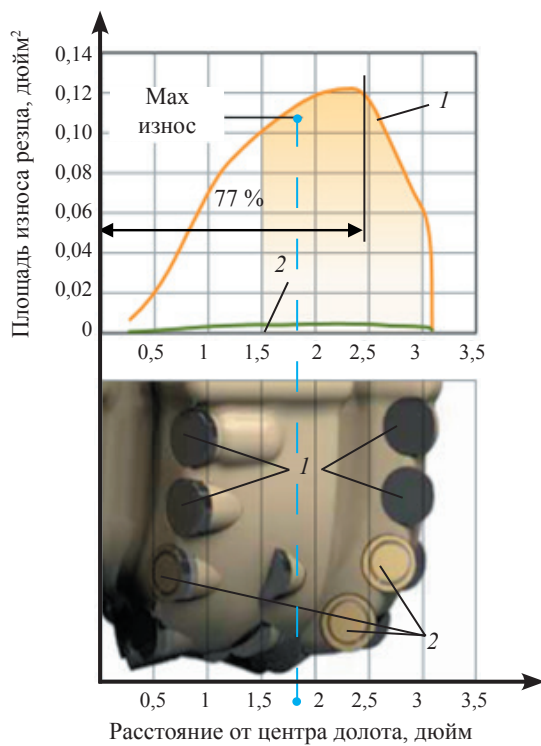


Рис. 1.11. Результаты опытного определения износа резцов после 150 ч работы: 1 – фиксированные резцы; 2 – резцы типа *ONYX*

Исследование износа резов долот типа *PDC* компанией *Smiht Bits* (рис. 1.11) показало, что их максимальный износ происходит на интервале удаления от геометрического центра долота, который близок к внешнему диаметру долота, а точнее на интервале 77 % радиуса от центра долота.

Аномальный износ связан с высоким сопротивлением со стороны забоя, вызванным наибольшей и возрастающей от центра вращения долота к периферии линейной скоростью резов долота.

Рост линейной скорости определяет не только повышенное сопротивление породы разрушению, но и снижение ее глубины резания-скалывания.

В соответствии с графиком и схемой на рис. 1.11 крайний левый резец *ONYX* располагается своим центром на расстоянии 2,3 дюйма от центра торца долота. Левый от данного резца *ONYX* своим центром совпадает с отметкой 1,8 дюйма от центра торца долота. Данный интервал соответствует отметке 88 % от величины максимального износа резов долота, а значит, при установке резов *ONYX* ближе к центру торца долота можно добиться еще более существенного повышения ресурса долот.

Возможность установки резов *ONYX* на удалении от внешнего радиуса долота является проблематичной при стандартной конструкции и форме его торца.

Размещение резов *ONYX* на периферии торца связано с механизмом привода их вращения.

На рис. 1.12 показана схема, определяющая механизм взаимодействия резов *ONYX* со стенкой ствола скважины в процессе углубления.

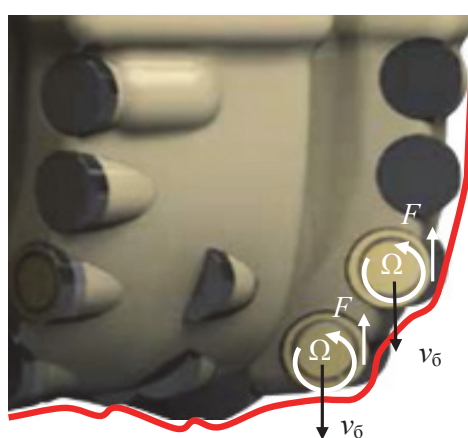


Рис. 1.12. Схема работы резов *ONYX* в процессе углубления ствола скважины

При углублении ствола скважины происходит продольное перемещение долота вдоль стенки ствола, что приводит к взаимодействию боковых резцов с горной породой в режиме продольного вдоль стенки скважины перемещения усилия F при условии прижатия резца к стенке скважины.

Таким образом, продольное перемещение долота может привести к вращению резцов. Например, если механическая скорость бурения долотом типа *PDC* равна v_6 и не происходит проскальзывания резца без вращения, то частота вращения резца определяется по формуле, мин^{-1} :

$$\Omega = \frac{60v_6}{2\pi R} K_{\text{п}}, \quad (1.8)$$

где v_6 – механическая скорость бурения, м/ч; R – радиус резца *ONYX*, м; $K_{\text{п}}$ – коэффициент проскальзывания резца.

Учитывая высокую вероятность проскальзывания резца при продольном перемещении, частота вращения Ω может меняться от нуля до максимального значения, рассчитанного по формуле (1.8).

Если резец *ONYX* не проворачивается при бурении, то его износ будет высоким, а это снизит эффективность работы долота.

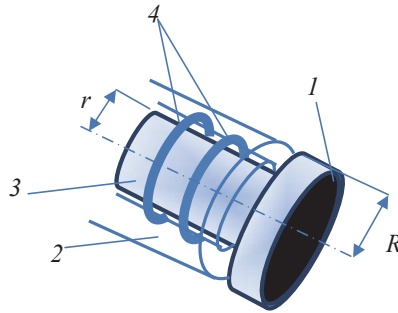


Рис. 1.13. Конструкция вращающихся вокруг своего центра резцов типа *PDC*: 1 – резец *PDC*; 2 – корпус; 3 – ось; 4 – стопорные упругие кольца

На рис. 1.13 показана возможная конструкция вращающегося при бурении резца *PDC*. Резец 1 устанавливается внутри корпуса 2 с фиксацией оси резца 3 стопорными упругими кольцами 4 в канавках на оси 3 и внутренней поверхности корпуса 2 .

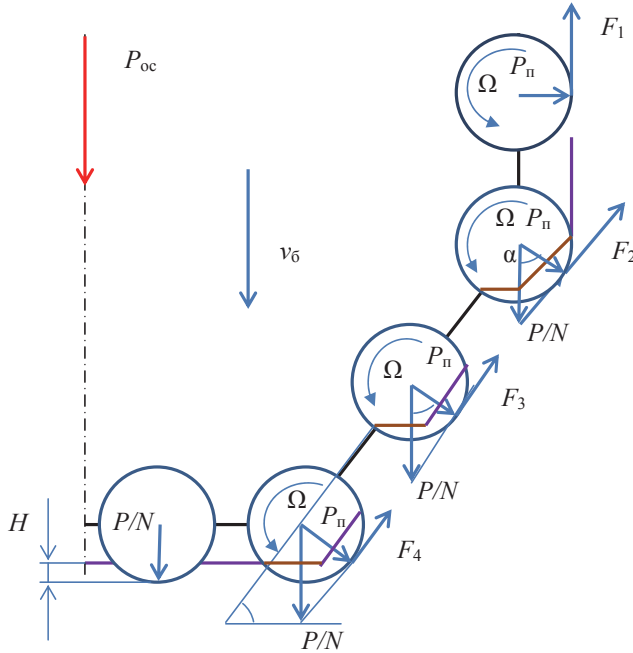


Рис. 1.14. Расчетная схема для определения условий вращения резцов типа ONYX: N – число резцов на торце долота; H – глубина резания-скалывания породы

Вращение резца происходит под действием крутящего момента

$$M_{кр} = RF, \quad (1.9)$$

где R – радиус резца, м; F – усилие, ориентированное вертикально вверх из точки контакта резца с боковой поверхностью ствола скважины, кН (рис. 1.14).

Усилие F определяется усилием прижатия резца к боковой поверхности ствола скважины (стенке или участка забоя скважины) и коэффициентом трения (зацепления) резца о породу боковой поверхностью:

$$F = \frac{P_{oc}}{N} \mu \cos \alpha, \quad (1.10)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН; N – число резцов на торцевой части долота, воспринимающих осевую нагрузку; μ – коэффициент трения резцов о породу; α – угол наклона боковой поверхности торца долота, град.

Крутящий момент при этом

$$M_{\text{кр}} = \frac{RP_{\text{ос}}}{N} \mu \cos \alpha, \quad (1.11)$$

Из формулы (1.11) следует, что для повышения вероятности проворачивания резца вокруг собственной оси можно повысить фрикционные свойства боковой поверхности резца *ОНЫХ*, например за счет выполнения боковой поверхности резцов с боковой насечкой или напыления материала с повышенными фрикционными свойствами, т. е. увеличить коэффициент трения резца о породу.

Проворачиванию резца вокруг своей оси будет препятствовать момент сопротивления

$$M_c = r f F, \quad (1.12)$$

где r – радиус оси резца, м (рис. 1.13); f – коэффициент трения оси резца в корпусе резца.

Коэффициент проскальзывания резца может определяться через соотношение $M_{\text{кр}}/M_c$.

Из этого следует, что для снижения проскальзывания резца следует повысить соотношение следующих параметров:

$$\frac{R\mu}{rf} \rightarrow \max. \quad (1.13)$$

Исходя из формулы (1.13) вращение резцов будет более эффективным при максимальном коэффициенте трения резца l о породу μ и минимальном коэффициенте трения f между осью 3 и корпусом резца 2 (рис. 1.13). В данном случае за счёт более рациональной конструкции взаимодействующих при вращении резца элементов и повышенных фрикционных свойствах наружной поверхности резца можно получить лучший результат, а именно равномерное вращение резца вокруг своей продольной оси.

Для вращения резца вокруг собственной оси важнейшим параметром является скорость углубления долота, определяемая механической скоростью бурения v_6 (см. формулу (1.8)).

При действии усилия F_i , где i – номер резца в соответствии со схемой на рис. 1.14, вдоль направления вектора скорости углубления v_6 наступают условия, максимально благоприятные с точки зрения реализации углубления (F_1). При этом величина усилия $P_{\text{п}}$ будет минимальна, а значит, условия для вращения резца все же неблагоприятные, поскольку усилие $P_{\text{п}}$ может определяться только поперечными смещениями и прижатиями долота к стенке скважины.

При расположении реза на наклонной поверхности торца направление углубления долота v_6 и направление действия усилия F_i определяются через $\sin \alpha$.

Усилие прижатия реза к стенке скважины определяется через $\cos \alpha$ (формула (1.10)).

Таким образом, наиболее рациональным углом наклона торцевой части долота α будет поверхность, наклоненная под углом 45° . Именно при таком угле наклона поверхности долота будут максимальными усилие прижатия P_n , усилие F . Степень совпадения плоскости действия углубления долота в скважине и усилия F_i определяются значением $\cos \alpha = \sin \alpha = 0,707$ при $\alpha = 45^\circ$ (рис. 1.15).

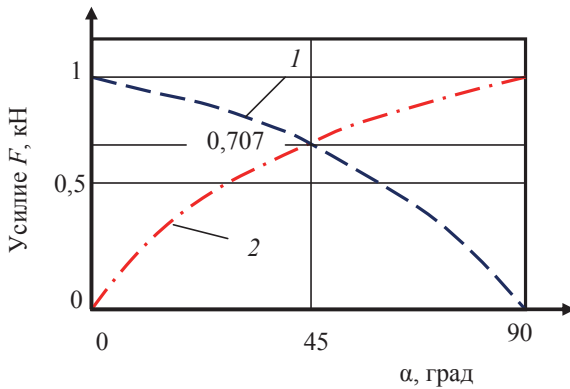


Рис. 1.15. Зависимость усилия F (линия 1) и вектора поступательного перемещения долота при углублении (линия 2) от угла наклона торцевой части долота α

В соответствии с предложенной теорией разработаны буровые инструменты долото (рис. 1.16), коронка (рис. 1.17), спроектированные с учётом рациональной установки вращающихся при бурении резцов.

При создании коронки использовано взаимодействие вращающихся резцов со стенкой скважины (наружные резцы) и керном, поступающим при бурении внутрь коронки (внутренние резцы).

В работе [20] рассмотрен механизм процесса резания-скалывания горной породы резами типа PDC . В частности, определена глубина резания-скалывания породы

$$H = \sqrt{\left[\frac{P_{oc} \sin \gamma_{ск} (1 - f \operatorname{tg} \gamma_{п})}{\pi \sigma_{ск} \cos \varphi_{п} \operatorname{tg} \gamma_{п} \sqrt{d} (1 - \operatorname{tg} \varphi_{п})} \right]^3}, \quad (1.14)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на буровой инструмент, Н; $\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы перед передней гранью резца, град; f – коэффициент трения резцов о породу; $\sigma_{ск}$ – предел прочности на скалывание породы, Па; φ_p – фронтальный угол поворота резца (фронтальный угол резания-скалывания породы), град; d – диаметр резца, м; φ_n – угол внутреннего трения горной породы, град.

Из формулы (1.14) можно сделать ряд важных выводов о влиянии на глубину резания-скалывания породы резцом *PDC* таких параметров, как передний угол резца γ_n , угол поворота резца относительно направления резания-скалывания

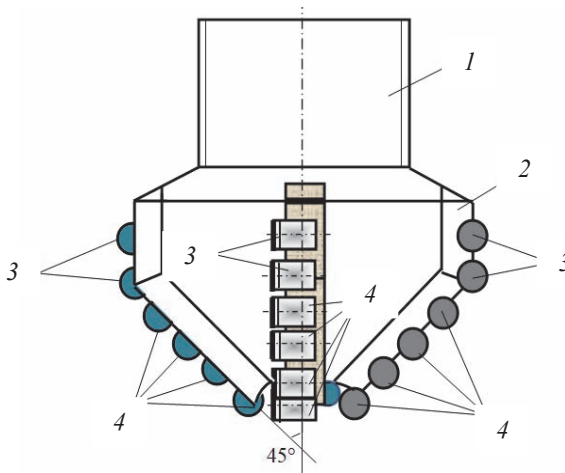


Рис. 1.16. Долото с вращающимися резцами PDC: 1 – корпус с резьбой; 2 – матрица; 3 и 4 – вращающиеся резцы

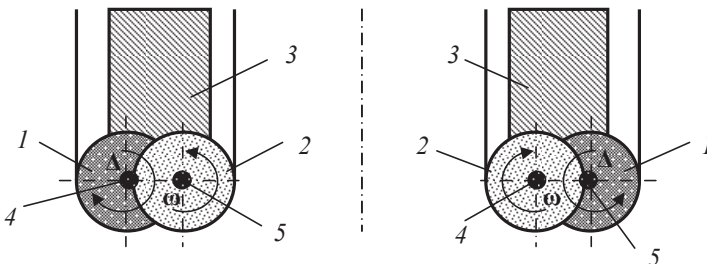


Рис. 1.17. Коронка с вращающимися при бурении резцами: 1 – наружный резец; 2 – внутренний резец; 3 – корпус коронки с матрицей; 4 – ось вращения наружных резцов; 5 – ось вращения внутренних резцов

породы (фронтальный угол резания породы) φ_p , изменчивость предела прочности горной породы на скалывание $\sigma_{ск}$ вследствие повышения скорости перемещения резца, например при повышении частоты вращения долота. В этом случае предел прочности $\sigma_{ск}$ будет расти, а значит, глубина резания-скалывания H – снижаться.

Исходя из формулы 1.14 повышение переднего отрицательного угла γ_n приводит к снижению глубины резания-скалывания породы.

Повышение угла поворота резца φ_p – к повышению глубины резания-скалывания H , так как снижается сопротивление резанию-скалыванию породы из-за уменьшения ширины борозды разрушения.

Увеличение диаметра резца d снижает глубину резания-скалывания породы H .

Полученная зависимость (1.14) может использоваться при проектировании буровых долот с резацами *PDC*. Поскольку известно, что скорость перемещения резца при резании-скалывании породы существенно влияет на глубину его внедрения, то с учетом полученной аналитической зависимости можно определить рациональную схему установки резцов на торце бурового инструмента.

Линейная скорость резания-скалывания в зависимости от радиуса R траектории резца, размещенного на торце долота, определяется выражением

$$v_d = 2\pi\omega R.$$

Таким образом, если линейная скорость в центральной точке торца долота равна нулю (рис. 1.18), то, например, для долота диаметром 190,5 мм (0,1905 м) при частоте вращения долота 300 мин⁻¹ линейная скорость резца, размещенного на внешнем радиусе торца долота, составит 3 м/с.

В результате распределения скоростей резания-скалывания резцы долота, размещенные ближе к наружному диаметру, будут иметь меньшее заглубление в породу, чем резцы, размещенные ближе к центру торца долота, так как вследствие роста $\sigma_{ск}$ будут испытывать повышенное сопротивление резанию-скалыванию. В результате горная порода оказывает повышенное сопротивление разрушению и вызывает более интенсивное изнашивание вооружения долота именно в интервале установки резцов, более удалённых от центра вращения (рис. 1.11 и 1.18). В этих местах требуется максимальная защита резцов от преждевременного выхода их из строя.

Данную задачу можно решить путём выравнивания глубины резания-скалывания породы всеми резацами независимо от места их размещения на торце долота или коронке.

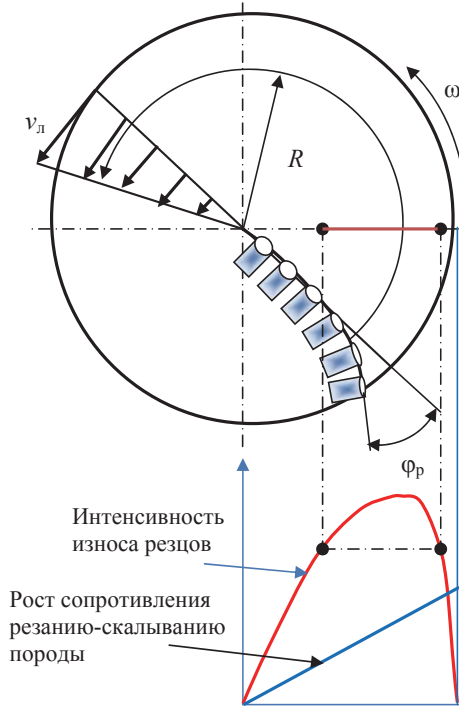


Рис. 1.18. Схема установки резцов на торце долота с учетом скоростей резания-скалывания породы и интенсивности изнашивания резцов



Рис. 1.19. Породоразрушающие резцы конусной формы для долот типа PDC

Для решения задачи выравнивания глубины резания-скалывания породы, при которых все резцы на торце долота будут работать в равных условиях, испытывая равное сопротивление резанию-скалыванию, можно использовать при