Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет»

На правах рукописи

Петенёв Павел Геннадьевич

## ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Специальность 25.00.14 – «Технология и техника геологоразведочных работ»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель: доктор технических наук, профессор **Вячеслав Васильевич Нескоромных**

Красноярск – 2016

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ
Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ОБ УСЛОВИЯХ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ
<ol> <li>1.1. Анализ опыта теоретических исследований механики движения бурильной колонны</li></ol>
<ol> <li>1.2. Стендовые исследования механики бурильных колонн при вращательном бурении</li></ol>
1.3. Производственные испытания колонн со смещенной массой поперечного сечения, и их конструкции
1.4. Анализ современных технических средств по управлению траекторией скважин
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 164
Глава 2. МЕТОДИКА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК И КОМПОНОВОК КСМ
2.1. Методика исследования работы буровой коронки с эксцентриситетом торца матрицы на стенде с целью уточнения характера ее работы и износа 67
2.2. Методика обработки результатов стендовых исследований буровой коронки с эксцентриситетом торца матрицы71
2.3. Методика определения характера работы бурильных труб с эксцентриситетом центра масс в составе буровой компоновки по их износу 75
2.4. Методика проведения производственных испытаний опытных образцов компоновок КСМ77
2.5. Методика проведения производственных испытаний макетов буровых коронок КИТ
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2
Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 85
3.1. Теоретическое исследование особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах

3.2. Теоретическое обоснование величин снимаемых лысок и величин эксцентриситета, обоснование методики размещения труб КСМ в сжатом участке колонны
3.3. Теоретические предпосылки усовершенствование торца коронки с целью сохранения эксцентриситета режущей части торца при сохранении гидравлического равновесия истечения жидкости в ее торце
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3107
Глава 4. СТЕНДОВЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОРОНОК КИТ И ТРУБ КСМ108
4.1. Результаты стендовых испытаний буримости долерита коронкой с измененной формой торца (КИТ)108
4.2. Исследование износа керна и боковой наружной поверхности коронки при бурении скважин коронками КИТ
4.3. Производственные испытания КСМ в составе бурильной колонны 120
4.4. Результаты изучения работы компоновок со смещенной массой в составе буровой колонны по их износу 125
4.5. Производственные испытания коронок КИТ 133
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4135
Глава 5. РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛМАЗНЫХ БУРОВЫХ КОРОНОК С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН
5.1. Разработка конструкции алмазной коронки исключающей ориентированный перекос ее торца
5.2. Усовершенствование алмазной коронки с целью снижения износа ее боковой наружной поверхности
5.3. Усовершенствование конструкции коронки КИТ в связи с полученными производственными данными147
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5154
Глава 6. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ РАЗРАБОТОК ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИН
6.1. Экономический эффект от применения труб КСМ в составе буровой компоновки

6.2. Экономический эффект от применения буровых алмазных коронов	C
КИТ	159
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 6	161
ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	162
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	166
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	178

#### введение

**Актуальность.** В настоящий момент большинство геологоразведочных скважин в России и мире бурится с применением комплексов ССК алмазным породоразрушающим инструментом.

Известно, что при бурении геологоразведочных скважин вращательным способом, колонна бурильных труб служит проводником для передачи энергии на забой. Количество энергии, дошедшей до забоя в виде величины осевой нагрузки и крутящего момента, зависит от множества факторов, важнейшими из которых являются сила трения скольжения между колонной и стенками скважины, а также усилие прижатия деформированной компоновки к стенкам скважины [63]. При высоких значениях коэффициента трения между колонной и стенкой скважины колонна, деформируясь, ведет себя не стабильно: возможно возбуждение поперечных и крутильных колебаний, не эффективных видов движения таких, как обратная прецессия. Все это оказывает значительное влияние на механическую скорость бурения, искривление скважины, проходку за рейс, выход керна, затраты мощности на вращение колонны, вибрацию, износ снаряда [26, 59].

Согласно экспериментальным данным, полученным в МГРИ [23] при выполнении исследований на горизонтальном стенде, наиболее устойчивым видом движения статически сбалансированных колонн при высокой частоте вращения является обратная прецессия, вид движения колонны, с которым связаны все негативные влияния на показатели бурения.

Поэтому актуальность приобретают разработки, направленные на повышение эффективности буровых работ, связанные с работой колонны, и состоящие в том, чтобы подобрать значения параметров системы «колонна – скважина», которые бы снижали вероятность возникновения обратной прецессии и ориентированного изгиба колонны, приводящего к перекосу торца породоразрушающего инструмента на забое. Рост эффективности работы колонны с устранением отмеченных параметров связан с реализацией вращения компоновки по типу  ${\Phi_1}^*$ .

Реализация типа вращения  $\Phi_1$  может достигаться следующими основными методами:

 Применением высокосбалансированных бурильных колонн с высокой степенью точности выполнения соосности резьбового соединения при определенных условиях эксплуатации (ограниченных осевых нагрузках и частотах вращения колонн, малых значениях радиального зазора и коэффициента трения скольжения между колонной и стенкой скважины и др.);

• Применением специальных компоновок, реализующих при бурении режим вращения Ф<sub>1</sub> как колонны, так и породоразрушающего инструмента с эксцентриситетом торца матрицы, который под действием дисбаланса сил резания предотвращает вращение коронки в режиме ориентированного перекоса [60].

Таким образом, одним из направлений повышения эффективности работы колонны является разработка технических средств, используемых в составе буровой компоновки для реализации ее вращения по типу  $\Phi_1$  в забойной зоне и наиболее нагруженной части буровой компоновки.

Первый из упомянутых методов на сегодняшний день достаточно изучен, реализован и широко распространен. В это же время, технические средства, способные обеспечивать стабильный вид вращения колонны, повышение эффективности геологоразведочного бурения в сложных горногеологических условиях при высокочастотном алмазном бурении в системах типа ССК отсутствуют, что является актуальной проблемой.

**Целью диссертационной работы** является систематизация, расширение и углубление знаний в области повышения эффективности

\* Согласно классификации видов движения колонн приведенной в работе В.Н. Алексеева «Исследования устойчивости движения бурильной колонны на стенде». – Методика и техника разведки. Л. : ОНТИ ВИТР, 1979, №131, с. 43-46,: Ф<sub>1</sub> – вращение колонны вокруг своей оси и вокруг оси скважины; Ф<sub>2</sub> – вращение колонны вокруг собственной оси; Ф<sub>3</sub> – вращение колонны вокруг собственной оси с качениям по ее стенкам

работы бурильных колонн путем применения компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ) и коронок с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ).

**Идея работы** заключается в применении специальных труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения и установкой их в сжатой части бурильной колонны с оптимальным шагом для обеспечения движения колонны вокруг оси скважины, а так же алмазных коронок с эксцентриситетом торца матрицы для исключения режима вращения с ориентированным перекосом ее торца.

**Объект исследования:** технические средства, обеспечивающие движение колонны вокруг оси скважины и предотвращающие ориентированный перекос торца буровой коронки на забое.

**Предмет исследования:** работа компоновки бурильной колонны, определяющая технико-экономическую эффективность бурения скважин.

#### Основные задачи исследований:

• обзор и анализ современного представления о работе бурильной колонны, существующих в связи с этим проблемах, опытом применения компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения;

• анализ современных технических средств по управлению траекторией скважин;

• разработка методики определения оптимального размещения труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения в интервале сжатого участка бурильной колонны;

• обоснование принципиальных конструкций труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения, исходя из конкретных техникотехнологических параметров бурения;

 производственные испытания бурильных труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения в составе сжатой части буровой компоновки;

• разработка эффективных конструкций коронок с эксцентриситетом торца матрицы;

• лабораторные исследования и производственные испытания коронок с эксцентриситетом торца матрицы.

Методы решения поставленных задач. Работа выполнена в соответствии с общепринятыми методами теоретических и экспериментальных исследований. Исследования механизма работы буровой коронки КИТ с измененной формой торца производились на буровом стенде. Обработка результатов экспериментальных исследований проводилась с помощью методов математической статистики. Проведены производственные испытания опытных образцов труб КСМ и макетов коронок КИТ на золоторудном месторождении «Попутнинское» для изучения работы бурового снаряда с оптимально размещенными КСМ в сжатой зоне, а также оценки влияния буровой коронки КИТ на интенсивность искривления скважин.

Личный вклад автора состоит в обзоре и анализе литературных источников по тематике работы бурильной колонны и современных технических средств по управлению траекторией скважин; в разработке методики определения оптимального размещения труб КСМ в интервале сжатого участка бурильной колонны; в обосновании конструкций труб КСМ; в проведении стендовых испытаний коронок КИТ; в проведении производственных испытаний макетов коронок КИТ и опытных образцов труб КСМ.

#### В работе защищаются следующие научные положения:

1. Повышение эффективности работы бурильных колонн, достигается за счет явления динамической стабилизации, которое наиболее полно проявляется в случае размещения специальных труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения в сжатой, наиболее деформированной части бурильной колонны с определенным интервалом в точках, соответствующих местам деформации колонн с образованием гребня полуволны деформации, при этом величина эксцентриситета КСМ определяется типом бурильной колонны и параметрами режима бурения. 2. Механизм работы алмазной коронки с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ) заключается в перемещении коронки вокруг оси скважины в направлении заданного вращения с прижатием боковой поверхности матрицы и корпуса коронки к стенке скважины в диапазоне центрального угла, включающего широкие промывочные каналы, при этом точка прилегания коронки к стенке скважины смещается в направлении вращения коронки по мере повышения частоты вращения коронки.

3. Для снижения интенсивности естественного искривления скважин, буримых в анизотропных перемежающихся горных породах, эффективно использование коронок с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ) при условии устранения их перекоса, возникающего вследствие эксцентриситета торца матрицы и обеспечения условий для равенства гидравлических сопротивлений в промывочных каналах, что позволяет повысить их эффективный ресурс.

#### Научная новизна:

• разработана методика создания буровых компоновок с применением специальных труб с эксцентриситетом центра масс поперечного сечения (КСМ) и установкой их в сжатой, наиболее деформированной части бурильной колонны с определенным интервалом в точках, соответствующих местам деформации колонн с образованием гребня полуволны деформации;

• предложено теоретическое обоснование конструкций КСМ для алмазного бурения с применением комплексов ССК. Разработаны новые конструкции соответствующих КСМ для основных типоразмеров труб комплексов ССК как отечественного, так и импортного производства с малыми значениями эксцентриситета (0,5 – 1,0 мм) для бурильных колонн, предназначенных для алмазного бурения на высоких частотах вращения (более 500 мин<sup>-1</sup>);

• установлен механизм работы алмазной коронки с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ), который заключается в перемещении коронки вокруг оси скважины в направлении вращения с прижатием боковой поверхно-

сти матрицы и корпуса коронки к стенке скважины в диапазоне центрального угла, включающего широкие промывочные каналы, при этом установлено, что точка прилегания коронки к стенке скважины смещается в направлении вращения коронки по мере повышения ее частоты вращения; на основании установленного механизма работы алмазной коронки созданы конструкции новых алмазных коронок, соответствующие оптимальным условиям работы;

• установлено, что для сохранения ресурса коронок с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ), необходимым условием является обеспечение равенства гидравлических сопротивлений в промывочных каналах и наличие дополнительной защиты боковой поверхности коронки в диапазоне центрального угла, ограничивающего прилегание коронки к стенке скважины.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена результатами теоретических и экспериментальных исследований, достаточной сходимостью расчетных величин с фактическими данными, воспроизводимостью результатов, а также результатами натурных наблюдений.

#### Практическая значимость работы:

1. Разработан и внедрен буровой инструмент для стабилизации направления траектории скважины.

2. Разработана научно обоснованная методика оптимального размещения КСМ в интервале сжатого участка бурильной колонны.

3. Разработаны конструкции коронок для снижения интенсивности естественного искривления скважин.

4. Спроектирована и внедрена конструкция компоновки бурильной колонны для снаряда ССК, обеспечивающая повышение техникоэкономических показателей бурения геологоразведочных скважин.

**Реализация результатов работы.** Разработанная автором методика оптимального размещения КСМ в интервале сжатого участка буровой колонны, а так же разработанный им буровой инструмент был успешно внедрен на

предприятии ООО «Прикладная геология» (г. Красноярск), что подтверждено соответствующими актами.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы неоднократно представлялись в докладах на XVII–XX Международных научных симпозиумах имени академика М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» (Томск, TПУ, 2013–2016); на Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Проспект Свободный – 2015» (Красноярск, 2015); на молодежном форуме «Мингео Сибири 2014–2015» (Красноярск, 2014–2015); на Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «МОЛОДЁЖЬ И НАУКА» (Красноярск, 2014); на Российской Нефтегазовой Технической конференции The Society of Petroleum Engineers «Региональный конкурс студенческих работ – Россия и Каспийский регион» (Москва, 2015); на «Всероссийской конференцииконкурсе студентов выпускного курса» (Санкт-Петербург, 2015–2016).

**Публикации**. По теме диссертации опубликовано 16 печатных работ, в том числе 2 из перечня рекомендованных ВАК РФ и 5 патентов РФ.

**Объем и структура работы.** Работа состоит из введения, 6 глав, заключения, списка литературы из 111 наименований; содержит 179 страниц машинописного текста, 70 рисунков, 26 таблиц и 1 приложение.

Автор выражает признательность и благодарность научному руководителю Нескоромных Вячеславу Васильевичу, а также сотрудникам ООО «Прикладная геология» и кафедры ТиТР МПИ института горного дела, геологии и геотехнологий СФУ за помощь и поддержку при выполнении данной научной работы.

### Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ОБ УСЛОВИЯХ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ

## 1.1. Анализ опыта теоретических исследований механики движения бурильной колонны

Экспериментальными и теоретическими исследованиями в области изучения механизма движения бурильной колонны и их устойчивости занимались многие авторы [12, 14, 28, 30, 34, 44, 92, 93, 94, 100, 101, 102, 106 и др.]

Бурильная колонна по условиям и характеру работы представляет собой систему, состоящую из последовательно соединенных между собой элементов, отказ каждого из которых приводит к отказу всей системы.

Основное отличие бурильной колонны от других конструкций заключается в том, что при значительном отношении длины к диаметру, колонна в результате потери устойчивости работает в скважине в условиях отсутствия прямолинейной формы равновесия.

Бурильная колонна оказывает непосредственное влияние на характер взаимодействия породоразрушающего инструмента (ПРИ) с забоем скважины и, тем самым на механику разрушения пород. Многообразие и сложность действующих нагрузок на бурильную колонну, качественная и количественная характеристика всегда требовали разносторонних теоретических и практических исследований.

Колонна бурильных труб подвергается действию различных по характеру и величине усилий, таких как статические, динамические и переменные нагрузки. Характер этих нагрузок изменяется в зависимости от способа бурения. Из работ [9, 94] известно, что при бурении на колонну действуют следующие нагрузки:

• осевое усилие растяжения от собственного веса колонны и перепада давления на ПРИ. Дополнительные растягивающие усилия возникают при работах, связанных с ликвидацией аварий;

• осевое усилие сжатия, создаваемое частью веса колонны и гидростатическим давлением;

• изгибающие усилия, возникающие на искривленных участках скважины, а так же при изгибе колонны в процессе ее вращения;

• крутящий момент, необходимый для вращения колонны;

• гидравлическое давление бурового раствора;

• силы трения бурильной колонны о стенки скважины или о стенки обсадной колонны;

• динамические усилия, возникающие при вращении колонны, связанные с работой ПРИ и неоднородностью разбуриваемых пород;

• динамические усилия при СПО;

• дополнительные осевые нагрузки при затяжках и посадках колонны.

В процессе бурения возникают как статические, так динамические и переменные нагрузки. Осевые нагрузки вызывают растягивающие и сжимающие напряжения. Наибольшее растягивающее напряжение действует у устья, а максимальное сжимающее у забоя скважины. Крутящий момент приводит к касательным напряжениям, которые увеличиваются вдоль колонны при ее вращении в направлении от забоя к устью.

Касательные напряжения имеют переменный характер, что связано с неравномерным потреблением энергии в процессе вращения колонны бурильных труб. Переменная составляющая момента приводит к переменным касательным напряжениям. При внезапной остановке ПРИ кинетическая энергия вращения колонны переходит в потенциальную энергию деформации. Если при этом преодолевается заклинивание ПРИ, то происходит обратный процесс перехода потенциальной энергии в кинетическую с возникновением колебательных процессов.

Одним из факторов, оказывающих значительное влияние на напряженное состояние колонны, является ее изгиб, который наблюдается как на вертикальных, так и на изогнутых участках. Изгиб может иметь статический и

переменный характер. Изгибающие напряжения на вертикальных участках в основном связаны с вращением эксцентрично расположенной нижней части бурильной колонны в скважине.

Рассмотрим, как нагруженная бурильная колонна воздействует на углубку ПРИ за оборот. В работе [53] автором, посредством модели (рис. 1.1), рассмотрена колонна, как средство передачи энергии к забою. Модель представлена в виде упругой пружины, на которую действуют силы, деформирующие ее в осевом, продольном направлении, при этом модель скручивается и воспринимает упругое воздействие со стороны горной породы.



Рис. 1.1. Модель бурильной колонны

Углубка инструмента за один оборот вращения определится из зависимости [59]:

$$h_{o\delta} = t - \sqrt{\frac{kfR}{\rho^2 \delta}},\tag{1.1}$$

где *t* – выпуск резцов из матрицы коронки;

*k* – комплексный параметр свойств горных пород, влияния раствора, вызывающих «всплытие резца» – клиновой эффект;

*f* – коэффициент внешнего трения при взаимодействии инструмента с забоем; *ρ* – радиус инерции буровой компоновки;

δ – сопротивление (демпфирующая способность материала колонны и корпуса коронки ) по оси Х.

Радиус инерции буровой компоновки определяется из зависимости:

$$\rho = \sqrt{\frac{I}{S}} , \qquad (1.2)$$

где *I* – осевой момент инерции поперечного сечения буровой компоновки;

*S* – площадь поперечного сечения буровой компоновки.

Анализ зависимости, по мнению автора, показывает, что снижение углубки за один оборот связано не только с ростом сил сопротивления со стороны забоя, но и с другими факторами, такими как рост коэффициента трения между колонной и стенками скважины, увеличение диаметра бурового инструмента, снижение диаметра буровой компоновки и ее жесткости по оси х, демпфирующей способности материала компоновки и корпуса коронки.

Для повышения углубки за один оборот, как отмечают авторы данной работы, следует добиваться более равномерного вращения инструмента на забое. Причины неравномерного вращения инструмента связаны с возникновением крутильных, поперечных и продольных колебаний.

Крутильные колебания бурового инструмента сопровождаются скручиванием-раскручиванием бурильной колонны, что приводит к изменению угловой скорости вращения колонны вокруг геометрического центра поперечного сечения.

Крутильные колебания приводят к неравномерному вращению бурового инструмента и соответственно к колебаниям величины передаваемого на забой крутящего момента и усилия резания-скалывания породы.

Поперечные колебания бурового инструмента задаются режимом движения бурильной колонны, а также действием поперечных усилий со стороны забоя, и приводят к снижению показателей бурения из-за интенсивного разрушения горной породы в стенках скважины, повышенному износу колонны, и соответственно меньшей энергии дошедшей до забоя.

Продольные колебания ПРИ возникают в процессе крутильных колебаний бурильной колонны. В процессе продольных колебаний происходит значительное изменение действующей осевой нагрузки на буровой инструмент, что существенно влияет на механическую скорость бурения и ресурс бурового инструмента.

В результате действия продольных и поперечных колебаний отклонение уровня осевой нагрузки от заданного номинала составляют от 30 до 50 % [19].

Основными причинами возникновения колебаний бурового инструмента являются [53]:

• несовершенство системы подачи буровых станков;

• наличие упругой и деформируемой бурильной колонны между буровым инструментом и буровым станком;

• неравномерности резания-скалывания, дробления горной породы, чему способствует перекос бурового инструмента на забое.

Исследования, проведенные в этом направлении [12, 13, 21, 23, 27, 32 50, 54, 100, 101, 105, 106 и др.], показывают, что в скважине могут возникнуть три стационарных вида движения бурильной колонны:

прямая прецессия – Ф<sub>1</sub> (вращение колонны вокруг собственной оси и оси скважины);

 ориентированный изгиб – Ф<sub>2</sub> (вращение колонны вокруг собственной оси);

обратная прецессия – Ф<sub>3</sub> (вращение колонны вокруг собственной оси с качением по ее стенкам).

Также возможны переходные виды движения, которые можно характеризовать как хаотичные.

Классификация видов движения принята согласно исследованиям И.Н. Страбыкина. Теоретически он полагал, что, если в скважине реализуется вид

движения колонны  $\Phi_1$ , то искривления скважины не происходит. Если имеет место движение вида  $\Phi_2$ , то искривление достигает максимума. В случае вида движения  $\Phi_3$  интенсивность искривления изменяется от нуля до половины максимальной [96].

Перечисленные виды движения бурильной колонны, как показывают исследования [27, 105], являются идеализированными, но между тем, опираясь на стационарные виды движения компоновок сжатого участка колонны, можно проанализировать влияние параметров этой системы на процесс бурения.

В.Н. Алексеев на основании материалов [3, 4, 5, 6], полученных в стендовых условиях, указывал, что данный принцип справедлив только в случае, если исключена возможность качения колонны. Он считает, что качение колонны по стенкам скважины возможно без скольжения, если удовлетворяется неравенство [6]:

$$T \le F, \tag{1.3}$$

где T – сила трения при качении; F – сила трения скольжения.

Применяя этот принцип для бурильных колонн, обладающих соосными резьбовыми соединениями с кривизной не вызывающей начальных сил прижатия, он получил следующий результат: области существования рассматриваемых стационарных видов движений определяются неравенствами:

 $k_0 > \{k^*, k^{**}\}$  – прямая прецессия,  $k^* < k_0 < k^{**}$  – ориентированный изгиб,  $k_0 < k^*$  – обратная прецессия,

где  $k_0$  - расчетная кривизна бурильной трубы;

$$k^* = v \sqrt{\frac{c(\varphi - \varphi_{\kappa} R)}{0.65 BDR}},\tag{1.4}$$

$$k^{**} = \sqrt{\frac{\varphi v(cv + Dp_{10}\omega^2/2g)}{1,3B}},$$
(1.5)

$$C = \frac{3P(P+\rho l) + \rho^2 l^2}{12B},$$
 (1.6)

где P – осевая нагрузка на забой;  $\rho$ ,  $\rho_0$  – вес единицы длины колонны (соответственно в жидкости и в воздухе); *B* – жесткость колонны на изгиб; l – длина колонны; *g* – ускорение свободного падения;  $\varphi$  – коэффициент трения скольжения о стенки скважины;  $\varphi_{\kappa}$  – коэффициент трения качения; D – диаметр скважины; d – диаметр колонны.

$$R = \frac{r}{(r^2 + r_u^2)}, \ r = d/2, \tag{1.7}$$

где  $r_u$  – приведенный радиус инерции бурильной колонны.

Современная технология бурения геологоразведочных скважин в твердых породах предусматривает использование сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами. Для снижения искривления

скважин при бурении такими колоннами целесообразны центрированные колонковые наборы и иные компоновки. Однако статически сбалансированные колонны оказываются динамически несбалансированными изза высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление возмущающих равномерное вращение сил трения, и характер движения колонны становится вибрационным. Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности бу-



 Рис. 1.2. Схема для анализа условий работы в скважине бурильной колонны:
 ω – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком

рения, поскольку колонна по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения теряет свои качества канала передачи энергии и разрушающих усилий к забою скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны, растут затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна, возрастает кривизна скважин.

Согласно экспериментальным данным [23, 96], наиболее устойчивым видом движения статически сбалансированных колонн на форсированных режимах является обратная прецессия, вид движения колонны, с которым связаны все негативные влияния на показатели бурения. Поэтому решение проблемы повышения показателей буровых работ состоит в том, чтобы подобрать значения параметров системы «колонна – скважина», которые бы снижали вероятность возникновения обратной прецессии.

Причины возникновения обратной прецессии при движении буровой компоновки приведены в работах [59, 63] и состоят в том (рис. 1.2), что возникает центробежная сила, определяющая силы прижатия и трения  $F_{rp}$  колонны о стенку скважины. Сила трения препятствует вращению участка колонны в направлении  $\omega$ , а, достигая величины  $F_{r.к.}$ , вызывает качение колонны по стенке скважины. При качении все условия, вызвавшие обратную прецессию, сохраняются, т.к. в любом новом положении поперечного сечения в скважине силы  $F_{u}$  и  $F_{rp.}$  равны первоначальным. Кроме того, учитывая, что коэффициент трения скольжения  $\mu_c = 0,1-0,2$ , а коэффициент трения качения  $\mu_{\kappa} = 0,01-0,02$ , т. е. меньше примерно в 10 раз, качение колонны по стенке скважины будет вполне устойчивым видом движения, т. к. сила трения скольжения больше силы трения качения [53].

При этом, связанный с колонной ПРИ, вместо вращения вокруг своей оси, увлекаемый участком колонны, совершает обкатывание по периметру забоя скважины (нутационное движение относительное ее оси), проявляющееся в виде периодически повторяющихся полных остановок породоразрушающего инструмента и в образовании отличного от круглой формы многоугольного забоя, винтовой многозаходной формы ствола скважины и столбика керна. Подобный режим работы инструмента и бурильных труб приводит

к раскручиванию колонны, т.е. в бурильной колонне возбуждаются крутильные фрикционные автоколебания [59].

Такое явление, как обратная прецессия, крайне нежелательно для кернообразования, энергоемкости бурового процесса, ресурса инструмента [2, 3, 23, 26, 59 и др.].

Из изложенного следует, что проблема повышения показателей буровых работ, связанных с работой буровой колонны, состоит в том, чтобы подобрать параметры системы «колонна – скважина», которые бы предупреждали возникновение обратной прецессии.

Возбуждение обратной прецессии бурового снаряда или его элементов возможно [3, 53]:

- в процессе бурения, при неизменных параметрах режима бурения;
- при изменении параметров режима бурения;
- непосредственно при холостом вращении колонны.

В процессе бурения при неизменных параметрах обратная прецессия уверенно выделяется по скачкообразному увеличению мощности, снижению механической скорости или увеличению нагрузки на забой (рис. 1.3). Признаком возбуждения качения колонны при холостом вращении снаряда и при дохождении до забоя является повышенное усилие проталкивания колонны в скважину, а также возможен вариант повышения вибрации снаряда [59].

На рис. 1.3. представлены зависимости, полученные при исследовании движения колонны на горизонтальном стенде. Эксперименты показали, что обратная прецессия уверенно диагностируется в системах «колонна – скважина» с малыми радиальными зазорами [53].

На рис. 1.4. приведена схема алгоритма диагностики обратной прецессии [9]. Зависимости, служащие признаком для диагностики обратной прецессии, приведены на рис. 1.5.

Таким образом, на основании изложенного, можно сделать следующий вывод: на этапе управления процессом бурения важнейшая задача – оперативное распознавание обратной прецессии (качения) бурового снаряда, что

позволит существенно повысить эффективность бурения, особенно алмазного, при высоких частотах вращения колонны.



Рис. 1.3. Зависимость суммы дополнительной мощности  $N_{\text{доп}}$  (кВт), мощности на разрушение забоя  $N_{p_3}$  (кВт) и механической скорости  $V_{\text{м}}$  (м/с) от задаваемой осевой нагрузки Р (даН),  $\omega = 1015$  (мин<sup>-1</sup>) в системе КССК 76/100;  $\Phi_3$  – зона возбуждения обратной прецессии

В работе [23] отмечено, что наибольшую опасность сохранности бурильной колонны представляет обратная прецессия бурильной колонны.

В.Н. Алексеевым выделены три группы методов диагностики обратной прецессии снаряда: прямые методы, косвенные с запаздыванием информации, косвенные оперативные методы.

Прямые методы состоят в непосредственном измерении параметров движения буровой колонны или напряжений в теле труб. Для их реализации необходим надежный канал связи с местом установки датчиков. В настоящее время этот метод реализован лишь частично в приустьевой зоне, где данный вид движения может быть зафиксирован визуально или с помощью специальных датчиков [3].



Рис. 1.4. Схема алгоритма диагностики обратной прецессии (качения колонны)

К косвенным методам с запаздыванием информации относятся визуальные наблюдения за характером износа снаряда и кернообразованием после окончания рейса, благодаря которым уточняются параметры кинематики, расположение очага возбуждения обратной прецессии, соответственно, способы его предупреждения или устранения в конкретных условиях. Основными признаками качения являются:

 интенсивный износ подрезных алмазов и заполирование торцевых;

• специфический износ поверхности гладкоствольных колонн и колонковых труб в виде винтовой ленты небольшого шага (12–15 см) в начальный период их эксплуатации. Равномерный износ элементов снаряда на участке, отличающемся по диаметру в большую сторону, и соседнем с участком, совершающим обратную прецессию;

• при обратной прецессии снаряда уменьшается показатель выхода керна, диаметр последнего, а также наблюдается опережающий износ участ-ка торца коронки, расположенного ближе к наружному диаметру.

Основную роль в диагностике обратной прецессии играют оперативные косвенные методы. Анализ влияния обратной прецессии на показатели бурения позволяет выделить группу приборов, по измерению показаний которых может быть диагностирована обратная прецессия: устройство определения веса снаряда (нагрузки на забой); устройство измерения механической скорости бурения; измеритель мощности (крутящего момента).

Так же в работе [23] авторы указывают, что при обратной прецессии вес снаряда уменьшается по сравнению с весом снаряда при других видах движения, осевая нагрузка на забой уменьшается, следовательно, уменьшается и механическая скорость бурения.

Эксперимент в работе [23] показал, что существует форма движения колонн, при которой вектор центробежных сил не совпадает с радиус- вектором точки касания колонны со стенкой скважины, что может происходить из-

за несовершенства колонн. На хаотичность распределения центров тяжести поперечных сечений по длине трубы указывали Ф.А. Бобылев

и И.Н. Страбыкин [11]. Позже Ф.А. Бобылев отметил, что несбалансированность колонны следует использовать, заложив ее при изготовлении [10]. Ав-



Рис. 1.5. Вид зависимостей, служащих признаками для диагностики обратной прецессии (качения бурового снаряда):

а – вид зависимостей, указывающих на возбуждение качения – Ф<sub>3</sub>;

6- вид зависимостей, указывающих на вид движения –  $\Phi_{1-2}$ ;

 $v_{np}-$  скорость проталкивания колонны;  $V_{\scriptscriptstyle M}-$  механическая скорость бурения

торы работы [23] указывают на физический смысл эксцентриситета центра масс, ими он определен как компенсация сил трения за счет центробежных. Также на это указывал В.В. Нескоромных [56].

Анализ особенностей износа бурильных алюминиевых труб показывает [56], что поперечное сечение изношенных ЛБТ имеет вид кольца (рис. 1.6), внутреннее отверстие которого смещено относительно внешнего эллипсообразного контура на расстояние в несколько миллиметров. Такая же особенность отмечена И.Н. Страбыкиным [11] при анализе формы износа ЛБТН-54 после эксплуатации их на скважинах диаметром 76 мм в Мамско-Чуйском ГРЭ ПГО «Иркутскгеология».



Рис. 1.6. Поперечное сечение алюминиевой бурильной трубы

В работе [59] (рис. 1.7) проведены исследования по износу ЛБТН длиной 4,4 м. Характер износа указывает на вращение колонны по типу  $\Phi_1$ . При этом автором отмечено, что при бурении место износа труб постоянно меняется, это говорит об изменении в процессе износа геометрической формы поперечного сечения труб.

В процессе бурения бурильная труба при изгибе контактирует со стенкой скважины в двух точках (рис. 1.7, а). Колонна, вращаясь вокруг оси скважины, изнашивается и меняет форму поперечного сечения по линии AB ( $A_1B_1$ ) (рис. 1.7, б). За счет изменения формы сечения трубы центр тяжести M смещается относительно геометрического центра. Радиальный износ трубы  $L_{\rm H}$  всегда больше смещения s, поэтому в процессе износа увеличивается центробежная сила  $F_{\rm q}$ , которая в свою очередь определяется расстоянием MN (рис. 1.7, в). Когда  $F_{\rm q}$  имеет величину, при которой сила трения приближается к  $F_{\rm т.к}$  вызывающего качение колонны, происходит проворот участка колонны на некоторый угол. Таким образом начинается формирование нового участка износа трубы (рис. 1.7, г). При дальнейшем износе вновь меняется поперечное сечение, возрастает центробежная сила и сила трения, колонна



Рис. 1.7. Схема анализа износа ЛБТ при бурении

продолжает проворачиваться.

Как отмечает В.В. Нескоромных, таким образом формируется оригинальное и показательное поперечное сечение ЛБТ (рис. 1.6).

Особенность износа ЛБТ указывает на перераспределение внешних сил при изменении характера несбалансированности. Получается, что статически сбалансированная колонна, при нагрузке, становясь динамически не сбалансированной, «стремится» к динамической «самоцентрации» за счет относительно быстро изнашиваемого материала трубы. Изменение геометрии сечения труб ЛБТ определяет сдвиг фаз между векторами центробежной силы и силы трения, что не характерно для стальных статически сбалансированных труб.

Придерживаясь этих принципов, были созданы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения КСМ. В.В. Нескоромных они были аналитически исследованы, и проведены опытные испытания [56, 57, 58].

В.В. Нескоромных теоретически обосновал положительные качества механизма работы КСМ, предусматривающие проявление нового технического свойства, которое состоит в регулировании центробежной силы и обеспечении вида движения Ф<sub>1</sub>, что позволяет повысить эффективность бурения.

При вращении КСМ в скважине с частотой ω (рис. 1.8) [56, 57 и др.], вектор центробежной силы F<sub>п</sub> направлен из



Рис. 1.8. Схемы для анализа работы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения:

- ω направление вращения колонны,
   задаваемое буровым станком;
- n направление качения колонны по стенке скважины

точки вращения колонны через центр тяжести поперечного сечения. В точке контакта поверхности компоновки со стенкой скважины возникает сила трения  $F_{\rm тp}$ , под действием которой вращение КСМ притормаживается, и она занимает такое положение в скважине, при котором  $F_{\rm u}$  получает векторную направленность с отклонением от точки контакта со стенкой скважины. Величины углов  $\beta_c$  и  $\alpha_c$  (рис. 1.8) ориентации вектора  $F_{\rm u}$  определяются в зависимости от направления вращения инструмента и действия других факторов. При повышении частоты вращения наблюдается рост центробежной силы  $F_{\mu}$  (в квадрате от частоты вращения) и, соответственно, силы трения компоновки о стенку скважины  $F_{\tau D}$ .

При определенной частоте вращения сила трения достигает критической величины  $F_{r.к.}$ , при которой возникают условия для качения компоновки со смещенной массой в направлении, обратном направлению вращения бурильной колонны *n*. Однако качение КСМ в данном случае может происходить лишь как проворот компоновки вокруг продольной оси своей наружной поверхности, поскольку при этом происходит уменьшение расстояния *AB* от центра тяжести поперечного сечения компоновки до оси вращения, что сдерживает рост центробежной силы и силы трения компоновки о стенку скважины, т. к. сила  $F_{q}$  пропорциональна этому расстоянию. При провороте компоновки КСМ одновременно наблюдается уменьшение прогиба буровой компоновки *f*.

Таким образом, КСМ обладает свойством повышения устойчивости при работе вследствие динамической самоцентрации [53].

Получается, что возможное повышение центробежной силы и силы прижатия компоновки к стенке скважины и силы трения компоновки о стенку скважины, вызванные, к примеру, ростом частоты вращения колонны, приводит только к провороту компоновки на угол a<sub>c</sub>, после чего устанавливается прежний уровень сил, и их соотношение. Поэтому качения КСМ в скважине не происходит. Расстояние AB, из геометрических построений равно [55, 57]:

$$AB = \frac{\sin\alpha_c \ e}{\sin\beta_c},\tag{1.8}$$

где  $\beta_c = arctg \frac{sin\alpha_c \ e}{(f + cos\alpha_c \ e)}.$ 

где e – эксцентриситет центра масс поперечного сечения, мм; f – прогиб буровой компоновки в скважине, м.

В формулах  $\alpha_c$  меняется от 0 до 180 градусов, а расстояние *AB*, таким образом, от максимального BM = (f + e) уменьшается до *BK* (при e = f BK = 0). Поворот КСМ уменьшающий расстояние AB происходит настолько, насколько это требуется для предотвращения качения компоновки, а также для обеспечения движения последней по виду  $\Phi_1$  за счет регулирования динамических внешних сил.

Как отмечено в работе [63], для обеспечения наиболее стабильного вида движения колонны  $\Phi_1$  при минимальном эксцентриситете центра масс, требуется соблюдение следующих условий:

• высокие частоты вращения при бурении;

• минимальное значение коэффициента трения между компонов-кой, колонной и стенкой скважины;

 использование инструмента, позволяющего бурить при пониженных осевых нагрузках и минимальными радиальными зазорами между колонной и стенками скважины, что позволит минимизировать деформированность колонны.

Соответственно, стабильность движения вида  $\Phi_1$  может повышаться с ростом эксцентриситета центра масс, веса отдельной КСМ и числа отдельных КСМ, распределенных вдоль сжатого участка бурильной колонны с некоторым шагом.

На рис. 1.9. представлены графики, полученные расчетом согласно работе [59]. Графики дают значения, достаточные для реализации вида движения  $\Phi_I$ , эксцентриситета компоновки, располагаемой над породоразрушающим инструментом. Расчет сделан для одной полуволны колонны ЛБТН-54 и компоновки длиной 5 м, массой 50 кг, при f = 0,5 мм, опрокидывающего момента со стороны забоя скважины  $M_{OII} = 2$  даН·м.

Графики показывают зависимость эксцентриситета от коэффициента трения колонны о стенку скважины и частоты вращения. Представленные данные показывают, что значения эксцентриситета центра масс буровых компоновок вполне реальны с точки зрения реализации их при изготовлении.



# Рис. 1.9. Расчетные графические зависимости эксцентриситета буровой компоновки от частоты вращения колонны, коэффициента трения колонны о стенку скважины (μ) и величины опрокидывающего момента М<sub>ОП</sub>

Таблица 1.1

Режим работы буриль- ной колонны	Режим работы бурового инструмента		
Ф <sub>12</sub> – вращение колонны вокруг собственной оси и оси скважины	$R_{12}^1$	$\frac{\omega_{\tilde{o}}}{\omega_c} = 1; \Omega = 0$	Равномерное вращение
	$R_{12}^2$	$\frac{\omega_{\tilde{o}}}{\omega_c} \rangle 1; \Omega = 0$	Крутильные колебания без оста- новок бурового инструмента
	$R_{12}^3$	$\frac{\omega_{\tilde{o}}}{\omega_c} \ge 0; \Omega = 0$	Крутильные колебания с останов- ками бурового инструмента
Ф <sub>3</sub> – режим качения ко- лонны по стенке сква- жины (гипоциклическое движение)	R <sub>3</sub>	$\frac{\omega_{\tilde{o}}}{\omega_c} = 1; \Omega \neq 0$	Режим качения бурового инстру- мента (гипоциклическое движе- ние)

#### Классификация режимов работы алмазной коронки

В табл. 1.1 приняты обозначения:  $\Omega$  – частота поперечных колебаний инструмента на забое;  $\omega_{\delta}$  – угловая скорость вращения коронки;  $\omega_{c}$  – угловая скорость, создаваемая вращателем.

В работе [59] приведены области существования различных видов движения бурильной колонны и бурового инструмента (табл. 1.1), в зависимости от общего влияния осевого усилия и частоты вращения, для бурения алмазным инструментом диаметром 59 мм.

Из рис. 1.10 видно, что область наиболее эффективного режима буре-



Рис. 1.10. Диаграмма областей режимов работы алмазной коронки:  $1 - \Phi_{1,2}$ ,  $R^{3}_{1,2}$ ;  $2 - \Phi_{1,2} R^{2}_{1,2}$ ;  $3 - \Phi_{1,2}$ ,  $R^{1}_{1,2}$ ;  $4 - \Phi_{3}$ ,  $R_{3}$ 

ния  $R_{12}^1$  весьма ограничивается диапазонами изменений осевой нагрузки и частотами вращения, а это значит, что направления совершенствования бурового инструмента и буровых технологий должны соответствовать определенным требованиям:

• при вращательном бурении должны использоваться сбалансированные бурильные колонны, либо средства исключающие вращение снаряда в режиме качения и ориентированного изгиба;

• величины осевых нагрузок должны быть ограничены, а поиск возможностей повышения механической скорости должен связываться с использованием эффективных способов интенсификации процесса разрушения горных пород;

 при бурении должны использоваться технические решения, снижающие или исключающие колебательные процессы бурильной колонны и бурового инструмента.

## 1.2. Стендовые исследования механики движения бурильных колонн при вращательном бурении

Сравнительно небольшие осевые нагрузки и зазоры между колонной и стенкой скважины с одной стороны и повышенные скорости вращения при геологоразведочном бурении с другой, обуславливают определенные особенности движения бурильной колонны, которые часто нельзя описать аналитически. В связи с этим был проведен ряд исследований по экспериментальному уточнению характера вращения колонны в скважине.

Так М.М. Александров [2] предполагал, что на характер вращения бурильных колонн влияет режим бурения и условия работы колонны в конкретном профиле скважины. При этом, чем больше величина углов искривления, тем больший участок бурильной колонны не имеет возможности вращаться вокруг оси скважины. А.С. Станишевским [95] установлено, что под действием изгибающего момента нижняя часть бурильной колонны может иметь фиксированный изгиб и вращаться по виду  $\Phi_2$ . Б.З. Султанов и др. [101, 102] пришли к выводу, что при наклонном залегании пластов пород, вращение сжатой части колонны происходит вокруг своей оси, тогда как в однородных горных породах вокруг оси скважины.

В работе [12] Бобылев Ф.А. и Страбыкин И.Н. провели эксперимент по моделированию действия опрокидывающего момента на деформированный участок бурильной колонны. Для имитации этого явления шпиндель станка с закрепленной направленной вертикально колонной поворачивали на 1.5-2°, что, по мнению авторов, соответствовало условиям перекоса снаряда в скважине. Экспериментом установлено, что почти при всех значениях внешних сил колонна вращалась вокруг собственной изогнутой оси.

Первый опыт применения компоновок, реализующих вид движения колонны вокруг оси скважины, получен при испытании дисбалансных снарядов ДСТПИ в Бакальском ГРП Ю.Л. Боярко [15]. После, работы по использованию компоновок со смещенным центром тяжести проводились специалистами роторного низкочастотного бурения скважин на нефть и газ в США [79, 80, 81, 82]. Так, в фирме Хр. Por Drilling использовали УБТ типа Wood pecker с поперечным смещением центра тяжести. Результаты бурения показали рост механической скорости бурения на 24%, расход долот при росте скорости не увеличивался, сократилось число усталостных поломок резьбовых соединений труб, вибрация колонны уменьшилась, а так же было улучшено качество ствола скважины, что проявлялось при спуске колонны. Компоновки с неравной жесткостью разрабатывались и применялись в СевКавНИПИнефть [10, 78]. Исследования показали, что бурение с применением компоновок с эллиптическими УБТ позволяет уменьшить зенитный угол скважин и более чем в 3–4 раза их кривизну.

Наибольший вклад в исследование движения бурильных колонн внесли исследования на стендах с применением средств измерения. Наиболее значимые стендовые исследования проведены в 1970–1990 гг. в КазИМС (Ф.А. Бобылев, И.Н. Страбыкин и др.) [10, 11, 12, 13, 28, 31, 49, 96], в ВИТР (В.Н. Алексеев) [4, 5, 6, 26], в МГРИ (Г.А. Воробьев, Б.И. Воздвиженский, К.А. Боголюбский, В.П. Зиненко, Г.К. Аладинская, Б.А. Новожилов и др.) [23, 25, 26, 27, 28, 105, и др.].

Специалистами КазИМС Ф.А. Бобылевым и И.Н. Страбыкиным на горизонтальном стенде с бурильной колонный длиной до 16 м [13], были произведены исследования работы последней. Исследованию подверглись стандартные бурильные трубы диаметром 24 мм, алмазные коронки диаметром 46 мм, а также твердосплавные коронки диаметром 33,5 мм. Изменение вращения бурильной колонны в диапазоне частот 138-625 мин <sup>-1</sup> производилось ступенчато в зависимости от выбранной передачи, осевая нагрузка при этом достигала 400 даН. Для записи характеристик движения бурового инструмента применялась система фотодиодов, размещенных в изучаемом сечении скважины, колебания осевого усилия на забое скважины измеряли с помощью тензодатчиков, а крутильные колебания – двумя тахометрами.

Параметры движения колонны записывали, одновременно меняя условия ее работы: осевую нагрузку, частоту вращения, горную породу, углы встречи контактов в породе с инструментом, коэффициент трения скольжения между колонной и стенками скважины и др.

Обработка результатов исследования позволила авторам сделать следующие выводы:

• при бурении пород с изотропными свойствами (гранит, мрамор) твердосплавными или алмазными ПРИ (коронками), характер движения последнего неупорядочен;

• нет четко выраженного вращения вокруг оси «скважины», так же нет чистого ориентированного изгиба оси. Для каждого сечения характерно свое движение вокруг какого-то мгновенного центра, такое движение ПРИ возникает под действием центробежных сил неуравновешенных масс, распределенных по длине произвольно;

• при хаотичном движении нет четко выраженной формы изгиба бурильного вала. Поперечные колебания, как правило, сопровождаются продольными колебаниями бурового инструмента, что связано с неравномерной передачей осевой нагрузки на забой скважины в пределах от 0 до 150–200 даН;

• дальнейшее повышение осевой нагрузки приводит к тому, что колебания постепенно понижаются, их амплитуда уменьшается, а движение колонны упорядочивается, приближаясь по своей форме к движению вокруг собственной оси. При нагрузках 300 даН и более вид движения Ф<sub>2</sub> становится единственно возможным, а форма изгиба – пространственно изогнутой. При такой форме изгиба наблюдается почти непрерывное соприкосновение колонны со стенкой скважины. Важная особенность движения вокруг собственной изогнутой оси заключается в том, что при изменении осевой нагрузки

плоскость изгиба смещается в сторону вращения бурильной колонны. Отмеченное при экспериментах смещение происходило в пределах 30–90°;

• при смазке бурильной колонны нигролом (коэффициент трения 0,17) диапазон осевых нагрузок, при которых возможно прямое окружное движение, расширился до 700 даН. При увеличении указанного коэффициента до 0,73 путем смазки трущихся поверхностей канифолью, в интервале осевых нагрузок 0–400 даН происходит обратное окружное движение компоновки с частотой, близкой к задаваемой частоте вращения;

• так же отмечены колебания осевой нагрузки и частоты вращения на забое скважины, причем амплитуда колебаний падает по мере увеличения расстояния от забоя.

Позднее, Ф.А. Бобылевым и И.Н. Страбыкиным [11] были проведены исследования на стенде иной конструкции: на 24 метровой буровой вышке в вертикальном положении была жестко закреплена колонна обсадных труб диаметром 127 мм, и длиной 9,5 м, в которой размещалась бурильная колонна длиной 15 м и диаметром 50 мм. Верхний конец бурильной колонны был закреплен в радиально-упорном подшипнике, а нижний – в шпинделе бурового станка ЗИФ-650А, с помощью которого на колонну передавалась осевая нагрузка в диапазоне от 0 до 3000 даН и вращении с частотой 33, 72, 128, 218 мин<sup>-1</sup> соответственно.

Статические и динамические нагрузки, развиваемые бурильной колонной, и время их действия записывали на ленте осциллографа с помощью магнитоупругих датчиков и электронной аппаратуры. Чувствительным ваттметром фиксировались затраты мощности, расходуемой на вращение колонны. В обсадных трубах были прорезаны окна для визуальных наблюдений за поведением колонны и для размещения датчиков.

Основные виды движения колонны, полученные в условиях эксперимента, и показания осциллограмм даны на рис. 1.11.



Рис. 1.11. Виды движения бурильной колонны, полученные при проведении экспериментальных исследований на вертикальном стенде:

I – движение колонны вокруг оси скважины; II – движение колонны вокруг оси скважины с одновременным вращением вокруг собственной изогнутой оси; III – движение колонны вокруг собственной изогнутой оси; IV – качение колонны по стенке скважины; V – вибрационно-ударный режим вращения колонны; на осциллограммах показы графики силового давления колонны на стенку скважины при различных видах движения колонны; продольная линия показывает уровень силового давления, равного 13 даН
Проведенные эксперименты, по мнению авторов, показали следующее:

• в процессе передачи крутящего момента бурильная колонна одновременно вращается и обращается (т.е. наблюдается прецессия). Обращение изогнутой оси колонны может происходить в направлении собственного вращения и обратном вращению, Ф<sub>1</sub> и Ф<sub>3</sub> соответственно;

• скорость прямого обращения изогнутой колонны может изменяться от нуля до частоты вращения, передающей крутящий момент, в зависимости от внешних сил;

• при увеличении коэффициента трения между колонной и стенкой скважины возникает обращение, обратное вращению колонны, при уменьшении коэффициента трения – прямое обращение с получаемой частотой вращения.

Исследования кинематических характеристик движения бурильных колонн проводили специалисты МГРИ в условиях горизонтального стенда.

Исследованием поведения бурильной колонны на стенде занимался В.Н. Алексеев. Модель представляла собой стеклянную трубу с вращаемым упругим резиновым валом. Труба заполнялась различными по свойствам жидкостями.

Опыты показали, что возбуждение качения колонны наиболее вероятно в системах с большим радиальным зазором, при увеличении частоты вращения, осевой сжимающей силы и коэффициента трения. В.Н. Алексеевым были проведены исследования поведения бурильной колонны на стенде, позволяющим исследовать работу бурильной колонны при использовании промывочных жидкостей с различной динамической вязкостью: машинное масло, водомасляная эмульсия, вода. Скважина имитировалась обсадной вертикальной колонной длиной 32 м, свинченной из труб диаметром 73. Частота вращения колонны изменялась в диапазоне 0–1500 мин<sup>-1</sup> с помощью бурового станка, оснащенного плавно регулируемым электроприводом в верхней части стенда. Осевая нагрузка поддерживалась в пределах 500–2000 даН.

При проведении экспериментов измеряли крутящий момент на вращение колонны, кроме того, регистрировали характер движения колонны с помощью тензодатчиков.

Исследования автора показали следующее:

 при отсутствии промывочной жидкости и смазки в затрубном пространстве единственным устойчивым видом движения является качение колонны в скважине. Если при этом колонна сжата осевой нагрузкой до образования спиральной формы равновесия, то качение начинается с нуля при медленном наборе оборотов вращения и при ее непрерывном контакте со стенкой скважины. В случае, если колонна сжата осевой силой недостаточно, вначале могут установиться другие стационарные виды движения, например, вращение вокруг собственной оси и вокруг оси скважины (Ф<sub>1</sub>) или ориентированы изгиб (Ф<sub>2</sub>);

• очаг возбуждения качения колонны, сжатой осевой нагрузкой или собственным весом, располагается, как правило, в нижней части колонны, где силы прижатия ее к стенкам скважины максимальны;

• вероятность возбуждения качения колонны понижается при использовании промывочной жидкости либо смазки;

устойчивость видов движения Ф<sub>1</sub> и Ф<sub>2</sub> расширяется с уменьшени ем радиального зазора и увеличением жесткости бурильных труб.

Наиболее полные и современные по снятию и обработке информации исследования выполнены на Загорском полигоне специалистами МГРИ на горизонтальном стенде длиной 50 м (рис. 1.12). Стенд был оборудован станком СБА-500 с системой плавного регулирования частоты вращения. В процессе экспериментов фиксировался ряд параметров, а поведение колонны исследовалось путем расшифровки изображений на фотопленке, полученной при скоростной съемке под углом вращающейся колонны кинокамерой типа СКС-1М-16 (до 4000 кадров в секунду). Расшифровка изображений производилась по результатам перемещения метки, нанесенной на бурильную колонну, в пределах заданных координат (рис. 1.13).



Рис. 1.12. Схема стенда Загорского полигона МГРИ: а – схема съемки движения горизонтального сечения бурильной колонны; б – схема съемки движения свободного конца бурильной колонны при холостом вращении: 1 – кинокамера СКС-1М-16; 2 – колонна труб, имитирующая скважину;

3 – бурильная колонна; 4 – буровой станок; 5 – блок породы; 6 – осветители

Основные результаты исследований движения бурильной колонны, выявленные на горизонтальном стенде, сводятся к следующему:

• вид и параметры движения бурильной колонны определяются возмущением за счет взаимодействия колонны со стенкой скважины и распределенной по длине неуравновешенности колонны;

• при малых частотах вращения в скважинах с большим зенитным углом колонна совершает накатывание на стенку скважины со срывом. Основные действующие силы при этом – вес и трение;

при увеличении частоты
 вращения колонна движется по типу Ф<sub>1</sub>



- Рис. 1.13. Схема обработки результатов киносъемки:
  - 1 скважина; 2 метка на колонне;
    3 бурильная колонна

при непрерывном контакте со стенкой скважины. По мере повышения частоты вращения растет возмущение первоначально установившегося вида движения за счет сил трения, прямая прецессия теряет устойчивость и замещается виброударным режимом движения бурильной колонны. При дальнейшем повышении частоты вращения возникает новый режим вращения колонны – обратная прецессия, который и сохраняется при дальнейшем увеличении частоты вращения колонны;

• границы возбуждения различных видов движения бурильной колонны по оси частоты вращения зависят от параметров системы «колонна– скважина», при этом отмечено главное: сдвиг границы возбуждения обратной прецессии в сторону увеличения частот вращения при уменьшении коэффициента трения;

 увеличение осевой нагрузки сдвигает границу возбуждения обратной прецессии в область меньших частот вращения бурильной колонны, влияние осевой нагрузки на режим работы колонны растет по мере увеличения радиального зазора;

• основной недостаток бурильных колонн с начальными несовершенствами (кривизна и несоосность соединений при их изготовлении) – возбуждение качения бурильной колонны при сравнительно невысоких частотах вращения;

• сжатую зону бурильной колонны необходимо комплектовать прямолинейными и соосными бурильными трубами, с обеспечением определенной величины эксцентриситета центра инерции сечения относительно геометрического центра при создании минимально возможного радиального зазора;

• уменьшение коэффициента трения до определенного предела гарантирует предотвращение обратной прецессии колонны;

• увеличение эксцентриситета центра инерции сечений является возможным методом борьбы с возбуждением качения снаряда.

Так же автором выделяются два различных типа систем «колоннаскважина»:

• с очень низким коэффициентом трения – допускающие применение антивибрационных смазок, для таких систем оптимальным является использование труб с минимальным эксцентриситетом центра инерции;

• системы с высоким коэффициентом трения, для которых оптимальным является использование труб с максимально возможным смещением эксцентриситета центра инерции сечения.

Так же на горизонтальном стенде специалисты МГРИ занимались исследованием поведения алмазной коронки при различных видах движения



Рис. 1.14. Схема забойного устройства горизонтального стенда Загорского полигона:

1 – направляющий элемент; 2 – центрирующий палец; 3 – зажимные болты;

4, 12 – плашки для крепления керна; 5 – корпус; 6 – тензодатчик;

7 – деформирующая муфта; 8 – «скважина»; 9 – шланг для отвода промывочной жидко-

сти;10 - коронка; 11 - керн; 13 - колонковая труба

колонны.

Для измерения осевой нагрузки на забое скважины-стенда применялось специальное устройство (рис. 1.14), состоящее из корпуса с плашками для закрепления образца керна диаметром 130 мм и центрирующего приспособления. Забойное устройство через муфту жестко крепилось к колонне труб, имитирующих скважину. При разбуривании керна осевая нагрузка на коронку вызывала растяжение муфты пропорционально нагрузке. Деформация измерялась с помощью тензодатчиков, наклеенных на тело муфты по полумостовой изгибно-компенсационной схеме. В качестве усилителя сигнала использовался тензоусилитель TA-5.

Исследования позволили выявить специалистам МГРИ следующее:

 потери осевой нагрузки отмечаются только при работе колонны в режиме качения. При других видах движения потери осевой нагрузки незначительны и практически отсутствуют;

• потери осевой нагрузки растут с увеличением задаваемой осевой нагрузки, частоты вращения, радиального зазора, уменьшением жесткости бурильной колонны и коэффициента трения. В условиях высокого коэффициента трения потери нагрузки могут составить до 30 %;

• большим значениям затрат мощности на вращение колонны соответствует большая потеря осевой нагрузки.

Также на стенде с забойным устройством, показанном на (рис. 1.14), были проведены исследования поведения алмазной коронки с помощью скоростной киносъемки. Для этого вместо керна породы в забойное устройство устанавливали блок оптического прозрачного стекла, а поведение коронки, вынос шлама из-под торца и работу алмазных резцов изучали с помощью скоростной киносъемки. В труде [23], на основе результатов экспериментальных исследований работы бурильной колонны и бурового инструмента, приведена классификация режимов работы бурового инструмента (табл. 1).

Режимы работы коронки на забое показаны графиками на рис. 1.15 [53], на которых представлены зависимости соотношения угловой скорости

вращения алмазной коронки и бурильной колонны, задаваемой вращателем станка.

Исходя из данного исследования, авторами сделаны следующие выводы:

 исходя из графика (рис. 1.15, а) видно, что наиболее благоприятным для эффективного разрушения породы на забое является режим равномерного вращения *R*<sup>1</sup><sub>12</sub>;

• как следует из графика (рис. 1.15, б), при виде вращения  $R_{12}^2$  происходит значительное колебание угловой скорости вращения бурильной коронки под влиянием крутильных колебаний;

• на графике (рис. 1.15, в), реализуется качение бурового инструмента по стенке скважины в сторону обратную заданному вращателем станка  $R_{12}^3$  возможны остановки бурового инструмента и его резкие ускорения, что неблагоприятно влияет на ресурс ПРИ, и может приводить к формированию ствола скважины и керна сложной винтообразной формы;

• влияние повышения осевого усилия на изменение вида работы бурового инструмента происходит следующим образом:  $R_{12}^1 \Rightarrow R_{12}^2 \Rightarrow R_{12}^3 \Rightarrow R_3$ ;

• влияние увеличения частоты вращения – режимы работы бурового инструмента определяются обратной последовательностью  $R_{12}^3 \Rightarrow R_{12}^2 \Rightarrow R_{12}^1$ ,



Рис. 1.15. Зависимости соотношения угловых скоростей вращения бурового инструмента ω<sub>6</sub>/ω<sub>c</sub> от времени

которая отражает влияние повышения частоты вращения на глубину внедрения резцов в породу, углубку за один оборот инструмента на забое и сопротивление вращению инструмента (см. рис. 1.15).

## 1.3. Производственные испытания колонн со смещенной массой поперечного сечения, и их конструкции

Стендовые испытания, описанные в предыдущей главе, показывают, что влияние параметров системы «колонна-скважина» на показатели бурения, такие как: механическая скорость, проходка за рейс, износ ПРИ, выход керна, затраты мощности на бурение, характер износа колонны, определяются видом реализуемого в данной системе движения бурильной колонны, которые, в свою очередь, зависят от радиального зазора между колонной и стенкой скважины, жесткости бурильной колонны, ее кривизны, несоосности в соединениях, коэффициента трения скольжения на контакте «колоннаскважина», осевого усилия, частоты вращения. Следовательно, для проектирования оптимальных буровых систем, необходимо знание кинематики движения бурильных колонн, определение областей устойчивости различных видов движения в пространстве, параметров системы «колонна-скважина» и условий нагружения бурильной колонны.

Работы по использованию компоновок со смещенным центром тяжести проводились специалистами роторного низкочастотного бурения скважин на нефть и газ в США (рис. 1.16, 1.17) [79, 80, 81, 82]. Фирма Хр. Por Drilling использовали УБТ типа Wood pecker с поперечным смещением центра тяжести. Результаты бурения показали рост механической скорости бурения на 24%, расход долот при росте скорости не увеличивался, сократилось число усталостных поломок резьбовых соединений труб, вибрация колонны уменьшилась, а так же было улучшено качество ствола скважины, что прояв-



。 0 0

0

o

00000

2

1

лялось при спуске колонны [2, 5, 50]. По данным В.Р. Бруева в ГРЭ-33 [107], при использовании двухгранных КСМ длиной от 3 до 6 м, искривление

Рис. 1.16. Компоновка УБТ со смещенным центром инерции: 1 – буровое долото; 2 – УБТ с эксцентриситетом центра масс; 3 – перфорированные отверстия



Рис. 1.17. УБТ с эксцентриситетом центра масс различных форм поперечного сечения: 1 – буровое долото; 2 – УБТ с эксцентриситетом центра масс; 3 – перфорированные отверстия; 4 – продольные выточки; 5 – поперечные выточки

скважин снижалось в 1,7–3,5 раза. При этом отмечен некоторый рост механической скорости бурения. Компоновки с неравной жесткостью разрабатывались и применялись в СевКавНИПИнефть [10, 78]. Исследование показало, что бурение с применением компоновок с эллиптическими УБТ позволяет уменьшить зенитный угол скважин, и более чем в 3–4 раза их кривизну.

Приведенные результаты работ полностью подтверждаются исследованиями на производстве, проводимыми в КазИМС и ИрГТУ при алмазном и бескерновом бурении геологоразведочных скважин.





Рис. 1.18. Схема компоновки для бурения шарошечными долотами: 1 – долото; 2 – центратор; 3 – труба со смещенным центром тяжести поперечного сечения (сечение A-A);4 – центрирующие элементы; 5 – гидроудар-

ник ГВ

На основании данных о работе стендов буровых компоновок и согласно проведенных аналитических и проектных работ разработаны и использовались при бурении скважин в ПГО «Сосновгеология» одногранная и двухгранная компоновки (рис. 1.18) [54].

Изготовление компоновок заключалось в фрезеровании лысок вдоль поверхности трубных заготовок. Места размещения твердого сплава определены по схемам износа буровых компоновок КСМ [24].

Для одногранной КСМ выбраны следующие параметры поперечного сечения:  $\Omega = 90-97$  градусов, e = 3,6-4,5 мм. Для двухгранной компоновки эти параметры следующие:  $\Omega = 80$  градусов, e = 5,2 мм. Длина компоновок 6 м.

Таблица 1.2

### Данные об использовании одногранных компоновок в ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология»

Услов- ный но- мер скважи- ны	Компоновка	Интер- вал бу- рения, м	Средний зенитный угол, гра- дус	Изменение азимуталь- ного угла, градус	Изме- нение зенит- ного угла	Интенсив- ность ис- кривления, гра- дус/100м
1	Одногранная КСМ, l=6 м, 2 центратора	110- 370	5	-9	-1°30′	0,65
	Алмазное бурение с керном	370- 440	3	-50	-1°40′	3,9
2	Одногранная КСМ, l=6 м, 2 центратора	50-360	13	+32	+1°30′	1,8
	Трехгранная 1=6 м	360- 510	15	-5	+3°	2,2
	Алмазное бурение	510- 620	14	+7	-1°30′	2,26
3	Одногранная КСМ, l=6 м, без центра- торов	70-200	13	-15	-0°40′	2,2
	Алмазное бурение с керном	370- 440	17	-17	+7°10′	4,35

Результаты использования компоновок подтвердили вывод автора [54] о недостаточной устойчивости одногранных труб, так как они получали остаточную деформацию изгиба и имели менее стабильные результаты по снижению искривления скважин в сравнении с двухгранными КСМ. В табл. 1.2 [59] приведены некоторые результаты использования одногранных компоновок в наиболее сложных геологических условиях, характеризующихся трещиноватостью и перемежаемостью анизотропных горных пород. Объем бурения одногранными КСМ в ГРЭ-324 составили несколько тысяч метров (отработано 10 компоновок) и в целом данные компоновки подтвердили эффективность, показанную ранее при испытании КСМ на стендах.

Учитывая результаты исследования одногранных и двухгранных КСМ для дальнейшей эксплуатации, автором рекомендованы последние. Двухгранные КСМ в значительном объеме (50 компоновок) были изготовлены и отработаны на объектах ГРЭ-324 и ГРЭ-33 (Монголия) с положительным экономическим эффектом.

Испытанием компоновок КСМ (рис. 1.18) доказана высокая эффективность колонн с эксцентриситетом центра масс. Применение КСМ при бескерновом бурении позволило [50]:

• уменьшить искривление скважин в 3–5 раз;

• увеличить проходку на долото на 10–40% за счет уменьшения ударных нагрузок на долото и вибрацию при бурении;

• увеличить механическую скорость бурения на 5-6 % за счет изменения характера работы долота и нижней части колонны;

• бурильная колонна с КСМ работает в скважине с минимальной вибрацией, что обеспечивает более высокие показатели бурения.

Исходя из производственных испытаний, автором сделаны следующие выводы [59]:

• для бурения скважин малого диаметра, особенно алмазным инструментом, перспективны бурильные колонны с КСМ в своем составе, как средства, устраняющие нежелательный для эффективного бурения режим

вращения Ф<sub>3</sub> и обеспечивающего одновременно условия для проходки скважин минимальной кривизны;

• снижение искривления скважин компоновками КСМ обеспечивается за счет стабильного вида движения Ф<sub>1</sub>, который гарантируется таким техническим свойством КСМ, как регулирование возмущающих равномерное вращение центробежной силы и силы внешнего трения, при определенных параметрах системы «колонна-скважина».

Так же, испытания колонн с эксцентричной массой проводились в УП-ТОК ПГО «Севзапгеология», под руководством Б.И. Воздвиженского и др. [23].

Бурильная колонна с эксцентричной массой (ЛБТНС) была изготовлена на основе труб ЛБТН-54. Внутри труб размещался стальной пруток d=18 мм (обеспечивающий компоновки максимум эксцентриситета), к которому с двух сторон приваривались шайбы d=38 мм с отверстиями для прохода промывочной жидкости, являющиеся ограничителями продольного перемещения прутка (рис. 1.19). Для сборки колонны использовались ниппельнозамковые соединения d=57 мм (типа 54/3-42). Общая длина колонны составляла 300 м.



Рис. 1.19. Конструкция экспериментальной бурильной колонны ЛБТНС-54: 1 – бурильная труба ЛБТН диаметром 54 мм; 2 – стальной пруток диаметром 18 мм; 3 – ограничительная шайба; 4 – ниппельно-замковое соединение

Районом испытания данной бурильной колонны авторами был выбран один из производственных объектов ПГО «Севзапгеология» – участок Малиновая Варакка, Северной геологической экспедиции. Причиной данного выбора послужили трудности при внедрении алмазного бурения в этом районе, связанные со значительным естественным искривлением скважин и повышенным расходом алмазов.

Программа испытаний предусматривала:

1. Непрерывный в процессе бурения контроль мощности, затрачиваемой на бурение N.

2. Фиксацию механической скорости бурения V<sub>мех</sub>.

3. Фиксацию показателей отработки породоразрушающего инструмента (проходка за рейс Н<sub>рейс</sub> и на коронку Н<sub>кор</sub>) и выхода керна.

4. Проведение измерений пространственного положения ствола скважины (замеры зенитного и азимутального углов).

5. Проведение специальных экспериментов в скважине, таких как диагностика обратной прецессии и сравнение различных компоновок бурильной колонны, имеющих в своем составе трубы ЛБТНС.

Анализ зависимостей  $N_{don} = f(n)$  и  $v_{mex} = f(n)$ ,  $N_{don} = f(P)$  и  $v_{mex} = f(P)$  показал, что элементов качения при бурении с холостым вращением колонны не наблюдалось. Поэтому было выдвинуто предположение, что экспериментальная бурильная колонна двигалась в стабильном режиме прямой прецессии вне зависимости от параметров искривления ствола и осевой нагрузки.

Значительный интерес также представляет использование колонны ЛБТНС совместно с колонной ЛБНС-54, составляя компоновки бурильной колонны таким образом, чтобы часть колонны состояла из одних труб, а остальная – из других, причем сравнивались случаи, когда трубы ЛБТНС помещались как в верхнюю, так и в нижнюю части компоновки бурильного вала.

Проведенные эксперименты позволили отметить следующее:

 при холостом вращении бурильная колонна ЛБТНС двигается в режиме прямой прецессии вне зависимости от параметров искривления ствола скважины и величины растягивающей силы;

• бурильная колонна ЛБТНС лучше работает в искривленных участках бурильной колонны, так как сохраняет свой режим движения, в то время, как движение колонны ЛБТН в тех же участках сопровождалось элементами качения;

• в целом, колонна ЛБТН при холостом вращении двигается в режиме, близком к стационарному изгибу, что обусловливает меньшие затраты мощности на холостое вращение колонны, состоящих из труб ЛБТН, или компоновок, где эти трубы максимально использовались, по сравнению с компоновками, где преобладали трубы ЛБТНС.

Затраты мощности на бурение в зависимости от осевой нагрузки показали явное преимущество компоновок с трубами ЛБТНС в сжатой зоне. Здесь затраты мощности не только не увеличились, а даже уменьшились по сравнению с холостым вращением данных компоновок (что обусловлено изменением вида движения труб ЛБТНС при приложении осевой нагрузки от прямой прецессии к ориентированному изгибу, а также улучшением режима работы труб ЛБТН в верхнем искривленном участке при снижении растягивающего усилия). При использовании компоновок с трубами ЛБТН в сжатой зоне отмечался значительной рост затрат мощности, связанный с тем, что колонна ЛБТН стала испытывать элементы качения.

Полученные результаты позволили сделать следующие выводы:

 бурильная колонна ЛБТНС при холостом вращении движется по типу Ф<sub>1</sub> вне зависимости от параметров искривления скважины и величины растягивающего усилия;

 бурильная колонна ЛБТНС малочувствительна к действию осевой нагрузки, что является главным ее преимуществом по сравнению с колонной ЛБТН при работе в сжатой зоне;

• затраты мощности на бурение при использовании колонны ЛБТНС в нижней части снаряда меньше, чем при использовании там же колонны ЛБТН, в среднем на 15–30 %.

Основной эффект от внедрения бурильных колонн заключался в следующем:

• средневзвешенная частота вращения при использовании колонн ЛБТН-54 для скважин глубиной 400 м, для участка испытания, составила 515 об/мин, экспериментальная скважина была пробурена при частоте вращения 800 об/мин;

• увеличение проходки на коронку возросло с 8,9 м до 16,8 м;

• механическая скорость бурения при использовании колонны ЛБТНС даже при аналогичных режимных параметрах возросла на 30–80%;

• естественное искривление при использовании колонны ЛБТНС снизилось в 1,5–1,7 раза.

Таким образом, применение колонны ЛБТНС при бурении скважин, и в первую очередь в сжатой зоне бурового снаряда, позволяет значительно повысить показатели бурения, снизить затраты мощности за счет гарантированного отсутствия элементов качения при движении бурильной колонны (в первую очередь ее сжатой части).

### 1.4. Анализ современных технических средств по управлению траекторией скважин

Современные технические средства по управлению траекторией скважин можно разделить на три группы [18]:

1. Специальные раскрепляемые отклонители различных типов. Используются чаще там, где уже произошло отклонение ствола скважины от заданной траектории. Безусловно, использование отклонителей позволяет решить техническую задачу, однако следует отметить, что проведение такого рода работ связано со значительными затратами материальных средств и времени, а так же повышенные требования к квалификации персонала.

2. Различные конструкции колонковых снарядов повышенной жесткости. Жесткие компоновки снижают влияние технико-технологических и геологических факторов искривления скважин. Однако задача по стабилизации траектории скважин может решаться только частично, т.к. жесткие компоновки обладают малой чувствительностью и работают только в случае большого изгиба.

3. Алмазный породоразрушающий инструмент, обеспечивающий в процессе бурения снижение, вплоть до нуля, дестабилизирующих сил и моментов, воздействующих на буровой инструмент при разрушении анизотропных горных пород. Применение данных технических средств позволяет решать задачи по стабилизации направления ствола скважины в соответствии с профилем, а так же управлять направлением и кривизной скважины в процессе бурения без потери времени на производство дополнительных операций.

Искривление ствола скважины проявляется, прежде всего, на контакте пород, различных по твердости. Из-за этого крутое падение и частая перемежаемость горных пород приводит к значительному искривлению скважин. В работе [19], приведены измерения образцов керна из скважин алмазного бурения в Центрально-Кольской экспедиции, которые позволили определить среднюю интенсивность искривления на контактах различных по твердости горных породах для наиболее распространенного диапазона угла встречи от 30° до 50°. При перемежаемости горных пород «твердая-мягкая», при диаметре коронки 59 мм на участке длиной 4-8 см, интенсивность искривления составила 4,5°, а при перемежаемости «мягкая-твердая» – 3,8°.

Первые работы по созданию коронок со специальной геометрией торца матрицы были начаты в ТПУ под руководством С.С. Сулакшина, продолжены Ю.Л. Боярко и В.В. Кривошеевым.

С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, Ю.Л. Боярко, В.Д. Рязанов, Д.Н. Ларионов, Н.Л. Николаев показали [97], что для направленного бурения в анизотропных горных породах могут применяться буровые коронки с измененным торцом матрицы.

Отмечается, что если породоразрушающий торец коронки образует внешний или внутренний конус, то при проходке анизотропных горных пород под острым углом к оси компоновки наблюдается неравномерное разрушение забоя, т.к. вооружение коронки, проходящее перпендикулярно сланцеватости, будет встречать меньшее сопротивление, чем проходящее параллельно ей. На режущих кромках коронки возникнут неравные силы реакции породы  $N_1 > N_2$  под влиянием которых вдоль режущих кромок будут действовать также неравные силы трения  $F_1 > F_2$ .

$$\mathbf{F}_1 = \mathbf{f} \mathbf{N}_1 = \mathbf{t} \mathbf{g} \boldsymbol{\gamma} \mathbf{N}_1, \tag{1.9}$$

$$\mathbf{F}_2 = \mathbf{f} \mathbf{N}_2 = \mathbf{t} \mathbf{g} \boldsymbol{\gamma} \mathbf{N}_2, \tag{1.10}$$

где f – коэффициент трения; γ – угол трения резцов о горную породу забоя.

Для снижения естественного искривления скважин в перемежающихся по твердости анизотропных горных породах используют алмазный породо-



Рис. 1.20. Буровая коронка: 1 – пилот; 2 – алмазосодержащая матрица

разрушающий инструмент специальной формы.

Известен инструмент с уменьшенной площадью торца коронки, например, тонкоматричная коронка для комплекса ССК (рис. 1.20) [66] эллиптической формы торца. Данная коронка обеспечивает неизменный диаметр ствола и керна при уменьшении площади торца коронки, что обеспечивает сохранение механической скорости бурения при сниженной осевой нагрузке, а это, в свою очередь, приводит к уменьшению искривления скважин.

Авторы Е.Л. Лиманов и А.И. Уржумов в работе [47] установили, что алмазные коронки с внутренней и внешней конической рабочей поверхностью подвергаются примерно одинаковым сдвигающим силам и опрокидывающим моментам.



В работе [8] авторы при бурении комплексами ССК-59 с компоновками ЖК-5 для стабилизации направления скважины, оснащали корпус коронки стабилизирующими ребрами (рис. 1.21), представляющие собой полосы толщиной 1 мм и диаметр, равный диаметру матрицы. Интенсивность искривления, как показывают авторы, с применением компоновок ЖК-5 и коронок с винтовыми ребрами снизилась в 2,7 раза.

Рис. 1.21. Коронка со стабилизирующими ребрами. 1 – корпус; 2 – стабилизирующие ребра; 3 – матрица

Автор Куцоконь С.Н. в работе [43] считает, что режущие элементы коронки, проходящие перпендикулярно слоистости встречают меньшее сопротивление, чем элементы разрушающие по-

роду вдоль нее. Также они установили, что при пересечении анизотропных горных пород под острым углом, имеет место неравномерное разрушение забоя, при этом силы различны при различных типах коронок с прямым конусом.

В.Е. Копылов в работе [39] исследовал показатели искривления скважин при перемежаемости горных пород по твердости и заключил, что интенсивность искривления уменьшается с увеличением высоты матрицы, а так же, что при бурении крупноалмазными коронками могут быть получены значительно большие искривления. Изучением влияния конструктивных параметров на интенсивность искривления скважин в случае вращения колонкового набора вокруг собственной оси без перекоса занимался Г.В. Суслов [103].

Автор утверждал, что даже в случае полного центрирования колонкового набора, всегда будет иметь место естественное искривление при бурении анизотропных горных пород. Автором установлена зависимость для определения интенсивности естественного искривления следующего вида:

$$i = \frac{K_{33}}{l \times K_{11}} \times \frac{B \times \sin^2 \gamma}{1 - 2B \cos^2 \gamma'},$$
 (1.11)

где B – индекс анизотропности пород; l – длина колонкового набора;  $\gamma$  – угол встречи горных пород;  $K_{33}$  и  $K_{11}$  – показатели сопротивляемости коронки внедрению в породу вдоль ее оси, и внедрению при боковом фрезеровании соответственно.

Естественно,  $K_{11}$  нужно увеличить, а  $K_{33}$ уменьшить для снижения интенсивности естественного искривления при бурении. Автор также полагал, что минимальная интенсивность естественного искривления достигается при бурении коронками с вогнутым торцом, и с торцом в виде полукупола.

В работе [14] авторами проведены исследования, из которой следует, что средняя кривизна скважины увеличивается с ростом неравномерной нагрузки резцов породоразрушающего инструмента, при угле *фi* между ними, увеличения углубки за оборот, и при уменьшении диаметра скважины (рис. 1.22). Искривляясь, ось скважины стремится к положению вдоль вектора анизотропии.





При исследовании механизма разрушения анизотропных горных пород В.В. Нескоромных в работе [40] выделил перспективное направление развития породоразрушающего инструмента с шарнирными связями или вооруженных частей ПРИ с корпусом. По мнению автора это устраняет опрокидывающий момент на буровую компоновку и приводит к балансу сил резанияскалывания анизотропной породы.

Предложенная конструкция алмазной буровой коронки [75] расчитана на снижение искривления скважин, буримых в анизотропных горных породах, за счет равномерного разрушения породы, обладающей неравномерностью прочностных свойств по осям, во всех точках забоя.

Коронка (рис. 1.23) имеет рабочие секторы 1 с резцами, установленными в корпусе, с возможностью перемещения по кольцевой направляющей. Секторы 1 между собой соединены упругими элементами 2, закрепленными в корпусе. Элементы 2 задают величину и силовую характеристику возможного перемещения секторов 1. Секторы 1, в свою очередь, имеют ограничители перемещения 3 и связаны с корпусом через опорные поверхности кольцевой направляющей, выполненной с наклоном на угол а к торцу инструмента, а угол наклона опорных сопрягаемых поверхностей возрастает в направлении вращения коронки (рис. 1.23). По мнению авторов, буровая коронка обеспечивает уравновешивание глубины разрушения забоя в точках по периметру забоя за счет перемещения рабочего сектора против направления вращения коронки под действием повышенного усилия резания-скалывания F<sub>1</sub>, обеспечивая дополнительную углубку резцов в горную породу на величину  $l \times tan \alpha$  под действием дополнительного силового усилия сопровождения, равного  $F_1 \times tan \alpha$ , где l – величина перемещения рабочего сектора по направляющей. При этом противоположный сектор испытывает сопротивление F<sub>2</sub>, которое меньше сопротивлений F<sub>1</sub> и F<sub>3</sub>, что уменьшает глубину углубки забоя, так как в этом случае рабочий сектор буровой коронки перемещается в направлении вращения коронки. Авторами утверждается, что в результате

работы данной коронки снижаются значения факторов, вызывающих искривление скважин.

Однако в работе [20] высказывается мнение, что шарнирные связи способствуют перекосу торца породоразрушающего инструмента на забое, а это приводит к формированию криволинейного участка скважины.



Рис. 1.23. Общий вид коронки с динамическими связями породоразрушающих элементов (а) м схемы, поясняющие работу секторов коронки при их перемещении навстречу (б) и в направлении восстания (в) слойков анизотропной породы

П.С. Пушминым [91] были разработаны возможные схемы рабочих торцов алмазных коронок, отличающихся уровнем функциональных возможностей. Базовая конструкция алмазной коронки представлена на рис. 1.24.

Возможность смещения секторов 3 предлагаемой коронки относительно центра корпуса, позволяет регулировать рабочую площадь разрушения при постоянных наружном и внутреннем диаметрах матрицы, что дает возможность использовать коронку при бурении снарядам со съемным керноприемником. Кроме того, уменьшение площади торца коронки позволяет оптимизировать осевое усилие при сохранении удельного контактного давления на забой.

Увеличенный диаметр корпуса коронки D снижает перекос торца коронки на забое, а так же поперечные перемещения коронки при бурении анизотропных горных пород.





Внутренние канавки 1 с наклоном в сторону, противоположную вращению, ин-

тенсифицируют поступление промывочного агента в область деформации и зону предразрушения. Внешние канавки 2, в свою очередь, расположены в сторону вращения снаряда и создают активную циркуляцию промывочной жидкости.

Предлагаемые конструктивные особенности были реализованы в коронках 01А3Н-59, и показали увеличение механической скорости на 29% при реализации объемного разрушения.

Разработкой базированных алмазных коронок для стабилизации траектории скважин занимался В.В. Кривошеев [41, 42], разработанные автором коронки базировались на основе теории сверления глубоких отверстий Н.Д. Троицкого [104]. Базированная алмазная коронка (рис. 1.25) [91] содержит корпус 1, матрицу 2 с расположенной под углом  $\alpha$  наклонной наружной поверхностью, на которой выполнен паз 5 и БН (базовые направляющие). Матрица 2 армирована объемными и подрезными алмазами 3 и 4. Причем участок наклонной поверхности матрицы между БН выполнен без подрезных алмазов 4. При этом БН выполнены с гладкими наружными поверхностями, установленными заподлицо с наружной поверхностью матрицы 2. Такая конструкция коронки обеспечивает постоянное прижатие к стенке скважины участка матрицы 2, находящегося между БН. Так как этот участок не имеет подрезных алмазов,



Рис. 1.25. Базированная алмазная коронка

то он не разрушает стенок скважины и не уводит ствол скважины от заданного направления.

Автором установлено, что, когда на ПРИ действует какая-то дезориентирующая сила, то на наружной стенке матрицы, при контакте со стенкой скважины, формируется равнодействующая нормальных и тангенциальных сил, направленная (при вращении снаряда вправо) влево от вектора дезориентирующей силы. На внутренней поверхности матрицы, контактирующей с керном, формируется равнодействующая нормальных и тангенциальных сил, направленная вправо по отношению к вектору дезориентирующей силы. Данный эффект был использован для регулирования процесса искривления скважин за счет варьирования вооружением соответствующих поверхностей матрицы. При необходимости искривления вправо лучше должна быть вооружена внутренняя поверхность матрицы и соответственно наружная при необходимости искривления влево.

На основе результатов исследований специалистами ТПИ была предложена балансированная алмазная буровая коронка для управления искривлением скважины (рис. 1.26). Коронка состоит из корпуса 1, алмазосодержащей матрицы 2, внутренней 3 и наружной 4 поверхности, имеющие цилиндрическую форму и различное количест-

во внутренних и наружные подрезных элементов 5, а алмазосодержащая матрица армирована элементами 6.

При азимутальном искривлении влево, большее количество подрезных элементов 5 устанавливают по наружной поверхности 4, для искривления вправо большее количество подрезных элементов устанавливают по внутренней поверхности. Экспериментальная коронка была проверена на стенде Томского Политехнического Университета.



Рис. 1.26. Балансированная алмазная коронка [72]

Применение данных базированных коронок проводилось в Шалымской ГРЭ ПГО «Запсибгеология», и позволило снизить интенсивность искривления на треть.

Снижение искривления скважин возможно в случае уменьшения осевого усилия на ПРИ, что достигается уменьшением площади породоразрушающего торца бурового инструмента.

#### Пониженные осевые нагрузки требуются для бурения гребенчатыми



Рис. 1.27. Схема алмазной коронки со смещенным центром тяжести торцевого сечения

алмазными коронками фирмы Atlas Copco [109], Boart Longyear [110]. Аналоги зарубежных гребенчатых коронок разработаны в ТулНИГП [17].

Бугловым Н.А., Карпиковым А.В. на базе коронок К-16 были изготовлены и проведены стендовые испытания 5 неосесимитричных коронок КАН-76 в ТулНИГП при бурении блоков гранита коронки показали высокую работоспособность. В ТулНИГП также разработаны тонкостенные алмазные коронки 02ИЗТ, применение которых позволяет снизить интенсивность естественного искривления за счет снижения осевой нагрузки [18].

В работах [16, 35] авторы утверждают, что искривление скважин при бурении анизотропных горных пород происходит во многом за счет неравномерного разрушения забоя в раз-

личных точках и стенок скважины под действием отклоняющего усилия, приложенного к алмазной коронке. Величина отклоняющего усилия зависит от величины стрелы прогиба колонкового набора.

Авторами предложена конструкция алмазной коронки (РФ а.с. 1681598) [35] с отсутствием части матрицы с охватом под углом *α* (рис. 1.27), что дает дополнительный изгибающий момент и смещение центра тяжести поперечного сечения матрицы из точки О в точку O<sub>1</sub>. Смещение центра тяже-

сти способствует росту изгибающего момента М<sub>доп</sub>, отклоняющей силы Р<sub>доп</sub>, действующей в плоскости ОХ.

С целью увеличения интенсивности естественного искривления авторами предлагается удалять часть вооружения буровой коронки со стороны пятна контакта первой от забоя полуволны компоновки. Для снижения же искривления удалять часть матрицы следует с противоположной стороны к пятну контакта. Стабилизация направления происходит, по утверждению авторов, в случае, если отклоняющее усилие на коронке из-за потери устойчивости нижней части бурильной колонны стремится к нулю, а это, в свою очередь, может произойти под действием М<sub>доп</sub> со стороны алмазной коронки на первую полуволну колонкового набора, при этом стрела прогиба также будет стремиться к нулю.

#### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

Таким образом, теоретические исследования, стендовые и производственные данные позволяют утверждать, что вид движения колонны вокруг оси скважины Ф<sub>1</sub> является самым эффективным для всей буровой компоновки, включая породоразрушающий инструмент. Для его реализации наиболее перспективными являются компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения.

На основании приведенного изучения научно-технической, информационной и патентной литературы установлено, что современный уровень развития технических и технологических средств для реализации движения колонны по типу  $\Phi_1$ , а также предотвращающей перекос торца породоразрушающего инструмента на забое скважины имеет следующие принципиальные направления:

• использование при вращательном бурении высокосбалансированных бурильных колонн;

• величины осевых нагрузок должны быть ограничены, а поиск возможностей повышения механической скорости должен связываться с использованием эффективных способов интенсификации процесса разрушения горных пород;

 при бурении должны использоваться технические решения, снижающие или исключающие колебательные процессы бурильной колонны и бурового инструмента;

 разработка специального породоразрушающего инструмента, исключающего возможность своей работы в режиме ориентированного перекоса;

• снижение коэффициента трения между колонной и стенками скважины путем повышения смазывающей способности промывочных растворов и применения консистентных смазок бурильной колонны, устраняющих зазор с одновременным снижением коэффициента трения между стенками скважины и колонной;

• снижение деформированности бурильных колонн путем уменьшения радиального зазора между колонной и стенками скважины, понижения осевого усилия на инструмент, например, применением алмазных коронок с уменьшенной площадью матрицы и других инструментов, способных создавать высокие контактные давления на породу при умеренных осевых нагрузках;

• увеличение радиуса инерции буровых компоновок, например, применением специальных тяжелых труб-маховиков, устанавливаемых над буровым инструментом и гасящих его колебания, что приводит к росту механической скорости бурения;

• применение буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения, при работе которых реализуется механизм компенсации сил трения бурильной колонны о стенку скважины за счет проявляющегося при работе таких компоновок эффекта самоцентрирования.

Для решения задачи по разработке технических средств, и повышения эффективности работы бурильной колонны в сложных горно-геологических условиях нужно произвести исследования по ряду частных вопросов:

• выполнить исследование по выбору оптимального поперечного сечения компоновок со смещенным центром масс (КСМ) в зависимости от условий проходки скважины применительно к алмазному бурению снарядами ССК зарубежного производства;

 произвести выбор и дать обоснование методов исследования работы бурильной колонны и породоразрушающего инструмента при использовании труб КСМ и коронок с измененной геометрией торца (КИТ);

• разработать методику определения оптимального размещения КСМ в интервале наиболее сжатого участка бурильной колонны;

• теоретически обосновать механизм работы коронок с эксцентриситетом торца матрицы;

• разработка средств повышения эксцентриситета отдельной КСМ для применения, в частности, при бурении с низкой частотой вращения;

• разработать методику подбора оптимального поперечного сечения КСМ исходя из конкретных технико-технологических условиях ведения буровых работ;

• разработать конструкции буровых компоновок КСМ и коронок КИТ для различных типоразмеров бурильных колонн;

• произвести стендовые исследования по определению механизма работы коронок КИТ;

• выполнить экспериментальные исследования компоновок КСМ и коронок КИТ.

## Глава 2. МЕТОДИКА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК И КОМПОНОВОК КСМ

Для решения поставленных задач используется методика, сочетающая аналитические и экспериментальные исследования, выполненные с применением планирования эксперимента. При проведении аналитических исследований были использованы методы математического анализа, сопротивления материалов, теории разрушения горных пород при бурении.

Достоверность результатов работ осуществлялась сопоставлением данных аналитических и экспериментальных исследований при достаточной их сходимости. Большая часть экспериментов была проведена в полевых условиях. Работоспособность и эффективность технических средств, проверялась на производственных испытаниях.

## 2.1. Методика исследования работы буровой коронки с эксцентриситетом торца матрицы на стенде с целью уточнения характера ее работы и износа

Экспериментальные исследования проводились на буровом полигоне на специально оборудованном буровом стенде (рис. 2.1). Стенд сконструирован на базе бурового станка СКБ-4, укомплектованного буровым насосом НБ-3 с возможностью подачи очистного агента от 15 до 120 л/мин, средством установки и фиксирования блока породы, зумпфом (рис. 2.2).

Буровой станок установлен на эстакаде высотой около 2 м. Под станком оборудовано место для размещения блока горной породы размером 0,7×0,7×0,7 м, и средств его закрепления. Буровой стенд оборудован киловаттметром для измерения мощности на бурение и прибором для измерения механической скорости бурения ИСБ. Перед выполнением работ проведено тарирование системы передачи и регистрации осевого усилия гидросистемой бурового станка СКБ-4 динамометром типа ДОСМ-3-3 с классом точности I (рис. 2.2). Предел измерения динамометра – 3 000 даН.



Рис. 2.1. Экспериментальный стенд на базе станка СКБ-4



Рис. 2.2. Тарировка дрилометра станка СКБ-4 динамометром ДОСМ-3-3

Тарирование осевого усилия при бурении производилось следующим образом: под ведущей штангой на устье устанавливался динамометр ДОСМ-3-3. Затем гидросистемой станка создавалась осевая нагрузка, и одновременно снимались показания с динамометра. Заданные по дрилометру и полученные значения осевой нагрузки заносились в табл. 2.1, и определялись расхождения между показаниями дрилометра и показаниями динамометра.

Расхождение показаний дрилометра на станке и динамометра лучше всего можно проанализировать по графику (рис. 2.3), который строится по данным из табл. 2.1.

Таблица 2.1.

№ замера		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Показания дрилометра, кН	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	20
Показания динамометра, кН	0,9	2,8	4,6	6,4	8,2	10	11,9	13,8	15,7	17,6	18,55
Величина расхождения по-											
казаний дрилометра и дина-		0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,45
мометра, кН											

Результаты измерения осевого усилия по дрилометру и динамометру

Величина расхождения показаний дрилометра станка и динамометра позволили оценить и скорректировать значения осевого усилия, определить возможные причины неточного воспроизводства осевого усилия буровым станком, которые могут быть связаны как с неисправностями гидросистемы станка, так и с погрешностями, которые предопределены неисправностями механических частей системы.



Рис. 2.3. Графическая интерпретация результатов тарировки гидравлической системы создания осевого усилия: 1 – линия значений осевого усилия по динамометру; 2 – линия значений осевого усилия по дрилометру

Интервал установленного режима бурения составил 0,02 м. Время t, затраченное на бурение интервала скважины  $l_{5}$ , замерено вручную механическим секундомером «Агат».



Рис. 2.4. Компоновка для опытного бурения: 1 – коронка; 2 – наплавки для исследования места прижатия коронки к стенке скважины; 3 – расширитель; 4 – наплавки

Бурение горной породы осуществлялось с применением в качестве промывочной жидкости воды и эмульсии (жидкое мыло концентрацией 0,12 %). В процессе бурения фиксировалось время бурения интервала с помощью секундомера «Агат» с классом точности 2, и параллельно велась фиксация механической скорости проходки прибором ИСБ. Наряду с механической скоростью бурения фиксировались затраты мощности на бурение при различных параметрах режима. Количество подаваемой буровой жидкости в пределах эксперимента оставалось неизменным – 40 л/мин.

В результате эксперимента были получены достоверные данные о механической скорости бурения, энергоемкости бурения, углубки за один оборот коронки на забое, диаметре получаемого керна и точки прилегания коронки к стенке скважины при различных значениях осевого усилия и частоты вращения.

Экспериментальные исследования вклю-

чали бурение долерита импрегнированной коронкой типоразмера NQ (76,2 мм) с тонкой матрицей (8 мм) – без изменения торцевой части (КНТ) и той же коронкой, но уже с измененным торцом матрицы (КИТ). Компоновка для опытного бурения показана на (рис. 2.4).

Бурение каждой из коронок проводилось с применением промывочной жидкости в виде технической воды и ПАВ при различных режимах. С целью уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ (рис. 2.5) выполнены наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки. В данном



Рис. 2.5. Опытная коронка КИТ: 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов

случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при изменении параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны 8 наплавок методом сварки размером примерно 1,5×1,5 см (рис. 2.4, позиция 2). Наплавки выступали за пределы корпуса коронки на величину не более, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Параметры режима бурения были такими же, как и при экспериментальных работах по исследованию буримости и энергоемкости бурения долерита базовой КНТ и экспериментальной КИТ коронками.

В общей сложности при проведении стендо-

вых исследований было пробурено 5 стволов по 40 см. в блоках с одинаковыми физико-механическими свойствами.

# 2.2. Методика обработки результатов стендовых исследований буровой коронки с эксцентриситетом торца матрицы

Обработка результатов исследования планировалась и выполнялась в соответствии с методикой полного факторного эксперимента (ПФЭ).

Экспериментальное исследование буримости долерита стандартной коронкой и с измененным торцом выполнено в соответствии с планом полного факторного эксперимента [55] типа  $N = 2^k$ , где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число влияющих на отклик учитываемых факторов. В качестве откликов были замерены:

– механическая скорость бурения  $v_{\rm M}$ , м/ч;

- углубка за один оборот  $h_{\text{об}}$ , мм/об;
- энергоемкость бурения *N*/*v*<sub>м</sub>, кВт ч/м;
- мощность на бурение *N*, кВт;
- диаметр керна  $d_{\kappa}$ , мм;

 угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины, Δ град.

При проведении экспериментальных исследований было принято решение ориентироваться на результирующий признак действия, в частности, на величину механической скорости бурения  $V_M$  (формула 2.1) и величину углубки за один оборот породоразрушающего инструмента  $h_{ob}$  (формула 2.2).

$$V_M = \frac{36 \cdot l_{\scriptscriptstyle B}}{t}, \, \mathrm{M/u}, \tag{2.1}$$

где  $l_{E}$  – интервал бурения горной породы, м;

t – время бурения интервала  $l_{\mathcal{B}}$  горной породы, ч.

$$h_{o\delta} = \frac{V_M}{60 \cdot n}, \,\mathrm{M},\tag{2.2}$$

где n – частота вращения инструмента, мин<sup>-1</sup>.

Таблица 2.2

#### План экспериментальных работ

Номер	Значения факторов в ко- довых обозначениях				Отклики				
опыта	Bo	P <sub>oc</sub>	ω	Poc w	V <sub>м</sub> , м/ч h <sub>об</sub> , мм/оборот	N, кВт	N/V <sub>M</sub>		
1	+	+	+	+	-	-	-	-	
2	+		+	—	-	-	-	-	
3	+	+	_	_	-	-	-	-	
4	+	_	_	+	-	-	-	-	
В качестве влияющих на процесс бурения факторов приняты осевая нагрузка –  $P_{oc}$ , даН, которая устанавливалась равной 1000 и 1400 даН и частота вращения  $\omega$ , мин<sup>-1</sup>, – 435 и 710 мин<sup>-1</sup>. Таким образом, число достаточных опытов N в пределах каждого эксперимента соответствовало четырем. Сочетания выбранных параметров позволили устанавить четыре режима бурения (табл. 2.3):

Таблица 2.3

#### Сочетания выбранных параметров при различных режимах бурения

Параметры	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
Осевая нагрузка, даН	1000	1400	1000	1400
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	435	435	710	710

При каждом режиме было проведено опытное бурение со стандартной и опытной коронкой, а также при использовании в качестве бурового очистного агента в одном случае техническую воду, а в другом ПАВ. Таким образом, в соответствии с методикой ПФЭ использованы четыре варианта сочетания параметров, для которых получены соответствующие значения откликов.

Математическая обработка и статистическая оценка результатов экспериментальных исследований проведены в соответствии с требованиями Международной системы единиц (СИ).

С целью более точного сопоставления результатов все этапы экспериментальных работ выполнялись с использованием единых блоков горных пород и типа породоразрушающего инструмента.

Интервалы и уровни варьирования параметров режима бурения приведены в табл. 2.4.

Интервал варьирования и уро- вень факторов	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Осевое усилие, даН
Основной уровень	572,5	1200
Интервал варьирования	137,5	200
Нижний уровень	435	1000
Верхний уровень	710	1400

Интервалы и уровни варьирования параметров режима бурения

Ошибку определения каждого отклика рассчитывали по результатам нескольких последовательных опытов, проводимых при равных значениях факторов. Всего проведено 16 опытов. Ошибку рассчитывали по формуле 2.3 [9]:

$$a = \sqrt{\frac{Su^2}{mN - 1}}, \qquad (2.3)$$

где  $Su^2$  – оценка дисперсии; m – число повторных опытов; N – число опытов.

Определение механической скорости бурения производилось следующим образом: в качестве отклика фиксировалось время бурения интервала горной породы 1, 2 или 3 см в зависимости от величины механической скорости. Например, если скорость бурения была невысокой – 1-5 м/ч, интервал был минимальным – 1 см; при более высокой скорости интервал бурения увеличивался до 2 см, а при скорости бурения 10-15 м/ч интервал бурения составлял 5 см. Для получения достоверной информации, было пробурено на постоянных режимах 3 интервала, а время бурения определялось как среднее значение. Время, затраченное на бурение интервала было замерено вручную механическим секундомером «Агат» с классом точности 2, и ценой деления 0,2 с.

Допустимая погрешность составляет  $\pm 0,6$  секунд на 10 минут, при этом каждый замер дублировался не менее трех раз. Относительная ошибка определения механической скорости бурения составила  $V_{M} = \gamma_{\Pi D} \frac{x_{T}}{x} = 10\%$  [65], от среднего значения откликов, что позволило построить математические модели с достоверностью не менее 90%,

где x<sub>т</sub> – верхний предел измерительного прибора;

х – показания прибора при измерении.

## 2.3. Методика определения характера работы бурильных труб с эксцентриситетом центра масс в составе буровой компоновки по их износу

Буровой снаряд в процессе бурения подвергается износу. По характеру износа можно определить вид движения компоновки при бурении на что, например, указывает С.С. Сулакшин [98, 99]. Вид износа также говорит о деформации бурового снаряда в процессе бурения под действием внешних сил. Известны работы по изучению износа колонковых труб и его интерпретации [83, 84], покрытых нитрокраской, имеющие недостаток в виде стирания краски не только при бурении, но и при спускеподъеме колонны и случайных касаний компоновкой стенок скважины. Так же известна методика [98], по которой бралась новая труба без отклонений по наружному диаметру, без кривизны и прочих дефектов. Замерялась ее длина и делался контроль поперечных размеров промером диаметра или габаритного размера. Затем исследуемая труба ставив компоновку и отрабатывалась до полного лась износа в пределах допуска на износ потеря диаметра или поперечного размера на (2-3 мм). Интервал ра-



Рис. 2.6. Схема расположения наплавок на корпусе трубы со смещенной массой. 1 – корпус трубы; 2 – удаленные сегменты корпуса трубы; 3, 4, 5, 6, 7 – наплавки

боты компоновки отмечался, а данными для анализа кроме схемы износа являлись также режимы бурения, тип ПРИ, инклинометрия интервала и состав горных пород.

После отработки исследуемой трубы ее размечали осевой и поперечными линиями, затем трубу разрезали по намеченным сечениям. Для замера износа труб изготавливалось приспособление, вставляемое во внутреннее



Рис. 2.7. Макеты компоновок КСМ: 1 – резьба, 2 – наплавки, 3 – лыски вдоль корпуса трубы



отверстие патруб-

ков, проградуиро-

ванное через 45° сечениями 0–0, 1–1, 2–2, 3–3. После этого измерялась толщина стенки трубы и ее наружный и внутренний диаметры.

Как показали работы [98, 58], износ внутренней поверхности труб практически отсутствует. Поэтому при построении диаграмм износа считалось, что изнашивается только наружная поверхность труб.

Данный метод не подходил нам из-за невозможности отработки труб до полного износа в ввиду производственной ограниченности в объеме буровых работ. Поэтому был выбран способ изучения характера работы труб в скважине по заранее нанесенным наплавкам.

Рис. 2.8. Схема расположения КСМ в составе бурильной колонны

В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности трубы со стенкой скважины, а так же сопоставление точек износа с длинами полуволн изгиба буровой компоновки. Для решения поставленной задачи на корпусах трех труб были сделаны наплавки в шести местах вдоль корпуса по окружности, по пять наплавок (с углом в 72° друг к другу) методом сварки размером примерно 0,5×0,5 см (рис. 2.6). Высота наплавок (таблицы 4.6–4.8) Наплавки выступали за пределы корпуса трубы на величину не большую, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки).

Затем опытные образцы труб КСМ (рис. 2.7) устанавливали в состав бурильной колонны в соответствии со схемой (рис. 2.8). Производилось бурение 20 метрового интервала со следующими технологическими параметрами: частота вращения  $\omega = 407$  об/мин, расход промывочной жидкости Q = 40 л/мин, нагрузка на коронку  $P_{oc} = 1500-2000$  даН. После этого трубы КСМ извлекали, происходил повторный замер высоты наплавок на корпусах труб. Замеры проводились механическим инструментом. Результаты заносились в таблицу, после чего делалась разверстка корпусов труб КСМ по характеру их износа. Пятно контакта буровой трубы со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Точность замеров составляет  $\pm 0,05$  мм, при этом каждый замер дублировался не менее трех раз. Относительная ошибка измерений составила  $\gamma_x = \frac{\Delta x}{x_a} 100\% = 0,056\%$ . Где  $\Delta x$  – абсолютная погрешность;  $x_a$  – действительная замеряемая величина. Абсолютная погрешность измерений высоты наплавки и диаметра изношенных труб равняется  $\pm 0,25$  мм (число, равное половине цены деления измерительного прибора).

# 2.4. Методика проведения производственных испытаний опытных образцов компоновок КСМ

Производственные испытания производили на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское» на производственно- технической базе ООО «Прикладная геология». Эксперимент производился в Матыгинском районе Красноярского края в летний период. Для проведения производственных испытаний была выбрана установка колонкового бурения УКБ-5П. Установка представляет собой комплекс бурового оборудования и наземных сооружений, необходимых для высокопроизводительного бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. В комплекс установки входили: буровой станок СКБ-5 с приводом от электродвигателя мощностью 30 кВт и диапазоном частот вращения шпинделя 120–1500 об/мин, два буровых насоса НБ-3, гидравлический трубодержатель, буровая мачта с кронблоком, талевым блоком, и комплектом грузоподъемных приспособлений, контрольно-измерительная аппаратура КУРС. Аппаратура КУРС состоит из: индикатора веса бурового снаряда до 50 кН; индикатора усилия на крюке до 80 кН; измерителя осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент до 25 кН; монометра для определения давления промывочной жидкости от 0 до 10 МПа; расходомера подачи промывочной жидкости в скважину от 0 до 150 и от 0 до 300 л/мин; индикатора механической скорости бурения от 0 до 3 и от 0 до 15 м/ч [29].

Для контроля траектории скважин проводились замеры зенитного и азимутального угла с интервалом в 50 м на всем протяжении скважины. При этом использовался инклинометр магнитометрический непрерывный ИММН-38-120/40 № 756. Точность измерений инклинометром в соответствии с техническими данными равна: основная погрешность (при нормальных условиях) по зенитному угла ± 12 мин; по азимутальному углу 0,5°.

Данная установка выбрана автором для производственных испытаний, т.к. обладает полным комплексом контрольно-измерительной аппаратуры, приводом станка служил электродвигатель, что является необходимым условием для подключения дополнительного оборудования к станку – киловаттметра.

Опытные образцы бурильных труб КСМ изготавливали из стандартных труб HQ. Смещение центра тяжести поперечного сечения обеспечивалось путем удаления двух лысок вдоль корпуса трубы, расположенными своими

78

осями относительно друг друга под углом в 120° с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы (рис. 4.8). Глубина снимаемых лысок составила 2,5 мм. Лыски снимались с отступом от резьб на расстояние 125 мм, и не снимались в центре трубы на расстоянии длины участка в 250 мм с целью максимального сохранения устойчивости КСМ при бурении. Смещение центра тяжести поперечного сечения в таком случае составило 1,66 мм.

Всего было изготовлено 3 трубы с эксцентриситетом центра масс поперечного сечения для размещения в колонне следующим образом: 1 – коронка; 2 – расширитель; 3 – колонковая труба HQ; 4 – центратор; 5 – КСМ; 6 – две стандартных трубы HQ; 7 – три стандартных трубы HQ; 8 – стандартная буровая колонна (рис. 2.8).

Методика испытаний предполагала провести сравнение основных показателей бурения, в том числе, интенсивности естественного искривления, полученные при бурении стандартной бурильной колонной при бурении скважин в идентичных горно-геологических условиях (расстояние между профилями скважин составляло 50 м). Для оценки результатов бурения производилась запись затрат мощности на бурение киловаттметром H-348 с классом точности 1 и инклинометрические замеры зенитного и азимутального углов с интервалом в 50 м.

Технологические параметры при бурении были следующими: частота вращения  $\omega = 407$  об/мин, расход промывочной жидкости Q = 40 л/мин, на-грузка на коронку  $P_{oc} = 1500-2000$  даН и являлись идентичными для скважин, буримых на ближайших профилях.

Целью испытания КСМ являлась оценка влияния их размещения в сжатой части бурильной колонны на основные показатели бурения, и, в частности, на снижение естественного искривления скважин.

Определение механической скорости бурения производилось следующим образом: в качестве отклика фиксировалось время бурения интервала горной породы 1, 2 или 3 см, в зависимости от величины механической скорости. Например, если скорость бурения была невысокой (1–5 м/ч) – интервал был минимальным – 1 см; при более высокой скорости интервал бурения – увеличивался до 2 см, а при скорости бурения 10–15 м/ч интервал бурения составлял 5 см. Для получения достоверной информации, было пробурено на постоянных режимах 3 интервала, а время бурения определяли как среднее значение. Время, затраченное на бурение интервала, было замерено вручную механическим секундомером «Агат» с классом точности 2 и ценой деления 0,2 с.

Для записи полученных в процессе эксперимента данных готовилась таблица, в которую в процессе эксперимента записывались отклики: – время бурения интервала *T* и величина интервала, а также рассчитанные впоследствии значения механической скорости бурения *v*<sub>м</sub>.

Скорость бурения по среднему значению времени  $T_{cp}$  бурения интервала *l* рассчитывается по формуле [59]:

$$v_{\scriptscriptstyle M} = \frac{36l}{T_{\scriptscriptstyle cp}}.$$
 (2.4)

Допустимая погрешность составляет  $\pm 0,6$  с. на 10 минут, при этом каждый замер дублировался не менее трех раз. Относительная ошибка измерений составила  $\gamma_x = \gamma_{np} \frac{x_T}{x} = 10\%$ , где:  $x_T$  – верхний предел измерительного прибора; x – показания прибора при измерении.

### 2.5. Методика проведения производственных испытаний макетов буровых коронок КИТ

Производство испытаний макетов буровых коронок КИТ производилось на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское» на производственно-технической базе ООО «Прикладная геология».

Для контроля над траекторией движения скважин проводились замеры зенитного и азимутального угла с интервалом в 50 м на всем протяжении скважин. При этом использовали инклинометр магнитометрический непрерывный ИММН-38-120/40 № 756, точность которого приведена в предыдущем разделе.

Макеты буровых коронок КИТ были изготовлены из стандартных алмазных импрегнированных коронок типа HERO 7AA и FORDIA XTREME HWL TX69 с высотой матрицы 9 мм и Ø 95,76 мм (рис. 2.9), предназначенных для бурения крепких и средней крепости пород путем удаления двух алмазосодержащих секторов с образованием двух больших промывочных каналов.

Бурение макетами коронок КИТ проводилось на типовой скважине № 4-22 G на интервале 256–310 м и сравнивалось с аналогичным по протяженности интервалом бурения на этой же скважине 202–256 м стандартной буровой коронкой НЕRO 7AA, пройденных в аналогичных по свойствам горных породах.

В качестве отклика фиксировалось время бурения интервала горной породы 1, 2 или 3 см, в зависимости от величины механической скорости. Например, если скорость бурения будет невысокой – 1–5 м/ч, интервал может быть минимальным – 1 см; при более высокой скорости интервал бурения увеличивается до 2 см, а при скорости бурения увеличивается до 2 см, а при скорости бурения 10–15 м/ч рекомендуемый интервал бурения составляет 5 см. Для получения достоверной информации, следует на постоянных режимах бурения пробурить 3 интервала, а время бурения определить как среднее значение.



Рис. 2.9. Стандартная алмазная коронка FORDIA XTREME HWL TX69

Для записи полученных в процессе эксперимента данных, готовилась таблица, в которую в процессе эксперимента записывались отклики: – время бурения интервала T и величина интервала, а также рассчитанные впоследствии значения механической скорости бурения  $v_{\rm M}$ .

Скорость бурения по среднему значению времени *T<sub>cp</sub>* бурения интервала *l* рассчитывается по формуле 2.4:

$$v_{M} = \frac{36l}{T_{cp}}.$$

Технологические параметры при бурении были следующими: частота вращения  $\omega = 407$  об/мин, расход промывочной жидкости Q = 40 л/мин, на-грузка на коронку  $P_{oc} = 1500-2000$  даН.

В табл. 2.3. представлены породы, слагающие стратиграфическую колонку скважин в процентном соотношении к общему объему бурения и в абсолютных величинах погонных метров.

Интервал бурения макетом коронки КИТ и сравниваемый интервал пробуренный стандартной коронкой HERO 7AA, сложен следующими породами: интервал 200–218 м сложен метасоматитами (массивная кварц- карбонатная порода) X категории по буримости, интервал 218–248 м сложен карбонатизированными ультрабазитами интенсивно сульфидизированными X категории по буримости, 248–310 м сложен метасоматитами (массивная кварц-карбонатная порода) X категории по буримости. Таким образом, сравниваемые интервалы бурения сложены крепкими породами одинаковой категории по буримости с идентичными физико-механическими свойствами.

После испытаний коронка КИТ тщательно изучалась: производился замер наружного и внутреннего диаметра матрицы и корпуса коронки, замерялась остаточная высота матрицы, проводился визуальный осмотр особенностей износа коронки КИТ.

### Проектный разрез и распределение объемов бурения по группам скважин и катего-

#### риям

N⁰	№ п/п Наименование пород		Груг	Группа 2		Группа 3		Группа 4	
п/п			%	п.м.	%	П.М	%	П.М.	
1	Суглинки, глины, обломочный ма- териал коренных пород	III	2.6	48	1.0	187	0.5	87	
2	Илистые суглинки и супеси с про- слоями глинистых песков и галеч- ников, галечники, пески с прослоя- ми глин, валуны	IV	10.4	188	3.9	731	2.0	348	
3	Глины плотные с обломками вы- ветрелых пород	V	15.5	280	4.4	825	2.2	382	
4	Сланцы и другие породы выветре- лые, раздробленные до щебня	VI	23.3	422	10.2	1912	5.2	904	
5	Темноцветные монотонные филли- ты среднекординской подсвиты, линзы кварцитов и алевролитов участками сульфидизированные (рудные - 20%)	VIII	1.8	32	16.5	3092	12.4	2155	
6 7	Туфосланцы, метатуфы Хлорит амфиболитовые, тальк- карбонат-хлоритовые сланцы, пикритовые метапорфири- ты и метапироксениты попутнин- ского комплекса Габбро-диабазы, диабазы, диабазо- вые порфириты исаковского ком-	IX	26.9	486	36.1	6765	34.3	5961	
8	плекса участками сульфидизиро- ванные (рудные - 30%)								
9	Массивная кварц- карбонатная порода (метасоматит) интенсивно суль фидизированная (руда)	X	19 /	351	27.9	5220	13 1	7543	
10	Карбонатизированные ультрабази- ты интенсивно сульфидизирован- ные (рудоносная зона)	Δ	17.4	551	21.9	5447	+3.4	1040	
	Итого по группам		100	1807	100	18741	100	17380	

Целью производственных испытаний являлось установление особенностей износа матрицы коронки данной конструкции с целью ее дальнейшего усовершенствования, а так же влияние применяемых макетов буровых коронок КИТ на основные показатели бурения и возможность стабилизации направления ствола скважины.

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

1. Рассмотренная методическая база достаточна для постановки и проведения аналитических и экспериментальных исследований, нацеленных на создание методики оптимального размещения КСМ в сжатой зоне бурильной колонны при различных параметрах компоновок.

2. Методика проведения испытаний коронок КИТ помогла выяснить критерии, позволяющие сконструировать коронку, не уступающую по ресурсу стандартным буровым коронкам, при наличии свойств, обеспечивающих стабилизацию направления скважины.

3. Разработанная методика позволит подтвердить теоретические представления о характере вращения коронки КИТ по износу наплавок.

4. Методика определения характера работы бурильных труб с эксцентриситетом центра масс в составе буровой компоновки по их износу поможет определить достаточность снимаемых лысок для реализации вращения компоновок КСМ вокруг своей оси при бурении комплексами ССК.

5. Достоверность результатов, и, следовательно, выводов и рекомендаций, обеспечивалась применением методов математической статистики с использованием специальных компьютерных программ.

### Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 3.1. Теоретическое исследование особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах

Для бурения скважин в твердых породах применяются различные типы алмазных коронок с кольцевой алмазосодержащей матрицей, разделенной на секторы промывочными каналами равных размеров, например [38]. Указанная конструкция коронки выполняется с матрицей, которая имеет определенную в зависимости от твердости и абразивности горных пород твердость алмазосодержащих секторов и насыщенность алмазами. Твердость секторов матрицы и насыщенность алмазами секторов матрицы выполняются одинаковыми.

Недостатком коронок с равным размером секторов является недостаточная эффективность как средства, снижающего искривление скважин при бурении анизотропных горных пород. Учитывая, что основная часть твердых горных пород является анизотропной, проблема сохранения проектного направления скважин, особенно глубоких, является актуальной задачей. Причины искривления скважин при бурении анизотропных горных пород при бурении алмазным инструментом подробно изложены в работах [14, 15, 32, 33, 36, 41, 48, 51, 111]. Анизотропия горной породы предопределяет неравномерность разрушения забоя и стенок скважины вследствие влияния дестабилизирующих равномерное вращение силовых факторов – опрокидывающего момента  $M_{on}$  и дестабилизирующего усилия  $\Delta F$  [51]. В результате действия дестабилизирующих силовых факторов буровая коронка в процессе разрушения анизотропных горных пород находится в состоянии перекоса и стремится реализовать вращение вокруг своей оси. Подобный вид движения бурового инструмента приводит к интенсивному искривлению скважины и отклонению ствола скважины от проектного направления.

Для устранения факторов, вызывающих искривление ствола скважины может использоваться не стандартная, асимметричная форма торцевой части бурового инструмента. В качестве таковых известно применение алмазных коронок, конструкции которых защищены авторскими свидетельствами СССР №1620590 [71], 1681598 [35] и 1752915 [18, 62, 89]. Первая из них разработана в Томском политехническом университете В. В. Кривошеевым и получила название базированной коронки. Её разработка основывается на теории сверления глубоких отверстий Н. Д. Троицкого [41, 104].

Коронка в соответствии с авторским свидетельством №1681598 [35] включает цилиндрический корпус с резьбой и матрицу, насыщенную объемными и подрезными алмазами и разделенную на секторы промывочными каналами, причем один промывочный паз выполнен увеличенной ширины в сравнении с остальными, что обеспечивает наличие эксцентриситета торца матрицы.

Недостатком коронки, выполненной в соответствии с авторскими свидетельствами №1681598 [35], является нестабильность работы, так как наличие промывочного канала увеличенной ширины (90° центрального угла) приводит к перекосу коронки в направлении этого канала, что вызывает как перегрузку и неравномерный износ секторов, примыкающих к широкому промывочному пазу, так и к повышенной деформации колонковой трубы над коронкой. В результате наблюдается снижение ресурса самой коронки и возрастает вероятность искривления ствола скважины.

При этом не учтено, что повышение ресурса нагруженных секторов матрицы можно получить не только за счет насыщенности алмазами, но и, безусловно, за счет повышения твердости самой матрицы.

86



Рис. 3.1. Конструкция матрицы опытной алмазной коронки (КИТ) для бурения анизотропных горных пород: 1 – узкие промывочные каналы шириной *A*; 2
— широкие промывочные секторы шириной *B*; 3 – алмазосодержащие секторы; 4 – более твердые алмазные секторы

Одним из направлений совершенствования буровых инструментов для снижения искривления стволов скважин, буримых в анизотропных горных породах, являются инструменты с динамическими связями породоразрушающих элементов [75, 76].

Матрица предлагаемой опытной коронки (рис. 3.1) состоит из узких 1 и широких 2 промывочных каналов и алмазосодержащих секторов 3 и 4

равного размера. Промывочные каналы 1 выполнены одного стандартного размера (шириной A), являются более узкими, а промывочные каналы 2 выполнены более широкими (шириной B), чем промывочные каналы 1. Ширина промывочных каналов 2 может быть различна в разных моделях коронки, но неизменно большей, чем ширина промывочных каналов 1. При этом каналы 2 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, а достигается это тем, что число секторов 3 и 4 по обе стороны от промывочных каналов 2 различно. Например, с одной стороны от широких промывочных каналов 2 секторов 3 восемь, а с другой секторов 4 всего два.

Работа опытной коронки с измененной формой торца (КИТ) описана в работах [60, 61, 85, 88, 87 89, 90 и др.].



Рис. 3.2. Схема торца опытной коронки с распределением усилий резания-скалывания породы: *X*, *x*<sub>1</sub>,*x*<sub>2</sub> – расстояния от центральной оси *O*-*O* до центров тяжести торца матрицы и половинок торца матрицы; *F*, *F*<sub>1</sub>, *F*<sub>2</sub> – усилия резания-скалывания породы: результирующее и соответственно для частей торца матрицы по обе стороны от центральной оси *O*-*O* 

При бурении, когда алмазная коронка воспринимает действие осевого усилия, алмазы секторов матрицы 3 и 4 внедряются в горную породу. Поскольку в матрице имеется два широких промывочных канала 2, расположенных с одной стороны от торца матрицы, то торец матрицы имеет смещенный центр тяжести, что приводит к более значительному нагружению при действии осевого усилия на коронку секторов 4, в сравнении с секторами 3. При этом секторы 4 исключают перекос коронки до тех пор, пока секторы 4 не получат опережающего, в сравнении с секторами 3, изно-Наличие же эксцентриситета ca.

торца матрицы обеспечивает то, что при вращении коронки в процессе бурения будет задаваться вращение коронки вокруг оси скважины и исключается режим вращения с ориентированным перекосом коронки, при котором может происходить максимальное искривление ствола скважины [51, 52].

Ориентированный перекос торца коронки, вызванный изгибом колонкового снаряда и действием дестабилизирующих сил и моментов сил, исключается при бурении предлагаемой коронкой следующим образом.

Торец коронки [61] (рис. 3.2) можно разделить на две части вдоль осевой линии *О-О*. Одна половина торца оснащена узкими стандартными промывочными каналами 1, которыми разделены секторы 3. Поскольку алмазы в секторах 3 распределены равномерно, то при бурении, когда на коронку оказывает действие осевое усилие и коронка вращается слева-направо, равнодействующую  $F_1$  единичных сил резания-скалывания породы этой частью торца можно поместить в виде вектора в центре тяжести половины кольца матрицы. Равнодействующая сил резания-скалывания породы на второй половине торца коронки F<sub>2</sub> также может быть направлена из центра тяжести этой половины торца. При этом очевидно, что  $F_1 > F_2$ , поскольку за счет наличия двух широких промывочных каналов 2 число алмазных резцов на этой половине торца коронки существенно меньше, чем на противоположной половине торца. В результате разность усилий резания приведет к появлению равнодействующей  $F = F_1 - F_2$ . Усилие F на схеме (рис. 3.2) будет располагаться в центре тяжести торца коронки и ориентировано в сторону большей силы  $-F_1$ . Центр тяжести торца коронки при вращении инструмента при бурении становится мгновенным центром вращения, что задает некоторые особенности динамике бурового инструмента, существенно влияющие на процесс формирования ствола скважины: вследствие прижатия коронки к стенке скважины возможны фрезерование стенки и керна и соответственно локальный износ самой коронки.

Величину усилия *F* можно связать с коэффициентом сопротивления породы разрушению алмазными резцами µ<sub>к</sub>.

Коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$  определяется по формуле [55]:

$$\mu_{\kappa} = \frac{\pi \left(h + 0.25\sqrt{dh}\right)^2 n_{\rm p}}{2tg\gamma_{\rm c\kappa}P_{\rm oc}} \sigma_{\rm c\kappa} + f , \qquad (3.1)$$

где *h* – глубина внедрения в породу алмазного резца, м;

d – диаметр алмазного резца, м;

*n*<sub>p</sub>-число активно работающих резцов;

 $\sigma_{c\kappa}-$  предел прочности на скалывание породы, Па;

γ<sub>ск</sub> − угол скалывания породы перед передней гранью резца, град;

*P*<sub>oc</sub> – осевая нагрузка, даН;

*f* – коэффициент трения резцов коронки о забой.

Усилие резания-скалывания породы всеми резцами коронки при бурении будет определяться [55] формулой:

$$F_{\rm p} = \mu_{\rm \kappa} P_{\rm oc}. \tag{3.2}$$

Таким образом, усилие *F*, вызванное дисбалансом торца опытной коронки при условии равномерного распределения алмазных резцов во всех секторах матрицы с учетом геометрических размеров торца [61], может определяться зависимостью:

$$F = \frac{\pi \left(h + 0.25\sqrt{dh}\right)^2 \sigma_{c\kappa} S_{T}}{2tg\gamma_{c\kappa}P_{oc}} \left(\frac{n_{\delta}}{S_{\delta}} - \frac{n_{M}}{S_{M}}\right) + f \frac{P_{oc}}{S_{T}} \left(S_{\delta} - S_{M}\right),$$
(3.3)

где  $S_{\rm T}$  – общая площадь торца алмазной коронки, м<sup>2</sup>;

*S*<sub>6</sub> – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 1 (рис. 3.2);

*S*<sub>м</sub> – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными каналами 2 (рис. 3.2);

*n*<sub>б</sub>, *n*<sub>м</sub> – число алмазных резцов на половинах торцевых частей матрицы, разделенных линией *О-О* без широких промывочных каналов и с широкими промывочными каналами соответственно (рис. 3.2).

Коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$  зависит от интенсивности разрушения горной породы, которая характеризуется при бурении с углубкой за один оборот. При отсутствии углубки, когда разрушения практически не происходит, а режущие элементы перемещаются по поверхности забоя, не внедряясь в породу, коэффициент сопротивления снижается до минимума и становится равным коэффициенту трения *f*.

Таким образом, коэффициент трения характеризует взаимодействие коронки (резца) с породой при отсутствии разрушения и по известным данным находится в пределах 0,02–0,13 [55]. Коэффициент сопротивления µ<sub>к</sub>, по различным данным, изменяется в пределах от 0,02 до 0,6 и при бурении алмазным инструментом соответствует интервалу величин 0,22-0,31 [55].

Коэффициент сопротивления µ<sub>к</sub> пропорционален величине углубки инструмента в породу за один оборот и механической скорости бурения. Например, данные, приведенные в работе [55], свидетельствуют о наличии пропорциональной зависимости, которая выражается формулой:

$$\mu_{\rm K} = 0,135 + 0,0285 \, v_{\rm M}. \tag{3.4}$$

При этом, с увеличением частоты вращения коэффициент сопротивления  $\mu_{\rm k}$  может несколько снижаться вследствие уменьшения глубины резанияскалывания породы резцами, а с повышением осевой нагрузки при заглублении резцов возрастать. Механическая скорость бурения может определяться как произведение углубки за один оборот коронки на забое  $h_{\rm o6}$  и частоты вращения инструмента  $\omega$ :  $v_{\rm M} = h_{\rm o6} \omega$ . Таким образом, если при повышении частоты вращения происходит снижение углубки за один оборот коронки на забое, то скорость бурения при этом, как правило, возрастает вследствие роста частоты вращения инструмента, что и приводит к росту коэффициента  $\mu_{\rm k}$  в соответствии с формулой 3.4. При этом рекомендуется с повышением частоты вращения инструмента  $\omega$  несколько повышать и осевую нагрузку на инструмент  $P_{\rm oc}$  для сохранения оптимального углубления резцов коронки за один оборот.

Наличие силы *F* приводит к тому, что коронка при бурении будет стремиться прижиматься к стенке скважины боковой стороной корпуса и матрицей по направлению действия этой силы. В результате коронка даже под влиянием дестабилизирующих её вращение сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением анизотропной горной породы [55] будет стремиться вращаться вокруг оси скважины, сохраняя контакт со стенкой скважины своей боковой поверхностью матрицы. Величина усилия F для определенной модели алмазной коронки будет зависеть от ширины промывочных каналов 2. По мере увеличения их ширины B данное усилие будет возрастать. В этом случае будет расти и способность коронки к нейтрализации дестабилизирующих работу коронки в анизотропных породах сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением горной породы.

Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде.

## 3.2. Теоретическое обоснование величин снимаемых лысок и величин эксцентриситета, обоснование методики размещения труб КСМ в сжатом участке колонны

Чтобы рассчитать величину эксцентриситета поперечного сечения трубы нужно определить площадь сечения этой трубы и ее статические моменты.

Первоначально нужно рассчитать площади фигур в данном сечении (рис 3.3). Это площади двух кругов, большого и малого, а также площади двух одинаковых сегментов. Площадь круга рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{\pi D^2}{4}.$$

Далее проводим расчет площади сегментов по формуле:

$$S = \frac{1}{2}R^2 \left(\frac{\pi\alpha}{180} - \sin\alpha\right),$$

где *α* – угол между линиями, соединяющими геометрический центр трубы (круга) с крайними точками удаленного сегмента трубы.

Определим значение величины эксцентриситета центра масс поперечного сечения *е* на примере бурильных труб снаряда PQ диаметром 114,3 мм и толщиной среза лысок 2,8 мм.

Обозначим начало координат точкой C (рис. 3.3). Тогда статический момент сложной фигуры относительно оси X равен сумме статических моментов простых фигур составляющих эту фигуру:

$$Sx = Sx_1 - Sx_2 - Sx_3 - Sx_4;$$

где  $Sx_1$  – статический момент большого круга;  $Sx_2$  – статический момент малого круга;  $Sx_3$  – ста-



Рис. 3.3. Схема, используемая при расчете эксцентриситета поперечного сечения КСМ

тический момент левого сегмента; *Sx*<sub>4</sub> – статический момент правого сегмента.

$$Sx_1 = F_1 \times Ly = 10260, 8 \times 57, 15 = 586404, 7 \text{ MM}^3;$$
  
 $Sx_2 = F_2 \times Ly = 8348, 47 \times 57, 15 = 477115, 1 \text{ MM}^3;$   
 $Sx_3 = F_3 \times Hy_1 = 66, 3 \times 85, 1 = 5642, 13 \text{ MM}^3;$   
 $Sx_4 = F_4 \times Hy_2 = 66, 3 \times 85, 1 = 5642, 13 \text{ MM}^3;$   
 $Sx = 586404, 7 - 477115, 1 - 5642, 13 - 5642, 13 = 98005, 4 \text{ MM}^3.$ 

где  $F_1$  и  $F_2$  – площади большого и малого кругов,  $F_3$  и  $F_4$  – площади левого и правого сегментов, Ly – расстояние от начала координат до центра тяжести кругов по оси Y,  $Hy_1$  и  $Hy_2$  – расстояние от начала координат до центра тяжести сегментов по оси Y.

Найдем статический момент фигуры относительно оси У:

$$Sy_1 = F_1 \times Lx = 10260, 8 \times 57, 15 = 586404, 7 \text{ MM}^3;$$
  
 $Sy_2 = F_2 \times Lx = 8348, 47 \times 57, 15 = 477115, 1 \text{ MM}^3;$   
 $Sy_3 = F_3 \times Hx_1 = 66, 3 \times 8.74 = 579, 46 \text{ MM}^3;$   
 $Sy_4 = F_4 \times Hx_2 = 66, 3 \times 105.56 = 6998, 62 \text{ MM}^3;$   
 $Sy = 586404, 7 - 477115, 1 - 579, 46 - 6998, 62 = 101711, 6 \text{ MM}^3.$   
Находим площадь сечения трубы F:

$$F = F_1 - F_2 - F_3 - F_4 = 10260,8 - 8348,47 - 66,3 - 66,3 = 1779,73 \text{ mm}^2$$

Зная площадь сечения и его статические моменты, можно определить координаты центра тяжести по формулам:

$$X_c = \frac{S_y}{F} = \frac{101711.6}{1779.73} = 57,15 \text{ MM},$$

$$Y_c = \frac{S_x}{F} = \frac{98005,4}{1779,73} = 55,08$$
 мм.

Значение величины эксцентриситета е будет равно:

$$e = X_c - Y_c = 57,15 - 55,07 = 2,08$$
 мм.

Значения величин эксцентриситетов для остальных размеров труб находят аналогично. Величины эксцентриситетов представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

## Значения величин эксцентриситетов бурильных труб в зависимости от толщины срезаемой лыски и типоразмера

Толщина	Величина эксцентриситета е для бурильных труб, мм					
среза лыски с	BQ	NQ	HQ	PQ		
трубы, мм	Толщина стен	ки трубы 4,8 мм	Толщина стенки	и трубы 5,6 мм		
1,0	0,35	0,40	0,37	0,42		
1,5	0,70	0,73	0,69	0,78		
2,0	1,05	1,15	1,09	1,22		
2,5	1,50	1,63	1,66	1,85		
2,8			1,86	2,08		

Таблица 3.2

### Значения величин эксцентриситетов колонковых труб в зависимости от толщины

### срезаемой лыски и типоразмера

Т	Толщина стенки трубы, мм					
I олщина	5,60	6,35	7,20	1,12		
среза лыски с	Величина эксцентриситета е для колонковых труб, мм					
трубы, мм	BQ	NQ	HQ	PQ		
1,5	0,57	0,56	0,55	0,62		
2,0	0,90	0,88	0,86	0,96		
2,5	1,28	1,25	1,32	1,36		
3,0	1,55	1,68	1,63	1,68		
3,5			2,10	2,33		

Чтобы определить, при каких значениях эксцентриситета e и толщины срезаемой лыски, соответственно, бурильные трубы приобретут при работе характер движения  $\Phi_1$ , следует рассчитать минимально допустимые значения эксцентриситета e для разных типоразмеров труб и режимов работы колонны по формуле В.В. Нескоромных [50]:

$$e \ge \frac{1}{q_{\kappa} \cdot (\sin a_c - \cos a_c \cdot \mu)} \times$$

$$\left\{\frac{q_{\delta}f_{\delta}l_{\delta}}{l_{\kappa}}\sum_{n}^{i=2}\left(\cos a_{i}\cdot\mu-\sin a_{i}\right)+\frac{4.9P_{oc}\mu g}{l_{\kappa}\omega^{2}}\left(\frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}}\cdot\cos a_{c}+\frac{f_{\delta}}{l_{\delta}}\cdot\sum_{n}^{i=2}\cos a_{i}\right)\right\}-f_{\kappa}\quad(3.5)$$

где  $q_{\kappa}$  – весовая характеристика труб КСМ, даН/м;  $q_6$  – весовая характеристика бурильных труб колонны, даН/м;  $\alpha_c$  – угол проворота компоновки;  $\alpha_i$  – угол поворота участка колонны под действием центробежной силы;  $f_{\kappa}$  и  $f_6$  – прогиб компоновки и бурильных труб, м;  $l_{\kappa}$  – длина компоновки, м;  $l_6$  – длина полуволны бурильных труб, м;  $\omega$  – частота вращения, мин<sup>-1</sup>; g – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $\mu$  – коэффициент трения колонны о стенки скважины;  $P_{\alpha c}$  – осевая нагрузка, даН.

Минимально допустимые значения эксцентриситета *е* для разных типоразмеров труб при рекомендуемых производителем параметрах нагрузки (табл. 3.4) [82] представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Минимальные необходимые значения эксцентриситета для реализации вращения компоновки по типу Ф<sub>1</sub> в зависимости от частоты вращения при рекомендуемой осевой нагрузки

Частота вра-	Значения эксцентриситета е для размеров труб, мм				
щения, мин $^{-1}$	BQ	NQ	HQ	PQ	
400	1,61	1,67	1,51	1,72	
600	1,46	1,43	1,30	1,51	
800	1,30	1,11	1,12	1,31	
1000	1,21	1,0	0,96	1,16	

## Рекомендуемые производителем параметры осевой нагрузки на ПРИ для различных типоразмеров

Типоразмер	BQ	NQ	HQ	PQ
Осевая нагруз- ка, даН	900–2300	1400-2700	1800–3600	2300-4500

Таким образом, данная зависимость показывает, что минимальное значение эксцентриситета e для обеспечения движения колонны по типу  $\Phi_1$  должно быть равно или больше значений, представленных в данной таблице. Сравнивая табл. 3.1 и 3.2, с табл. 3.3 определяем толщину срезаемых лысок. При этом, толщина срезаемой лыски не должна превышать половину толщины стенки трубы. Например, для снаряда HQ при частоте вращения равной 700 об/мин минимальная величина эксцентриситета e должна быть больше либо ровна 1,3 мм. Исходя из этого, подбираем по таблице 1 величину срезаемой лыски.

Минимально допустимые значения эксцентриситета e для реализации компоновкой КСМ типа движения  $\Phi_1$  для разных типоразмеров труб при рекомендуемых параметрах нагрузки представлены в табл.3.3 и на рис. 3.3.

Для обеспечения стабильного вида движения компоновки по типу  $\Phi_1$  при минимальном эксцентриситете центра масс, требуется соблюдение следующих условий:

• высокие частоты вращения бурильных колонн;

• минимальная деформированность колонны, что предполагает использование технологий и инструментов, позволяющих эффективно бурить при минимальных *P*<sub>oc</sub>, а также использование систем «колонна-скважина» с минимальными радиальными зазорами;

• минимальное значение коэффициента трения между компонов-кой, колонной и стенкой скважины;

• снижение изгибающих моментов, действующих на торец бурового инструмента и компоновку при бурении анизотропных горных пород со

96

стороны забоя скважины.





Рис. 3.3. График зависимости эксцентриситета от частоты вращения колонны: 1 - PQ; 2 - BQ; 3 - NQ; 4 - HQ

для эффективного применения КСМ бурильные колонны ССК, используемые при алмазном высокочастотном бурении.

Анализ полученных формул позволяет установить природу сдвига фаз  $\alpha_c$  между векторами центробежной силы при реализации колонной движения вида  $\Phi_1$ . Из данных зависимостей следует, что при условии  $F_{\mu}^{B} = F_{\mu}^{n}$ ,  $\mu = \text{tg } \alpha_c$ , сдвиг фаз является результатом действия силы трения, так как полученный тангенс угла  $\alpha_c$  и есть классическая интерпретация коэффициента трения, а угол  $\alpha_c$ , таким образом, угол трения системы «колонна-скважина».

Расчет длины участка бурильной колонны непосредственно «вовлекаемого» трубой КСМ в режим движения Ф<sub>1</sub>, можно найти по составленному нами энергетическому уравнению сил и моментов сил (рис. 3.4) [86]:

$$F_{\mathbf{u}}^{\mathbf{B}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\mathbf{\kappa}\mathbf{H}}^{\mathbf{B}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\mathbf{\kappa}\mathbf{B}}^{\mathbf{B}} = \left(F_{\mathbf{u}}^{\mathbf{H}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\mathbf{\kappa}\mathbf{H}}^{\mathbf{H}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\mathbf{\kappa}\mathbf{B}}^{\mathbf{H}} + P_{\kappa} + \sum_{n}^{i=1} P_{\mathbf{5}}\right)\mu, \qquad (3.6)$$

где  $F_{\kappa H}^{B}, F_{\kappa B}^{T}, F_{\kappa H}^{T}, F_{\kappa B}^{T}$  – составляющие центробежной силы, действующей на нижний (расположенный под КСМ) и верхний (расположенный над КСМ) участки бурильной колонны, соответственно возмущающая и прижатия, даН.

В формуле 3.6 есть смысл объединить работы сил  $F_{\kappa \mu}^{B}$  и  $F_{\kappa B}^{B}$  с учетом числа полуволн *N*, вовлеченных в режим вращения  $\Phi_{1}$ . В этом случае уравнение будет выглядеть иначе:

$$F_{\mathbf{u}}^{\mathbf{B}} + \sum_{2n}^{i=1} F_{\mathbf{6}}^{\mathbf{B}} = \left( F_{\mathbf{u}}^{\mathbf{n}} + \sum_{2n}^{i=1} F_{\mathbf{6}}^{\mathbf{n}} + P_{\kappa} + \sum_{n}^{i=2} P_{\mathbf{6}} \right) \mu,$$
(3.7)

где  $F_6^{\text{в}}, F_6^{\text{п}}$  – составляющие центробежной силы, действующей на нижний и верхний участки бурильной колонны, соответственно возмущающая и прижатия, даН.

С учетом входящих в данную зависимость выражений, путем преобразования можно получить квадратное уравнение следующего вида:

$$AL_6^2 + BL_6 - L_6 = 0. ag{3.8}$$

Решение данного уравнения (формула 3.8) позволяет рассчитать длину вовлекаемого в режим  $\Phi_1$  участка бурильной колонны  $L_6=2L$  (рис. 3.3,  $\delta$ ) [86]:

$$L_{5} = \frac{B + \sqrt{B^{2} + 4AC}}{2A}, \qquad (3.9)$$

где 
$$A = \frac{f_6 q_6 \omega^2}{2g} (\sin \alpha_{rc} - \cos \alpha_{rc} \mu);$$
  
 $B = \frac{(e+f_{\kappa})q_{\kappa} \omega^2 l_{\kappa}}{2g} (\sin \alpha_{\kappa c} - \cos \alpha_{\kappa c} \mu) - 2,46P_{oc} \frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}} \cos \alpha_{rc} \mu;$   
 $C = 2,46P_{oc} f_6 \cos \alpha_{rc} \mu;$ 

98



Рис. 3.4. Схемы для определения эксцентриситета центра масс буровой компоновки: *a* – над буровым инструментом; б – в составе бурильной колонны

где  $f_{\kappa}$  и  $f_{6}$  – прогиб компоновки и бурильных труб, м; ;  $q_{6}$  – весовая характеристика бурильных труб колонны, даН/м;  $q_{\kappa}$  – весовая характеристика труб КСМ, даН/м;  $\omega$  – частота вращения; e – величина эксцентриситета, м;  $l_{6}$  –



Рис. 3.5. Поперечное сечение опытного образца трубы КСМ типоразмера HQ длина полуволны бурильной трубы, м;  $l_{\kappa}$  – длина КСМ, м;  $\alpha_{\kappa c}$ ,  $\alpha_{\tau c}$  – углы проворота трубы КСМ и бурильных труб под действием сил трения,  $\mu$  – коэффициент трения скольжения между элементами бурильной колонны и стенками скважины.

Угол проворота участка бурильной колонны α<sub>тс</sub> меняется от максимального значения, равного α<sub>кс</sub> – углу проворота КСМ до нуля, поэтому при расчетах величина этого угла будет равна половине угла α<sub>кс</sub>.

#### Таблица 3.5

## Расчетные данные длины вовлекаемого в вид движения Ф<sub>1</sub> участка бурильной колонны

Частота вра-	Типоразмер бурильной колонны						
щения,	BQ	NQ	HQ	PQ			
мин <sup>-1</sup>							
Frequency of		Параметр <i>L</i> , м					
rotation, min <sup>-1</sup>							
$1000, \alpha_{\rm kc} = 70^{\circ}$	8,11	7,46	7,22	7,25			
800 α <sub>кс</sub> =65°	8,50	7,82	7,60	7,60			
600 α <sub>кс</sub> =55°	9,91	9,28	8,81	8,80			
$400 \alpha_{\rm KC} = 45^{\circ}$	11,59	10,93	10,29	10,25			

В табл. 3.5 приведены расчетные данные зависимости длины вовлекаемого участка бурильной колонны в режим вращения  $\Phi_1$  от частоты вращения колонны при соответствующем угле проворота КСМ и минимально допустимом эксцентриситете и коэффициенте трения  $\mu = 0,2$ .

Исходя из данных расчетов, определены длины вовлекаемых участков колонны в режим движения  $\Phi_1$  в зависимости от типоразмера труб, при различной частоте вращения снаряда, каждой из которых соответствует угол проворота компоновки КСМ  $\alpha_{\rm kc}$ .

Одной из проблем использования КСМ, является бурение с низкой частотой вращения, что приводит к недостаточной величине эксцентриситета центра масс поперечного сечения трубы КСМ, для реализации КСМ режима вращения вокруг оси скважины, т.к. эксцентриситет зависит в квадрате от частоты вращения (формула 3.10) [55].

$$F_{\rm II} = \frac{(e+f)q_{\kappa}\omega^2 l_{\kappa}}{2g}, \qquad (3.10)$$

где F<sub>ц</sub> – центробежная сила; Н;

 $f_{\kappa}$  – прогиб КСМ в скважине, м;

 $q_{\kappa}$  – весовая характеристика КСМ, даН/м;

 $\omega$  – частота вращения бурильной колонны, с<sup>-1</sup>;

g – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

С целью создания труб КСМ, обеспечивающих режим вращения вокруг оси скважины при меньшей частоте вращения колонны, разработана конструкция труб КСМ с повышенным значением эксцентриситета центра масс, защищенная патентом на полезную мо-

дель № 129141 (рис. 3.6) [67].

Повышение эксцентриситета центра масс поперечного сечения КСМ достигается тем, что бурильная труба, содержащая металлический корпус 2, выполненный с поперечным сечением в форме кольца с двумя удаленными сегментами 1, расположенными своими осями относительно друг друга с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы, согласно техническому решению, имеет про-



Рис. 3.6. Конструкция трубы КСМ с повышенным эксцентриситетом центра масс поперечного сечения: 1 – лыски; 2 – корпус; 3 - продольное углубление

дольное углубление 3 в виде усеченного конуса, ориентированного основанием к центру сечения трубы, и заполненного металлом с более высокой плотностью, чем исходный металл корпуса трубы.

Однако, использование данной конструкции невозможно в случае бурения комплексами ССК, где толщина стенок трубы не позволяет произвести увеличения эксцентриситета таким образом. Данная конструкция, скорее подходит для бескернового бурения, где толщина стенок труб позволяет воспроизвести данное техническое решение, кроме того, возможно использование ниппельных заготовок для реализации предлагаемой конструкции трубы КСМ.

Несмотря на то, что данная конструкция является, на наш взгляд, перспективной, в данной работе мы уделим особое внимание бурению с комплексами ССК, а работы в этом направлении будут продолжены в дальнейшем.

## 3.3. Теоретические предпосылки усовершенствования торца коронки с целью сохранения эксцентриситета режущей части торца при сохранении гидравлического равновесия истечения жидкости в ее торце

При производственных испытаниях макетов коронок с эксцентриситетом режущей части торца матрицы, изготовленных из стандартных коронок типоразмера HQ, были получены положительные результаты в виде уменьшения естественного искривления скважин, повышения механической скорости бурения (см. главу 4), а так же в некотором снижении ресурса коронки, причину которого следует пояснить.

Удаление алмазосодержащих секторов матрицы коронки привело к резкому увеличению площади промывочных каналов, а значит и к нарушению равенства гидравлических сопротивлений в промывочных каналах буровой коронки, в результате большая часть промывочной жидкости стала истекать через большие промывочные каналы за счет перепада давления в торце коронки. В результате малые промывочные каналы стали испытывать дефицит проходящей через них промывочной жидкости.

Давление промывочной жидкости при прохождении промывочных каналов коронки КИТ в общем виде, пренебрегая потерей давления между соединениями бурильных труб и их стенками можно выразить через следующей зависимостью [64]:

$$P_3^{\text{BX}} = P_{\text{H}} + \rho g H - \Delta P, \qquad (3.11)$$

где  $P_3^{BX}$  – давление на забое на входе в промывочный канал;  $P_H$  – давление начальное (создаваемое буровым насосом);  $\rho$  – плотность промывочной жидкости; H – высота столба жидкости;  $\Delta P$  – перепад давления после прохождения промывочных каналов коронки (в сравнении с давлением в стандартной коронке); g – ускорение свободного падения.

Значение Δ*P* можно выразить через известную формулу [108] расхода промывочной жидкости

$$Q = \mu f \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \qquad (3.12)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода равный в наших условиях 0,82; f – площадь промывочного канала; P – давление;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости.

В нашем случае, формула расхода промывочной жидкости из суммы промывочных каналов стандартной коронки будет выглядеть следующим образом

$$Q_{\rm ct} = \mu \sum f \sqrt{\frac{2\Delta P_{ct}}{\rho}}$$

где  $\sum f = f_{\scriptscriptstyle M} \times n$ 

отсюда

$$\Delta P_{cm} = \frac{\left(\frac{Q}{\mu \sum f}\right)^2 \times \rho}{2}$$

103

где  $f_{\rm M}$  – площадь малого промывочного канала (45 мм<sup>2</sup>); n – количество промывочных каналов (10).

После удаления двух алмазосодержащих секторов матрицы коронки для создания эксцентриситета торца матрицы формула по определению Р<sub>изм</sub>, будет выглядеть следующим образом

$$Q_{\rm H3M} = \mu \sum F \sqrt{\frac{2\Delta P_{\rm H3M}}{\rho}},$$

где  $\sum F = f_{\rm M}(n-4) + F_6 \times 2$ 

отсюда

$$\Delta P_{\rm H3M} = \frac{\left(\frac{Q}{\mu \sum F}\right)^2 \times \rho}{2},$$

где  $F_6$  – площадь большого канала (250 мм<sup>2</sup>).

Таким образом, изменение давления при бурении коронкой КИТ по сравнению со стандартной коронкой будет равно

$$P_{3}^{\text{BX}} = P_{\text{H}} + \rho g H - \Delta P_{\text{ИЗМ}} ,$$

отсюда очевидно следует, что  $\Delta P_{cm} > \Delta P_{изм}$ , т.е. гидравлические сопротивления истечения жидкости в коронке с измененной формой торца стали меньше. Эпюра давления в скважине в этом случае будет выглядеть следующим образом (рис. 3.5).

Учитывая увеличение площади F промывочных каналов с 450 мм<sup>2</sup> стандартной коронки до 770 мм<sup>2</sup> площади каналов коронки КИТ, привело к тому, что 500 мм<sup>2</sup> приходится на площадь больших промывочных каналов, и только 270 мм<sup>2</sup> площади приходится на малые промывочные каналы.

Расчет количества жидкости, проходящей через малый промывочный канал в единицу времени, при бурении стандартной коронкой типоразмера HQ будет выглядеть следующим образом





$$Q_{f_{\rm M}} = rac{Q_{
m ct}}{\Sigma f} imes f_{
m M} = 4$$
л/мин

макетом коронки КИТ тех же типоразмеров

$$Q_{f_{\rm M}} = \frac{Q_{{}_{\rm H3M}}}{\sum F} \times f_{{}_{\rm M}} = 2,34$$
л/мин

В результате разница расхода промывочной жидкости  $\Delta Q_{f_M}$  через малые промывочные каналы стандартной коронки, и макета коронки КИТ составило 1,66 л/мин или уменьшение количества жидкости, проходящей через малые промывочные каналы на 41,5 %.

Данные значения получены при равенстве распределения давления между промывочными каналами, как показано на рис. 3.5. а. Однако давление будет преобладать в больших промывочных кана-

лах, как показано на рис. 3.6, б. Что еще более снизит расход промывочной жидкости через малые промывочные каналы макета коронки КИТ. Определение точного распределения давлений и расхода агента через неравные по площади каналы требует дополнительных исследований, которые выходят за рамки этой работы.



Рис. 3.6. Разверстка боковой поверхности коронок: а – разверстка поверхности стандартной алмазной коронки; б – разверстка поверхности макета коронки КИТ; 1 – корпус коронки; 2 – алмазосодержащие сектора; 3 – малые промывочные каналы; 4 – большие промывочные каналы

В результате уменьшения расхода промывочной жидкости через малые промывочные каналы внутренняя поверхность алмазосодержащих секторов недостаточно охлаждалась, происходило налипание шлама в области малых промывочных каналов, уменьшение площади канала, что привело к повышенному их износу, уменьшению ресурса коронки. Это можно представить по эпюрам давления в скважине (рис. 3.5).

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. На основе разработанной модели движения буровых компоновок поперечного co смешенным центром тяжести сечения получены аналитические зависимости расчета величины эксцентриситета ДЛЯ компоновки, обеспечивающие её вращение в режиме  $\Phi_1$ , а также длину вовлекаемого в режим вращения  $\Phi_1$  участка колонны, что позволяет создавать компоновки бурильной колонны, способные работать в более благоприятном режиме и обеспечивать повышение эффективноти бурового процесса.

2. В результате теоретических исследований разработана математическая модель, способная обосновать механизм работы алмазной коронки с эксцентриситетом торца матрицы, что позволяет в дальнейшем проектировать буровые алмазные коронки КИТ, учитывая особенности ее работы при бурении скважин.

3. Для достижения равенства гидравлических сопротивлений при истечении бурового раствора через промывочные каналы, коронки КИТ следует изготавливать с равной площадью этих каналов для предотвращения перепада давления в сторону каналов с большей площадью, и как следствие, недостаточного охлаждения алмазосодержащих секторов, прилегающих к промывочным каналам с меньшей площадью.

107

### Глава 4. СТЕНДОВЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОРОНОК КИТ И ТРУБ КСМ

# 4.1. Результаты стендовых испытаний буримости долерита коронкой с измененной формой торца (КИТ)

Экспериментальное исследование буримости долерита стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками выполнено в соответствие с планом полного факторного эксперимента [20, 99] типа  $N = 2^k$ , где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число учитываемых при эксперименте факторов. В качестве откликов были приняты:

– механическая скорость бурения *v*<sub>м</sub>, м/ч;

– углубка за один оборот  $h_{o6}$ , мм/об;

– энергоемкость бурения  $N/v_{\rm M}$ , кВт ч/м;

– мощность на бурение *N*, кВт;

– диаметр керна  $d_{\kappa}$ , мм;

 – угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины, Δ, град.

В качестве влияющих на процесс бурения факторов приняты осевая нагрузка  $P_{oc}$ , даН, которая устанавливалась равной 1000 и 1400 даН и частота вращения  $\omega$ , мин<sup>-1</sup> – 435 и 710 мин<sup>-1</sup>. Таким образом, число достаточных опытов N в пределах каждого эксперимента равнялось четырем. Сочетания выбранных параметров позволили устанавливать четыре режима бурения: режим 1 ( $\omega$  = 435, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1000 даН); режим 2 ( $\omega$  = 435, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1400 даН); режим 3 ( $\omega$  = 710, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1000 даН); режим 4 ( $\omega$  = 710, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1400 даН). Таким образом, в соответствии с методикой ПФЭ использованы четыре варианта сочетания параметров режима бурения, для которых получены соответствующие значения вышеуказанных откликов [60, 61, 85, 88, 89].
В результате обработки данных получены следующие эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ с применением в качестве очистного агента воды:

$$v_{\rm M} = 11,08 + 1,36 P_{\rm oc} + 2,54 \omega + 0,32 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$h_{\rm o6} = 0,32 + 0,04 P_{\rm oc} - 0,004 \omega - 0,0002 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,02 - 0,025 P_{\rm oc} - 0,13 \omega - 0,01 P_{\rm oc} \omega,$$

где  $P_{oc}$ ,  $\omega$  – значения параметров режима бурения (факторов) в закодированном выражении ( -1 – для минимальных, +1 – для максимальных значений параметров факторов –  $P_{oc}$  и  $\omega$ , в установленных планом эксперимента значениях).

При бурении коронкой КНТ с применением эмульсии получены несколько иные модели:

 $v_{\rm M} = 11,6 + 1,99 P_{\rm oc} + 2,5 \omega + 0,57 P_{\rm oc} \omega,$  $h_{\rm o6} = 0,34 + 0,057 P_{\rm oc} - 0,009 \omega - 0,0003 P_{\rm oc} \omega,$  $N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,0635 P_{\rm oc} - 0,0735 \omega - 0,012 P_{\rm oc} \omega.$ 

Анализ полученных данных показал, что достигается очень высокая механическая скорость бурения коронкой КНТ (более 15 м/ч), которая возрастает при применении эмульсии. На формирование скорости бурения оказывает более высокое влияние частота вращения, что вполне характерно для бурения алмазным буровым инструментом. Соответственно достигается высокая углубка инструмента за один оборот, которое выше при бурении с применением эмульсии. Повышение осевой нагрузки приводит к росту углубки за один оборот, а рост частоты вращения без повышения



Рис. 4.1. Опытная коронка КИТ: 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов

нагрузки - к снижению углубления за оборот ко-



Рис. 4.2. Пятна контакта корпуса буровой коронки со стенкой скважины при бурении в условиях эксперимента: *а* – режим бурения 1; *б* – режим 2; *в* – режим 3, *г* – режим 4; стрелкой показано направление вращения коронки

ронки на забое. В целом процесс характеризуется объемным разрушением породы на всем интервале применяемых параметров режима бурения. Модель энергоемкости разрушения показывает, – с повышением параметров ре-110 жима бурения достигается столь высокая механическая скорость, что энергоемкость бурения снижается, достигая минимальных значений при максимальных параметрах режима бурения.

После проведения эксперимента с коронкой КНТ у данной коронки было удалено два рабочих алмазосодержащих сектора (рис. 4.1) и осуществлено бурение долерита при использовании тех же параметров режима. В результате получены следующие эмпирические модели при использовании в качестве очистного агента воды:

$$v_{\rm M} = 12,08 + 2,12 P_{\rm oc} + 2,49 \omega + 0,45 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$h_{\rm of} = 0,355 + 0,062 P_{\rm oc} - 0,013 \omega - 0,002 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,083 P_{\rm oc} - 0,1 \omega + 0,012 P_{\rm oc} \omega.$$

При бурении с применением эмульсии получены иные модели:

$$v_{\rm M} = 12,32 + 2,48 P_{\rm oc} + 2,54 \omega + 0,66 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$h_{\rm o6} = 0,36 + 0,072 P_{\rm oc} - 0,013 \omega - 0,0021 P_{\rm oc} \omega,$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,078 P_{\rm oc} - 0,103 \omega + 0,003 P_{\rm oc} \omega.$$

В целом характер работы алмазной коронки после удаления секторов 1 (рис. 4.1) не изменился. Механическая скорость бурения увеличилась, повысилась углубка за один оборот коронки на забое, энергоемкость изменилась незначительно, что указывает на такие условия бурения, которые не приведут к снижению ресурса бурового инструмента. В то же время результаты эксперимента указывают, что затраты мощности на бурение опытной коронкой несколько увеличились. Действительно, если сравнить показания киловаттметра по измерению затрат мощности на бурение и обработать эти данные в соответствии с методикой полного факторного эксперимента, то можно получить следующие модели бурения долерита коронкой КНТ (неизмененная форма торца) для условий бурения с водой:

$$N = 10,9 + 0,025 P_{\rm oc} + 1,125 \omega - 0,025 P_{\rm oc} \omega,$$

и эмульсией:

$$N = 11,15 + 1,18 P_{\rm oc} + 1,58 \omega + 0,125 P_{\rm oc} \omega.$$

111

Для коронки с измененной формой торца (КИТ) аналогичные модели имеют следующий вид:

$$N = 11,73 + 1,125 P_{oc} + 1,275 \omega + 0,175 P_{oc} \omega,$$
$$N = 12,0 + 1,5 P_{oc} + 1,25 \omega + 0,25 P_{oc} \omega.$$

Первое из приведенных выше уравнений получено по данным бурения с применением в качестве очистного агента воды, второе эмульсии.

Из данных уравнений в соответствие со значениями коэффициентов при факторах  $P_{oc}$  и  $\omega$  следует, что при бурении коронкой КНТ с применением воды основное влияние на затраты мощности оказывает частота вращения, но при бурении с применением эмульсии различие между влиянием осевого усилия и частоты вращения сглаживается, хотя по-прежнему преобладает влияние частоты вращения. Последнее связано с тем, что применение эмульсии снижает твердость забоя скважины, и роль осевого усилия при разрушении долерита возрастает. При этом выше энергоемкость бурения при использовании эмульсии (в среднем на 2,2 %).

Бурение опытной коронкой КИТ дало рост энергоемкости на бурение в сравнении с коронкой КНТ в среднем на 7,6 % как при бурении с водой, так и при бурении с эмульсией. Переход же с воды на эмульсию увеличил энергоемкость на 2,3 %, что аналогично такому же показателю для коронки КНТ. При этом данные эксперимента показали, что различие в затратах мощности  $\Delta N$  на бурение стандартной и опытной коронками возрастает с повышением как осевого усилия, так и частоты вращения. По имеющимся данным получены модели влияния основных факторов – осевого усилия и частоты вращения на повышение разности затрат мощности ( $\Delta N$ ) при бурении коронкой КИТ в сравнении с бурением коронкой КНТ. При бурении с водой уравнение имеет следующий вид:

 $\Delta N = 0.85 + 0.1 P_{\rm oc} + 0.15 \omega + 0.2 P_{\rm oc} \omega.$ 

При бурении с эмульсией уравнение выглядит иначе:

 $\Delta N = 0.68 + 0.33 P_{\rm oc} - 0.325 \omega + 0.125 P_{\rm oc} \omega.$ 



Рис. 4.5. Графические зависимости величины углубки за один оборот (мм/оборот) от осевой нагрузки (даН), частоты вращения снаряда (min-435; med-572,5; max-710 об/мин): а) бурении КТН с промывкой водой; б) бурении КИТ в промывкой водой; в) бурении КТН с промывкой ПАВ; г) бурении КИТ с промывкой ПАВ



Рис. 4.6. Графическая интерпретация моделей механической скорости (м/ч) при: а) бурении КТН с промывкой водой; б) бурении КИТ в промывкой водой; в) бурении КТН с промывкой ПАВ; г) бурении КИТ с промывкой ПАВ



Рис. 4.7. Графическая интерпретация моделей энергоёмкости процесса бурения при: a) бурение КТН с промывкой водой; б) бурение КИТ в промывкой водой; в) бурение КТН с промывкой ПАВ; г) бурение КИТ с промывкой ПАВ



Рис. 4.8. Графическая интерпретация моделей углубления за оборот при: a) бурении КТН с промывкой водой; б) бурении КИТ в промывкой водой; в) бурении КТН с промывкой ПАВ; г) бурении КИТ с промывкой ПАВ

Анализ моделей показывает, что, если в первом случае разность затрат мощности при бурении коронкой КИТ в сравнении с бурением коронкой КНТ связана с влиянием осевого усилия и частоты вращения при опережающем влиянии именно второго фактора, то при бурении с эмульсией, основной рост вызван именно влиянием осевой нагрузки, а рост частоты вращения приводил к противоположному результату – затраты мощности на бурение под влиянием растущей частоты вращения стали снижаться. Данный результат можно объяснить только снижением твердости забоя и повышением внедрения резцов в породу, что проявилось в повышении роли осевого усилия и в снижении сил трения коронки о забой и стенку скважины. В результате изменился режим работы коронки, и снизились силы её прижатия к стенке скважины.

# 4.2. Исследование износа керна и боковой наружной поверхности коронки при бурении скважин коронками КИТ

Стендовые исследования износа керна и разработки ствола скважины, полученные при бурении коронками КНТ и КИТ, привели к следующим результатам.

Диаметры керна, измеренные после проведения опытного бурения экспериментальной коронкой, представлены в табл. 4.1. Замеры сделаны штангенциркулем с точностью измерения до 0,05 мм.

Таблица 4.1

## Зависимость диаметра керна от бурения со стандартным и измененным торцом буровой коронки

Dectron	Торец	Диаметр до расши-	Диаметр после
Гаствор	төрец	рителя	расширителя
Тех. вода	Базовый	61,25	61,35
Раствор ПАВ	Базовый	61,40	61,40
Тех. вода	Изменен	61,00	61,25
Раствор ПАВ	Изменен	61,25	61,25

Диаметр керна, полученного при бурении с недействительными результатами из-за зашламования забоя (раствор ПАВ):

До расширителя – 61,61 мм, после – 61,25 мм.

Рис. 4.3. Зависимость диаметра керна (мм) от осевой нагрузки Р (даН) и частоты вращения *w* (об/мин) при бурении коронкой с измененной торцевой частью (КИТ)

Таким образом, отмечено снижение диаметра керна при бурении опытной коронкой, что указывает на режим бокового фрезерования керна. Очевидно, что некоторое расширение получил и ствол скважины при бурении коронкой КИТ.

Построение эмпирической модели с учетом влияния факторов позволило отметить уровень влияния осевого усилия и частоты вращения коронки на диаметр керна:

$$d_{\rm K} = 61,025 - 0,025 P_{\rm oc} - 0,05 \omega$$

В данном случае отмечается более существенное влияние на уменьшение диаметра керна (на фрезерующую способность коронки) частоты вращения (в 2 раза), что предопределено более значительным влиянием этого фактора на  $\mu_{\kappa}$  (коэффициент сопротивления резанию-скалыванию породы и соответственно величину дисбалансной силы *F*) (формула 3.3) [61]. Для уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ проводили наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки. В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при изменении параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны 8 наплавок методом сварки размером примерно 1,5×1,5 см (см. рис. 3.3, позиция 2 и рис. 4.2). Наплавки выступали за пределы корпуса коронки на величину не большую, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Результаты измерений толщины каждой наплавки прибором БВ-2027 показаны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

№ на- плавки на кор- пусе ко- ронки	Исходный размер, мм	Режим 1 (ш=435, мин <sup>-1</sup> ; <i>P</i> <sub>oc</sub> =1000 даН)	Режим 2 (ш=435, мин <sup>-1</sup> ; <i>P</i> <sub>oc</sub> =1400 даН)	Режим 3 ( $\omega$ =710, мин <sup>-1</sup> ; $P_{oc}$ =1000 даН)	Режим 4 (ш=710, мин <sup>-1</sup> ; <i>Р</i> <sub>ос</sub> =1400 даН)
1	0,773	0,631	0,537	0,521	0,498
2	0,701	0,628	0,597	0,564	0,532
3	0,532	0,5	0,456	0,452	0,429
4	0,582	0,543	0,54	0,506	0,456
5	0,432	0,43	0,427	0,423	0,403
6	0,547	0,517	0,497	0,488	0,387
7	0,863	0,82	0,748	0,614	0,503
8	0,698	0,614	0,497	0,389	0,351

Результаты измерений высоты наплавок на корпус коронки КИТ

Величины износа наплавок на буровой коронке на каждом этапе экспериментальных исследований представлены в табл. 3. Максимальные значения износа наплавок на корпусе коронки выделены жирным шрифтом. Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта матрицы и корпуса коронки КИТ со стенкой скважины наблюдается со стороны удаленных секторов матрицы. При этом, если при минимальных значениях осевого усилия и частоты вращения (режим 1) точка прилегания коронки совпадает с наплавкой (контрольная точка) №1, то по мере повышения частоты вращения и осевого усилия точка контакта перемещается по направлению вращения коронки от наплавки №1 к наплавке №8 и далее к наплавкам №7 и №6 (см. рис. 4.2 и 4.4) [61].

Таблица 4.3

№ на-	Вели	Величина износа наплавок на корпусе коронки, мм						
плавки на кор- пусе ко- ронки	Режим 1 (ω=435, мин <sup>-1</sup> ; Р <sub>ос</sub> =1000 даН)	Режим 2 (ω=435, мин <sup>-1</sup> ; Р <sub>ос</sub> =1400 даН)	Режим 3 (ω=710, мин <sup>-1</sup> ; Р <sub>ос</sub> =1000 даН)	Режим 4 (ω=710, мин <sup>-1</sup> ; Р <sub>ос</sub> =1400 даН)				
1	0,142	0,094	0,016	0,02				
2	0,073	0,031	0,033	0,003				
3	0,032	0,044	0,004	0,023				
4	0,039	0,003	0,105	0,025				
5	0,002	0,003	0,004	0,002				
6	0,03	0,02	0,009	0,101				
7	0,043	0,072	0,134	0,111				
8	0,084	0,117	0,108	0,038				

#### Величины износа наплавок на корпусе коронки КИТ

Обработка данных эксперимента по изучению влияния параметров режима бурения на миграцию точки контакта осуществлена с использованием полного факторного эксперимента, аналогичного при исследовании буримости долерита базовой и опытной коронками. В качестве отклика принят угол смещения пятна контакта  $\Delta$ . За начало отсчета угла  $\Delta$  принято положение наплавки №2, которое совпадает с краем первого по направлению вращения широкого промывочного канала, а противоположной крайней точкой угла  $\Delta$ , принято положение наплавки № 6. Влияющими на угол  $\Delta$  факторами остались действующие в условиях эксперимента осевая нагрузка  $P_{oc}$  и частота вращения  $\omega$ . В результате обработки данных получена модель зависимости угла смещения контакта матрицы и корпуса коронки от параметров режима бурения.

Полученная модель имеет вид

$$\Delta = 81,5 + 13,5 P_{\rm oc} + 28,5 \ \omega - 3,5 P_{\rm oc} \ \omega. \tag{4.1}$$

Эмпирическая модель (4.1) указывает, что влияние частоты вращения на смещение пятна контакта более чем в два раза значительнее в сравнении с влиянием осевого усилия. При этом полученный результат полностью соответствует данным о влиянии параметров режима бурения на износ керна и, прежде всего, на повышение дисбаланса сил сопротивления резаниюскалыванию породы резцами буровой коронки КИТ, что приводит к повы-



шению силы прижатия матрицы корпуса И коронки К стенке скважины и на проворот коронки под действием изменяющихся внешних сил резанияскалывания породы и прижатия стенке К скважины.

Экспериментальные исследования показали, что опытная коронка и без усиления алмазосодержащих секторов 4 (рис. 3.1) показывает высокую работоспособ-

Рис. 4.4. Торцевая часть опытной коронки КИТ: 1, 2, 6, 7, 8
– номера наплавок на корпусе коронки, получившие максимальный износ в процессе эксперимента; ω – направление вращения коронки при бурении

ность, а результаты испытаний позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки. При этом выявлен механизм

работы опытной коронки и в целом подтверждены результаты теоретического анализа.

## 4.3. Производственные испытания КСМ в составе бурильной колонны

Для решения задачи по выбору оптимальных параметров размещения компоновок в сжатой части бурильной колонны изготавливали опытные образцы компоновок КСМ. За основу брали бурильные трубы Boart Longyear типоразмера HQ колонкового набора со следующими параметрами (табл. 4.5), отличающиеся такими конструктивными параметрами: наличие смещенного центра тяжести поперечного сечения. При этом величина центра тяжести в процессе испытаний не менялась. Промышленные образцы компоновок испытывались при бурении плановых скважин 3.5-21G и 3-22G в ООО «Прикладная геология» с целью оценки влияния размещения КСМ в сжатой части бурильной колонны на основные показатели бурения и характер вращения колонны бурильных труб.

Таблица 4.5

Колонковый набор со съемным керноприемником фирмы Boart Longyear

Типо-	Диаметр скважины	Диа- метр	Диам лонко бы	етр ко- вой тру- , мм	Диамет приемн бы	р керно- юй тру- , мм	Диамо рильної м	етр бу- й трубы, м	Масса 1 мет- ра бу-
размер	(по рас- ширите- лю), мм.	керна, мм	на- руж- ный	внут- ренний	наруж ный	внут- ренний	наруж ный	внут- ренний	риль- ной трубы
HQ	96,0	63,5	92,1	77,8	73,0	66,7	88,9	77,8	11,6

Макеты буровых компоновок изготавливали из стандартных труб HQ. Смещение центра тяжести поперечного сечения обеспечивалось путем удаления двух лысок вдоль корпуса трубы, расположенных своими осями относительно друг друга под углом в 120° с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы (рис. 4.10). Глубина снимаемых лысок составила 2,5 мм. Лыски снимались с отступом от резьб, и не снимались в центре трубы с целью максимального сохранения ее устойчивости. Также начальные участки лысок снимали с радиусом во избежание концентрации напряжений. Смещение центра тяжести поперечного сечения в таком случае составило 1,66 мм.

Всего было изготовлено 3 трубы с эксцентриситетом цента масс для размещения их в гребнях полуволны изгиба бурильной колонны, размещенных в колонне следующим образом: коронка 1 – расширитель 6 – колонковая труба 5 – центратор 4 – КСМ 3 – две стандартных трубы HQ 2 – КСМ – три стандартных трубы HQ – КСМ (рис. 2.8).

Бурение выполнялось станком УКБ-5П, начальный зенитный угол всех буримых скважин составлял 30°.

Данными макетами было пробурено более 750 метров скважин.

Производственные испытания макетов показали рост механической скорости бурения на 10-20%, уменьшение затрат мощности на вращение в 10% (рис. 4.11), значительное снижение уровня вибрации (рис. 4.11), а так же снижение естественного искривления скважины (рис. 4.12).

Из рис. 4.12 следует, что величина естественного искривления по зенитному углу при использовании КСМ в составе сжатой части бурильной колонны снизило кривизну скважины в 2,9 раза. Представленные кривые, отражают процесс изменения зенитного угла на интервалах бурения протяженностью примерно по 300 м на четырех плановых скважинах месторождения «Попутнинское».

По азимутальному углу значительных искривлений не наблюдалось, тем не менее, азимутальное направление скважин оказалось более выдержанным при бурении снарядом с КСМ в 1, 15 раза (рис. 4.13).



Рис. 4.10. Опытный образец трубы КСМ типоразмера HQ



Рис. 4.11. Диграммы затрат мощности при бурении скважин: а – стандартный снаряд типоразмера HQ (Boart Longyear), глубина 110 м; б – колонна с тремя КСМ в сжатой части, глубина 112 м. в - стандартный снаряд типоразмера HQ (Boart Longyear), глубина 130 м; г - колонна с тремя КСМ в сжатой части, глубина 132 м.

Таблица 4.6

№ сква- жины	Компоновка	Объем испы- таний, м.	Интенсив- ность ис- кривления по зенитно- му углу, град./100 м.	Интенсив- ность ис- кривления по азиму- тальному углу, град./100м.	V <sub>мех.</sub> , м/ч	Частота враще- ния, об/мин	Осевая нагруз- ка <i>P</i> <sub>oc</sub> =150 0-2000 даН
3.5- 21G	Колонна с тремя КСМ	350	0,62	1,05	5,5- 6,0	407	1500- 2000
3-22G	Колонна с тремя КСМ	400	0,71	1,22	5,5- 6,0	407	1500- 2000
4.5- 22G	Стандартный снаряд HQ (Boart Longyear	300	2,11	1,70	4,5- 5,0	407	1500- 2000
4-22G	Стандартный снаряд HQ (Boart Longyear	307	2,61	1,24	4,5- 5,0	407	1500- 2000

## Результаты испытаний компоновок КСМ



Рис. 4.12. Результаты инклинометрии по зенитному углу на типовых скважинах месторождения «Попутинское» (расстояние между профилями скважин 50 м)



Рис. 4.13. Результаты инклинометрии по азимутальному углу на типовых скважинах месторождения «Попутинское» (расстояние между профилями скважин 50 м)

## 4.4. Результаты изучения работы компоновок со смещенной массой в составе буровой колонны по их износу

При производстве геологоразведочных работ современная технология бурения предусматривает использование сбалансированных бурильных колонн с минимальным радиальным зазором. Вместе с тем, бурильная колонна под действием осевой нагрузки и крутящего момента теряет устойчивость, возникают центробежные силы, которые возрастают в квадратичной зависимости от частоты вращения. Центробежные силы, возникая в нижней части бурильной колонны, в основном и определяют силу прижатия гребней полуволны деформированной колонны к стенкам скважины [21, 27, 45, 46, 102].

Для изучения работы КСМ в составе бурильной колонны, на корпуса трех труб были нанесены наплавки (рис. 2.6, 2.7). Результаты измерения исходной величины наплавок даны в таблице 4.6–4.8.

Таблица 4.6

№ Окружности с наплавками на корпусе трубы	Исходная высота на- плавки 1, мм	Исходная высота на- плавки 2, мм	Исходная высота на- плавки 3, мм	Исходная высота на- плавки 4, мм	Исходная высота на- плавки 5, мм
1	1,7	1,8	1,8	1,0	1,5
2	1,8	2,0	1,5	1,6	2,0
3	2,1	1,7	1,7	2,1	1,8
4	1,4	1,6	1,7	1,6	1,8
5	2,0	1,7	1,7	1,7	1,5
6	2,2	2,0	1,5	1,8	1,7

Результаты измерений высоты наплавок на корпусах трубы КСМ № 1

Таблица 4.7

### Результаты измерений высоты наплавок на корпусах трубы КСМ № 2

№ Окружности с наплавками на корпусе трубы	Исходная высота на- плавки 1, мм	Исходная высота на- плавки 2, мм	Исходная высота на- плавки 3, мм	Исходная высота на- плавки 4, мм	Исходная высота на- плавки 5, мм
1	2,0	1,6	1,7	1,5	1,8
2	1,3	2,1	1,9	2,1	1,9
3	1,8	1,9	1,4	1,4	1,4
4	1,5	1,7	1,5	1,4	1,7
5	1,8	1,9	1,5	1,6	2,0
6	1,7	1,9	1,7	1,7	1,6

Таблица 4.8

### Результаты измерений высоты наплавок на корпусах трубы КСМ № 3

№ Окружности с наплавками на корпусе трубы	Исходная высота на- плавки 1, мм	Исходная высота на- плавки 2, мм	Исходная высота на- плавки 3, мм	Исходная высота на- плавки 4, мм	Исходная высота на- плавки 5, мм
1	1,4	1,2	1,5	1,5	1,6
2	1,3	1,5	1,3	1,2	1,3
3	1,2	1,6	1,8	1,6	1,3
4	1,4	1,9	1,4	1,6	1,6
5	1,6	1,7	1,7	1,6	1,9
6	1,7	1,9	2,0	1,7	1,7

Величины износа наплавок на компоновках КСМ на каждом этапе экспериментальных исследований представлены в табл. 4.9–4.11. Максимальные значения износа наплавок на корпусах компоновок выделены жирным шрифтом. Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта КСМ со стенкой скважины в таблице 4.9. наблюдается со стороны удаленных сегментов корпуса трубы со смещением в сторону вращения  $\omega$ , что соответствует данным, полученным в работе [54].

N⁰		Режим (ш=435, мин <sup>-1</sup> ; <i>P</i> <sub>oc</sub> =1500 даН)						
Окружности								
с	Величина	Величина	Величина	Величина	Величина			
наплавками	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-			
на корпусе	плавки 1, мм	плавки 2, мм	плавки 3, мм	плавки 4, мм	плавки 5, мм			
трубы								
1	1,7	1,4	1,7	0,9	1,3			
2	0,65	1,0	1,35	1,7	1,9			
3	0,85	0,6	1,3	2,4	1,8			
4	0,15	0,5	1,05	1,35	1,6			
5	0,6	0,3	0,6	1,3	1,25			
6	0,3	0,75	0,4	0,45	0,1			

## Величины износа наплавок на корпусе трубы КСМ №1

Таблица 4.10

## Величины износа наплавок на корпусе трубы КСМ №2

N⁰		Режим ( $\omega$ =435, мин <sup>-1</sup> ; $P_{oc}$ =1500 даН)						
Окружности								
с	Величина	Величина	Величина	Величина	Величина			
наплавками	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-			
на корпусе	плавки 1, мм	плавки 2, мм	плавки 3, мм	плавки 4, мм	плавки 5, мм			
трубы								
1	2,15	1,75	1,9	1,7	1,65			
2	1,4	2,3	1,95	2,3	1,75			
3	1,85	2,1	1,5	1,7	1,55			
4	1,7	1,9	1,75	1,7	1,9			
5	2,05	2,1	1,8	1,9	2,2			
6	1,95	2,1	1,9	1,9	1,85			

Таблица 4.11

## Величины износа наплавок на корпусе трубы КСМ №3

N⁰		Режим (ω=435, мин <sup>-1</sup> ; <i>P</i> <sub>oc</sub> =1500 даН)						
Окружности								
с	Величина	Величина	Величина	Величина	Величина			
наплавками	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-	износа на-			
на корпусе	плавки 1, мм	плавки 2, мм	плавки 3, мм	плавки 4, мм	плавки 5, мм			
трубы								
1	1,4	1,3	1,35	1,35	1,8			
2	1,4	1,6	1,2	0,95	1,1			
3	1,55	1,8	1,6	1,2	1,3			
4	1,8	2,0	1,35	1,35	1,5			
5	1,75	1,7	1,8	1,45	1,9			
6	1,45	2,0	2,15	1,8	1,8			

Делая развертку поверхности трубы, мы разделили ее по степени износа сделанных на ее наружной поверхности наплавок, с целью интерпретирования характера их износа после непродолжительного бурения, от 0 до 0,7 мм – минимальный износ, от 0,7 до 1,4 мм – средний износ, от 1,4 и выше – максимальный. На рис. 4.9 показана схема поверхности КСМ и ее поперечного сечения. КСМ № 1 располагалась сразу над колонковой трубой и имела следующие параметры:

– эксцентриситет центра масс поперечного сечения, е – 1,66 мм,

– наружный диаметр – 88,9 мм,

– внутренний диаметр – 77,8 мм,

– длина каждой из труб – 3,0 м.

Из схемы износа, расположенной на рис. 4.9 видно, что износ преимущественно односторонний, что говорит о вращении КСМ в скважине вокруг ее оси. Вращение вокруг одной из своих осей отсутствовало. Менее интенсивный износ низа КСМ можно объяснить, отчасти, наличием стабилизатора, расположенного над колонковой трубой. Более интенсивный износ верхнего конца КСМ объясняется отсутствием центратора в колонне, а так же совмещением участка максимального износа с гребнем полуволны момента изгиба буровой колонны, расчеты которой представлены в главе 3. Ширина полосы максимального износа в районе наплавок под номерами 4 и 5, говорит о периодическом провороте сечения при изменении внешних сил. В скважине компоновка верхней своей частью прижимается к стенке скважины и совершает вращение вокруг оси скважины.

В результате КСМ при вращении колонны в скважине обладает стабильным видом движения вокруг собственной оси и вокруг оси скважины и, безусловно, вовлекает в этот процесс колонковую и бурильные трубы, что доказано в главе 3. Вместе с тем, каждое сечение компоновки имеет собственную траекторию обращения. В целом полученные данные совпадают с теорией работы КСМ в скважине, которая представлена в обзорной главе.

128



Рис. 4.9. Схема износа компоновки КСМ № 1, расположенной над колонковой трубой: 1 - наплавки; 2 - лыски



Рис. 4.10. Схема износа компоновки КСМ № 2: 1 - наплавки; 2 - лыски



Рис. 4.11. Схема износа компоновки КСМ № 3: 1 - наплавки; 2 - лыски

Износ компоновки КСМ под № 2 (рис. 4.10) так же соответствует теоретическим и практическим данным износа компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения в месте, противоположном снятым лыскам со смещением пятна контакта в сторону вращения [54]. Отметим, что интенсивность износа по всей поверхности компоновки в среднем выше, чем износ компоновки под № 1, что может быть объяснено отсутствием центрирующих элементов. Износ же КСМ под №3 (рис. 4.11), где износу подверглась центральная часть корпуса трубы со стороны снятых лысок, можно объяснить лишь тем, что при снятии лысок вдоль наружной поверхности корпуса трубы они были ориентированы в противоположную сторону с некоторым смещением относительно резьбы, по сравнению с компоновками под №1 и №2. Из этого следует, что компоновки №1 и №2 «навязали» свой режим движения компоновке №3, имея суммированный эксцентриситет центра масс идентично геометрически ориентированного, что говорит о том, что размещенные КСМ в сжатой части бурильной колонны выступают в роли «ведущих и организующих», с приданием упорядоченного вращения деформированному участку бурильной колонны, без качения по стенкам скважины. Вместе с тем, длина участка, на вращение которого оказывает влияние установленная компоновка КСМ, известна из расчетов в главе 3. А значит, если длина участка влияния известна, следует устанавливать КСМ таким образом, чтобы после установки их в состав бурильной колонны при возможной разнонаправленности эксцентриситетов центра масс каждой из труб КСМ участки, «вовлекаемые» трубами КСМ, не пересекались друг с другом. В случае пересечения «вовлекаемых» зон нужно стремиться к равнонаправленному эксцентриситету каждой из труб КСМ, что конечно, затрудняет процесс их изготовления и установки. Тем самым, величина эксцентриситета не будет взаимно компенсироваться, а значит и влияние на характер вращения каждой из труб КСМ не будет негативным, а наоборот. Стабильный характер вращения  $\Phi_1$ , который реализуется при работе в скважине КСМ, зависит в первую

очередь от величины эксцентриситета компоновки, который, как показывают работы [22, 54], нужно увеличивать.

## 4.5. Производственные испытания коронок КИТ

Производственные испытания проводились на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутинское» на производственнотехнической базе ООО «Прикладная геология». Эксперимент проводился в Матыгинском районе Красноярского края в летний период. Для натурных исследований была принята установка колонкового бурения УКБ-5П.



Рис. 4.12. Макет коронки с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ): 1 – алмазосодержащие сектора; 2 – малый промывочный канал; 3 – место удаленных алмазосодержащих секторов с образованием больших промывочных каналов

Макеты буровых коронок КИТ были изготовлены из стандартных алмазных импрегнированных коронок типа HERO 7AA и FORDIA XTREME HWL ТХ69 с высотой матрицы 9 мм и Ø = 95,76 мм, предназначенных бурения пород средней для твердости путем удаления двух алмазосодержащих секторов с образованием больших двух промывочных каналов (рис. 4.12). Наличие двух больших промывочных каналов обеспечивает появление эксцентриситета торца матрицы, что являет-

ся необходимым условием для предотвращения перекоса торца коронки (см. предыдущие главы).

Данными макетами было пробурено более 50 м скважин. Бурение производилось на типовой скважине, на глубине 256–310 м. Целью натурных испытаний было выявление особенностей износа коронки данной конструкции для ее дальнейшего усовершенствования, а так же определения применяемого макета буровой коронки на основные показатели бурения и интенсивность естественного искривления скважин.

В результате применения макетов коронок КИТ удалось снизить величину естественного искривления по зенитному углу в 3,2 раза. Большая изменчивость азимутального угла на данных интервалах не позволяет, на наш взгляд, судить о общей закономерности его изменения. Механическая скорость бурения выросла на 20–25%, что связано, в первую очередь, с равно пропорциональным уменьшением площади торца алмазосодержащих секторов коронки.

На рис. 4.13 показан график роста зенитного угла на интервале 200–256 м, предшествующий интервалу, который был пробурен коронкой КИТ на интервале 256–310 м.



Рис. 4.13. График сравнения интенсивности приращения зенитного угла скважины, при бурении коронкой со стандартным торцом и коронкой с эксцентриситетом торца матрицы

Для наглядности на рис. 4.13 представлен график, показывающий интенсивность естественного искривления без привязки к абсолютным величинам зенитного угла. Для построения графика «начальные» зенитные углы каждого из интервалов были приняты за ноль. При этом от дальнейших значений зенитного угла отнимались «начальные». Получился график, поясняющий величину приращения угла при углубки различными ПРИ: алмазной коронкой с неизмененной формой торца и коронкой КИТ.

Результаты испытаний представлены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

№ сква- жины	Буровая ко- ронка типо- размера HQ	Интер- вал ис- пыта- ний, м.	Интенсив- ность ис- кривления по зенитно- му углу, град./100 м.	Интенсив- ность ис- кривления по азиму- тальному углу, град./100м.	V <sub>мех.</sub> , м/ч	Частота враще- ния, об/мин	Осевая нагруз- ка <i>P</i> <sub>oc</sub> =150 0–2000 даН
4-22G	КИТ	256– 310	1,28	0,65	7,3– 7,5	407	1500– 2000
4-22G	HERO 7AA	200– 256	4,26	0,74	5,8– 6,0	407	1500– 2000

#### Результаты испытаний коронок КИТ типоразмера HQ

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

Результаты проведенного исследования позволяют сделать следующие основные выводы:

1. Опытная коронка, разработанная для условий бурения скважин в твердых анизотропных горных породах, в условиях экспериментального бурения показала свою высокую работоспособность.

2. Полученные результаты экспериментальных работ подтвердили теоретический анализ и позволили уточнить механизм работы опытной коронки при применении различных параметров режима бурения с использованием в качестве очистного агента как воды, так и эмульсии.

3. Установлена важная зависимость изменения точки прилегания коронки к стенке скважины при варьировании параметрами режима бурения,

что позволяет провести более точное усиление бокового вооружения коронки для изменения её фрезерующей способности.

4. Новые данные о механизме работы коронки будут использоваться для усовершенствования конструкции опытного образца коронки, что позволит получить более совершенный буровой инструмент для колонкового бурения твердых анизотропных горных пород.

5. На основе стандартных бурильных труб для ССК типоразмера HQ разработаны и изготовлены трубы со смещенным центром тяжести, которые испытаны на производственных скважинах в составе компоновки, в которой размещено три трубы КСМ. Результаты испытаний показали, что в составе высокосбалансированных бурильных колонн ССК эффективно применение труб со смещенным центром тяжести, достигается снижение интенсивности естественного искривления скважин, снижается вибрация и затраты мощности на работу бурильной колонны.

## Глава 5. РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛМАЗНЫХ БУРОВЫХ КОРОНОК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ЕСТЕ-СТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

# 5.1. Разработка конструкции алмазной коронки исключающей ориентированный перекос ее торца

При проходке геологоразведочных скважин в твердых породах обычно применяют различные типы алмазных коронок с кольцевой алмазосодержащей матрицей, разделенной на секторы промывочными каналами равных размеров [38]. Такие коронки выполняют с матрицей, имеющей от твердости и абразивности горных пород, твердость алмазосодержащих секторов и их насыщенность алмазами. Твердость секторов матрицы, и насыщенность алмазами секторов матрицы выполняются одинаковыми. При изготовлении коронок насыщенность матрицы алмазами определяется по зависимости [38]

$$N = \frac{V_1}{V_2} 100\%,$$
 (5.1)

где *N* – насыщенность алмазами матрицы, %;

 $V_1$  – объем алмазов в матрице, см<sup>3</sup>;

 $V_2$  – объем матрицы, см<sup>3</sup>.

Насыщенность *N* матрицы алмазами может составлять для отечественных коронок 6,0; 5,7; 4,5 %.

Твердость матрицы определяется по методу Роквелла (HRc) и она может быть мягкая – HRc 10–20; 25–30 – средней твердости; 30–35 – твердой и 50–55 очень твердой.

Недостатком буровых коронок данного типа является их низкая эффективность, как средства снижающего искривление скважин.

Прототипом разработанной коронки была принята алмазная коронка [74], содержащая цилиндрический корпус с резьбой и матрицу, насыщенную

объемными и подрезными алмазами и разделенную на секторы промывочными каналами, причем один промывочный паз выполнен увеличенной ширины в сравнении с остальными, что обеспечивает наличие эксцентриситета торца матрицы. В коронке для компоновки бурового снаряда в соответствии с а.с. №2078193 для сохранения ресурса коронки предложено увеличить насыщенность алмазами примыкающих к широкому пазу секторов матрицы на 25%.

Недостатком такой конструкции коронки является нестабильность ее работы, так как наличие промывочного канала в 90° центрального угла приводит к перекосу коронки в направлении этого канала, что вызывает перегрузку и неравномерный износ ближайших к промывочному пазу секторов, повышенную деформацию колонковой трубы над коронкой. В результате наблюдается снижение ресурса коронки, возрастает вероятность искривления ствола скважины.

При этом не учтено, что повышение ресурса нагруженных секторов матрицы можно получить не только за счет насыщенности алмазами, но за счет повышения твердости самой матрицы.

Данная полезная модель применяется для бурения твердых анизотропных горных пород с отбором керна. Необходимость данного технического решения определяется тем, что при бурении анизотропных горных пород наблюдается искривление скважин, что снижает эффективность буровых работ. В связи с этим важно иметь такой буровой инструмент, который бы позволил решать задачу снижения искривления скважин в анизотропных горных породах.

Разработанная алмазная коронка содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и размеров и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы.

Согласно полезной модели на одной из половин торца матрицы коронки выполнены два широких промывочных канала, между которыми по разную от широких промывочных каналов сторону имеется неравное количество алмазосодержащих секторов. Узкие промывочные каналы разделяют секторы матрицы коронки по обе стороны от широких промывочных каналов.



Рис. 5.1. Алмазная коронка для бурения (защищенная патентом на полезную модель №148333)

При этом согласно полезной модели меньшее число алмазосодержащих секторов, расположенных между широкими промывочными каналами, имеет более высокую твердость, чем остальные алмазосодержащие секторы матрицы, при чем твердость этих секторов определяется соотношением  $F_6/F_M$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с узкими промывочными каналами, а  $F_{\rm M}$ площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с широкими промывочными каналами. То есть, если коронка имеет твердость секторов матрицы 20 HRc, то меньшее число секторов между широкими промывочными каналами должно иметь твердость равную 20 ×  $F_6/F_M$ .

Таким образом, наличие двух широких промывочных каналов и алмазосодержащих секторов между

широкими промывочными каналами, обеспечивая эксцентриситет торца матрицы, исключает какой-либо существенный перекос алмазной коронки при бурении, а значит и дополнительный изгиб колонкового снаряда. Увеличенная твердость меньшего числа алмазосодержащих секторов, расположенных между широкими промывочными каналами, сохраняет ресурс коронки на высоком уровне, так как данные секторы будут испытывать более значительные удельные нагрузки при бурении, когда на коронку оказывает действие осевое усилие.

На рис. 5.1 показана алмазная коронка для бурения, защищенная патентом на полезную модель №148333. Коронка состоит из корпуса 1 с резьбой 2, алмазосодержащей матрицы, разделенной на секторы 3 и 4 промывочными каналами 5 и 6. Промывочные каналы 6 выполнены одного стандартного размера (шириной A), являются более узкими, а промывочные каналы 6 выполнены более широкими (шириной B), чем промывочные каналы 5. Ширина промывочных каналов 6 может быть различна в разных моделях коронки, но неизменно большей, чем ширина промывочных каналов 5. При этом каналы 6 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивают эксцентриситет торца матрицы. Это достигается тем, что число секторов 3 и 4 по обе стороны от промывочных каналов 5 различно, например, с одной стороны от широких промывочных каналов 6 секторов 3 восемь, а с другой секторов 4 всего два (рис. 5.1). Размер каналов 6 и их взаимное расположение на торце коронки задают величину эксцентриситета торца матрицы коронки.

При этом секторы 4 имеют более высокую твердость, чем алмазосодержащие секторы 3, причем твердость секторов 4 определяется соотношением  $F_6/F_M$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 5, а  $F_M$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными каналами 6.

Принцип работы коронки с измененной формой торца (КИТ) исключающий ориентированный перекос торца коронки более подробно изложен в главе 3.

Если разделить торец коронки (рис. 3.2) на две части вдоль осевой линии О-О, одна половина торца будет оснащена узкими промывочными каналами 5, которыми разделены секторы 3. Поскольку алмазы в секторах 3 распределены равномерно, то при бурении равнодействующую  $F_1$  единичных сил резания-скалывания породы этой частью торца можно поместить в виде вектора в центре тяжести половины кольца матрицы. Равнодействующая сил резания-скалывания породы на второй половине торца коронки  $F_2$  также может быть направлена из центра тяжести этой половины торца. При этом очевидно, что  $F_1 > F_2$ . В результате разность усилий резания приведет к появлению равнодействующей  $\Delta F = F_1 - F_2$ . Усилие  $\Delta F$  на схеме (рис. 3.2) будет располагаться в центре тяжести торца коронки и будет ориентировано в сторону большей силы  $F_1$ .



Рис. 5.2. Схема положения коронки при бурении с распределением удельных нагрузок на сектора коронки

Наличие силы  $\Delta F$  приводит к тому, что коронка при бурении будет стремиться прижиматься к стенке скважины боковой стороной корпуса 1 и матрицы по направлению действия этой силы. В результате коронка даже под влиянием дестабилизирующих её вращение сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением анизотропной горной породы будет стремиться вращаться вокруг оси скважины [50], сохраняя контакт со стенкой скважины своей боковой поверхностью под действием силы  $\Delta F$ . В этом случае целесообразно корпус 1 коронки над матрицей выполнить равных поперечных размеров

для исключения фрезерования стенки скважины боковым вооружением матрицы коронки, а точки соприкосновения корпуса 1 со стенкой скважины защитить от излишнего изнашивания износостойким материалом, например типа ВК или *PDC*. Таким образом, предложенная модель алмазной буровой коронки будет при бурении обеспечивать вид вращения, который исключает ориентированный перекос и искривление скважины.

Величина усилия  $\Delta F$  для определенной модели алмазной коронки будет зависеть от ширины промывочных каналов 6 таким образом, что по мере увеличения их ширины данное усилие будет увеличиваться. Будет расти и способность коронки к нейтрализации дестабилизирующих работу коронки в анизотропных породах сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением горной породы.

При работе коронки на забое, секторы 4 будут испытывать более высокие удельные нагрузки под влиянием осевого усилия (рис. 5.2). Именно поэтому секторы 4 предлагается изготавливать более твердыми, чем секторы 3 матрицы коронки. При этом твердость секторов 4 должна быть выше твердости секторов 3 в  $F_6/F_{\rm M}$  раза, где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 5, а  $F_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными каналами 6.

Реализация предлагаемой коронки в промышленности позволит повысить эффективность бурения геологоразведочных скважин в твердой анизотропной горной породе.

## 5.2. Совершенствование алмазной коронки с целью снижения износа ее боковой наружной поверхности

После разработки алмазной коронки (патент на полезную модель №148333), в соответствие с заявленной конструкцией, были изготовлены макеты коронок и проведены их стендовые испытания по буримости долерита. Испытания показали снижение диаметра керна при бурении опытной коронкой, что указывает на режим бокового фрезерования керна. Очевидно, что некоторое расширение получил и ствол скважины при бурении коронкой КИТ.

Построение эмпирической модели с учетом влияния факторов позволило отметить уровень влияния осевого усилия и частоты вращения коронки на диаметр керна, что подробно изложено в разделе 4.1:

$$d_{\rm K} = 61,025 - 0,025 P_{\rm oc} - 0,05 \omega$$

Учитывая результаты проведенных стендовых исследований, для предотвращения расширения ствола скважины и уменьшения диаметра керна, а так же повышенного износа наружной и внутренней поверхностей алмазосодержащих секторов требуется усовершенствовать конструкцию буровой коронки (патент на полезную модель №148333).

Для снижения интенсивности естественного искривления скважины известна конструкция алмазной коронки с опорными центрирующими элементами, расположенными на её корпусе в виде опорного пояса [18]. Наличие опорно-центрирующего пояса у данной коронки снижает угол перекоса коронки в скважине, но также не исключает искривления в процессе бурения.

За прототип была принята алмазная коронка (патент на полезную модель №148333), описание которой приводилось выше.

Недостатком прототипа является то, что при бурении вследствие неуравновешенных сил резания скалывания породы, коронка прижимается к стенке скважины и керну, вызывая их фрезерование. В результате происходит повышенный износ матрицы коронки и её корпуса, разработка ствола скважины, что подробно показана в разделе 4.1.

Разработанная алмазная коронка [69] содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и размеров и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы, а также опорно-центрирующий пояс на корпусе коронки в виде расположенных по периметру корпуса с интервалом элементов, оснащенных вставками с твердым материалом, защищающие элементы опорно-центрирующего пояса от изнашивания. Боковая поверхность секторов матрицы также защищена от изнашивания вставками пластин из твердого материала.

Поскольку при бурении данная коронка активно прижимается и фрезерует стенку скважины, то для избежания износа коронки и снижения фрезерующей способности, элементы опорно-центрирующего пояса на корпусе коронки и боковые наружные поверхности секторов матрицы в диапазоне центрального угла торца коронки включающего ближние к широким промывочным каналам алмазосодержащие секторы имеют повышенную концентрацию защищающих от износа пластин из сверхтвердого материала в соотношении  $F_6/F_m$ , а остальные элементы опорно-центрирующего пояса и боковые наружные поверхности матрицы в соотношении  $F_m/F_6$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с узкими промывочными каналами, а  $F_m$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с широкими промывочными каналами.

Подобное усиление боковой поверхности коронки защищает её от износа, но при этом общее количество пластин износостойкого материала остается неизменным в сравнении со случаем равномерного распределения по боковой поверхности мат-И опорнорицы центрирующих элементах пояса.



На рис. 5.3 показана

Рис. 5.3. Алмазная коронка для бурения защищенная патентом на полезную модель № 160827
алмазная коронка для бурения, защищенная патентом на полезную модель № 160827 [69].

На рис. 5.4 показана торцевая часть алмазной коронки для бурения.

Предлагаемая коронка состоит из корпуса 1 с резьбой 2, элементов опорно-центрирующего пояса 3, алмазосодержащих секторов матрицы 4, разделенной на секторы с промывочными каналами 5 и 6. Промывочные каналы 5 выполнены одного стандартного размера, являются более узкими, а промывочные каналы 6 выполнены более широкими, чем промывочные каналы 5. При этом каналы 6 расположены в матрице 4 коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, что достигается тем, что число секторов по обе стороны от промывочных каналов 5 различно. Размер каналов 6 и их взаимное расположение на торце коронки задают величину эксцентриситета торца матрицы коронки 4. Боковая поверхность матрицы 4 защищена от износа пластинами из износостойкого материала 7, а элементы 3 опорно-центрирующего комплекса пластинами 8.

При этом элементы 3 опорно-центрирующего пояса на корпусе 1 коронки и боковые наружные поверхности секторов матрицы 4 в диапазоне центрального угла  $\Delta$  (рис. 5.4) торца коронки, включающего ближние к широким промывочными каналами 6 элементы 3 опорно-центрирующего пояса и алмазосодержащие секторы 4, имеют повышенную концентрацию защищающих от износа пластин 7 и 8 из сверхтвердого материала в соотношении  $F_6/F_{\rm M}$ , а остальные элементы 3 опорно-центрирующего пояса и боковые наружные поверхности секторов матрицы 4 в соотношении  $F_6/F_6$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 5, а  $F_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с материа 4.

Предлагаемая коронка работает следующим образом.

При бурении, когда алмазная коронка воспринимает действие осевого усилия, алмазы секторов матрицы 4 внедряются в горную породу. Наличие широких промывочных каналов 6 на торце матрицы обеспечивает вращение



Рис. 5.4. Торцевая часть алмазной коронки для бурения защищенной патентом на полезную модель № 160827

с ориентированным перекосом коронки, при котором может происходить максимальное искривление ствола скважины [50].

При бурении предлагаемой коронкой в результате резания-скалывания породы возникает сила, как дисбаланс сил резания-скалывания.

Наличие дисбаланса сил резания-скалывания приводит к тому, что коронка при бурении будет стремиться прижиматься к стенке скважины бо-

ковой стороной корпуса 1 и матрицы 3 по направлению действия этой силы. В результате коронка даже под влиянием дестабилизирующих её вращение сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением анизотропной горной породы [50], будет стремиться вращаться вокруг оси скважины, сохраняя контакт со стенкой скважины своей боковой поверхностью под действием дисбаланса сил резания-скалывания.

Для защиты коронки от износа в точках прилегания коронки к стенке скважины, предлагается корпус коронки 1 оснастить опорно-центрирующими элементами 3, которые дополнительно защищены от изнашивания именно в точках прилегания коронки к стенке скважины, а именно в интервале размещения широких промывочных каналов 6 в диапазоне центрального угла Δ (рис. 5.4). Дополнительную защиту от изнашивания в виде пластин из сверхтвердого материала 7, в диапазоне угла Δ, также предлагается разместить на боковой поверхности матрицы 4 коронки. В результате повышенной защиты от изнашивания в предлагаемом соотношении  $F_6/F_M$ , а для остальных элементов 3 опорно-центрирующего пояса и боковых наружных поверхностей секторов матрицы 4 в соотношении  $F_M/F_6$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 5, а  $F_M$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными каналами 6, будет повышен ресурс коронки и эффективность её работы за счет снижения фрезерования стенки скважины и керна.

Стендовые исследования показали, что точка контакта коронки со стенкой скважины не выходит за пределы центрального угла  $\Delta$  (рис. 5.4). Таким образом, обеспечивая усиленную защиту коронки в диапазоне центрального угла  $\Delta$ , добиваемся повышения эффективности её работы.

## 5.3. Совершенствование конструкции коронки КИТ с учетом производственных данных

В ходе производственных испытаний коронок КИТ (раздел 4.5) было выявлено снижение ресурса породоразрушающего инструмента, которое невозможно объяснить только уменьшением рабочей поверхности торца коронки при неизменных параметрах режима бурения. В первую очередь это связано с нарушением гидравлического сопротивления протекания бурового раствора через промывочные каналы и скоростью его протекания. Причиной чего стало появление в матрице коронки больших промывочных каналов. Как показано в разделе 3.4, появление больших промывочных каналов приводит к резкому уменьшению количества промывочной жидкости, проходящей через малые промывочные каналы. В результате охлаждение внутренних граней алмазосодержащих секторов (прилегающих к малым промывочным каналам) резко уменьшается, что приводит к увеличению температуры до температуры t<sub>к</sub>, при которой происходит «спекание» частиц шлама с перегретой матрицей внутренних граней алмазосодержащих секторов. После это-

го площадь канала уменьшается и тем самым усиливает эффект недостаточного охлаждения прилегающих к малым промывочным каналам алмазосодержащих секторов матрицы, росту температуры и преждевременному их износу.

Вместе с тем, испытания коронки КИТ показали ее высокую эффективность, как средства для снижения естественного искривления скважин. Поэтому целью дальнейшего усовершенствования конструкции буровой коронки КИТ было исключение неравенства гидравлических сопротивлений в промывочных каналах коронки при сохранении эксцентриситета торца матрицы.

За прототип разработанной коронки была принята алмазная коронка [68], которая содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и размеров, и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы, а также различную насыщенность алмазами секторов матрицы. У коронки-прототипа на одной из половин торца матрицы коронки выполнены два широких промывочных канала, между которыми по разную от широких промывочных каналов сторону имеется неравное количество алмазосодержащих секторов. Узкие промывочные каналы разделяют секторы матрицы коронки по обе стороны от широких промывочных каналов.

Недостатком прототипа является низкий ресурс из-за того, что различные по размеру промывочные каналы при бурении создают различные по величине гидравлические сопротивления на выходе бурового раствора из коронки: минимальные гидравлические сопротивления возникают в широких промывочных каналах, а максимальные в узких промывочных каналах. В результате алмазосодержащие секторы, между которыми выполнены узкие промывочные каналы, охлаждаются при бурении недостаточно и поэтому более интенсивно изнашиваются, что снижает ресурс коронки.

Предлагаемая алмазная коронка [70] содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и раз-

меров и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы. При этом в широких промывочных каналах установлены перегородки, перекрывающие каналы, а в перегородках выполнены отверстия у каждого крайнего алмазосодержащего сектора по обе стороны широкого промывочного канала. Таким образом, всего выполнено четыре отверстия в перегородках, при этом площадь каждого отверстия равна площади узкого промывочного канала. Перегородки, перекрывающие широкие промывочные каналы, выполнены тонкими и легко изнашиваемыми.

Наличие перегородок в широких промывочных каналах с двумя отверстиями в каждой из них обеспечивают равенство гидравлических сопротивлений при протекании бурового раствора через коронку при бурении, поскольку при прочих равных условиях величина гидравлических сопротивлений определяется площадью отверстий и каналов, через которые

прокачивается жидкость. Поскольку площади каналов и отверстий равны, то и гидравлические сопротивления при прокачивании бурового pacтвора через коронку будут тоже равны. В результате буровой раствор будет в равных долях циркулировать через каналы и отверстия в матрице коронки и равномерно охлаждать её алмазосодержащие секторы.

На рис. 5.5 показана запатентованная в качестве полезной модели алмазная коронка для бурения [70].



Рис. 5.5. Алмазная коронка для бурения защищенная патентом на полезную модель № 161061

На рис. 5.6 показана торцевая часть запатентованной алмазной коронки для бурения.

Предлагаемая коронка состоит из корпуса 1 с резьбой 2, элементов опорно-центрирующего пояса 3, алмазосодержащих секторов матрицы 4, разделенной на секторы с промывочными каналами 5 и 6. Промывочные каналы 5 выполнены одного стандартного размера, являются более узкими (ширина A), а промывочные каналы 6 выполнены более широкими (ширина B), чем промывочные каналы 5. При этом каналы 6 расположены в матрице 4 коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, что достигается за счет того, что число секторов по обе стороны от промывочных каналов 5 различно. Размер каналов 6 и их взаимное расположение на торце коронки задают величину эксцентриситета торца матрицы коронки 4.

Широкие промывочные каналы 6 перекрыты перегородками 7. Перегородки 7 выполнены из металла и едины с корпусом 1 коронки, но при этом их толщина очень мала, что обеспечивает перекрытие каналов 6, но определяет высокую изнашиваемость этих перегородок по высоте в процессе бурения. В перегородках 7 выполнены отверстия 8 для прохода бурового раствора. Возможен вариант изготовления перегородок 7 из мягкого металла типа дюралюминий для более быстрого изнашивания по высоте по мере истирания матрицы коронки.

Буровой раствор, который проходит через промывочные каналы 5 и отверстия 8 в перегородке 7, обеспечивает равномерное охлаждение алмазосодержащих секторов 4 матрицы 4 коронки. В результате достигается как снижение интенсивности естественного искривления скважины при бурении скважины в анизотропной горной породе, так и высокий ресурс буровой коронки.

Опытная коронка в соответствии с заявкой на полезную модель прошла промышленные испытания, которые показали, что без перегородки в широких промывочных каналах достигается снижение искривления, но при этом ресурс коронки заметно ниже стандартной коронки, что стало следствием недостаточного охлаждения алмазосодержащих секторов коронки.

Так же, в качестве вариантов конструкции алмазной коронки КИТ с эксцентриситетом торца матрицы при сохранении гидравлического равенства сопротивления протеканию промывочного раствора без внесения в кон-



Рис. 5.6. Торцевая часть алмазной коронки для бурения защищенной патентом на полезную модель № 161061

струкцию третьих материалов, что усложняет технологию изготовления ко-



Рис. 5.7. Торцевая часть коронки КИТ: 1 – большие алмазосодержащие секторы с углом обхвата β; 2 – малые алмазосодержащие секторы с углом обхвата α; 3 – промывочные каналы ронок КИТ, могут быть рекомендованы следующие конструкции их торца (рис. 5.7).

В данном случае конструкция матрицы коронки состоит из малых и больших алмазосодержащих секторов с углом обхвата  $\alpha$  и  $\beta$  при одинаковых размерах промывочных каналов 3. Эксцентриситет торца матрицы алмазной коронки в данном случае достигается тем, что число промывочных каналов на половине торца коронки с малыми алмазосодержащими секторами меньше, чем число промывочных каналов на стороне матрицы коронки с большими алмазосодержащими секторами. При этом площадь алмазосодержащих секторов на половине торца матрицы с большими секторами будет больше, а на половине торца матрицы с малыми алмазосодержащими секторами меньше на величину равную площади промывочного канала умноженного на разность количества промывочных каналов между половинами торцов алмазной коронки с малыми и большими алмазосодержащими секторами.



Рис. 5.8. Торцевая часть коронки КИТ: 1 – алмазосодержащие секторы различной величины; 2 – промывочные каналы равной площади

На рис. 5.8 показан еще один вариант коронки КИТ с неравным углом обхвата β алмазосодержащих секторов, и равными промывочными каналами 2. В данном случае эксцентриситет торца матрицы достигается за счет постепенного уменьшения угла обхвата алмазосодержащих секторов матрицы от  $\beta$  до  $\beta_5$ . На половине матрицы с алмазосодержащими секторами с углом обхвата β площадь режущей поверхности будет больше чем на половине торца матрицы с углам обхвата  $\beta_5$ 

за счет большего количества равных промывочных каналов 2. Матрицу половины торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов следует изготавливать с более высокой твердостью чем твердость матрицы секторов на половине с большей площадью алмазосодержащих секторов. При чем твердость матрицы этих секторов определяется соотношением  $F_6/F_{\rm M}$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с большей площадью алмазосодержащих секторов, а  $F_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов. То есть, если коронка имеет твердость секторов матрицы 10 HRc, то меньшее число секторов между широкими промывочными каналами будут иметь твердость равную  $10 \times F_6/F_{\rm M}$ .

Так же вариантом коронок КИТ может служить конструкция, представленная на рис. 5.9. Эксцентриситет торца матрицы в данном случае достигается за счет наличия малых алмазосодержащих секторов 3 в матрице коронки, обеспечивающих неравенство сил резания-скалывания в половине торца матрицы с малыми алмазосодержащими секторами и половине торца со стандартными алмазосодержащими секторами 4.

Равенство гидравлических сопротивлений истеканию бурового раствора, в данном случае, обеспечивается равенством площадей промывочных каналов, т.к. малые алмазосодержащие секторы 3 теряют в ширине матрицы не более 40 % от общей ширины матрицы, что обеспечивает наличие промывочного канала стандартной площади 5.

Кроме того, при в данной коронке КИТ не требуется наличия дополнительных материалов, а форму торца можно использовать стандартную, при этом используя специальные вставки, для изготовления малых алмазосодержащих секторов 3 матрицы.

Для защиты коронки от изнашивания в точках прилегания коронки к стенке скважины, предлагается корпус 1 коронки КИТ оснастить опорно-центрирующими пояском 2, который дополнительно защищен от износа именно в



## Рис. 5.9. Конструкция коронки КИТ:

 корпус; 2 – опорно- центрирующий поясок; 3 – малые алмазосодержащие сектора; 4 – стандартные алмазосодержащие сектора; 5 – промывочные каналы точках прилегания коронки к стенке скважины, а именно, в интервале размещения малых алмазосодержащих секторов 3 (рис. 5.9).

Твердость матрицы алмазосодержащих секторов, а также насыщенность износостойким материалом опорно-центрирующего пояска и бокового вооружения матрицы коронки, будет определяться аналогично методикам, представленным раннее.

Реализация данных конструкций, как показывают теоретические исследования и практические испытания, позволит значительно снизить интенсивность естественного искривления скважин при бурении анизотропных горных пород без значительного снижения ресурса породоразрушающего инструмента.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5

1. Разработана конструкция коронки КИТ предотвращающая перекос ее торца на забое в процессе бурения.

2. Разработаны конструкции коронок КИТ, учитывающие важность сохранения равенства гидравлических сопротивлений истекания бурового раствора через промывочные каналы для сохранения ресурса коронки.

3. Разработаны конструкции коронок КИТ, оснащенные центрирующим пояском для реализации бокового фрезерования керна и стенки скважины.

4. Матрицу половины торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов следует изготавливать с более высокой твердостью, чем твердость матрицы секторов на половине с большей площадью алмазосодержащих секторов. Причем твердость матрицы этих секторов определяется соотношением  $F_6/F_m$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с большей площадью алмазосодержащих секторов, а  $F_m$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов. 5. Пятно контакта коронки со стенкой скважины мигрирует на величину, не превышающую величину центрального угла  $\Delta$  (рис. 5.4), таким образом, обеспечивая повышенную защиту коронки в диапазоне центрального угла  $\Delta$ , мы добиваемся повышения эффективности её работы, повышения ее ресурса.

## Глава 6. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТОК ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИН

# 6.1. Экономический эффект от применения труб КСМ в составе буровой компоновки

Расчет выполнен на основе данных, полученных на предприятии ООО «Прикладная геология», а также акта производственных испытаний от 15.09.2015 г. промышленных образцов труб КСМ, произведенных на предприятии ООО «Прикладная геология» на золоторудном месторождении «Попутнинское».

Для оценки экономической эффективности методов, технологий и технических средств направленного бурения необходимо определить себестоимость метра скважины пробуренной с их использованием.

В соответствии с работами [59] известно, что себестоимость равна

$$C_{o\delta} = \frac{C_{cm}}{T_c} \left( \frac{1}{U_b} + \frac{T_{cno}}{L_P} \right), \tag{6.1}$$

где С<sub>ст</sub> – стоимость одной станко-смены работы бурового агрегата без затрат на имеющиеся материалы и компоновки, руб.;

T<sub>c</sub> – продолжительность смены, ч;

 $U_{\rm b}$  – механическая скорость бурения, м/ч;

Т<sub>спо</sub> – время СПО и других операций, кратных одному рейсу, ч;

*L*<sub>*P*</sub> – углубка за рейс, м.

Стоимость метра скважины без учета затрат на направленное бурение, истирающие материалы и компоновки определяется [59] по зависимости

(6.1), в соответствии с данными ООО «Прикладная геология» составляет (табл. 6.1).

### Таблица 6.1

## Технико-экономические показатели участка работ в зависимости от категории

### скважин

Категория скважины	3 категория (глубина от 300 до 400 м.)	4 категория (глубина от 400 до 500 м.)
Стоимость погонного метра, руб/м.п.	5003	6005
Объем бурения, м.	18741	17380
Радиус круга допуска, м.	25	25
Скважины, не выполнившие гео- логического задания, %	33	40
Итого объем повторного буре- ния, м.	6184	6952
Объем бурения с учетом повтор- ного бурения скважин, м.	24925	24332

Разница объема перебуриваемых скважин различной категории объясняется их проектной глубиной при одинаковом круге допуска, т.е. при одинаковых значениях интенсивности искривления, конечные величины отклонения были выше у скважин четвертой категории.

Учитывая, что затраты на повторное бурение скважин, пропорционально их объему, входят в стоимость бурения одного погонного метра, мы можем, используя данные производственных испытаний определить экономический эффект от внедрения труб КСМ и коронок КИТ.

По данным ООО «Прикладная геология» скважины не выполнившие геологического задания делятся на две группы.

- 1. Не выполнившие геологического задания из-за смещения забоя за контур круга допуска по азимутальному углу 42%;
- Не выполнившие геологического задания из-за смещения забоя за контур круга допуска по зенитному углу – 58%.

Таким образом, экстраполируя применение труб КСМ, снижающих интенсивность естественного искривления по зенитному углу в 2,9 раза на весь объем бурения, смещения забоя за контур круга допуска происходить не будет. В этом случае объем повторно пробуренных скважин составит по третьей и четвертой категориям скважин 2597 п.м. и 2920 п.м., соответственно. Объем буровых работ с учетом повторного бурения скважин составит в этом случае 21338 и 20300 м.п. соответственно.

Экономический эффект от внедрения труб КСМ для объема скважин третьей и четвертой категории рассчитывается по формуле [54]:

$$\Theta_3 = (C_6 - (C_{B3} + \Delta K)) \times Q, \qquad (6.2)$$

$$\Theta_4 = (C_6 - (C_{B4} + \Delta K)) \times Q, \qquad (6.3)$$

где С<sub>б</sub> – себестоимость 1 метра бурения до внедрения;

ΔК – дополнительные капитальные вложения при внедрении компоновок (руб/м);

Q – объем бурения, м;

С<sub>в3</sub> – себестоимость 1 метра бурения после внедрения компоновок КСМ на скважинах третьей категории;

С<sub>в4</sub> – себестоимость 1 метра бурения после внедрения компоновок КСМ на скважинах четвертой категории;

Себестоимость бурения определяется по формуле

$$C_{\rm B} = \frac{C_6 \times Q}{Q_{\rm n}},\tag{6.4}$$

где  $Q_{\rm n}$  – объем бурения с учетом повторного бурения скважин в случае отсутствия невыполнения геологического задания по зенитному углу последних

C<sub>в3</sub> = 
$$\frac{5003 \times 18741}{21338}$$
 = 4394 руб/м

$$C_{\rm B4} = \frac{6005 \times 17380}{20300} = 5141 \rm py 6/m$$

Экономический эффект от внедрения труб КСМ на одном погонном метре равен

$$\Im_{B} = C_{6} - C_{B},$$
  
 $\Im_{B3} = 5003 - 4394 = 608 \frac{\text{руб}}{\text{M}},$ 
  
 $\Im_{B4} = 6005 - 5141 = 863 \frac{\text{руб}}{\text{M}}.$ 
  
огда  $\Im_{3} = (5003 - (4394 + 0.6) \times 18741 = 11402024 \text{ ру}.$ 

Тогда  $\Im_3 = (5003 - (4394 + 0.6) \times 18741 = 11402024$  руб.  $\Im_4 = (6005 - (5141 + 0.6) \times 17380 = 15005892$  руб.

$$\Theta_{\text{общ}} = \Theta_3 + \Theta_4 = 26407916$$
 руб.,

## 6.2. Экономический эффект от применения буровых алмазных коронок КИТ

Расчет выполнен по данным, полученным на предприятии ООО «Прикладная геология», а также акта производственных испытаний от 15.09.2015 г. макетов коронок КИТ типоразмера HQ, произведенных на предприятии ООО «Прикладная геология».

Для оценки экономической эффективности методов, технологий и технических средств направленного бурения необходимо определить себестоимость метра скважины, пробуренной с их использованием по формуле 6.1.

Результаты производственных испытаний макетов коронок КИТ показали: достигается снижение интенсивности прироста зенитного угла в 3,2 раза. Это указывает на то, что скважины данного участка работ будут соответствовать требованиям геологического задания. Учитывая, что дополнительных средств по борьбе с искривлением ранее не использовали, мы можем, используя данные табл. 6.1 и зная соотношение скважин, не выполнивших геологического задания, рассчитать экономическую эффективность от внедрения коронок КИТ.

Экономический эффект от внедрения алмазных коронок КИТ для объема скважин третьей и четвертой категории [54] рассчитывается по формулам 6.2, 6.3.

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\vartheta}_3 &= (\boldsymbol{C}_6 - (\boldsymbol{C}_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}3} + \Delta \boldsymbol{\mathrm{K}})) \times \boldsymbol{Q}, \\ \boldsymbol{\vartheta}_4 &= (\boldsymbol{C}_6 - (\boldsymbol{C}_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}4} + \Delta \boldsymbol{\mathrm{K}})) \times \boldsymbol{Q}, \end{aligned}$$

где  $\Delta K$  дополнительные капитальные вложения при внедрении коронок КИТ.

В данном случае стоимость коронки КИТ равна стоимости стандартной коронки, поэтому дополнительные капитальные вложения не требуются.

$$C_{\rm B} = \frac{C_6 \times Q}{Q_{\rm II}}.$$

$$C_{\rm B3} = \frac{5003 \times 18741}{21338} = 4394 \frac{\rm py6}{\rm M},$$

$$C_{\rm B4} = \frac{6005 \times 17380}{20300} = \frac{5141\rm py6}{\rm M}.$$

$$\partial_{\rm B} = C_6 - C_{\rm B},$$

$$\partial_{\rm B3} = 5003 - 4394 = 609 \frac{\rm py6}{\rm M},$$

$$\partial_{\rm B4} = 6005 - 5141 = 864 \frac{\rm py6}{\rm M}.$$

$$\partial_{\rm B4} = (5003 - 4394 \times 18741 = 11413269\rm \,py6.$$

 $\Im_4 = (6005 - 5141 \times 17380 = 15016320$  руб.

$$\Im_{\text{общ}} = \Im_3 + \Im_4 = 26429589$$
 руб.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 6

1. Проведенный расчет экономического эффекта от внедрения труб КСМ и алмазных коронок КИТ показал, что по сравнению со стоимостью погонного метра до внедрения труб КСМ и коронок КИТ, стоимость погонного метра после их внедрения снизилась на 608 и 609 рублей соответственно, на скважинах третьей категории, и на 863 и 864 рублей на скважинах четвертой категории.

2. Промышленное применение труб КСМ и коронок КИТ экономически целесообразно в случае наличия высокой интенсивности естественного искривления скважин.

## выводы и рекомендации

Выполненные исследования являются законченной научноквалификационной работой, в которой решена актуальная научная и практическая задача по исследованию и совершенствованию компоновки бурильной колонны для повышения эффективности бурения геологоразведочных скважин.

Основные выводы, рекомендации, научные и практические результаты диссертационного исследования заключаются в следующем.

1. Компоновки КСМ, установленные в соответствие с разработанной методикой оптимального размещения КСМ в составе сжатого участка бурильной колонны в зависимости от ее параметров и режимов бурения, являются надежным средством повышения эффективности работы колонны путем придания ее деформированной части режима движения Ф<sub>1</sub>.

 Разработаны конструктивные параметры компоновок КСМ для высокочастотного бурения комплексами ССК для реализации движения колонны по типу Φ<sub>1</sub> при различных режимных параметрах бурения.

 Спроектированы технические средства для повышения эксцентриситета отдельной КСМ с целью ее эффективного применения, как средства, упорядочивающего вращение колонны при низкочастотном бурении и высоком значении радиального зазора.

 Получено энергетическое уравнение для определения длины участка колонны, вовлекаемого компоновкой КСМ в режим движения Φ<sub>1</sub>. Что позволяет определить количество и места установки труб КСМ в зависимости от конструктивных параметров компоновки и режимов бурения.

5. Во избежание преждевременного износа и снижения фрезерующей способности коронку КИТ следует оснащать элементами опорноцентрирующего пояса на корпусе коронки, а так же усиливать боковые наружные поверхности секторов матрицы. Алмазосодержащие секторы должны иметь повышенную концентрацию защищающих от износа пластин из сверх-

твердого материала в соотношении  $F_6/F_{\rm M}$ , а остальные элементы опорноцентрирующего пояса и боковые наружные поверхности матрицы в соотношении  $F_{\rm M}/F_6$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с узкими промывочными каналами, а  $F_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с широкими промывочными каналами.

6. При проектировании и изготовлении коронок КИТ необходимо учитывать важность сохранения равенства гидравлических сопротивлений истечению промывочного раствора через промывочные каналы для сохранения ее ресурса, а также оснащать коронку КИТ центрирующим пояском для реализации бокового фрезерования керна и стенки скважины.

7. Матрицу половины торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов следует изготавливать с более высокой твердостью, чем твердость матрицы секторов на половине с большей площадью алмазосодержащих секторов. Причем твердость матрицы этих секторов определяется соотношением  $F_6/F_m$ , где  $F_6$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с большей площадью алмазосодержащих секторов, а  $F_m$  – площадь алмазосодержащих секторов на половине торца коронки с меньшей площадью алмазосодержащих секторов.

8. Установлена зависимость изменения точки прилегания коронки к стенке скважины при варьировании параметрами режима бурения, что позволяет провести более точное усиление бокового вооружения коронки для изменения её фрезерующей способности, повышения эффективности её работы и повышения ее ресурса.

9. Разработаны конструкции коронок КИТ, учитывающие основные недостатки предыдущих образцов, выявленные в ходе теоретических исследований, стендовых и производственных испытаний.

10. Практическая значимость научных разработок и технических решений, приведенных в диссертации, подтверждена их внедрением на предприятии, специализирующемся на поиске и разведке месторождений полезных ископаемых ООО «Прикладная геология», и в учебный процесс Сибирского федерального университета.

Данная работа, как и всякая из числа подобных исследований, не лишена недостатков и упущений и, безусловно, не претендует на исчерпывающее освещение вопросов, связанных с совершенствованием компоновки бурильной колонны для повышения эффективности бурения геологоразведочных скважин. В целях дальнейшего повышения эффективности бурения при использовании в составе компоновки труб КСМ и коронок КИТ и их дальнейшего совершенствования и внедрения в практику буровых работ, необходимо продолжить исследовательские и опытно-конструкторские работы в следующих направлениях:

1) продолжить исследования влияния применения компоновок КСМ на основные показатели бурения, такие как интенсивность естественного искривления, выход керна и его «кусковатость», затраты мощности на вращение, скорость проходки, вибрации, ресурса элементов компоновки, количество аварий, качество стволов скважин и др.;

 детально изучить вопрос совместного применения в составе буровых компоновок труб КСМ и коронок КИТ в части их взаимного ориентирования и влияния в процессе бурения друг на друга;

 произвести испытания коронок КИТ с целью подтверждения возможности сохранения их ресурса, при соблюдении равенства гидравлических сопротивлений истеканию бурового раствора через промывочные каналы;

4) разработать математическую модель процесса распределения давлений промывочной жидкости в торце коронки КИТ при различной площади промывочных каналов с учетом динамики бурения для анализа их влияния на ее работоспособность;

5) исследовать и определить максимальный ресурс труб КСМ для снарядов ССК, разработать мероприятия по повышению их износостойкости;

6) определить оптимальное число устанавливаемых труб КСМ в сжатой части бурильной колонны с точки зрения экономической целесообразности;

7) произвести испытания труб КСМ в составе бурильной колонны, включая колонковую трубу с эксцентриситетом центра масс, учитывая опрокидывающий момент со стороны забоя скважины.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

 Адлер, Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – М. : Недра, 1976. – 279 с.

 Александров, В. В. Определение оси сопротивления при бурении скважин / В. В. Александров. – М. : Недра, 1965. – 176 с.

3. Алексеев, В. Н. Диагностика качения бурового снаряда при вращательном бурении / В. Н. Алексеев // в сб. Автоматизация управления технологическим процессом бурения скважин. – Л. : ОНТИ ВИТР. – 1981. – С. 53–61.

4. Алексеев, В. Н. Исследования устойчивости движения бурильной колонны на стенде / В. Н. Алексеев // в сб. Методика и техника разведки.
Л. : ОНТИ ВИТР. – 1979. – № 131. – С. 43–46.

5. Алексеев, В. Н. Передача осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент с учетом трения бурильной колонны о стенки скважины / В.
Н. Алексеев // в сб. Методика и техника разведки. – Л. : ОНТИ ВИТР. – 1981.
– № 138. – С. 24–33.

 Алексеев, В. Н. О вращении упругого вала в цилиндре с вязкой жидкостью / В. Н. Алексеев, А. В. Соловьев, В. Ф. Игнатьев // в сб. Методика и техника разведки. – Л. : ОНТИ ВИТР. – 1981. – №138. – С. 19–24.

Алешин, Б. В. Буровой инструмент / Б. В. Алешин, А. М. Никаноров, А. А. Черных и др. – Авторское свидетельство СССР № 1752915.
 Опубликовано 07.08.92 г.

8. Барабошкин, В. Н. Борьба с искривлением при бурении ССК-59 /
В. Н. Барабошкин, А. П. Кичигин, Ф. В. Крониковский // Разведка и охрана недр. М. : Недра. – 1988. – № 4. – С. 29–36.

Блинов, Г. А. Алмазосберегающая технология бурения / Г. А.
 Блинов, В. И. Васильев, М. Г. Глазов и др. – Л. : Недра, 1989. – 184 с.

Бобылев, Ф. А. К вопросу изучения работы неуравновешенной компоновки бурового снаряда на математической модели / Ф. А. Бобылев – В кн.: Технический прогресс в разведочном бурении. – Алма-Аты: КазИМС. – 1980. – С. 19–26.

Бобылев, Ф. А. Изгибные колебания бурильной колонны / Ф. А.
 Бобылев, И. Н. Страбыкин // «Изв. Вузов. Геология и разведка». – М. – 1970.
 – №8. – С. 111–113.

 Бобылев, Ф. А. Характер движения бурильной колонны при вращении / Ф. А. Бобылев, И. Н. Страбыкин // Разведка и охрана недр. М. : Недра. – 1971. – №7. – С. 24–28.

13. Бобылев, Ф. А. Изучение движения бурильной колонны при передаче крутящего момента на механической модели / Ф. А. Бобылев, И. Н. Страбыкин, И. Д. Серебренников // В кн.: Техника и технология разведочного бурения. – Алма-Ата: КазИМС. – 1976. – № 3. – С. 78–88.

14. Боголюбский, К. Л. Процесс естественного искривления скважин вращательного бурения в анизотропной среде / К. Л. Боголюбский, В. П. Зиненко, А. Н. Кирсанов // «Изв. Вузов. Геология и разведка», М. : 1974. – № 3. – С. 110–116.

15. Боярко, Ю. Л. Борьба с искривлением скважин / Ю. Л. Боярко. – Томск.: изд. ТПУ, 1969. – 110 с.

16. Буглов, Н. А. Основные принципы оптимизации параметров компоновок нижней части бурильной колонны при алмазном бурении геологоразведочных скважин в анизотропных породах. Обзор. Серия «техника, технология и организация геологоразведочных работ / Н. А. Буглов, А. В. Карпиков, Г. П. Новиков, Г. А. Воробьев, Б. А. Новожилов, А. Е. Козловский. – М.: ОНТИ ВИЭМС, 1990. – 324 с.

17. Будюков, Ю. Е. Создание и производство специального алмазного бурового инструмента / Ю. Е. Будюков. – М.: Геоинформмарк, 1993. – 38 с. 18. Будюков, Ю. Е. Алмазный инструмент для бурения направленных и многоствольных скважин / Ю. Е. Будюков, В. И. Власюк, В. И. Спирин. – Тула: «Гриф и К», 2007. – 176 с.

Будюков, Ю. Е. Алмазный породоразрушающий инструмент / Ю.
 Е. Будюков, В. И. Власюк, В. И. Спирин. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2005. – 288 с.

Бухаров, А. А. Опыт применения КНБК в условиях Северной Карелии. Научно-технический сборник ВИЭМС / А. А. Бухаров, В. Г. Протасов, С. Н. Виноградов. – М. : МГП «Геоинформмарк», 1991. – № 8.

21. Веремейкин, Б. Я. Исследования движения бурильной колонны с помощью регистратора ГРПЗ. – В кн.: Технология бурения геологоразведочных скважин с использованием прогрессивных методов / Б. Я. Веремейкин. – М.: В ПО «Союзгеотехника», 1983. – С. 76–82.

22. Владиславлев, В. С. Теория работы породоразрушающих инструментов / В. С. Владиславлев. – М. : МГРИ, 1982. – 77 с.

 Воздвиженский, Б. И. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б. И. Воздвиженский, Г. А. Воробьев, Л. К. Горшков и др. – М. : Недра, 1990. – 208 с.

24. Воздвиженский, Б. И. Влияние работы бурильной колонны на показатели процесса бурения / Б. И. Воздвиженский, Г. А. Воробьев, Б. А. Новожилов и др. М. : Обзор ВИЭМС, 1982. – 48 с.

25. Воздвиженский, Б. И. Техника и технология бурения глубоких разведочных скважин на твердые полезные ископаемые / Б. И. Воздвиженский, Г. А. Воробьев, Б. А. Новожилов и др. – М. : Обзор ВИЭМС, 1983. – 48 с.

26. Воробьёв, Г. А. Оптимизация работы сжатой части бурильной колонны: дис. ... канд. техн. наук: 04.00.19 / Воробьёв Григорий Артурович. – М., 1984. – 302 с.

27. Воробьёв, Г. А. Исследование поведения бурильной колонны с помощью скоростной киносъемки / Г. А. Воробьёв, А. С. Лебедев, Б. А. Новожилов // «Изв. Вузов. Геология и резведка». – М. – 1983. – С. 107–117.

28. Вытоптов, Ф. Д. Результаты работ компоновок со смещенной массой в производственных условиях. – В кн.: Совершенствование техники и технологии геологоразведочных работ / Ф. Д. Вытоптов, Х. З. Жаркинбаев // Алма-Ата: КазИМС. – 1982. – С. 59–63.

29. Гланц, А. А. Справочник механика геологоразведочных работ /
 А. А. Гланц, В. В. Алексеев – М. : Недра, 1987. – 444 с.

Сригулецкий, В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302 с.

31. Жаркинбаев, Х. З. Способы и устройства, снижающие интенсивность естественного искривления скважин. – В кн.: Техника и технология разведочных работ в Казахстане // Х. З. Жаркинбаев, Ф. Д. Вытоптов. – Алма-Ата: КазИМС, 1984. – С. 59–66.

32. Зиненко, В. П. Направленное бурение: учеб. пособие для вузов /
В. П. Зиненко. – М.: Недра, 1990. – 152 с.

 Калинин, А. Г. Искривление скважин / А. Г. Калинин. – М. : Недра, 1974. – 294 с.

Калинин, А. Г. Искривление буровых скважин. Калинин / А. Г.
 Калинин. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 308 с.

35. Карпиков, А. В. Научно-методические основы управления интенсивностью естественного искривления скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.14 / Карпиков Александр Владимирович. – Санкт-Петербург, СПГИ, 2002. – 169 с.

36. Колесников, А. Е. Механизм искривления скважин. А. Е. Колесников. – Орджоникидзе: Деп. в ЦНИИЭИцветмет, 1983. – 48 с.

37. Копылов, В. Е. Бурение скважин вне земли / В. Е. Копылов. – М:
 Недра, 1977. – 160 с.

38. Корнилов, Н. И. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: Справочник / Н. И. Корнилов, Н. Н. Бухарев, А. Т. Киселев и др. М. : Недра, 1990. – 395 с.

 Костин, Ю. С. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин / Ю. С. Костин, Ю. Г. Соловов,
 В. В. Нескоромных. – Чита: изд. ООО «Издательский дом «Ресурсы Забайкалья», 2004. – 352 с.

40. Костин, Ю. С. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин / Ю. С.Костин, Ю. Г. Соловов, В. В. Нескоромных, Р. Б. Закиев, Ю. Ф. Блохин. – Чита: ООО «Издательский дом Ресурсы Забайкалья», 2004. – 352 с.

41. Кривошеев, В. В. Искривление скважин в анизотропных породах/ В. В. Кривошеев. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 240 с.

42. Кривошеев, В. В. Новый породоразрушающий инструмент для направленного бурения скважин. Научно-техн. сборник ВИЭМС, МГП «Гео-информмарк» / В. В. Кривошеев. – М. : 1991. № 8. – С. 57.

43. Куцоконь, С. Н. Влияние геометрии матриц алмазных коронок на естественное искривление при бурении направленных скважин ССК-59 / С. Н. Куцоконь. – «Изв. вузов. Геология и разведка», 1990. – 115 с.

44. Леонов, Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении / Е. Г. Леонов, В. И.
Исаев. – М. : Недра, 1987. – 304 с.

45. Лиманов, Е. Л. Направленное бурение скважин / Е. Л. Лиманов,И. Н. Страбыкин, М. И. Елизаров. – М. : Недра, 1978. – 223 с.

46. Лиманов, Е. Л. Направленное бурение разведочных скважин / Е.Л. Лиманов, И. Н. Страбыкин, М. И. Елизаров. – М.: Недра, 1978. – 222 с.

47. Лиманов, Е. Л. Бурение скважин ССК-59 с применением жестких компоновок типа ЖК-5 / Е. Л. Лиманов, А. И. Уржумов // Разведка и охрана недр. М. : Недра. – 1980. – № 5. – С. 25–29.

48. Морозов, Ю. Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра / Ю. Т. Морозов. – М.: Недра, 1976. – 211 с. 49. Музапаров, М. К. Новое в технологии управления трассой скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками. – В кн.: Техника и технология разведочных работ в Казахстане / М. К. Музапаров, Д. И. Дюзбаев // Алма-ата: КазИМС, 1984. – С. 117–123.

50. Нескоромных, В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Иркутск.: изд-во ИрГТУ, 2007. – 324 с.

51. Нескоромных, В. В. Направленное бурение и основы кернометрии / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.

52. Нескоромных, В. В. Направленное бурение: учеб. пособие для горно-геол. специальностей вузов / В. В. Нескоромных. – Иркутск.: изд. Ир-ГТУ. – 107 с.

53. Нескоромных, В. В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. – учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 196 с.

54. Нескоромных, В. В. Разработка оптимальных параметров компоновок для направленного бурения геологоразведочных скважин шарошечными долотами: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.14 / Нескоромных Вячеслав Васильевич. – М., 1987. – 194 с.

55. Нескоромных В. В. Разрушение горных пород при бурении скважин / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2014. – 328 с.

56. Нескоромных, В. В. Анализ работы несбалансированной компоновки бурового снаряда / В. В. Нескоромных, И. Н. Страбыкин // «Изв. Вузов. Геология и разведка». – 1986. – № 10. – С. 79–84.

57. Нескоромных, В. В. Теоретические и экспериментальные исследования основ механики разрушения горных пород в процессе формирования стволов скважин заданного направления и кривизны: дис. ... доктора техн. наук: 05.15.14 / Нескоромных Вячеслав Васильевич. – Томск, Томский политехнический университет, 1998. – 264 с.

58. Нескоромных, В. В. Технические средства и методы снижения интенсивности искривления геологоразведочных скважин / В. В. Нескоромных, – М., Недра, 1989. – 68 с.

59. Нескоромных, В. В. Теоретические основы механики разрушения и проектирования техники и технологии направленного бурения анизотропных пород / В. В. Нескоромных, Ю. С. Костин. – Иркутск: Изд-во. ИрГТУ, 2000. – 220 с.

60. Нескоромных, В. В. Анализ технического и технологического оснащения буровых работ для реализации опорного колонкового бурения с целью поиска углеводородного сырья / В. В. Нескоромных, А. Л. Неверов, П. Г. Петенёв, Д. Д. Каратаев // Научно-технический журнал «Инженер нефтяник». – Москва: Изд. ООО «Ай Ди Эс Дриллинг». – 2015. – № 1. – С. 15–21.

61. Нескоромных, В. В. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах / В. В. Нескоромных, П. Г. Петенёв, А. Л. Неверов, П. С. Пушмин, Г. Р. Романов // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд. ТПУ. – 2015. – №4. – С. 30–40.

62. Нескоромных, В. В. Методологические и правовые основы инженерного творчества, – учеб. пособие / В. В. Нескоромных, В. П. Рожков. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2011. – 304 с.

63. Нескоромных, В. В. Оптимизация в геологоразведочном производстве / В. В. Нескоромных, В. Г. Храменков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 256 с.

64. Николаев, А. О. Буровые промывочные жидкости. Буровые растворы на водной основе: учебно-методическое пособие / А. О. Николаев, А. Л. Неверов, А. В. Минеев, А. В. Гусев. – Красноярск.: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 156 с.

65. Овчаренко, В. М. Основы автоматизации и контрольно измерительные приборы на буровых и горно-разведочных работах. 2-е изд., перераб. и доп / В. М. Овчаренко, И. А. Брацлавский. – М. : Недра, 1982. – 230 с. 66. Пат. РФ. № 1231201. Е 21 В 10/02. Алмазная коронка. В. В. Нескоромных, И. Н. Страбыкин, Е. Н. Литвиненко – Заяв. 20.06.1984. Опубл. 15.05.1986.

67. Пат. РФ. № 129141, Е 21 В 17/00. Бурильная труба / В. В. Нескоромных, П. Г. Петенёв – № 2013103129/03; Заявлено 23.01.2013. Опубл. 20.06.2013.

68. Пат. РФ. № 148333, Е 21 В 10/48. Алмазная коронка для бурения /
В. И. Спирин, Ю. Е. Будюков, В. В. Нескоромных, П. Г. Петенёв и др. – № 2014132259/03; Заявлено 05.08.2014. Опубл. 10.12.2014.

69. Пат. РФ. № 160827, Е 21 В 10/48. Алмазная коронка для бурения /
В. В. Нескоромных, П. Г. Петенёв, А. Л. Неверов – № 2015148430/03; Заявлено 10.11.2015. Опубл. 10.04.2016.

70. Пат. РФ. № 161061, Е 21 В 10/48. Алмазная коронка для бурения /
В. В. Нескоромных, П. Г. Петенёв, А. Л. Неверов – № 2015151633/03; Заявлено 01.12.2015. Опубл. 10.04.2016.

71. Пат. РФ. № 1620590. Е 21 В 10/48. Алмазная буровая коронка. В.
В. Кривошеев – Заяв. 17.10.1988. Опубл. 15.01.1991.

72. Пат. РФ. № 1657594. Е 21 В 10/48. Алмазная буровая коронка. В.
В. Кривошеев, И. А. Нейштетер, В. А. Дельва, С. С. Сулакшин, А. А. Петухов
Заяв. 19.12.1988. Опубл. 23.06.1991.

73. Пат. РФ. № 1752915. Е 21 В 10/26. Буровой инструмент. Б. В.
Алешин, А. М. Никаноров, А. А. Черных, Б. С. Минкин, Ю. Е. Будюков – Заяв. 04.04.1988. Опубл. 07.08.1992.

74. Пат. РФ. № 2078193. Е 21 В 10/48. Алмазная коронка для компоновки бурового снаряда. Е. А. Козловский, Н. А. Буглов, Б. А. Новожилов и др. Заяв. 21.07.1993. Опубл.27.04.97

75. Пат. РФ. № 2167261. Е 21 В 10/48. Буровая алмазная коронка. В.
В. Нескоромных, В. В. Большаков, Ю. С. Костин, Ю. Л. Пермяков – Заяв.
16.03.2000. Опубл. 20.05.2001.

76. Пат. РФ. № 2246603. Е 21 В 10/48. Буровой инструмент. В. В. Нескоромных, Р. Пурэвсурэн – Заяв. 08.12.2001. Опубл. 20.02.2005 г.

77. Пат. РФ. № 49085. Е 21 В 10/48. Алмазная буровая коронка. В. В. Нескоромных, П. С. Пушмин, Р. Пурэвсурэн – Заяв. 20.06.2005. Опубл. 10.11.2005.

78. Пат. РФ. №560056. Е 21 В 17/00. Утяжеленная бурильная труба.
В. Т. Лукъянов, В. В. Петров, Ю. Н. Близнюков – Заяв. 23.07.1973. Опубл. 30.05.1977.

79. Пат. США. №3306378. Drill collar. Е. В. Williams, JR. Заяв. 03.16.1965. Опубл. 02.28.1967.

80. Пат. США. №3391749. Method and apparatus for drilling straight wells. J. F. Arnold. Заяв. 06.06.1966. Опубл. 07.09.1968.

Пат. США. №4068730. Drill collar. J. F. Arnold. Заяв. 01.31.1977.
 Опубл. 01.17.1978.

82. Пат. США. №4190122. Spaced weight relieved drill collar string. J.
F. Arnold. Заяв. 03.22.1978. Опубл. 02.26.1980.

83. Первеев, Л. С. Влияние жесткости колонковых снарядов на кривизну скважин / Л. С. Первеев, В. В. Нор. – М.: ОНТИ ВИЭМС, 1969. – 8 с.

84. Первеев, Л. С. Закономерности искривления и пути снижения кривизны глубоких скважин в Донбассе / Л. С. Первеев, В. В. Нор. – М.: ОН-ТИ ВИЭМС, 1968. – 31 с.

85. Петенёв, П. Г. Результаты экспериментальных исследований особенностей работы опытной алмазной коронки / П. Г. Петенёв, Т. Р. Мустафин // Международный форум-конкурс молодых ученых «проблемы недропользования». – Санкт-Петербург: Изд. НМСУ «Горный». – 2015. – С. 107.

86. Петенёв, П. Г. Результаты теоретических и опытных работ по изучению механизма работы буровых компоновок со смещенных центром масс поперечного сечения / П. Г. Петенёв, В. В. Нескоромных // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд. ТПУ. – 2016. – №5. – С. 87–97. 87. Петенёв, П. Г. Результаты экспериментальных исследований особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах / П. Г. Петенёв, Г. Р. Романов, В. И. Иордан, В. А. Штукерт // Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Проспект свободный – 2015». – Красноярск: Изд. СФУ. – 2015. – С. 12–14.

88. Петенёв, П. Г. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы бурового инструмента для поискового опорного бурения / П. Г. Петенёв, Е. О. Шишкина // Труды XIX Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ. – 2015. – С. 382–383.

89. Петенёв, П. Г. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы бурового инструмента для поискового опорного бурения / П. Г. Петенёв, Е. О. Шишкина // Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Проспект свободный – 2015». – Красноярск: Изд. СФУ. – 2015. – С. 89–91.

90. Петенёв, П. Г. Результаты экспериментальных исследований особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах / П. Г. Петенёв, В. А. Штукерт, Г. Р. Романов, В. И. Иордан // Труды XIX Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ. – 2015. – С. 415–417.

91. Пушмин, П. С. Обоснование модели алмазной коронки на основе использования механизма разрушения твердых анизотропных пород: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.14 / Пушмин Павел Сергеевич – Томск, 2006. – 131 с.

92. Сароян, А. Е. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб/ А. Е. Сароян, М. А. Субботин. – М.: Недра, 1985. – 216 с.

93. Сароян, А. Е. Бурильные колонны в глубоком бурения / А. Е. Сароян. – М.: Недра, 1979. – 231 с.

94. Сароян, А. Е. Теория и практика работы бурильной колонны / А.Е. Сароян. – М.: Недра, 1990. – 263 с.

95. Станишевский, А. С. Исследования работы низа бурильной колонны при бурении вертикальных скважин / А. С. Станишевский. – Л.: ОН-ТИ ВИТР, 1964. – 71 с.

96. Страбыкин, И. Н. Управление процессом искривления разведочных скважин малых диаметров: дис. ... доктора техн. наук: 05.15.14 / Страбыкин Игорь Николаевич. – М., МГРИ, 1987. – 300 с.

97. Сулакшин, С. С. Искусственное искривление скважин коронками специальной геометрии в анизотропных породах / С. С. Сулакшин, Ю. Л. Боярко, В. Д. Рязанов, Д. Н. Ларионов, Н. Л. Николаев // Изв. вузов. Геология и разведка. М.: Недра. – 1977. – № 6. 34–41.

98. Сулакшин, С. С. Техника и технология направленного бурения скважин / С. С. Сулакшин, А. Г. Калинин, Б. И. Спиридонов. – М.: Недра, 1967. – 220 с.

99. Сулакшин, С. С. Методическое руководство по направленному
бурению геологоразведочных скважин. С. С. Сулакшин, В. В. Кривошеев, В.
И. Рязанов. – М.: Недра, 1978. – 186 с.

100. Султанов, Б. З. Экспериментальное исследование характера вращения бурильной колонны / Б. З. Султанов, Ю. А. Подавалов, В. М. Комаров // Машины и нефтяное оборудование, М.: Недра. – 1974. – №8. – С. 17–19.

101. Султанов, Б. З. Исследование закономерностей вращения бурильной колонны в наклонной скважине. – В кн.: Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ Б. З. Султанов, Ю. А. Подавалов, С. П. Тищенко и др. – Уфа: Уфимский нефт. ин-т, 1975. – С. 160–165.

102. Султанов, Б. З. Работа бурильных колонн в скважине / Б. З. Султанов, Н. Х. Шаммасов, Е. И. Ишемгужин и др. – М.: Недра, 1973. – 216 с.

103. Суслов, Г. В. Оценка влияния формы профиля торца импрегнированной коронки на ее износостойкость и интенсивность естественного искривления скважин: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.14 / Суслов Григорий Викторович – М.: МГРИ, 1985. – 161 с. 104. Троицкий, Н. Д. Глубокое сверление / Н. Д. Троицкий. – Ленинград: «Машиностроение». 1971. – 176 с.

105. Тунгусов, А. А. О движении колонкового снаряда / А. А. Тунгусов // – М.: Недра «Изв. вузов. Геология и разведка». – 1985. – №6. – С. 116– 118.

106. Феодосьев, В. И. Сопротивление материалов / В. И. Феодосьев. – М.: Наука, 1986. – 512 с.

107. Штамбург, В. Ф. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов / В.
Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данелянц и др. – М.: Недра, 1980. – 240 с.

108. Штеренлихт, Д. В. Гидравлика: Учебник для вузов / Д. В. Штеренлихт. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 640 с.

109. Atlas Copco. Буровое оборудование для производства геологоразведочных и инженерно-изыскательных работ. – Каталог. [Электронный ресурс] / Atlas Copco. – 2016. – Режим доступа: http://www.atlascopco.us/usus/products/drilling-tools/1527859/.

110. Boart Longyear. DIAMOND PRODUCTS CATALOG. [Электронный pecypc] / Boart Longyear . – 2015. – Режим доступа: http://www.boartlongyear.com/drilling-equipment/catalogs/.

111. Bredley William B. Formation characteristics have a key effect on hole direction «Oil and gas J». 1975, V.73. –  $N_{2}$  31, pp 77–80.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

прикладная УТВЕРЖДАЮ» «Прикладная геология» Директор ОО. С.Г. Дроздецкий

#### Акт

### производственно-технических испытаний опытных образцов бурильных труб КСМ и макетов буровых коронок КИТ

Производственные испытания бурильных труб КСМ в составе бурильной колонны производились в ООО «Прикладная геология» на типовых скважинах 3.5-21G и 3-22G на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское» в Матыгинском районе Красноярского края в период с 30.07.2015 по 30.08.2015.

Опытные образцы бурильных труб КСМ в количестве трех штук были изготовлены на производственно-технической базе ООО «Прикладная геология» из стандартных труб Boart Longyear типоразмера HQ путем снятия двух лысок вдоль корпуса трубы под углом в 120°. Трубы КСМ размещались в бурильной колонне следующим образом: первая КСМ была установлена над колонковым набором, вторая через две стандартные бурильные трубы и третья труба над второй КСМ через три стандартные бурильные трубы, далее стандартные бурильные трубы. Компоновка включала коронку, расширительнад коронкой и центратор над колонковой трубой. Объем испытаний составил 750 м.

Целью испытания КСМ являлась оценка влияния их размещения в сжатой части бурильной колонны на основные показатели бурения и в частности на снижение естественного искривления скважин.

Методика испытаний предполагала провести сравнение основных показателей бурения, в том числе интенсивности естественного искривления, полученные при бурении стандартной бурильной колонной при бурении рядом расположенных скважин. Для оценки результатов бурения производилась запись затрат мощности на бурение киловаттметром H-348 и инклинометрические замеры зенитного и азимутального углов.

Основные результаты производственных испытаний бурильных труб КСМ в составе бурильной колонны заключаются в: снижении величины прироста зенитного угла на сопоставимых разрезах данного участка буровых работ при прочих равных условиях бурения в 2,9 раза, повышении механической скорости бурения на 10 %, снижении затрат мощности на вращение бурильной колонны на 10 %. На всех интервалах бурения опытной компоновкой отмечалось значительное снижением уровня вибрации бурильной колонны.

Производственные испытания макетов буровых коронок КИТ изготовленных из стандартных коронок типоразмера HQ следующих марок: HERO 7AA, FORDIA XTREME HWL TX69 с высотой матрицы 9мм и Ø 95,76 мм путем удаления двух алмазосодержащих секторов производились на типовой скважине 4-22 G на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское» в период с 11.08.2015 по 15.08.2015. Объем испытаний составил 54 м. Макет опытной коронки конструктивно соответствовал техническому решению, представленному в патенте №148333.

### Целью испытания коронок КИТ являлась оценка их работоспособности в части возможностей по стабилизация направления скважин.

Производственные испытания макетов коронок КИТ производилось на интервале бурения 256-310 м. Для оценки результатов испытаний опытных коронок производилось сравнивание значений интенсивности естественного искривления по зенитному и азимутальному углам интервалов, пробуренных аналогичными стандартными коронками HERO 7AA. Породы в данном интервале обладают равными физико-механическими свойствами.

Результаты производственных испытаний макетов коронок КИТ показали: достигается снижение интенсивности прироста зенитного угла на интервале испытания 256-310 м по сравнению с предыдущим интервалом 202-256 м равной длинны, в 3,2 раза, повышение механической скорости бурения на 15-25 %, но при некотором снижении ресурса коронок.

#### Основные результаты производственных испытаний.

1. Полученные результаты испытаний коронок и опытных труб КСМ являются положительными.

2. По результатам производственных испытаний можно судить о перспективности использования бурильных труб КСМ в составе буровой колонны для повышения эффективности работы бурильной колонны, а так же буровых коронок КИТ как средства стабилизации направления скважин.

3. Результаты испытаний могут служить основой дальнейшего совершенствования представленных технических средств.

4. Решено подготовить техническую документацию для изготовления опытной партии буровых коронок КИТ на предприятии АО «Терекалмаз» по заказу ООО «Прикладная геология» для проведения нового этапа испытания опытных коронок с целью дальнейшего их использования.

5. Подготовить техническую документацию для изготовления в ООО «Прикладная геология» колонковой трубы КСМ и бурильных труб КСМ для дальнейшего их испытания и использования.

Главный инженер ООО «Прикладная геология»

Шипачёв В.А.