

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

<b>Тема работы</b>
<b>Разработка и применение прихватобезопасных КНБК на скважинах Ковыткинского газоконденсатного месторождения</b>

622.248.54(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	К.Т.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров И.А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

## Результаты освоения образовательной программы Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода,вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа или лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализмнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;  аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

## Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или)исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектовнефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ впроцессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатыватьнаучно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерскойдиссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научныхисследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работыразличных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

<b>Область и сфера профессиональной деятельности</b>	<b>Задача профессиональной деятельности</b>	<b>Основание – профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт</b>	<b>Код и наименование компетенции</b>	<b>Индикаторы достижения компетенции</b>	
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>					
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	<p><b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p><b>ОТФ В</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»</p>	<p><b>ПК(У) -1.</b> Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин</p> <p><b>ТФ В</b> «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»</p>	<p><b>И.ПК(У) -1.1.</b> Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.</p> <p><b>И.ПК(У) -1.2.</b> Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.</p> <p><b>И.ПК(У) -1.3.</b> Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.</p>	
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p><b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p><b>ОТФ А</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p><b>ПК(У) -2.</b> Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p><b>ТФ А</b> «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке».</p>	<p><b>И.ПК(У) -2.1.</b> Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения</p> <p><b>И.ПК(У) -2.2.</b> Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.</p>	
	<b>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</b>				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-3.</b> Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	<b>И.ПК(У)-3.1.</b> Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.
	2. Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-4.</b> Способность проводить анализ и обобщения научно-технической информации в области строительства скважин.	<b>И.ПК(У)-3.2.</b> Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств <b>И.ПК(У)-4.1.</b> Владеет навыками проведения анализа систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. <b>И.ПК(У)-4.2.</b> Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	<b>01.004</b> Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). <b>ОТФ G</b> Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	<b>ПК(У)-5.</b> Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин.  (ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно- методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	<b>И.ПК(У)-5.1.</b> Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело  
 Уровень образования – магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года  
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля)/вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 марта 2022	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
5 апреля 2022	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	10
16 мая 2022	3. Анализ опыта разработки и применения прихватобезопасных КНБК на месторождениях	40
30 мая 2022	4. Формулирование выводов и рекомендаций по разработке прихватобезопасных КНБК на месторождениях Иркутской области	20
6 июня 2022	5. Предварительная защита диссертации.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотов В.Н	к. т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к. х.н		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Буймову Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

<b>Разработка и применение прихватобезопасных КНБК на скважинах          Ковыткинского газоконденсатного месторождения</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2022, №39-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов с производства и исследовательских работ, научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Технологии наклонно-направленного бурения; классификация компоновок низа бурильной колонны; классификация аварий и осложнений; предупреждение и предотвращение прихватов; классификация элементов компоновок
<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материал отсутствует



<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Определение, назначение и типовой состав компоновок низа бурильной колонны для различных типов бурения	
Осложнения и аварии при бурении. Определение и классификация прихватов	
Разработка прихватобезопасной КНБК на скважине Ковыктинского месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич		

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

УБТ – утяжеленные бурильные трубы

ОЦЭ – опорно-центрирующие элементы

РУС – роторная управляемая система

ТБТ – толстостенные бурильные трубы

СБТ – стальные бурильные трубы

НУБТ – немагнитные утяжеленные бурильные трубы

ВЗД – винтовой забойный двигатель

КПД – корректор подачи

ГНВП – газонефтеводопроявления

РКМ – расхаживатель колонн механический

## **РЕФЕРАТ**

Магистерская диссертация включает 132 страницы текстового материала, 32 рисунка, 16 таблиц, 49 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: Наклонно-направленное бурение, компоновка низа бурильной колонны (КНБК), дифференциальный прихват, осложнения и аварии при бурении, винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Объект исследования – скважина №3241 Ковыктинского газоконденсатного месторождения Иркутской области.

Цель работы – проанализировать КНБК, применяемые на скважинах различных месторождений, разработать прихватобезопасную компоновку

Результаты исследования - основным результатом исследовательской работы разработанная прихватобезопасная КНБК для скважины. Сопутствующим результатом является составление рекомендаций по предупреждению прихватов.

Методы проведения исследования - исследование заключается в анализе теории и практики проектирования компоновок для предотвращения прихватов, с выявлением требований, рекомендаций и использования новых технологий для проектирования.

Область применения – объекты строительства наклонно-направленных, горизонтальных и вертикальных скважин

В процессе исследования был проведен анализ научной литературы, проанализирован опыт бурения наклонно-направленных скважин, горизонтальных и вертикальных скважин.

Выявлены распространенные причины возникновения прихватов и сопутствующих осложнений при бурении и определены пути их решений.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ, НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПОВОЙ СОСТАВ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРЕНИЯ .....	15
1.1 Компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальных скважин.....	15
1.2 Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно- прямолинейных и искривленных интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин. ....	17
1.3 Компоновка низа бурильной колонны для роторного бурения .....	19
1.4 Компоновка низа бурильной колонны с гидравлическим забойным двигателем.....	21
1.5 Элементы компонок низа бурильной колонны .....	23
1.5.1 Бурильные трубы.....	23
1.5.2 Опорно-центрирующие инструменты .....	24
1.5.3 Породоразрушающий инструмент .....	27
1.5.4 Протектор забойный .....	28
1.5.5 Корректор подачи – демпфер.....	29
1.5.6 Переводник с обратным клапаном .....	30
1.5.7 Расхаживатель колонн.....	30
1.5.8 ЯСС.....	32
1.5.9 Осциллятор.....	33
2 ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИХВАТОВ .....	34
2.1 Предупреждение прихватов.....	42
2.2 Применение прихватобезопасных КНБК и технологические решения для предупреждения и ликвидации прихватов .....	46
3 РАЗРАБОТКА ПРИХВАТОБЕЗОПАСНОЙ КНБК НА СКВАЖИНЕ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Расчет сметной стоимости строительства скважины.....	68
4.1.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ .....	70
4.1.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ.....	70
4.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин.....	71

4.2.1	Нормативная карта работ по строительству скважины.....	71
4.2.2	Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин.....	73
4.2.3	Расчет сметной стоимости освоения (испытания) скважин.....	73
4.3	Сводный сметный расчет.....	74
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	78
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	78
5.2	Производственная безопасность .....	80
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	81
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал.....	83
5.3	Экологическая безопасность.....	88
5.3.1	Защита атмосферы.....	89
5.3.2	Защита литосферы .....	89
5.3.3	Защита гидросферы.....	90
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	90
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	93
	Приложение А.....	98
	Приложение Б.....	118

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время большее количество добываемых запасов нефти и газа, а также строительство новых скважин происходит на значительных глубинах, а также в пластах, осложненных различными горно-геологическими условиями. В связи с этим усложняется процесс подготовки к буровым работам, непосредственно бурение и, следовательно, требуется более технологичное оборудование для предупреждения и предотвращения осложнений и аварий.

При создании проекта скважины необходимо проектирование оптимальной компоновки низа бурильной колонны для минимизации проблем при бурении скважин. Осуществление рентабельного подбора элементов компоновки, а также их правильного расположения в бурильной колонне позволит снизить риски прихватов, затяжек, посадок и других осложнений, и аварий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является аналитический анализ, поиск и подбор наиболее оптимальных оптимизационных решений в подборе компоновок низа бурильной колонны при строительстве скважин. Актуальность работы заключается в анализе данных нескольких месторождений и конкретных скважин, на которых уже произошли осложнения, а также мероприятия по их устранению.

Выпускная работа содержит актуальную информацию о применяемых КНБК, используемых для строительства различных видов скважин, данные методов моделирования нагрузок на КНБК, рисунки, графики и вычисления соответствующих компоновок.

Результатом данной работы является представление возможных решений в выборе КНБК для разных типов скважин, а также данные со скважин, на которых применялись прихватобезопасные КНБК и составление рекомендаций по их применению.

# **1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ, НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПОВОЙ СОСТАВ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРЕНИЯ**

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) – нижняя часть бурильной колонны, которая включается забойный двигатель и утяжеленные бурильные трубы (УБТ), породоразрушающий инструмент, опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ), телеметрическую систему, а также технологические элементы бурильной колонны, включая ясы, безопасные переводники и др. Все элементы компоновок размещены по определенной программе в зависимости от целей их применения. Основное назначение КНБК – это предотвращение искривления ствола вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, которое не задано проектом и является нежелательным [10].

КНБК по назначению разделяются на следующие основные виды:

- 1) для бурения вертикальных скважин;
- 2) для бурения наклонно-прямолинейных и искривленных интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин;
- 3) роторные управляемые системы (РУС)

## **1.1 Компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальных скважин**

Согласно исследованиям поведения инструмента, на забое можно разделить КНБК на жесткие, отвесные или маятниковые, ступенчатые.

При использовании жесткой компоновки, бурение производят с минимальной интенсивностью искривления ствола скважины при определенных режимах бурения. Эффект достигается за счет жесткости колонны, используя утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Диаметр выбирается максимально возможный в соответствии с жесткостью труб.

Ограничение поперечного перемещения компоновки достигается за счет использования опорно-центрирующих инструментов (калибраторы, центраторы, стабилизаторы).

Особенность жесткой компоновки состоит в том, что ось скважины и компоновки совпадают в результате установки калибратора после долота и центратора между бурильными трубами.

Отвесные или маятниковые компоновки отличаются тем, что данный эффект достигается из-за несовпадения оси КНБК и бурильной колонны по всей длине и соответственно эффект увеличивается с ростом зенитного угла скважины. Использование «маятника» за счет создания максимально возможной отклоняющей силы на долоте осуществляется в сторону, противоположную направлению искривления ствола. Увеличивается с этим и интенсивность фрезерования стенки ствола боковой поверхностью инструмента. Применение данного типа компоновок возможно в неустойчивых горных породах, а также при бурении устойчивых пород в интервале стабилизации угла скважины, когда необходимый зенитный угол уже набран [12].

Таким образом, если в состав КНБК входит калибратор, а над ним устанавливается секция УБТ, то это компоновка называется опорная и служит для наращивания угла. В маятниковой компоновке для уменьшения угла посредством гравитационных сил, действующих на инструмент, над долотом устанавливается секция УБТ, а после них стабилизаторы. Наиболее жесткая компоновка с чередованием УБТ или ТБТ и стабилизаторов применяется для стабилизации. На рисунке 1 представлены виды компоновок для изменения угла скважины.





Рисунок 1 - Виды компоновок для изменения угла скважины

## 1.2 Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно-прямолинейных и искривленных интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин.

КНБК в наклонно-прямолинейном стволе скважины за счет осевой нагрузки и отклоняющей силы на долоте разрушает забой в поперечном и осевом направлении. Следовательно, направление бурения зависит от отклоняющей силы или поперечной реакции ( $F$ ) и угла перекоса долота ( $\Delta$ ). Отклонение ствола от прямолинейного направления происходит вследствие фрезерования стенки боковой поверхностью и несовпадения оси долота и оси скважины. На рисунке 2 представлено размещение КНБК в данном участке [12].

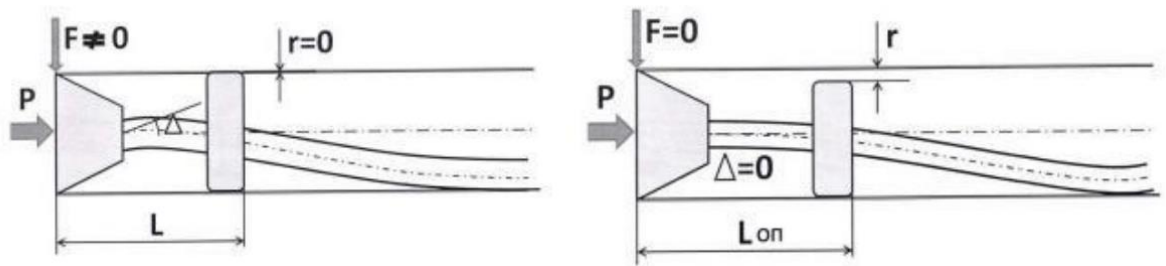


Рисунок 2 – Размещение КНБК в наклонно-прямолинейном участке ствола

Для стабилизации направления бурения диаметр центриатора выбирается несколько меньше, чем диаметр долота, а длина направляющей секции КНБК должно соответствовать расчетному значению. Если отклоняющая сила на долоте и угол перекоса равны нулю, то горная порода будет разрушаться в направлении оси ствола скважины, либо касательной к оси искривленного интервала скважины. На рисунках 3-5 представлены примеры КНБК для бурения различных интервалов в зависимости от наклона и целей.

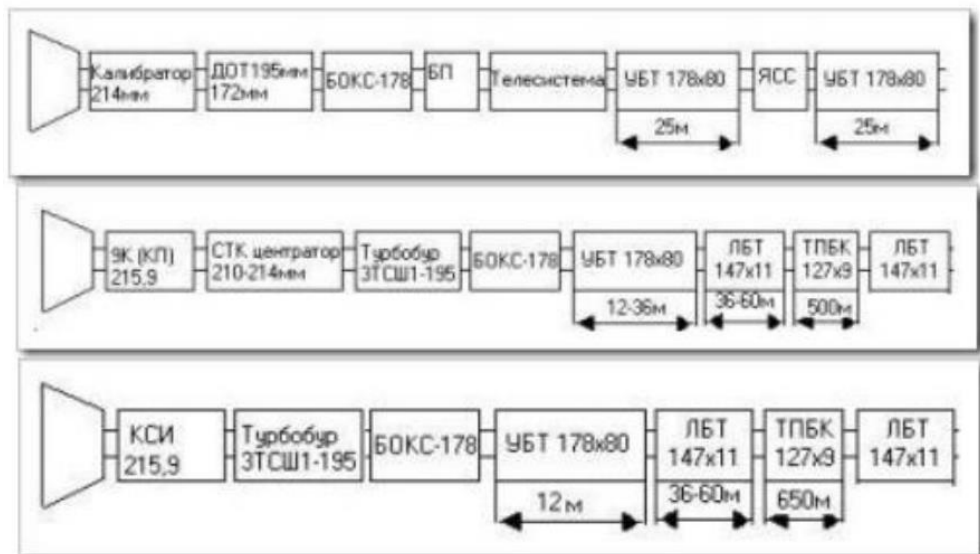


Рисунок 3 – КНБК для участка стабилизации

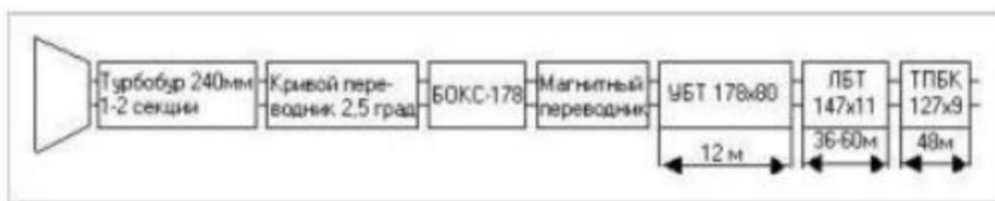


Рисунок 4 – КНБК для набора кривизны

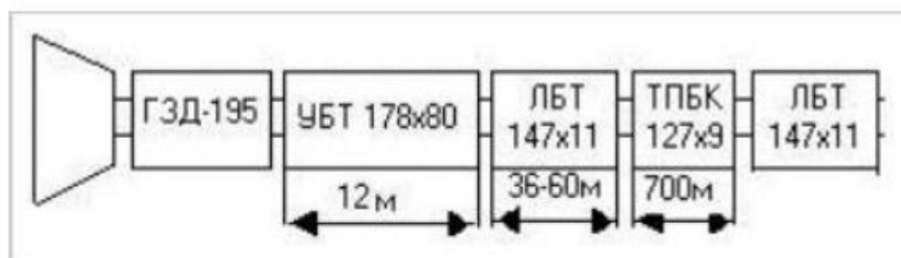


Рисунок 5 – КНБК для естественного уменьшения угла

### 1.3 Компоновка низа бурильной колонны для роторного бурения

Роторные КНБК проектируются для бурения участков набора, падения или стабилизации зенитного угла скважины. Регулировка для различного «поведения» компоновки осуществляется путем изменения диаметра и положения центраторов в пределах первых 36 м от забоя.

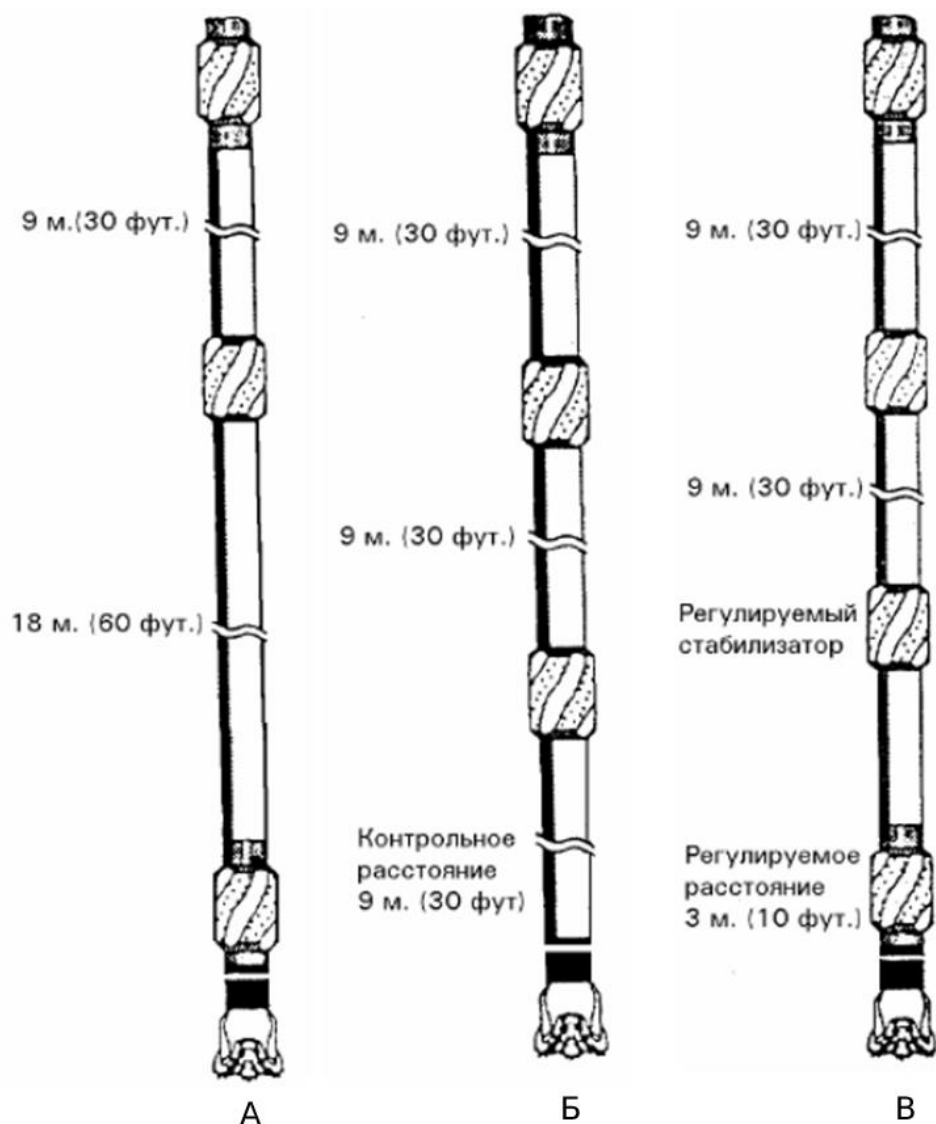


Рисунок 6 – Типовые КНБК

А – для набора зенитного угла, Б – Матяникова компоновка для участков падения зенитного угла, В – Увеличение расстояния между первым вторым центраторами

На рисунке А интенсивность набора угла увеличивается в соответствие с расстоянием между первым и вторым центраторами. Тем самым увеличивается прогиб бурильной трубы, а, следовательно, и наклон долота и боковая сила на долоте, которая направлена в сторону верхней стенки ствола. Максимальная интенсивность набора зенитного угла компоновки

достигнет максимума, когда прогиб УБТ увеличится до момента соприкосновения с нижней стенкой скважины [7].

На рисунке Б представлена типовая маятниковая компоновка, предназначенная для участка падения зенитного угла. Роторная КНБК требует установки хотя бы одного центратора, но зачастую включает в себя три единицы. Интенсивность падения зенитного угла при этом регулируется путем изменения расстояния между долотом и первым центратором. Обычно это расстояние будет находиться в пределах 9 метров.

Для классической роторной компоновки характерно повышенная устойчивость, которая достигается за счет вращения всей колонны бурильных труб. При это в компоновку включаются следующие элементы: бицентричный переводник (со смещенными осями резьбовых соединений в радиальном направлении), который устанавливается относительно долота на расстоянии 12-14 м; бицентричное долото (радиально смещены шарошки); элементы компоновки с несимметричной изгибающей жесткостью (овальные, шестигранные, квадратные и другие УБТ); бицентричный нипель.

#### **1.4 Компоновка низа бурильной колонны с гидравлическим забойным двигателем**

Бурение с гидравлическим забойным двигателем в отличие от роторного бурения обеспечивает возможность использования облегченных бурильных труб и автоматизацию процесса углубления. Лучше подходит для бурения наклонных и горизонтальных скважин, а также для применения недорогих стальных и алюминиевых труб, так как вероятность поломки труб снижается ввиду того, что бурильная колонна не вращается. Используются трехшарошечные долота с открытыми опорами и герметизированными маслonaполненными опорами, алмазные долота и долота АТП.

Для управления характеристиками компоновок применяются также кривые переводники, изогнутые корпуса двигателей. КНБК, которые включают в свой состав двигатели с регулируемыми углами перекося являются компоновками с возможностью вращения. Для более точного построения траектории скважины компоновки допускают попеременное вращения и слайдирование.

Однако в практике для бурения скважин с небольшим проектным наклоном до 20 градусов предпочтительно использование роторного и комбинированного способа бурения.

При строительстве скважин в сложных горнотехнических условиях для увеличения механической скорости бурения и уменьшения времени строительства скважины необходимо отказаться от метода снижения искривления ствола скважины путем ограничения осевой нагрузки на забой. Для этого используется бурение турбинным способом со смещением оси компоновки низа бурильной колонной, относительно оси скважины.

При бурении интервалов стабилизации зенитного угла необходимо, чтобы в составе компоновки низа бурильной колонной присутствовали не менее двух опорно-центрирующих инструментов, с условием, что при роторном способе бурения диаметр инструмента должен быть одинаковым с диаметром долота. При бурении с забойным двигателем, диаметр центратора или калибратора необходимо выбирать на три миллиметра меньше номинального диаметра долота. Так, например, калибратор устанавливается непосредственно на долото без переводника. Также необходимо, чтобы длины компоновки и ее элементов были оптимальными, для обеспечения проходимости на участке набора или падения угла с установленной интенсивностью искривления. На рисунке 7 представлена типовая КНБК для бурения интервала стабилизации.

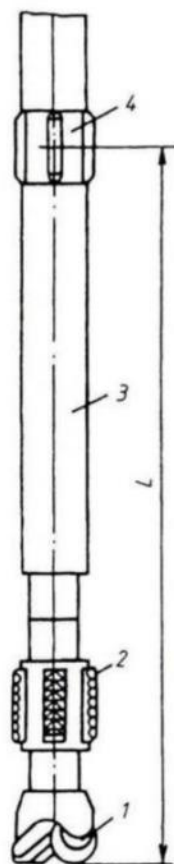


Рисунок 7 – КНБК для бурения интервала стабилизации: 1 – долото; 2 – калибратор; 3 – ГЗД; 4 – центратор

## **1.5 Элементы компоновок низа бурильной колонны**

### **1.5.1 Бурильные трубы**

Для создания осевой нагрузки на долото и придания компоновке низа бурильной колонны необходимой жесткости в нижней части КНБК устанавливаются УБТ – это стальные бурильные трубы с толстыми стенками. Спиральные УБТ применяются для бурения в осложненных условиях наклонных скважин, так как спиральные выемки уменьшают площадь контакта поверхности труб со стенкой скважины практически в два раза. Использование спиральных УБТ позволяет сократить риски возникновения дифференциального прихвата КНБК.



Рисунок 8 – Гладкая и спиральная УБТ

Следующий вид УБТ – немагнитные (НУБТ). Они используются в условиях ориентированного бурения и использованием забойной телеметрической системы для минимизации воздействия на считывание и передачу данных. Изготавливаются из специальной нержавеющей стали и гладкие по форме. Использование совместно с инклинометрами, забойными модулями телесистемы, включающих магнитный датчик азимута [14].

Толстостенные бурильные трубы (ТБТ) обеспечивают более надежное соединение и предотвращают абразивный износ наружной поверхности, так как имеют удлиненное соединение. Трубы устанавливаются как промежуточные между УБТ и обычными бурильными трубами [13].

### **1.5.2 Опорно-центрирующие инструменты**

Для калибрования стенок скважин в КНБК включается калибратор. Калибрование производится до номинального диаметра при износе долота в пластах с породами повышенной абразивности. Также калибратор осуществляет центровку и улучшение условий работы породоразрушающего инструмента и нижней части КНБК. Устанавливается непосредственно над долотом. Калибраторы подразделяются на лопастные и шарошечные.



Помимо калибраторов для центровки КНБК также используются центраторы, которые входят в состав колонны бурильных труб или устанавливаются на корпус гидравлического забойного двигателя, а также выполняют функцию стабилизации или изменения траектории ствола скважины.

На рисунке 9 представлены калибраторы лопастного типа.

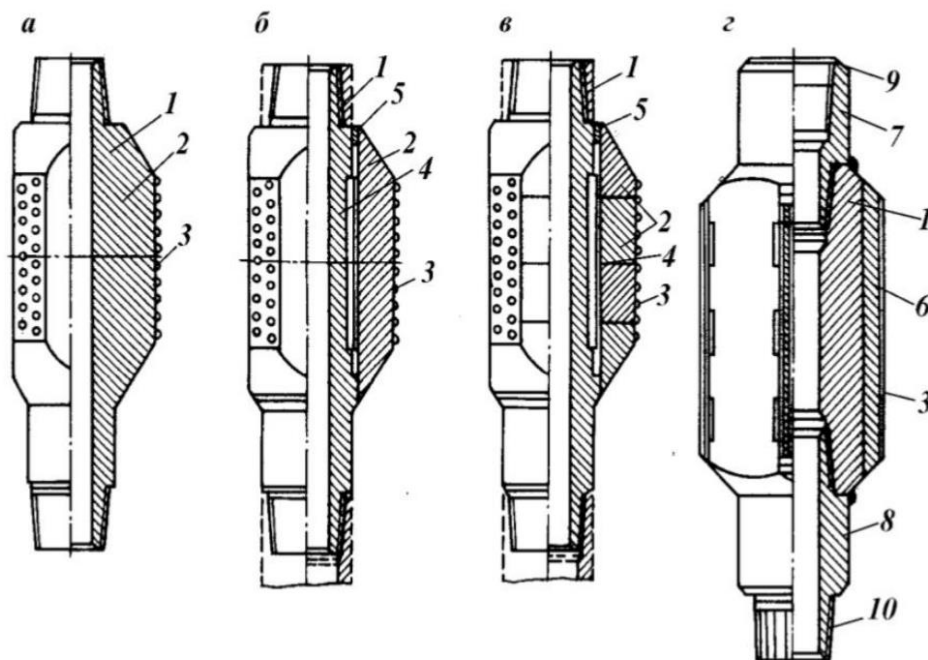


Рисунок 9 – Калибраторы и центраторы лопастные (вертикальные): а – трёхлопастной; б – с трёхлопастной съёмной муфтой; в – с трёхлопастной составной муфтой; г – четырёхлопастной; 1 – ствол; 2 – муфта с армированными лопастями; 3 – твердосплавные вставки; 4 – шпонка; 5 – фиксирующая втулка; 6 – сменная лопасть; 7, 8 – переводники; 9 – замковая резьба (муфта); 10 – ниппель с замковой резьбой

Калибраторы и центраторы лопастного типа, обладающие простой конструкцией применяются при бурении глубоких скважин. Состоят из ствола и приваренных лопастей, в зависимости от назначения вертикальными или спиральными, также при необходимости армируются

вставками из твердого сплава. Вставки могут находиться вдоль допасти или в межлопастном пространстве.

Для бурения скважин со стволами более 346 мм ВНИИБТ был изготовлен четырехлопастной калибратор, который состоит из ствола, лопастей, армированных твердосплавными штырями и переводников с муфтой и ниппельной замковыми резьбами.

Усложненная конструкция калибратора включает в себя шарошки и предназначена для калибрования ствола скважины, а также для расширения желобов в скважине. Такой калибратор называется шарошечный КШУ. Он состоит из корпуса, сменных унифицированных калибрующих узлов, которые крепятся к корпусу с помощью клиньев. Шарошки имеют герметизированные маслonaполненные опоры качения. Клиновое крепление калибрующих узлов позволяет восстанавливать номинальный диаметр при его износе до 6 мм [6].

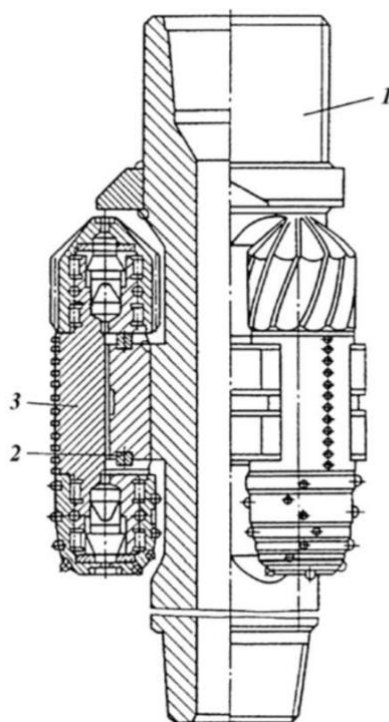


Рисунок 10 – шарошечный калибратор типа КШУ: 1 – корпус; 2 – клинья; 3 – узел калибрующий

### 1.5.3 Породоразрушающий инструмент

Основным инструментом для бурения служит долото для механического разрушения горных пород. Шарошечное долото включает в себя одно или несколько сферических, или цилиндрических шарошек. Используются подшипники скольжения, качения или их сочетание.



Рисунок 11 – Шарошечное долото

Лопастное долото с кованным корпусом и размещенные на нем лопасти служат для упрощения калибровки стен скважин. Лопасти армируются твердосплавными элементами - зубками для повышения износостойкости и срока службы.



Рисунок 12 – Лопастное долото

Основное назначение долота - это механическое разрушение горной породы и выравнивание стенок скважины. Также применяют лопастные PDC долота, усиленные дополнительно алмазной крошкой, что позволяет бурить абразивные горные породы, а также увеличивать срок службы инструмента.

При наклонно-направленном бурении предпочтительно использование долот с шестью и семью лопастями, так как они имеют лучшую управляемость и высокую скорость проходки [11].

Для бурения глубоких и сверхглубоких скважин используется породоразрушающий инструмент, изготовленный из материалов повышенной износостойкости и температуростойчивости, а также которые переносят большие осевые нагрузки. Вооружение отличается наличием дополнительного ряда зубков, снижающих агрессивность долота, упираясь в забой. Таким образом основные режущие элементы не нарезаются в горную породу.

#### **1.5.4 Протектор забойный**

При бурении горизонтальных скважин могут возникать проблемы, связанные с доведением осевой нагрузки на долото. Это связано с действием больших сил трения и возникающих при этом осевые и крутильные вибрации при работе долота. Забойный протектор необходим для демпфирования крутильных и осевых вибраций, а также одиночных ударов и обеспечения оптимального равномерного нагружения осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент. На рисунке 13 представлен протектор забойный, устанавливаемый непосредственно над долотом.



Рисунок 13 – Протектор забойный

Принцип работы забойного протектора основан на разнице давлений трубного и затрубного пространства, за счет которой шток внутри устройства приходит в движение под действием «насосного эффекта». Снижение вибрационной нагрузки на электронику телесистемы и шпиндель ВЗД происходит за счет отсекаания источника вибрации от верхней части КНБК [1].

### **1.5.5 Корректор подачи – демпфер**

Корректор подачи (КПД) имеет схожее назначение и устройство с проектором забойным. Основное их конструктивное отличие в наличии у КПД прямых шлицов на рабочем шпинделе, с помощью которых снижается обратная связь между колонной бурильных труб и элементами, расположенными ниже демпфера, однако за счет этого скачки момента при высвобождении потенциальной энергии подвержены более качественной обработке при преодолении силы трения колонной.

Корректор подачи передает оптимальные нагрузки на долото и смягчает скачки и вибрации от инструмента. Устанавливается над забойным двигателем или над телесистемой. Также с его помощью улучшается передача вращения и момента на забой, что увеличивает управляемость долота при направленном бурении. За счет этого снижается время на выставление компоновки.

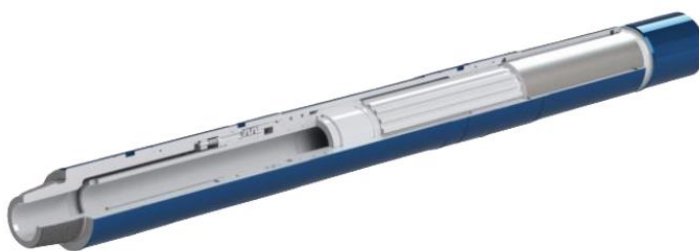


Рисунок 14 – Корректор подачи – демпфер

### **1.5.6 Переводник с обратным клапаном**

Обратный клапан, устанавливаемый выше винтового забойного двигателя или турбобура, является предохранительным и предназначен для создания барьера, предотвращающего поступление жидкости вверх по буровой колонне. Включение его в компоновку является обязательным для предупреждения развития ГНВП и зашламовывания ВЗД или РУС в ходе обратной циркуляции бурового раствора.

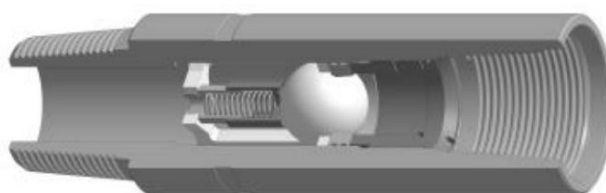


Рисунок 15 – Шаровый обратный клапан

### **1.5.7 Расхаживатель колонн**

Расхаживатель колонн механический (РКМ) представляет собой устройство для освобождения прихваченного бурового инструмента, а также внутрискважинного оборудования при помощи осуществления ударов вверх и вниз попеременно в сочетании с воздействием веса, то есть статической осевой нагрузки, а также с крутящим моментом.

Расхаживатель колонн механический при работе выступает в роли двойного яса, ем самым облегчая работу гидравлического ясса.

Основное применение РКМ обуславливается требованиями размещения гидравлического яса. При бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин, боковых стволов согласно требованиям размещения ясса, он должен устанавливаться в нейтральной точке КНБК или выше нее для осуществления равномерной передачи нагрузки на ясс для последующей его активации. Однако для полноценной ликвидации прихвата необходимо увеличение ударного воздействия яса, ввиду чего он устанавливается ближе к компоновке низа бурильной колонны. При этом происходит потеря эффективности воздействия инструмента из-за амортизационных потерь на колонне бурильных труб, тем самым, не позволяя нагрузке доходить до места прихвата. Для этого используется колонный расхаживатель.

РКМ имеет ряд преимуществ:

1. установка на растянутой и на сжатой частях колонны при наклонно-направленном бурении;
2. повышение эффективности отбивки, прихваченного в боковом стволе при совместной работе с гидравлическими яссами различного исполнения;
3. минимальное влияние на процесс бурения;
4. возможность беспрепятственного прохождения через фрезерованное «окно» при бурении боковых стволов за счет своего конструктивного исполнения;
5. незначительные ограничения работы по глубине и температуре.



Рисунок 16 – Расхаживатель колонн механический (РКМ)

## 1.5.8 ЯСС

Бурильный ясс предназначен для ударного освобождения колонны в случае дифференциального прихвата при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Согласно правилам безопасности ясс устанавливается с углом  $\alpha = 60$  градусов в вертикальном и наклонном участках, тем самым обеспечивая максимально эффективную работу.

Наиболее распространенным конструктивным исполнением является гидравлический крутильный ясс двустороннего действия, который представлен на рисунке 17.



Рисунок 17 – Гидравлический крутильный ясс

Принцип работы ясса состоит в том, что потенциальная энергия в момент натяжения или разгрузки колонны накапливается посредством медленного перетока жидкости между рабочим поршнем и корпусом. Данная энергия высвобождается в момент, когда поршень доходит до расширения в теле корпуса ясса. Разгружая на инструмент бурильную колонну с последующим вытягиванием до момента срабатывания системы сдвига, срабатывает ударная нагрузка вверх. Для осуществления удара вниз, действия повторяются наоборот.

В зависимости от конструктивного исполнения винтового штока, крутильный ясс передает крутильный момент при срабатывании на колонну бурильных труб по часовой, либо же против часовой стрелки. А в зависимости от направления работы, осевой удар происходит вверх или вниз, тем самым позволяя легче освобождать компоновку в случае прихвата [2].



### 1.5.9 Осциллятор

Осциллятор предназначен для создания малоамплитудных осевых и радиальных колебаний в буровой колонне для снижения сил трения о стенки скважины.



Рисунок 18 – Осциллятор

В составе осциллятора находятся два блока – блок генерации продольного перемещения и блок генератора пульсации. В первом блоке пакет тарельчатых пружин создает продольное смещение и воздействуют на корпус осциллятора для создания осевых колебаний. Во втором блоке за создание радиальных колебаний и пульсаций давления бурового раствора отвечает винтовая пара статор-ротор с заходностью три к двум или четыре к трем [2].

Преимуществами использования осциллятора в составе КНБК являются улучшенная передача осевой нагрузки на долото; снижение сил трения о стенки скважины при направленном бурении; возможность размещения в наиболее оптимальной точке бурильной колонны; повышение скорости проходки при направленном бурении. Однако повышение уровня ударов и вибраций в бурильной колонне негативно сказывается на телеметрическую систему и передачу гидравлического сигнала.

## **2 ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИХВАТОВ**

Осложнением при строительстве скважин называется нарушение нормального процесса, требующее принятия незамедлительных и эффективных мер для его устранения и продолжения процесса бурения, при условии выполнения требований технического проекта.

К основным видам осложнений относятся:

- 1) поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении, промывке и креплении скважин;
- 2) разрушение стенок скважины, включающее осыпи, обвалы, обрушения горных пород, желобобразование при резком изменении направления оси скважины, набухание горных пород, растепление многолетнемерзлых пород;
- 3) газонефтеводопроявления (ГНВП), а именно газирование бурового раствора, межпластовые перетоки, заколонные флюидопроявления, грифоны, переливы, выбросы, фонтаны пластовых флюидов;
- 4) прихваты бурильных и обсадных колонн в необсаженном стволе скважины, которые включают дифференциальный прихват, заклинивание элементов бурильной колонны в результате сальникообразования, а также в суженной части ствола скважины, прихват обвалившимися породами, заклинивание колонн посторонними предметами, а также в желобной выработке [3].

Задача предупреждения подобных осложнений и их ликвидация является актуальной, так как в некоторых случаях затрачивается 20-25 % календарного времени строительства.

При неликвидируемых осложнениях наиболее значимыми последствиями будут являться осыпи и обвалы, которые могут стать причиной прихвата бурильной колонны с одновременной потерей циркуляции.

Прихват бурильных и обсадных колонн – непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений или посторонними предметами; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважин или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на бурильной колонне.

Первый вид прихвата – дифференциальный. В интервалах проницаемых отложений, представленных обычно песчаниками и трещиноватыми известняками, под действием перепада давлений на колонну начинает действовать прижимающая сила. Согласно уравнению ниже, данная сила прямо пропорциональна гидростатическому давлению, площади контакта, мощности проницаемой зоны и толщине глинистой корки.

$$P_{\Delta p} = (\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{пл}})(h_{\text{пз}} \delta) f,$$

Где  $P_{\text{ст}}$  – гидростатическое давление бурового раствора;  
 $h_{\text{пз}} \delta$  – площадь контакта;  $h_{\text{пз}}$  – мощность проницаемой зоны;  
 $\delta$  – толщина глинистой корки;  $f$  – коэффициент трения между стальной бурильной трубой и глинистой коркой.

На возникновение прихватов оказывает влияние несколько основных факторов. Основной – это разность гидростатического и давления в проницаемом интервале, от которого зависит фильтрация бурового раствора в проницаемые горные породы. Длительность контакта колонны труб со стенками скважины и величина площади контакта также имеют высокое влияние на вероятность возникновения прихвата. Помимо этого, факторами являются: толщина и липкость фильтрационной корки на стенках скважины, величина прижимного усилия от нормальной составляющей веса колонны труб.

Признаками, по которым можно сразу определить возникновения прихвата являются посадки, затяжки колонны труб и увеличение крутящего момента на вращение колонны. Однако при это может сохраняться нормальная циркуляция бурового раствора. На рисунке 19 представлена схема развития прихвата.

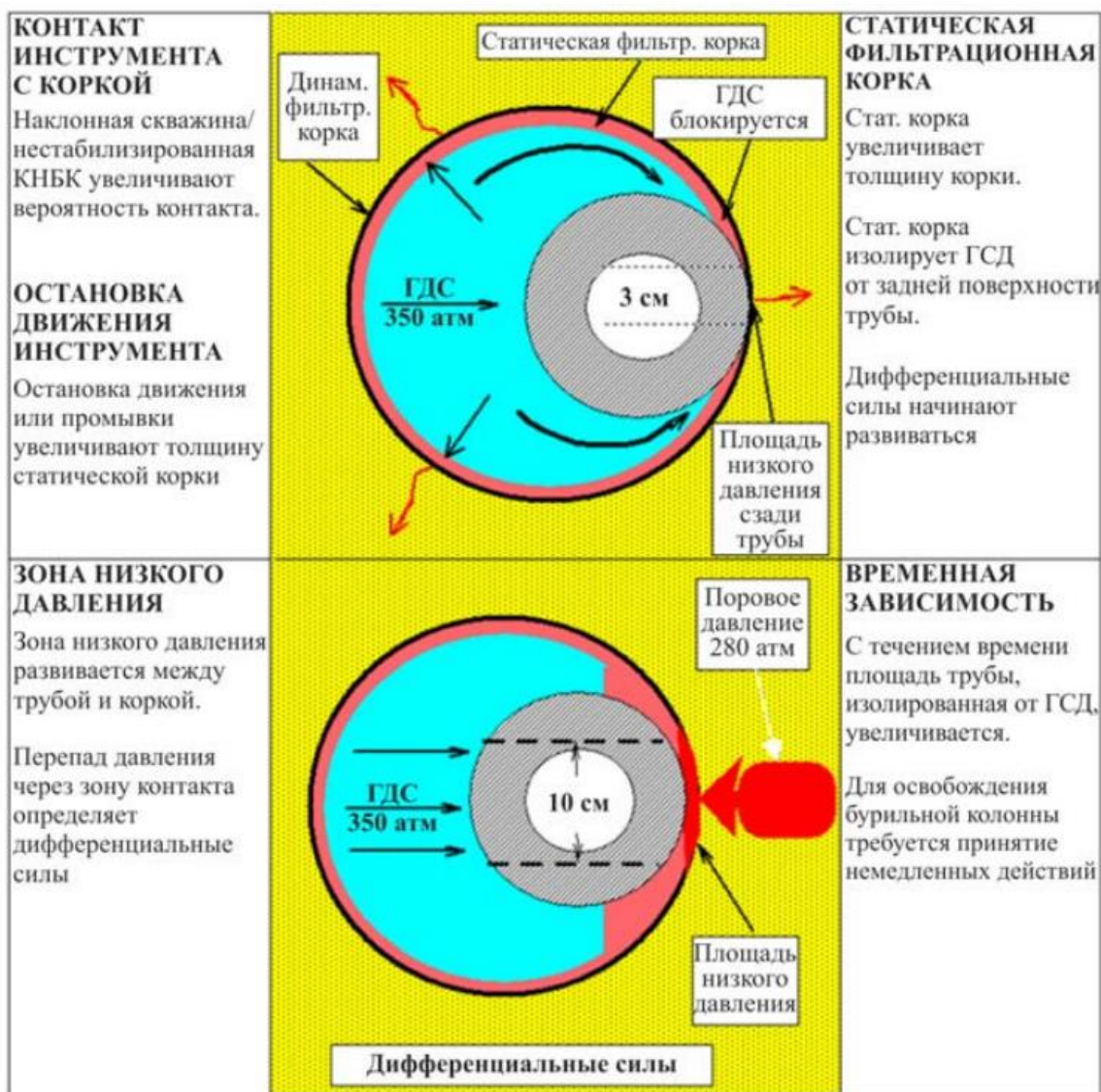


Рисунок 19 – схема развития прихвата

Следующий вид – это прихваты бурильной и обсадной колонн вследствие их заклинивания в суженной части ствола скважины.

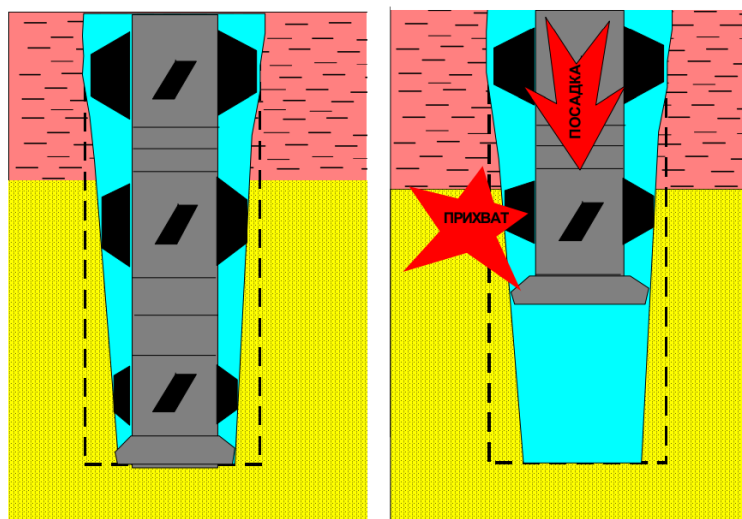


Рисунок 20 – Схема прихвата вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в суженной части ствола скважины

Возникновение прихвата происходит по причине спуска нового полноразмерного долота, которое заклинивает в стволе с меньшим диаметром. Это происходит вследствие бурения абразивных пород породоразрушающим инструментом с изношенным диаметром, а также в интервалах отбора керна при использовании бурильных головок с меньшим диаметром.

До возникновения прихвата ствол скважины может сужаться ввиду потери диаметра долота, а также калибрующих элементов бурильной колонны; быстрого утолщения фильтрационной корки; набухания приствольного слоя пород. Также пластичные породы могут «вытекать» в ствол скважины, тем самым сужая диаметр.

Признаками такого прихвата будут являться посадки, затяжки при спускоподъемных операциях (СПО), рост давления промывки и недоспуск долота до забоя [2].

Еще один вид прихвата – это заклинивание бурильной трубы (БТ) в желобной выработке. На рисунке 21 представлена схема прихвата при заклинке.

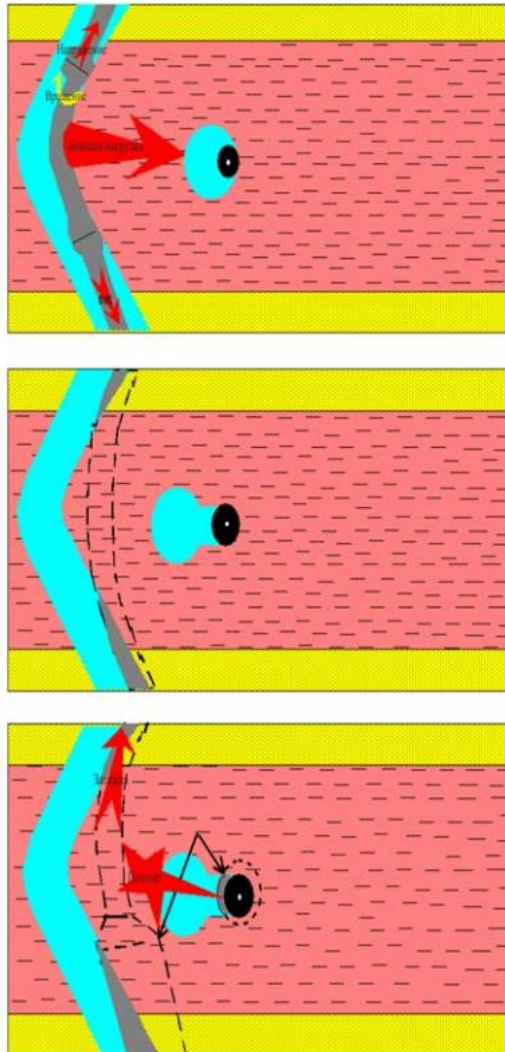


Рисунок 21 – Прихваты вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонны в желобной выработке

Признаками такого вида прихвата могут являться систематические затяжки и посадки при изменении угла во время СПО, а также резкие затяжки при входе компоновки в желобную выработку; увеличение момента при повороте колонны; колонна свободно перемещается при нахождении КНБК ниже желоба и циркуляция не нарушена.

Возникновение желобов происходит в случаях изменения направления оси ствола скважины при контакте и взаимодействии колонны бурильных труб и ее элементов при поперечных и продольных перемещениях; наработка желобных выработок происходит во всех породах, за



исключением скальных при темпе изменения зенитного угла  $\Delta i$  больше  $0,6^\circ$  на каждые 10 м.

На желобообразование могут влиять количество рейсов, масса одной единицы длины БК, твердость горных пород и необработанные буровые растворы, а также компоновка БК и конструктивные особенности ее элементов.

Образование желобов также влияет на качество крепления скважины, так как происходит неполное замещение бурового раствора в интервале выработки тампонажным раствором. При этом снижается качество очистки ствола скважины из-за уменьшения скорости восходящего потока раствора [3].

Следующий вид прихвата – это попадание в ствол скважины посторонних предметов. На рисунке 22 схематично показана данная ситуация.

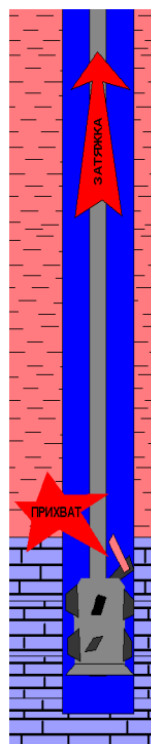


Рисунок 22 – Прихват при попадании постороннего предмета в скважину

Человеческий фактор неосторожности, а также нарушение условий работы и техники безопасности при работе может повлечь за собой попадание в кольцевое пространство скважины инструментов и других посторонних предметов, а также кусков породы и цементного камня. Наиболее опасна заклинка бурильной и обсадной колонн в обсадных колоннах, когда происходит взаимодействие металл по металлу.

При таком виде прихвата характерны затяжки и посадки при СПО, подклинивание колонны при роторном бурении, рост крутящего момента, циркуляция сохраняется.

Прихваты вследствие осыпей и обвалов возникают в интервале залегания трещиноватых, тектонически нарушенных и неустойчивых видов пород, склонных к набуханию.

Причинами такого вида прихвата являются несоответствие типа бурового раствора и параметров разбуриваемых пород, колебание гидродинамического давления при СПО, длительное нахождение ствола скважины в открытом состоянии.

Признаки прихвата характеризуются выносом из скважины шлама, образующего осколки, ростом плотности бурового раствора, посадками и затяжками, возможными скачками давления и потерей циркуляции, а также недоспуском долота до забоя, ввиду наличия шлама.

В случае бурения пластичных пород, также существует вероятность заклинивания колонны труб и образования прихвата. Происходит это вследствие течения пластичных пород, то есть с низким сопротивлением сдвига под воздействием бокового горного давления. Породы могут быть представлены солями и глинами.

Причинами такого вида прихвата являются недостаточное гидростатическое давление на стенку скважины, несоответствие параметров раствора для бурения данного типа породы, высокая пластичность горных пород в условиях меняющихся термодинамических процессов.



Признаками вскрытия таких пород является значительное увеличение механической скорости проводки, сопровождаемое ростом давления промывки и недохождением долота до забоя без предварительной проработки ствола.

При разбурировании мощных толщ горных пород, перемежающихся с глинами, в буровой раствор может поступать достаточно большое количество шлама и частиц глины. При переходе с большего диаметра бурильной колонны на меньший, скорость восходящего потока бурового раствора уменьшается, тем самым происходит концентрация частиц глины и шлама в местах перехода. Частицы слипаются и превращаются в комки на элементах БК, что приводит к закупориванию кольцевого пространства, в результате вызывая рост давления и прихват бурильной колонны [4].

Также на образование сальников может влиять сдирание глинистой корки элементами бурильной колонны со стенок скважины. После сдирания, корка становится полутвердой однородной массой, которая может задерживаться на участках изменения диаметра кольцевого пространства. Полученный таким образом сальник, двигаясь под давлением циркуляции до ближайшего препятствия, застревает и уплотняется перепадом давления. Возникает прихват бурильной колонны, который может сопровождаться потерей циркуляции.

Признаками образования сальников могут являться затяжки долота при отрыве от забоя, падение механической скорости бурения, а также затяжки и посадки при спуске и подъёме инструмента, рост момента при вращении колонны, рост давления в нагнетательной линии при циркуляции бурового раствора.

Наибольшую опасность представляет собой эффект поршневания, возникающий при сальникообразовании в момент СПО, который влечет за собой гидроразрыв пласта, поглощения, обвали и ГНВП.

Прихваты могут возникать в результате оседания твердой фазы промывочной жидкости при нарушении структурно-механических свойств бурового раствора.

Буровой раствор в процессе бурения может иметь малые значения статического и динамического напряжения сдвига, большое количество твердой фазы в составе, неправильно подобранный набор присадок, утяжелителей и химических реагентов. К тому же недостаточное время промывки скважины, после бурения интервала и аварийное прекращение циркуляции могут повлечь за собой оседания взвешенных частиц в растворе.

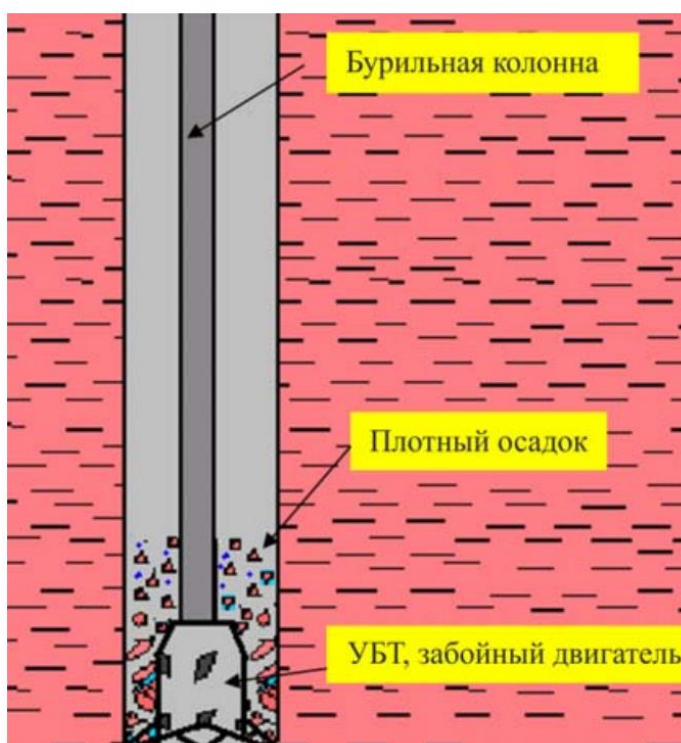


Рисунок 23 – Прихват при оседании твердой фазы промывочной жидкости

## 2.1 Предупреждение прихватов

Предупреждение и последующая ликвидация прихватов - сложный и трудозатратный процесс. Для этого были разработаны специальные

алгоритмы, придерживаясь которых можно минимизировать шансы возникновения осложнений и аварий подобного рода.

Для предотвращения дифференциального прихвата колонны бурильных и обсадных труб необходимо:

- 1) сохранять плотность, вязкость, показатели фильтрации, содержание твердой фазы и другие технологические параметры бурового раствора согласно проекту;
- 2) минимизировать время нахождения колонны бурильных труб без движения в открытом стволе и в прихватопасных интервалах;
- 3) устанавливать периодичность отрыва породоразрушающего инструмента от забоя, а также провороты бурильной колонны при бурении и использованием забойного двигателя;
- 4) при проектировании профиля скважины для наклонно-направленного бурения необходимо использовать минимально возможные темпы набора зенитного угла и его падения, а также изменения азимута;
- 5) вводить в состав компоновки УБТ с профильным поперечным сечением, то есть квадратные, спиральные, со смещенными гранями. Это требуется для того, чтобы уменьшить площадь контакта колонны со стенками скважины.

На рисунке 24 показаны примеры таких УБТ

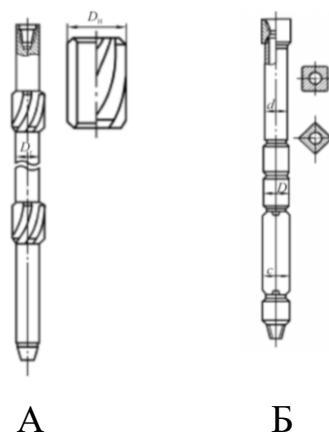


Рисунок 24 – А - УБТ с приваренными стальными втулками-центраторами,  
Б – УБТ со смещенными гранями

- б) подвергать проработки интервалы, содержащие проницаемые горные породы, склонные к образованию фильтрационных корок, а также периодически кольматировать при необходимости;
- 7) путем ввода нефти и смазывающих добавок снижать липкость глинистой корки [5].

Для предупреждения прихвата, связанного с заклиниванием БК и ОК в суженной части ствола скважины, необходимо держать под контролем износ долот и стабилизаторов, следить за скорости спуска колонны в призабойной зоне и уменьшать ее при необходимости, а также прорабатывать интервалы сужения. Также необходима тщательная промывка призабойной зоны и ограничение спуска компоновок, спускаемых в скважину и с новым диаметром.

При заклинке БТ в желобной выработке для профилактики процесса необходимо использование компоновок БК, которые заложены по проекту; выполнять замеры конфигурации ствола скважины для контроля диаметра; при переходе от УБТ к бурильным трубам необходимо устанавливать спиральные центраторы. Наиболее важная часть процесса бурения должна включать проработку желобных интервалов при помощи пикообразного долота с диаметром меньше скважинного, а также в компоновку для проработки необходимо включать УБТ, БТ и расширители БТ. Скорость проработки должна быть минимальной, а подачу промывочной жидкости необходимо увеличивать до максимально возможной.

Для исключения попадания в скважину посторонних предметов и как следствие заклинки бурильной колонны на устье оборудуется специальное устройство – резиновые манжеты-обтираторы, которые предотвращают нежелательные попадания. Также запрещено проводить все виды работ над открытым устьем. Необходимо производить постоянный контроль оборудования АКБ, ПКР, УМК.

В случае попадания посторонних предметов в скважину, в компоновку включается забойный металлошламоуловитель, который показан на рисунке 25.

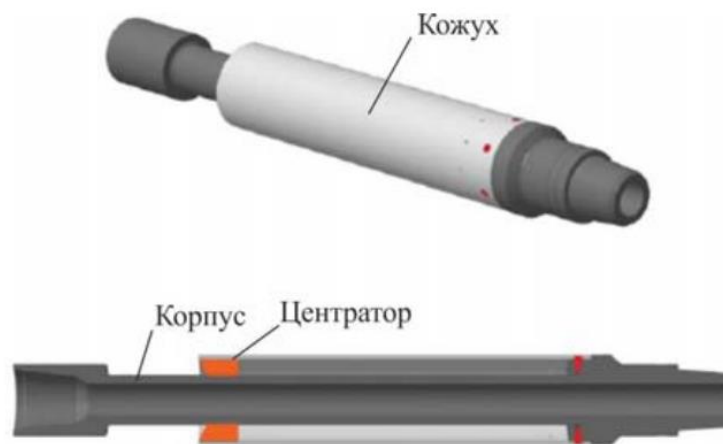


Рисунок 25 – Забойный металлошламоуловитель (ЗМШУ)

Данное устройство предназначено для улавливания обломков металлических предметов, которые разрушаются в скважине, а также долот, фрезеров и т.д.

Для предупреждения прихватов, вызванных осыпями и обвалами буровой раствор должен быть подвержен нормированию по плотности и показателю фильтрации, также скорость восходящего потока промывочной жидкости должна обеспечивать создание турбулентного потока. Необходимо также плавно запускать циркуляцию бурового раствора, исключать вероятность возникновения эффекта поршневания в скважине, подъем колонны всегда производить с доливом и не допускать образования пены.

Для минимизации рисков получения прихвата при бурении пластичных и текущих горных пород рекомендуется производить вскрытие на соленасыщенном БР пропластков солей и терригенных пород, при чем состав раствора должен соответствовать разбуриваемым породам по химическим и термическим свойствам. Также частота вращения при

бурении должна соответствовать значениям интервала 60-90 об/сек. При углублении скважины ниже интервала разбуриваемых пород, необходимо производить контрольные подъемы обязательно выше кровли залегания пластичных пород, что необходимо для определения проходимости КНБК. При сильном течении пород, плотность бурового раствора увеличивается до 1,3-1,5 г/см<sup>3</sup>

Для предотвращения прихватов, вызванных сальникообразованием принимается ряд следующих действий:

- 1) плотность, вязкость, липкость и тиксотропия бурового раствора поддерживаются согласно проектным данным;
- 2) призабойная зона при спуске нового долота прорабатывается 20 минут с нагрузкой до 5 т, затем с отрывом долота от забоя через 10 минут в течении получаса, затем нагрузка на долота восстанавливают до проектных значений;
- 3) при промывке при СПО добавлять смазывающие добавки;
- 4) установить периодичность отрыва долота от забоя с расхаживанием инструмента на длину ведущей трубы и проворотом инструмента вправо (если позволяет технология бурения).

## **2.2 Применение прихватобезопасных КНБК и технологические решения для предупреждения и ликвидации прихватов**

При проектировании и дальнейшем строительстве скважины важнейшими элементами являются конструкция и ее профиль. Наибольшее внимание при проектировании глубины спуска, диаметра обсадных колонн, высоты подъёма цемента за колонной и других параметров конструкции скважины необходимо уделять обеспечению безопасного ведения буровых работ, для проведения безаварийной работы и минимизации осложнений на

всех этапах строительства и эксплуатации, что обеспечивается «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03).

При исследовании Оганова Г.С. в работе по методам проектирования строительства наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали были использованы методы конечных элементов при расчете неориентируемых КНБК с несколькими опорно-центрирующими элементами. На основе данных методик была разработана и предложена к применению прихватобезопасная ступенчатая КНБК с центратором, а также без него [15].

Главная задача такой компоновки заключалась в передачи оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении участков с искривлением ствола, а также в предупреждении прихвата бурильного инструмента.

Основная проблема при бурении глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин состоит в том, что компоновка долгое время находится на нижней стенке ствола скважины. При таких условиях бурения наиболее частые причины возникновения прихвата инструмента – это резкий перепад давления, прилипание к стенкам скважины, сальникообразование, а также заклинивание инструмента. Особенно подвержено прихвату в таких случаях КНБК, так как имеет существенный вес из-за наличия множества элементов, жесткость, а также большую площадь контакта с поверхностью и диаметр.

Основное предложенное решение автором состоит в уменьшении площади соприкосновения с нижней стенкой скважины. Это можно достичь набором оптимальных параметров каждой секции КНБК. При роторном бурении, а в случае бурения с турбобуром используются параметры секций ступенчатого секционного турбобура, параметры выбираются исходя из условия, что отрезки УБТ не должны лежать на стенке скважины. Именно поэтому после точки касания необходимо производить переход на УБТ с меньшим диаметром, что в свою очередь дает также возможность

использования большего количества труб с большим общей длиной. Таким образом решается проблема передачи оптимальных осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент.

В статье Е.В. Тимофеева, О.Г. Мязина и В.И. Сумарокова при изучении скважины №2072, где при забое 2137м и КНБК: долото  $\varnothing 149,2$  МСЗВГАУ, ВЗД В 4 3/4"(1,5°) В 5,0м, телесистема "Sperry Sun"  $\varnothing 120$  мм В 10 м., бурильный инструмент ТБПВ  $\varnothing 88,9 \times 9,35$  GB105 было выявлено осложнение, связанное с заклинкой бурильного инструмента и компоновки в связи с осаждением на нижней стенке скважины выбуренной породы, шлама. Скважина находится в присводной части центрального купола Оренбургского вала. На рисунке 26 изображен проектный и фактический профиль скважины [5].

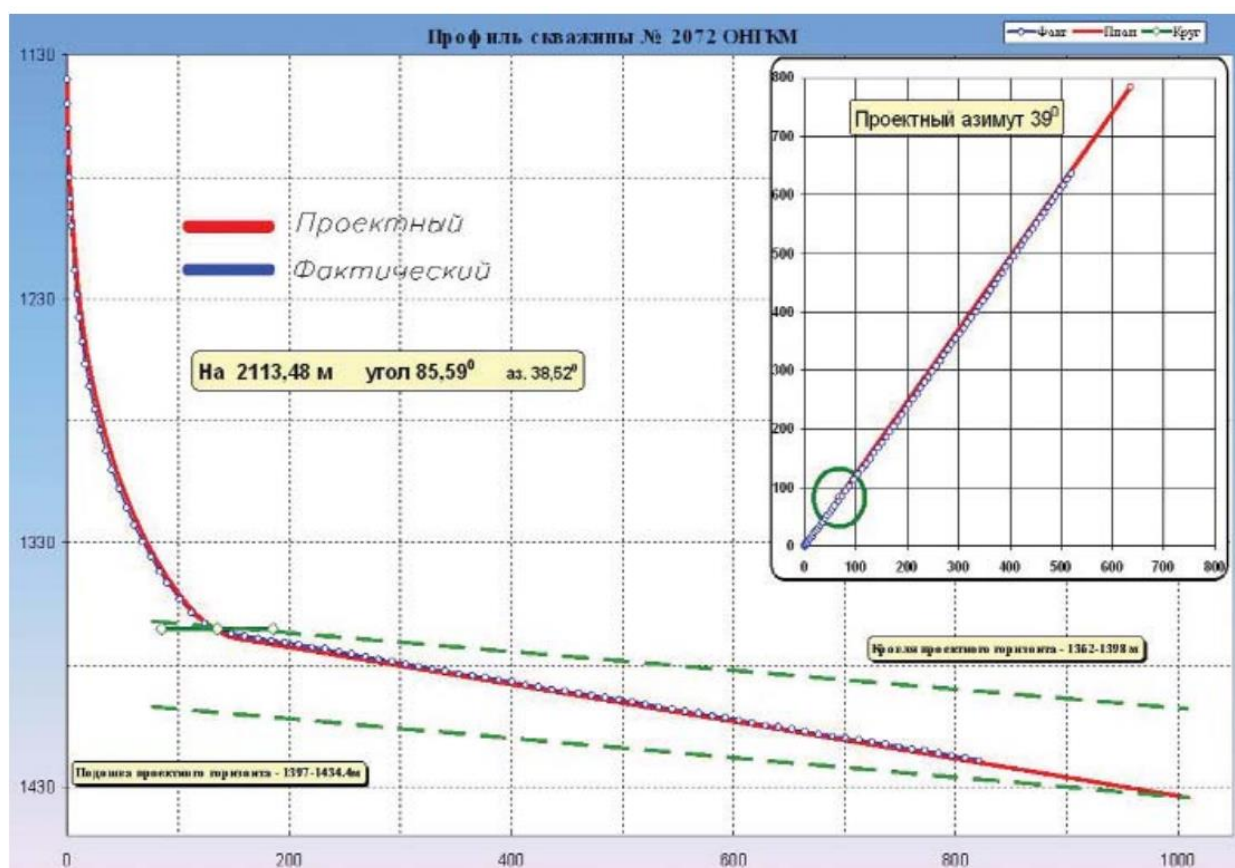


Рисунок 26 – Профиль скважины №2072 ОНГКМ



Данные по скважине: проектная глубина по вертикали - 1434,4 м, по длине ствола – 2300 м., азимут магнитный – 390, отход на забое – 1009,1 м, горизонтальный участок – 856,6 м. На рисунке 27 представлена схема заклинки КНБК. Для решения проблемы были применены кислотные и нефтяные ванны, а также расхаживание инструмента вниз до 0 и вверх до 50 тн.

Для устранения заклинки авторами была предложена следующая технология. Отворот бурильного инструмента производили с помощью шнуровой торпеды в горизонтальной части ствола скважины над компоновкой с отходом от вертикали в 600 м.

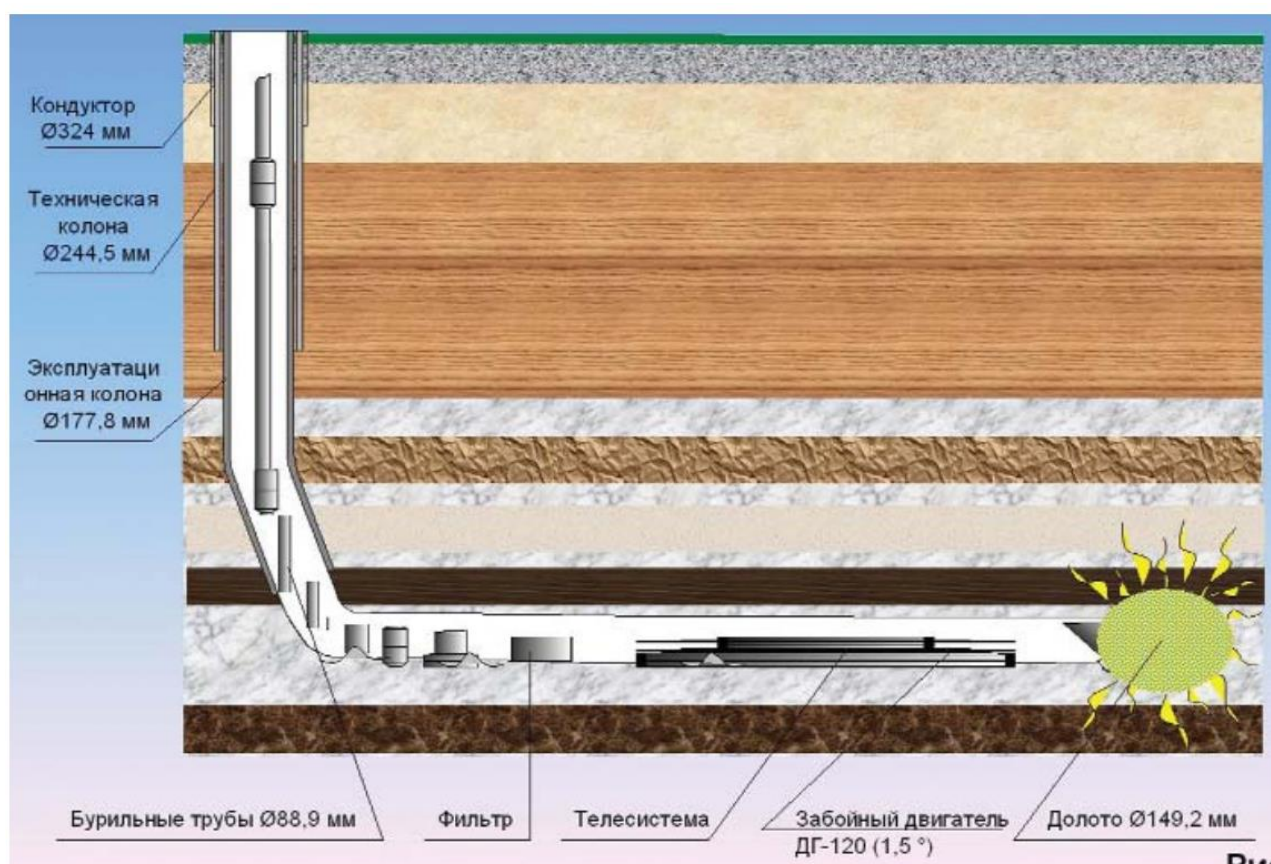


Рисунок 27 – Схема бурения горизонтального участка

Затем инструмент был вынут на поверхность. Извлечение КНБК производилось путем установки кислотной ванны методом сверху вниз, при этом производили расхаживание компоновки, используя гидравлический ЯСС.

Также в работе был описан метод отвинчивания и «встряхивания» труб в вертикальных скважинах при помощи использования торпеды ТДШ из детонирующего шнура. Сама торпеда состоит из головки-держателя и соединенного при помощи троса заряда с грузом. Заряд представляет собой расчетное количество детонирующего шнура. Доводится торпеда гидравлическим способом при помощи лубрикатора на устье путем прокачки промывочной жидкости по трубам. На рисунке 28 представлена торпеда из детонирующего шнура ТДШ-50.

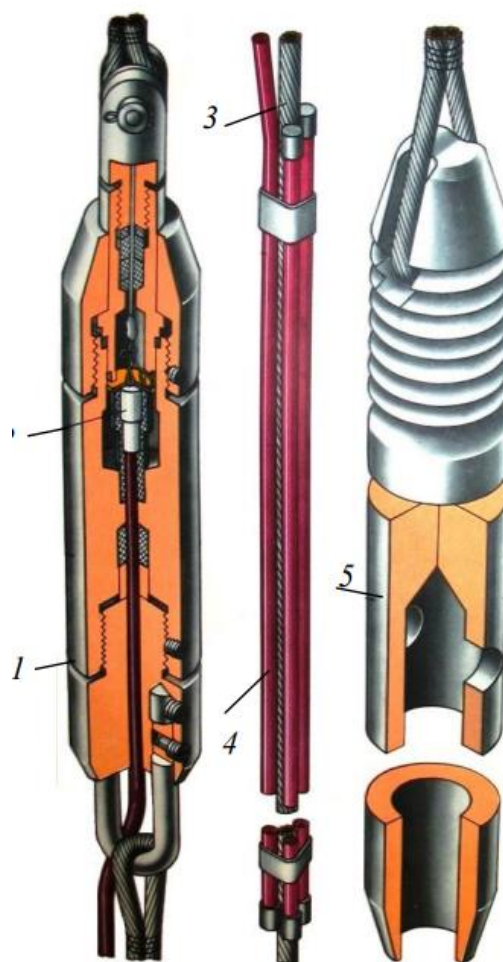


Рисунок 28 – Торпеда ТДШ-50,

где 1 – головка держателя; 2 – взрывной патрон; 3 – трос; 4 – заряд из детонирующего шнура; 5 - груз

Для взрыва торпеды используется электрический импульс, который активирует ее через электродетонатор по специальному кабелю. Держатель,

трос и груз можно использовать несколько раз, поэтому после осуществления взрыва, они извлекаются на поверхность. Затем производится отворот и подъем бурильных труб по частям. Следующим этапом после установки нефтяных и кислотных ванн идет работы ЯССа по освобождению компоновки. В результате проведенных работ были извлечены из скважины двигатель с долотом на поверхность.

В работе Дерябина А.В. по применению нового элемента КНБК для улучшения очистки ствола скважины и снижения количества осложнений при проведении СПО был проведен анализ непроизводственного времени при производстве буровых работ на месторождениях Сургутского района. В ходе исследования были выявлены следующие основные проблемы [6].

При бурении интервала под кондуктор на глубину 750 м происходили потери циркуляции бурового раствора, которые сопровождалась посадками и затяжками бурильного инструмента. Также в процессе бурения были обнаружены осыпи горных пород.

Проблема неустойчивости стенок скважины наблюдалась при бурении интервала под эксплуатационную колонну на глубину 2810 м. В геологическом разрезе было выявлено наличие глинистых отложений и проницаемых песчаников с АНПД. При это скорость бурения составляла до 1800 м/сут с отходом от вертикали до 1700 м. При данных условиях бурения возникали проблемы с выносом шлама на поверхность, что способствовало его накоплению и возникновению осложнений, таких как посадки, затяжки и механические прихваты КНБК, а также снижению механической скорости проходки. На рисунке 29 представлен профиль данной скважины, с указанием интервалов.



Рисунок 29 – Профиль наклонно-направленной скважины с географическим отображением участков, в которых наиболее часто встречались осложнения при СПО

Первый интервал был представлен породами новомихайловской свиты глубиной до 350 м, а именно переслаивающимися глинами с мелкозернистыми песками. Данный интервал склонный к интенсивными осыпям и обвалам.

На втором интервале глубиной до 1350 м березовская свита сложна неустойчивыми глинами и уплотненными песками.

Третий интервал глубиной до 1850 представляет собой ханты-мансийскую свиту, которая сложена переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, алевролитами и плотными глинами.

Четвертый интервал глубиной до 2350 м, представлен чекрашинской свитой с чередованием песчано-алевролитовых пластов и глинистых пачек, а также плотными алевролитами.

Осложнения, возникшие на этих интервалах связаны также с сужением ствола скважины, вследствие набухания глин, а также некачественной очисткой ствола. Улучшить качество крепления ствола скважины и очистку от шлама, снизить изменения естественных коллекторских свойств пласта наиболее важные задачи.

Для решения вопроса очистки ствола скважины можно применить увеличение расхода промывочной жидкости. Однако превышение данного параметра может привести к повреждению гидравлического забойного двигателя и забойной телеметрической системы, при включении их в компоновку. Для максимального увеличения скорости восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве предлагается включить в КНБК промывочный калибратор, который изображен на рисунке 30.

Конструктивно промывочный калибратор отличается от обычного наличием промывочных отверстий, который располагаются на нижней части корпуса, а также наличием дополнительного вооружения на лопастях, которые применяется для проработки и расширения ствола скважины. Данный калибратор устанавливается над верхней НУБТ забойной телесистемы.



Рисунок 30 – Промывочный калибратор

При использовании калибратора часть объема бурового раствора будет «шунтироваться» через промывочное отверстие. Соответственно основной

объем жидкости будет доходить до телесистемы и забойного двигателя. Таким образом расход промывочной жидкости в затрубном пространстве будет увеличен.

Преимущества использования данной технологии позволят снизить вибрации, передаваемые на колонны бурильных труб, что соответственно также улучшит вынос шлама. При попадании промывочного калибратора в осложненный интервал сужения ствола скважины, он будет легче проработан и в случае прихвата, восстановить подвижность колонны будет значительно проще. Также проработка с помощью дополнительного вооружения позволит восстановить оптимальный диаметр скважины и уменьшит риск заклинки УБТ и ГЗД в осложненном участке. На рисунке 31 показан внешний вид КНБК с установленным промывочным калибратором [18]



Рисунок 31 – Внешний вид КНБК с установленным промывочным калибратором в осложненном стволе

### 3 РАЗРАБОТКА ПРИХВАТОБЕЗОПАСНОЙ КНБК НА СКВАЖИНЕ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для проектирования и разработки прихватобезопасной КНБК были использованы данные проекта производства работа (индивидуальная программа бурения) с управляемым давлением на эксплуатационную скважину №3141, Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ).

Ковыктинское газоконденсатное месторождение было открыто в 1987 году и находится в пределах лицензионных участков недр Газпрома на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов Иркутской области в 400 км к северо-востоку от г. Иркутска.

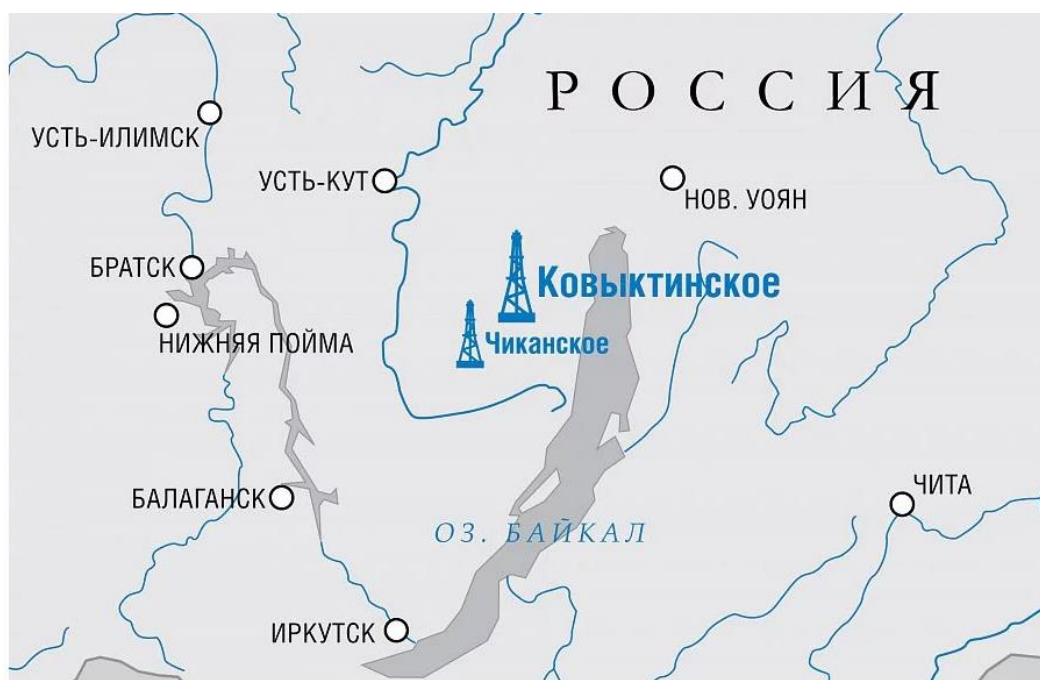


Рисунок 32 – Ковыктинское ГКМ

Работы входящие в проект производства работ включают бурение секции  $\varnothing 295,3$  мм в интервале 1501-2675 м с управляемым давлением.

Применение технологии бурения с управляемым давлением БУД предусматривает оперативное управление давлением с целью поддержания постоянного забойного давления на любой глубине интервала, определение фактических градиентов пластовых давлений и градиентов давления гидроразрыва в динамике, раннего обнаружения притоков и поглощений и

возможности быстрого понижения или повышения ЭЦП на забое при поглощении или рапопроявлении, сокращении НПВ за счет отсутствия затрат времени на ликвидацию поглощений и проявлений, а также повышение эффективности и безопасности процесса бурения.

Принцип работы БУД заключается в том, что возвратный поток, выходящий из скважины с помощью роторного устьевого герметизатора (РУГ) расположенного поверх стандартного оборудования ПВО над ПУГ 350x35 (для секции 245/250 мм) и манифольдной обвязки высокого давления будет направлен к регулируемому дросселю, где путем изменения проходного сечения и вызванного этим гидравлическим противодействием будет производится управление забойным давлением в кольцевом пространстве. Затем поток будет направлен на выбросита.

Исходные данные по скважине представлены в таблицах 1,2,3,4,5.

Таблица 1 – Конструкция скважины

Наименование колонны, диаметр мм	Глубина спуска, м
Направление, 530	30
Кондуктор, 426	600
Промежуточная, 324	1499,5

Таблица 2 – Литолого-стратиграфическая характеристика

Свита/пласт	Вертикальная глубина, м.		Абсолютная глубина, м.		Мощность, м.
	Кровля, м.	Подошва, м.	Кровля, м.	Подошва, м.	
Альтитуда ротора, м.	1008,04				
Уровень земли (отсыпка площадки), м.	997,969				
Устькутская+ийская	10	153,04	997,9	855	153
Верхоленская+илгинская	153,04	942,04	855	66	789
Литвинцевская	942,04	1177,04	66	-169	235
<i>Келорский горизонт</i>	1122,04	1177,04	-114	-169	55
Ангарская	1177,04	1753,04	-169	-745	576



Продолжение таблицы 2

Верхнеангарская	1177,0 4	1479,0 4	-169	-471	302
Нижнеангарская	1479,0 4	1753,0 4	-471	-754	274
<i>Бильчирский горизонт Б1</i>	1479,0 4	1498,0 4	-471	-490	19
<i>Бильчирский горизонт Б2+3</i>	1550,0 4	1592,0 4	-542	-584	42
<i>Бильчирская горизонт Б4</i>	1606,0 4	1631,0 4	-598	-623	25
Булайская	1753,0 4	1887,0 4	-745	-879	134
Бельская	1887,0 4	2339,0 4	-879	-1331	452
Верхнебельская	1887,0 4	2051,0 4	-879	-1043	164
Нижне- среднебельская	2051,0 4	2339,0 4	- 1043	-1331	288
<i>Атовский горизонт</i>	2051,0 4	2109,0 4	- 1043	-1101	58
<i>Христофоровский горизонт</i>	2229,0 4	2339,0 4	- 1221	-1331	110
Усольская	2339,0 4	2915,0 4	- 1331	-1907	576
<i>Осинский горизонт</i>	2788,0 4	2838,0 4	- 1780	-1830	50
Тэтэрская	2915,0 4	2977,0 4	- 1907	-1969	62
Собинская	2977,0 4	3075,0 4	- 1969	-2067	98
Катангская	3075,0 4	3169,0 4	- 2067	-2161	94
<i>Преображенский горизонт</i>	3151,0 4	3169,0 4	- 2143	-2161	18
Чорская	3169,0 4	3256,0 4	- 2161	-2248	87
Пласт III - песчаники	3179,0 4	3211,0 4	- 2171	-2203	32
Точка Т2, пласт П2 - песчаники	3216,0 4	3256,0 4	- 2208	-2248	40
Точка Т3, забой	3256,04		-2248		-2248

Таблица 3 – Характеристики вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м.		Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Давление гидроразрыва, МПа
	От (вверх)	До (низ)			
Бильчирский	1550	1631	13,7 (27,4)	0,93 (1,89)	30,7
Биркинский	1788	1888	17,36 (25,96)	0,99 (1,48)	37,0
Атовский	2051	2109	20,84 (33,87)	1,04 (1,69)	43,9
Христофоровский	2229	2339	22,59 (41,7)	1,04 (1,92)	49,5
Балыхтинский	2314	2334	24,06 (42,9)	1,06 (1,89)	50,9
Максимальные значения в () указаны для скважин в зонах рапопроявлений					

Таблица 4 – Градиенты давлений в интервале 1501-2675 м.

Интервал, м		Коэффициент аномальности пластового давления	Градиенты давления, МПа/м			Температура в конце интервала
От (вверх)	До (низ)		Горного	Пластового	Гидроразрыва	
1470	1658	1,89	0,0233	0,0185	0,0205	28,2
1658	1758	0,93	0,0233	0,0091	0,0205	29,9
1758	1788	0,99	0,0238	0,0091	0,0206	33,1
1788	1888	1,48	0,0238	0,0097	0,0207	33,1
1888	2043	1,02	0,0237	0,0145	0,0214	34,7
2043	2108	1,69	0,0241	0,01	0,0215	36,3
2108	2214	1,04	0,0241	0,0165	0,0215	38,8
2214	2314	1,92	0,0241	0,0102	0,0224	41,8
2314	2334	1,89	0,0241	0,0188	0,022	42,0
2334	2378	1,06	0,0241	0,0185	0,0235	46,3
2378	2388	1,06	0,0241	0,0104	0,0235	46,3
2388	2693	1,06	0,0241	0,0104	0,0235	46,3

В качестве промывочной жидкости для секции 245/250 мм используется система Полибур-Турбо. Согласно проведенному гидродинамическому моделированию, согласно заявленным диаметрам ствола скважины и фактическим размерам КНБК, градиентам давлений пластового и гидроразрыва для бурения интервала в условиях рапопроявления рассчитанная плотность 1,7 г/см<sup>3</sup>.

Первый вскрываемый пласт – Бильчирский. Он представлен в основном трещиноватыми доломитами бильчирского горизонта. На основании

пробуренных разведочных скважин солевого комплекса Ковыктинской зоны газонакопления, нужно учитывать, что наблюдались многочисленные осложнения, которые связаны с поглощением промывочной жидкости (иногда до полной потери циркуляции), водо- и газопроявления и др.

Кровля Биркинского горизонта проводится по подошве ангидритов и солей бельской свиты. Горизонт сложен в основном массивными доломитами, а также известняками в средней части. В подошвенной части прослеживаются прослой глинистых доломитов, а также иногда встречаются мелкозернистые песчаники и кварцевые.

Атовский горизонт представлен также трещиноватыми и кавернозными доломитами и известняками. При вскрытии данного горизонта возможны поглощение бурового раствора.

К подошве Атовской подсвиты приурочен Христофоровский горизонт, который сложен доломитами с прослоями известняков, доломит-ангидридами и глинистыми доломитами.

Балыхтинский пласт выделяется в кровельной части угольской свиты и сложен трещиноватыми доломитами с прослоями глинистых доломито-ангидритов [17].

Ввиду необходимости обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями выбирается бурение с применением ВЗД. Буровая установка, используемая для бурения предыдущих интервалов БУ 5000/400 ЭК-БМЧ с допускаемой нагрузкой на крюке по ГОСТ 16293 – 400 тс, условной глубиной бурения 5000 м, с электрический приводом переменного тока частотно-регулируемым. Высота основания 10,8 м, мощностью на входном валу лебедки 1500 кВт, мощностью насоса 1180 кВт, максимальной подачей насоса 51,4 л/с, максимальным давлением на выходе из насоса 35 МПа. [16].

Из анализа физико-химических свойств вскрываемых пластов и их горных пород выбираем долото PDC, так как с его помощью можно

обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения. Для бурения эксплуатационной колонны выбирается диаметр долота 295,3 мм.

Параметры, соответствующие заданному режиму бурения:

- 1) нагрузка на долото 10-22 т;
- 2) расход 38-45 л/с;
- 3) обороты ВСП 30-60 об./мин.;
- 4) обороты долота 160-180 об./мин.;
- 5) допустимый дифференциальный перепад на ВЗД 25-30 атм.

Для бурения под эксплуатационную колонну предлагается использовать долото БИТ 295,3 ВТ 419 СР производства компании НПП «БУРИНТЕХ».

Тип забойного двигателя выбирается согласно проекту на строительство скважины, а именно типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота. Выбираем ВЗД 240М.5/6.64 с наружным диаметром корпуса 240 мм, длиной двигателя 9025 мм, массой 2047 кг, с диаметрами применяемых долот от 269,9 до 444,5 мм, нагрузкой на долото 400 кН, расходом жидкости 30-50 л/с, с максимально допустимым дифференциальным перепадом давления до 50 атм производства компании ВНИИБТ.

Таким образом для нижней секции УБТ выбираем диаметр при бурении с забойным двигателем 229 мм.

Таблица 5 - Рекомендуемые сочетания наружных диаметров элементов бурильных колонн в зависимости от диаметра долот

Диаметр долот, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр круглых УБТ, мм при способе бурения		Диаметр СБТ, мм	Диаметр АБТ, мм
		Забойным двигателем	Ротором		
139,7-146,0	85	73; 89	108	73	-
149,2-158,7	127	120	120	73;89	73; 93
165,1-171,4	137	120	120; 133	89	93
187,3-200,0	164;172	146	146	114	129
212,7-244,5	195	178	178	127; 140	129; 147
250,8	215	203	203	140	147
269,9	240	219; 229	219; 229	140	147
295,3	240	229	229; 245	140	147
311,1-320,0	240	229	245; 254	140	-
349,2-393,7	240	229	273	140	-
445,5 и более	240	229	299	140	-

Для обеспечения перехода по жесткости к бурильным трубам число секций в компоновке принимается равным 3, при это должно выполняться условие:

$$D_{УБТ(n+1)} \geq 0,75 D_{УБТ(n)} , \quad (1)$$

где  $n = 1; 2 \dots$  — номер секции УБТ, отсчитываемый снизу-вверх.

Длина первой нижней секции УБТ, которая создает основную нагрузку на долото определяется по формуле:

$$L_{УБТ-1} = \lambda_1 L_{УБТ} , \quad (2)$$

Где  $L_{УБТ}$  – общая длина УБТ, м

$\lambda_1$  – безразмерный эмпирический коэффициент (0,7...0,8).

Общая длина УБТ определяется по формуле:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{1,15(G - gG_{\text{ГЗД}})}{g\left(1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{УБТ}}}\right)\left[\lambda_1 q_{\text{УБТ}-1} + \frac{1}{n-1}(1 - \lambda_1)(q_{\text{УБТ}-2} + q_{\text{УБТ}-3})\right] \cos \alpha}, \quad (3)$$

где  $L_{\text{УБТ}}$  — общая длина УБТ, м;  $G$  — осевая нагрузка на долото, Н;  $G_{\text{ГЗД}}$  — масса ГЗД, кг;  $g$  — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $q_{\text{УБТ}-1}$ ;  $q_{\text{УБТ}-2}$ ;  $q_{\text{УБТ}-3}$  — масса 1 метра УБТ соответственно первой, второй и третьей ступени, кг/м;  $\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{УБТ}}$  — плотность материала УБТ, кг/м<sup>3</sup>; для стали — 7850 кг/м<sup>3</sup>;  $n$  — число ступеней УБТ в компоновке;  $\alpha$  — угол отклонения УБТ от вертикали; в вертикальной скважине  $\alpha=0$ ;  $\lambda_1$  — коэффициент из формулы 2.

Таким образом общая длина УБТ принимается равной 91,3 м.

Согласно формуле 4 принимаем равным длину первой секции 41,5 м

$$L_{\text{УБТ}-1} = \lambda_1 L_{\text{УБТ}}, \quad (4)$$

при коэффициенте  $\lambda=0,4$ .

По формуле 5 находим длины соответственно второй и третьей секции и принимаем равными их по 24,9 м.

$$L_{\text{УБТ}-2} = L_{\text{УБТ}-3} = 0,5(L_{\text{УБТ}} - L_{\text{УБТ}-1}) \quad (5)$$

Для расширения и калибрования участков ствола скважины по диаметру долота, а также для центрирования и стабилизации направления оси скважины предлагается включить в компоновку скважины калибратор лопастной спиральный типа КС – 294 СТ производства компании «БУРИНТЕХ». Установить предлагается в интервал над ВЗД через 2 УБТ 229 и затем еще через 1 УБТ 229.

ЯСС необходимо установить для достижения наилучшего эффекта и минимизации износа инструмента над верхним прихватопасным элементом КНБК, то есть ВЗД или калибратором в данном случае через несколько УБТ, но не более 25 м. Соответственно предлагается установить ЯСС над верхним калибратором через 2 УБТ 229.

Затем устанавливаются следующие секции УБТ 203 и УБТ 178 по 24,9 м соответственно.

При проектировании БК над КНБК рекомендуется устанавливать наддолотный комплект бурильный труб длиной 250-300 м, включающий трубы пониженной группы прочности, однако имеющие максимальную толщину стенки. Данный способ установки необходим для плавного перехода по жесткости от КНБК к бурильным трубам. Предлагается установить ТБТ – 140 длиной 150 м.

СБТ для диаметра долота 295,3 выбираются с диаметром 140 мм и устанавливаются на ТБТ на оставшуюся длину 2091,61 м.

Таким образом проектная КНБК для бурения эксплуатационной колонны представлена в таблице 6. Также в таблице дана информация по фактическому применению КНБК и включения элементов в нее на практике на данной скважине Ковыктинского месторождения. Данные по бурению и результаты отсутствуют. Однако анализируя проект КНБК с фактическим КНБК можно сделать вывод, что применение ВЗД, калибраторов и ЯССа для обеспечения прихватобезопасности КНБК целесообразно [20].

Таблица 6 – Проектный и фактический состав КНБК.

Проектная КНБК		Фактическая КНБК	
Наименование элемента КНБК	Длина, м	Наименование элемента КНБК	Длина, м
Долото БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,35	Долото 295,3	0,4
ВЗД 240М.5/6.64	8,32	ВЗД-240	10
УБТ-229	16,6	Калибратор КС-292	1,3
Калибратор КС-294 СТ	0,81	УБТ229	8,5
УБТ-229	8,3	Калибратор КС-292	1,3
Калибратор КС-294 СТ	0,81	УБТ-229	32
УБТ-229	16,6	УБТ-203	12
ЯСС	6,8	ЯСС	3,5
УБТ-203	24,9	УБТ-203	12
УБТ-178	24,9	УБТ-168	83
ТБТ-140	150	СБТ-127	2511,2
СБТ-127	2091,61		

Для бурения данного интервала предусмотреть определенный порядок действий для буровой бригады.

В случае определения притока в процессе бурения необходимо произвести оперативное увеличение противодействия на устье до прекращения притока, но не превышая рабочих давлений на роторный устьевой герметизатор (в случае максимальных рабочих значений, произвести герметизацию устья скважины с помощью универсального превентора и продолжить циркуляцию с противодействием для определения фактического пластового давления и вымыва забойной пачки) [19].

В случае определения поглощений в процессе бурения произвести снижение противодействия на устье до прекращения поглощения, в случае невозможности дальнейшего снижения, выполнить дополнительные мероприятия по кольматированию зоны поглощения. В случае полного поглощения, выполнить долив скважины до устья, при невозможности выполнить долив – выполнить замер уровня и произвести герметизацию устья скважины с помощью превентора. Дальнейшие работы выполнять по дополнительному плану работ на ликвидацию поглощения.

По достижению проектной глубины 2675 м и наличия избыточного давления принимается совместное решение с Заказчиком о необходимости замещения в скважине раствор глушения.

Дальнейшие работы производятся согласно программе работ по бурению и креплению на скважину №3141 Ковыктинского месторождения.



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на строительство наклонно-направленной добывающей скважины на месторождении Томской области
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 29.11.2021
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства скважины на месторождении Томской области для анализа направлений совершенствования строительства наклонно-направленных скважин
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и расходов по сооружению добывающей скважины на месторождении Томской области
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности строительства скважины для дальнейшего анализа направлений совершенствования строительства наклонно-направленных скважин
<b>Перечень графического материала</b>	
Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич		

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Строительство скважины представляет собой ряд разнородных, но технологически связанных между собой процессов, которые включают в себя: подготовительные работы, бурение, спуско-подъемные операции, наращивание бурильной колонны, подготовка бурового раствора с последующей промывкой скважины, подготовка тампонажных растворов, контроль за процессом промывки и цементирования, спуск и крепление обсадных колонн, геофизические исследования, испытание и освоение скважины, монтажные и демонтажные работы, рекультивацию.

В проектной документации разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, представленные в таблицах 7.1-7.4.

Таблица 7.1 – Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1	2
Месторождение	Южно-Майское
Расположение (суша, море)	Суша
Цель бурения	Эксплуатационное бурение
Назначение скважины	Эксплуатационная
Проектный горизонт	Ю15
Вид скважины	Наклонно-направленная
Вид строительства (первичный, повторный)	Первичный
Параметры профиля:	
– максимальный зенитный угол, град	36,8
– максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	1,5
Глубина скважины по вертикали, м	3080
Глубина кровли по вертикали наиболее мощного продуктивного (базисного) пласта, м	2985
Отход на кровлю продуктивного пласта, м	-
Радиус круга допуска, м	-
Интервал отбора керна по вертикали, м	2680-2705; 2985-3035

Продолжение таблицы 7.1

1	2
Число объектов испытания в процессе бурения	0
Число объектов испытания в колонне	1
Способ бурения	Роторный, турбинный, ВЗД
Тип буровой установки	Грузоподъёмность не менее 200 тс.
Буровые насосы	У8-6М, У8-УМА1, У8-6МА2, БРН-1, НБТ-600, УНБТ-950
Альтитуда ротора	-
Вид привода	Электрический
Наличие механизмов АСП	Да
Тип буровой установки для испытания	УПА-60/80
Максимальная масса колонны, т:	
– бурильной	119,4
– обсадной	102,2
Масса СВП, т	
Металлоёмкость конструкции скважины, кг/м	100,1
Продолжительность строительства всего, сут.	
– повторный монтаж	
– первичный монтаж	101
в том числе:	
– вышкомонтажные работы	
– повторный монтаж	
– первичный монтаж	66
– подготовительные работы к бурению	4
– передвижка 5, 18 м	
– бурение	16,71
– крепление	9,23
– испытание в открытом стволе	-
– испытание в эксплуатационной колонне	6,5

Таблица 7.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	323,9	0	50	0	50
Кондуктор	244,5	0	1000	0	1183
Эксплуатационная	168,3	0	3080	0	3731

Таблица 7.3 – Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
1	2
Месторождение	Южно-Майское
Административное расположение	Российская Федерация
– республика	
– округ	
– область	Томская
– район	Каргасокский
Температура воздуха, 0С	
– среднегодовая	минус 0,4
– наибольшая летняя	плюс 37
– наименьшая зимняя	минус 52
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,86
Продолжительность отопительного периода, сут.	244
Многолетнемёрзлые породы, м	Отсутствуют

Таблица 7.4 – Сведения о площадке строительства буровой

Название, единица измерения	Название, единица измерения
1	2
Рельеф местности	Полого-волнистый
Состояние местности	Заболоченное (50-60%), малообжитое
Толщина, см:	
снежного покрова	63
почвенного слоя	50
Растительный покров:	Темнохвойные леса (сосна, ель, пихта, кедр), растительность болот, лугов
Почвы	Дерново-глеевые оподзоленные почвы

#### 4.1 Расчет сметной стоимости строительства скважины

Сметная стоимость строительства скважины определяется сводным сметным расчетом. Утвержденная сметная стоимость является лимитом на весь период строительства. Сметная стоимость строительства скважин должна определяться с применением, как правило, укрупненных показателей стоимости строительства (УПСС), других укрупненных сметных нормативов, обеспечивающих необходимую достоверность

подсчета и сокращение объема сметной документации, а при их отсутствии - по расценкам сборников ЕРЕР на строительство скважин, а также по сметным ценам или оптовым ценам (калькуляциям) на материалы, конструкции и изделия, калькуляциям транспортных расходов. При отсутствии расценок в сборниках ЕРЕР на строительство скважин разрешается применять другие сборники ЕРЕР с необходимыми поправками по территориальным районам.

В сводном сметном расчете стоимости строительства скважины средства распределяются по следующим главам [29]:

1. Подготовительные работы к строительству скважины.
2. Строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования; монтаж и демонтаж установки для испытания скважины.
3. Бурение и крепление скважины.
4. Испытание скважины на продуктивность.
5. Промыслово-геофизические работы.
6. Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время.
7. Накладные расходы.
8. Плановые накопления.
9. Прочие работы и затраты.
10. Авторский надзор.
11. Проектные и изыскательские работы.
12. Резерв на непредвиденные работы и затраты.

#### 4.1.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Расчёт размеров отводимых участков для сооружений скважин, результаты которого представлены в таблице 8.1, осуществлялся согласно нормам отвода земель для сооружений нефтяных и газовых скважин [21].

Таблица 8.1 – Размеры отводимых участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Площадка под буровую	2,35	СН-462-74
Площадка под факел для сжигания нефти и газа	0,75	СН-462-74
Площадка под емкости для сбора нефти и загазированной промывочной жидкости	1,3	СН-462-74
Площадка под жилой поселок	0,28	СН-462-74
Вертолетная площадка	2,12	Аэропроект, М-1984
Итого	6,8	

Далее производился расчет стоимости подготовительных работ согласно СНиП IV-2-82 [22]. Результаты отображены в таблице А.1 приложения А.

#### 4.1.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 [23-25]. Для расчета была выбрана буровая установка БУ «Уралмаш 200Э», которая удовлетворяет показателям требуемой грузоподъемности и условной глубины бурения.

Сметная стоимость строительства и разборки вышки, предвышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования представлена в таблице А.2 приложения А.

## 4.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

### 4.2.1 Нормативная карта работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы, включающие: строительно-монтажные работы; подготовительные работы; бурение и крепление скважины; испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [26]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих,

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток [27].

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 28,7 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 8,52 часов; на работы по вызову притока флюида – 16,05 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 39,11 часа; на работы по задавке скважины – 9,56 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 11,01 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 112,9 часов или 4,7 суток:

$$\sum T_{исп} = 28,7 + 8,52 + 16,05 + 39,11 + 9,56 + 11,01 = 112,9 \text{ ч}$$

Таблица 8.2 – Сводная таблица продолжительности бурения и крепления в сутках

Номер обсадной колонны	Название колонны		Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
				от (верх)	до (низ)	
1	2		3	4	5	6
1	Направление		0,99	0	50	0,26
	Итого, сут.	1, 2 5				
2	Кондуктор		3,7	50	11 83	3,8
	Итого, сут.	7, 5 1				
3	Эксплуатационная		4,53	118 3	37 31	12,64
	Итого, сут.	1 7, 2				
Всего , сут.	25,93		9,23			16,71

Продолжительность бурения и крепления скважины отображены с учетом переходного коэффициента из нормативной продолжительности в проектную. Поправочный коэффициент перевода нормативной продолжительности в проектную, рассчитанный по целям бурения, на основании данных статистического отчёта в балансе календарного времени бурения за два года предшествующему и составляет  $K=1,1$  [28].



#### **4.2.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин**

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении А в таблицах А.4 и А.5.

#### **4.2.3 Расчет сметной стоимости освоения (испытания) скважин**

Расчет производился согласно на основе документа СНиП IV-5-82. Сметная стоимость испытания скважины представлены в таблице А.6 приложения А.

### 4.3 Сводный сметный расчет

Сводный сметный расчет на строительство поисково-оценочной скважины представлен в таблице 8.3

Таблица 8.3 - Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	<b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	110 891	1 628 705,08
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>110 891</b>	<b>1 628 705,08</b>
2	<b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b>		
	Строительство и монтаж	91 948	15 881 604,19
	Разборка и демонтаж	10 491	1 812 070,97
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>102 439</b>	<b>17 693 675,16</b>
3	<b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>		
	Бурение скважины	153 921	26 585 900,55
	Крепление скважины	106 040	18 315 687,23
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>259 961</b>	<b>44 901 587,78</b>
4	<b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>		
	Испытание скважины	10 228	1 766 629,56
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>10 228</b>	<b>1 766 629,56</b>
5	<b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	27 604	4 767 912,15
	<b>Итого по главе 5</b>	<b>27 604</b>	<b>4 767 912,15</b>
6	<b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 537	1 992 673,88
	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	855	147 605,47
	Эксплуатация котельной установки	22 470	3 881 115,54

Продолжение таблица 8.3

	<b>Итого по главе 6</b>	<b>34 861</b>	<b>6 021 394,89</b>
	<b>ИТОГО прямых затрат</b>	<b>527 056</b>	<b>73 510 453,96</b>
7	<b>Глава 7. Накладные расходы</b>		
	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	131 764	18 377 613,49
	<b>Итого по главе 7</b>	<b>131 764</b>	<b>18 377 613,49</b>
8	<b>Глава 8. Плановые накопления</b>		
	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	52 706	7 351 045,40
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>52 706</b>	<b>7 351 045,40</b>
	<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>711 525</b>	<b>99 239 112,84</b>
9	<b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>		
	Заработные платы и премии	11 433	1 974 807,33
	Транспортировка вахт автотранспортом	1 679	289 917,78
	Сооружение водяной скважины	4 636	800 801,78
	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 423	245 795,39
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>	<b>19 171</b>	<b>3 311 322,28</b>
	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>	<b>730 696</b>	<b>102 550 435,12</b>
	<b>Глава 10</b>		
	Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	36 451	6 295 955,07
	<b>Итого по главе 10</b>	<b>36 451</b>	<b>6 295 955,07</b>
	<b>ИТОГО</b>	<b>767 147</b>	<b>108 846 390,19</b>
	<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>	<b>390,19</b>	<b>108 846</b>
	<b>НДС</b>	<b>278,04</b>	<b>21 769</b>
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>	<b>668,23</b>	<b>130 615</b>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2БМ02		Буймов Кирилл Сергеевич	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело 21.04.01

Тема ВКР:

<b>Разработка и применение прихватобезопасных КНБК на скважинах Ковыткинского газоконденсатного месторождения</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования – цех буровой установки</i>  <i>Область применения – нефтегазодобывающая промышленность</i>  <i>Рабочая зона: <u>производственное помещение</u></i>  <i>Размеры помещения: 91 м<sup>2</sup></i>  <i>Винтовой забойный двигатель, роторная управляемая система, телеметрическая система, КНБК для бурения, опорно-центрирующие элементы, центральная система грубой очистки</i>  <i>Сборка/разборка КНБК, установка калибратора</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Недостаточная освещенность на рабочем месте.</li> <li>– Неблагоприятные климатические условия</li> <li>– Повышенный уровень шума</li> <li>– Повышенный уровень вибрации.</li> </ul> <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Работа на высоте</li> </ul>

	<p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Искусственное освещение;</li> <li>– Спецдежда, спец обувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</li> <li>– Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b></p>	<p>Литосфера: заводнение продуктивных пластов, нарушение экологического равновесия недр  Гидросфера: загрязнение подземных вод различными растворами.  Атмосфера: выброс в атмосферу токсичных газов при ГНВП, выхлопные газы от работы ДВС.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b></p>	<p>Возможные ЧС: возникновение ГНВП, взрыв нефтепродуктов.  Наиболее типичная ЧС: возникновение ГНВП.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
<p>9.03.2022</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		9.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич		9.03.2022

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Магистерская диссертация представляет собой разработку и анализ применения прихватобезопасной КНБК. Объект исследования – буровая установка наклонно-направленного бурения.

При строительстве скважины и разработке КНБК, монтаже оборудования и СПО применяется специализированная техника, такая как буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, специальные высокопрочные буровые коронки.

При сборке и спуске КНБК важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при строительстве и эксплуатации скважины.

Работа человека на производстве нередко приводит к получению различных травм и заболеваний. С целью предотвращения или уменьшения последствий опасных и вредных факторов существует наука об охране труда.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Согласно [ТК РФ Статья 92], продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников до 16 лет – не более 24 часов в неделю, от 16 до 18 лет – не более 35 часов, как и для инвалидов I

и II группы. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов [37].

Согласно [ТК РФ Статья 93], возможно установление неполного рабочего дня для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется [38].

Согласно [ТК РФ Статья 96], при работе в ночное время, продолжительность рабочей смены должна составлять на один час меньше. К работе в ночные смены не допускаются: беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы одиночки детей до пяти лет [39].

Согласно [ТК РФ Статья 122], организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск [40].

Согласно [ТК РФ Статья 108] работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более 2 часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается [41].

Согласно [ТК РФ Статья 113] всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника [42]. На работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях

или связанных с загрязнением, выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия средства индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации [Статья 221 ТК РФ] [43].

Рабочее место для буровых работ должно состоять из стола специальной конструкции, поворотного стула, который свободно регулируется на различную высоту, индивидуального освещения, системы местной вытяжной вентиляции, а также специальных приспособлений, устройств и инструментов.

## 5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [44]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 9.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация	Буровые работы	Обработка результатов	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений" [38]



Продолжение таблицы 9.2

2. Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	–	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях"
3. Повышенный уровень шума	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [42],
4. Повышенный уровень вибрации	–	+	–	ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [43]
5. Работа на высоте	+	+	–	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.11.2020 N 782н. [41]

**5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**  
**Недостаточная освещенность на рабочем месте**

Неправильная освещенность рабочей зоны относится к вредным производственным факторам, который быстро утомляет человека и снижает его работоспособность. Утомляемость человека может возникать из-за чрезмерной или недостаточной освещенности, а также из-за неправильного направления света.

**Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе**

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура,

численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

### **Повышенный уровень шума**

Различная техника (буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительные количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления

### **Повышенный уровень вибрации**

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях,

подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Персонал на буровой установке в процессе выполнения работ подвержены воздействию **опасных** факторов, таких как:

#### **Работа на высоте**

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания. Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал.**

#### **Недостаточная освещенность на рабочем месте**

В дневное время достигается нормальная освещенность за счет естественного света, который проникает через окна, а в утреннее и вечернее время нормальная освещенность достигается за счет искусственного освещения – лампами.

Освещение должно обеспечиваться непрерывное и равномерное, а также иметь правильное направление светового потока, необходимо исключать ослепляющее воздействие света.

Освещенность в люксах на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [49].

Рассчитать методом коэффициента использования светового потока систему общего искусственного люминесцентного освещения производственного помещения (помещения с буровой установкой) длиной 13 м, шириной 7 м и высотой 3,5 м. В помещении выполняются работы с деталями, имеющими размер 0,6 мм; подразряд работ Б. Коэффициент отражения стен – 50%, потолка – 70%. Коэффициент запаса – 2, коэффициент размерности – 0,9. Высота рабочей поверхности – 1 м.

Выбираем светильники типа ОД,  $\lambda = 1,4$ .

Приняв  $h_c = 0,5$  м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pp} = 3,5 - 0,5 - 1 = 2 \text{ м};$$

Расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ м};$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L_{cb} = L/3 = 2,8/3 = 0,93 \text{ м}.$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2}{3} \cdot L}{L} + 1 = \frac{7 - \frac{2}{3} \cdot 2,8}{2,8} + 1 = 2,8 \sim 3 \text{ ряда}$$

$$n_{cb} = \frac{A - \frac{2}{3}L}{L_{cb} + 0,5} = \frac{13 - \frac{2}{3} \cdot 2,8}{0,93 + 0,5} = 7,78 \sim 8 \text{ светильников}$$

Необходимо найти общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

где  $N$  – общее количество светильников;

$n_{\text{ряд}}$  – количество рядов;

$n_{\text{св}}$  – количество светильников в ряду.

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 3 \cdot 8 = 24 \text{ шт.}$$

Размещаем светильники в 3 ряда. В каждом ряду можно установить 2 светильника типа ШОД – 2-30 мощностью 30 Вт с длиной 0.9 м, при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении  $N=48$ .

Вычисляем индекс помещения и по справочным таблицам находим коэффициент использования светового потока для выбранного типа светильника.

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{20 \cdot 20}{4,3 \cdot (20 + 20)} = 2,33$$

где  $A$  и  $B$  – длина и ширина помещения, м

$h$  – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м.

Для заданных условий коэффициенты отражения стен  $R_c = 30 \%$ , потолка  $R_n = 50 \%$ .

Находим коэффициент использования светового потока  $\eta_i = 0,6$ .

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta}$$

где  $E_n = 200$  лк – нормируемая освещенность, установили исходя из заданных данных по СНиП 23.05.95;

$S$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

$K_z$  – коэффициент запаса, учитывающий запыление светильников и износ источника света в процессе эксплуатации;

$Z$  – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

$N_{л}$  – количество светильников, лм;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{E_{н} \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{л} \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 13 \cdot 7 \cdot 2 \cdot 0.9}{24 \cdot 0.6} = 2275 \text{ лм}$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ – 30 со световым потоком 2020 лм и мощностью 30 Вт.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем

$$\begin{aligned} -10\% &\leq \frac{2275 - 2020}{2275} \cdot 100\% \leq +20\% \\ -10\% &\leq 11,2\% \leq +20\% \end{aligned}$$

Из данного условия видно, что освещения достаточно, так как условия выполняются.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = p \cdot N = 30 \cdot 24 = 720 \text{ Вт}$$

где  $p$  – мощность лампы, Вт;

$N$  – число светильников, шт.

### **Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе**

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами

обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 10.2.

Таблица 9.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

### **Повышенный уровень шума**

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха.

### **Повышенный уровень вибрации**

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Персонал на буровой установке в процессе выполнения работ подвержены воздействию опасных факторов, таких как:

### **Работа на высоте**

Для снижения уровня опасности для работы верхового, к его рабочей площадке применяют ряд требований, таких как: иметь укрытие от неблагоприятных атмосферных условий, площадка должна быть шириной не менее 0,7 метров, с перилами высотой 1-1,25 метра, поверхность площадки должна быть выполнена из листовой стали с рифленой поверхностью. Выполнение работы за ограждением, производится исключительно с страховочными поясами и персоналом.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Научно-технический прогресс – основа концепции ускорения социально-экономического развития общества. Неизбежным следствием научно-технического прогресса является не только улучшение качества жизни человека, защищённость его от многих природных факторов, но и резко возрастающие антропогенные нагрузки на объекты окружающей среды и, в первую очередь, на её наиболее уязвимый компонент-биосферу.



### **5.3.1 Защита атмосферы**

Основным источником выбросов в атмосферу неблагоприятных газов в процессе бурения являются ДВС, техника и специальные агрегаты. Но они не так сильно сказываются на загрязнение, как аварийные ситуации при строительстве скважины. При нарушении правил правила нефтяной и газовой промышленности (ПБНПП) может произойти газонефтеводопроявление и впоследствии открытое фонтанирование с выбросом нефти, газа, бурового раствора. Для избегания данной ситуации, в процессе проектирования, под каждую скважину рассчитывается своё противовыбросовое оборудование, которое предотвращает выброс содержимого скважины на поверхность.

На территории буровой регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

### **5.3.2 Защита литосферы**

Основными требованиями к обеспечению защиты литосферы и геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации скважины является разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленную на охрану недр.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях приводит к тому, что увеличивается содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и это способствует снижению проницаемости пластов. Этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды.

Неизбежное разрушение земной поверхности при различном строительстве, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя – это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Поэтому применяются методы рекультивации, которые основываются на удалении нарушенных или загрязненных горизонтов, нанесении на поверхность плодородного почвенного слоя.

### **5.3.3 Защита гидросферы**

Основным возможным и наиболее опасным загрязнением гидросферы, является загрязнение подземных вод различными растворами. Для предотвращения загрязнения, в процессе проектирования и бурения скважины, по правилам ПБНГП, поддерживают давление в скважине, не превышающей давление гидроразрыва, из-за которого и может произойти утечка растворов и флюида в близлежащие подземные воды. Также согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, запрещено сбрасывать сточные воды на рельеф. Для этого сооружаются специальные амбары, используют специальную технику, для выкачки и вывоза и дальнейшей утилизации сточных вод, использованного бурового раствора и прочего.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация на буровой установке может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии, при которых складывается такая ситуация: ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение

буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть буровую установку. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада капитального ремонта скважин (КРС). Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка противовыбросового оборудования (ПВО), регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

### **Вывод**

На основании данного раздела были приняты проектные решения, которые способствуют уменьшению несчастных случаев и профессиональных заболеваний в производстве. А также обеспечивающие снижения вредных воздействий на окружающую среду, безопасность в чрезвычайных ситуациях, экономное расходование ресурсов.

Был сделан вывод, что основным опасным фактором при буровых работах на месторождении является возникновение газонефтеводопроявления. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – работа на высоте.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы современные методы предупреждения и ликвидации прихватов, классификация основных компоновок низа бурильной колонны и их применение на месторождениях. Также рассмотрены составляющие элементы КНБК, в том числе инструменты, используемые для предотвращения прихватов и оптимизации ствола скважины.

Основные положения, которых следует придерживаться при разработке прихватобезопасных КНБК – это уменьшения площади контакта колоны со стенками скважин, хорошая проработка и шаблонировка ствола скважины, а также качественная промывка при бурении, в том числе на забое. Использование в процессе бурения калибраторов и центраторов, ЯССов, торпед ТДШ. Также при бурении для предупреждения прихватов необходимо соблюдать условия бурения и следовать проекту.

В ходе работы были рассмотрены конкретные примеры использования прихватобезопасных КНБК на трех месторождениях и представлены результаты проведения буровых работ.

В специальной части была рассчитана и предложена прихватобезопасная КНБК для эксплуатационной скважины №3241 Ковыктинского месторождения. Ввиду отсутствия результатов бурения, вывод по оптимальности применения можно сделать исходя из примера фактической разработанной компоновки, которая конструктивно не отличается и совпадает по основным элементам, способным предупреждать прихват для данных условий, которые были заданы проектом производства работ.

Дальнейшее изучение новых способов предупреждения и ликвидации различных видов прихватов на месторождении остается актуальной задачей, так как усложняются со временем условия бурения, а вместе с тем повышаются риски возникновения осложнений и аварий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липатов Е. Ю. Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны (на примере месторождений Среднего Приобья). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 128 с.;
2. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях. Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация: курс лекций. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1995.- 60 с.;
3. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод.указание / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 С.;
4. Шац М.М. Геоэкологические проблемы освоения Чаяндинского газоконденсатного месторождения (Западная Якутия) // География и природные ресурсы, 2010. – №2. – С. 51 – 54. ;
5. Тимофеев Е.В. Новые технологии при ликвидации прихватов КНБК в процессе строительства горизонтальных скважин на ОНГКМ / Мязин О.Г., Сумароков В.И. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. № 2. 15-19 с.;
6. Дерябин А.В. Применение нового элемента КНБК для улучшения очистки ствола скважины и снижения количества осложнений при проведении СПО // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т. 2. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. — 219 с.;
7. Хузина Л.Б. Конструкция низа бурильной колонны при разработке залежей высоковязких нефтей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №5;

8. Босиков И.И., Ключев Р.В., Гольчикова Н.Н. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. Учебное пособие. Владикавказ: ФГБОУ ВО СКГМИ (ГТУ), 2020. – 207 с.;

9. Предеин А.П. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / А.П. Предеин. – Пермь: Издво Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 381 с.\

10. Литвиненко В.С. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / В. С. Литвиненко, А. Г. Калинин; Российская академия естественных наук (РАЕН); Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г. В. Плеханова (технический университет) (СПбГГИ (ТУ)); — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. — 542 с.: ил. — Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы. — Библиогр.: с. 540-542.

11. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / А. Г. Калинин. — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 848 с.:ил. — Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы. — Библиогр.: с. 838-840.

12. Компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальных и наклонных скважин [Текст] : метод. указания / В. Ю. Близнюков. – Ухта :УГТУ, 2014. – 30 с.

13. Буровое оборудование: справочник: в 2 т. / В. Ф. Абубакиров, Ю. Г. Буримов, А. Н. Гноевых и др.. — М.: Недра, 2003 Т. 2 : Буровой инструмент. — 2003. — 494 с

14. Трубы нефтяного сортамента : справочник / под ред. А. Е. Сарояна. — 3- е изд., перераб. и доп. — Москва: Недра, 1987. — 488 с.

15. Исмаков Р.А. Перспективные решения в строительстве скважин / В сборнике: Сервисные услуги в добыче нефти Материалы научно-технической конференции. Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2014. С. 30-32.

16. Бобров М.Г., Трапезников С.Г., Чудаков Г.Ф., Мяслицин Н.Ю. Гидравлические забойные двигатели для эффективного бурения скважин / Нефть. Газ. Новации. 2010. № 11 (142). С. 11-16.

17. Близнюков Вит.Ю., Близнюков В.Ю. Оценка и классификация горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважин и спуска обсадных колонн // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море -М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. -№ 7. - С. 26-31.

18. Близнюков, В. Ю. Выбор породоразрушающих и опорно-центрирующих элементов в составе КНБК / В. Ю. Близнюков, В. Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 8. – С. 9-13.

19. Волков, Р. Б. Опыт бурения наклонно направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК / Р. Б. Волков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 3. – С. 7-10.

20. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения / И. Д. Мухаметгалиев, А. Х. Аглиуллин, Р. А. Исмаков [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 4. – С. 15-23.

СН 462-74 нормы отвода земель для сооружений геологоразведочных скважин;

21. СНиП IV-2-82 Сборник 1. Земляные работы;

22. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I.

23. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин (Приложения 1, 2. Разделы 1, 2);

24. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II.

25. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подразделы 1, 2);

26. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II.

27. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подраздел 2);

28. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

29. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>

30. ВСН 39-86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ;

31. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

32. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа как основа повышения эффективности геологоразведочных работ [Электронный ресурс] /magazine. Neftegaz.RU. – 2017. – №6. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/550897-geologo-ekonomicheskaya-otsenka-resursov-nefti-i-gaza-kak-osnova-povysheniya-effektivnosti-geologora>, свободный (Дата обращения: 23.05.2022.).

33. Назаров В.И. Концепция методики геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. - Т. 12. - №1. - С. 5.

34. Закон Российской Федерации «О недрах» (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 8 декабря 2020 года).

35. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 166с.

36. ТК РФ Статья 92. Сокращенная продолжительность рабочего времени.

37. ТК РФ Статья 93. Неполное рабочее время.



38. ТК РФ Статья 96. Работа в ночное время.
39. ТК РФ Статья 108. Перерывы для отдыха и питания.
40. ТК РФ Статья 113. Запрещение работы в выходные и нерабочие праздничные дни. Исключительные случаи привлечения работников к работе в выходные и нерабочие праздничные дни 161.
41. К РФ Статья 122. Порядок предоставления ежегодных оплачиваемых отпусков.
42. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.
43. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2017-03-01. – М.: Пермский национальный исследовательский политехнический университет. 2015. –28 с.
44. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
45. ГОСТ Р 55815-2013. Безопасность объектов и средств связи. Методы исследований и расчета уровней электромагнитных излучений при проектировании объектов связи.
46. ГОСТ 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
47. Сан ПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
48. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы методы измерений.
49. ГОСТ 12.1.009-2017. Электробезопасность. Термины и определения

## Приложение А Сметная стоимость

Таблица А.1 – Стоимость подготовительных работ

№ п/п	Шифр расценки и коды ресурсов (обоснование коэффициента)	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество единиц	Цена на ед. изм., руб.	Пункт коэф. Пересчета	Всего в базисных ценах, руб.	Коэф. пересчета	Всего в текущих (прогнозных) ценах, руб.	Справочно, зарплата труда рабочих (ЗТР), всего, чел.-час; Стоим. ед. с нач., руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТЕР01-02-099-01	Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см	100 деревьев	9850	57,83					
		Заработная плата		98,5	48,97		4823,55	25,04	120781,6	
		Эксплуатация машин			8,86		872,71	10,34	9023,8	
		Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)								
		Сметная прибыль 45% от ФОТ								
		в т.ч. ЗПМ						25,04		
		ЗТР		5,21						513,19
		МР								2593,08
		НР от ФОТ	%	80			3858,84	68=80*0.85	82131,47	
		СП от ФОТ	%	45			2170,59	36=45*0.8	43481,36	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Всего по позиции					11725,69		255418,2	
2	ТЕР01-02-100-01	Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см	100 хлыстов	9850	848,03					
		Заработная плата		98,5	126,98		12507,53	25,04	313188,6	
		Эксплуатация машин			721,05		71023,43	10,34	734382,2	
		Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)								
		Сметная прибыль 45% от ФОТ								
		в т.ч. ЗПМ						25,04		
		ЗТР		16,28						1603,58
		МР								13941,99
		НР от ФОТ	%	80			10006,02	68=80*0.85	212968,22	
		СП от ФОТ	%	45			5628,39	36=45*0.8	112747,88	
		Всего по позиции					99165,37		1373286,9	

Таблица А.2 - Сметный расчет строительства и разборки вышки и предвыщечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования (первичный монтаж)

№ п/п	Шифр расцены по сборнику ЕРЕР и др. обосновывающие источники	к.р.	к.р.з.	Другие коэффициенты	Наименование работ или затрат	Ед. Измерения	Кол-во	Стоимость, руб.																
								единицы											Всего					
								строительства	в т.ч. основная заработная плата рабочих	разборки	в т.ч. основная заработная плата рабочих	транспортировка грузов при строительстве	транспортировка грузов при строительстве	С учетом транспортировки груза				Возврат материалов	С учетом транспортировки груза					
														строительства (монтаж)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	разборки (демонтаж)	в т.ч. основная зарпл. рабочих		строительства (монтаж)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	разборки (демонтаж)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	Возврат материалов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
<b>Монтаж основных блоков комплекса буровой установки БУ «Уралмаш 200Э»</b>																								
1	49-680	0,27	0,38	0,97	МОНТАЖ ВЫЩЕЧНО-ЛЕБЕДЧНОГО БЛОКА	блок	1	17061,48	1568,72	4606,60	596,11	625,38		17175,02	1474,60	4606,60	596,11	1692,47	17176	1475	4607	597	1693	
				0,94				16549,64	1474,60															
2	49-411	0,06	0,19	0,97	МОНТАЖ ОСНОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	к-т	1	2456,60	237,00	147,40	45,03	2903,56		5286,46	222,78	147,40	45,03	714,87	5287	223	148	46	715	
				0,94				2382,90	222,78															
3	49-685	0,17	0,31	0,97	НАСОСНЫЙ БЛОК	блок	1	4810,47	413,69	817,78	128,24	515,83	113,81	5181,99	388,87	931,59	128,24	1494,05	5182	389	932	129	1495	
				0,94				4666,16	388,87															
4	49-960	0,04	0,3	0,97	УКРЫТИЕ НАСОСНОГО БЛОКА	блок	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4315,15	97,01	173,17	30,96	2367,91	4316	98	174	31	2368	
				0,94				4199,33	97,01															
5	49-965	0,03	0,23	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНОГО БЛОКА	БЛОК	1	2818,66	84,20	84,56	19,37	265,62	57,31	2999,72	79,15	141,87	19,37	1108,39	3000	80	142	20	1109	
				0,94				2734,10	79,15															
6	49-958	0,03	0,34	0,97	БЛОК ОЧИСТКИ НАВЕСНОЙ	БЛОК	1	1677,50	30,39	50,33	10,33	389,14	77,92	2016,32	28,57	128,25	10,33	613,54	2017	29	129	11	614	
				0,94				1627,18	28,57															
7	49-961	0,04	0,53	0,97	УКРЫТИЕ БЛОКА ОЧИСТКИ	БЛОК	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3505,10	39,87	140,73	22,48	1826,42	3506	40	141	23	1827	
				0,94				3412,66	39,87															
8	49-967	0,03	0,39	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ БЛОКА ОЧИСТКИ	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	1017,79	11,90	49,26	4,94	262,78	1018	12	50	5	263	
				0,94				926,51	11,90															
9	49-957	0,02	0,32	0,97	ЕМКОСТНОЙ БЛОК	БЛОК	1	2111,67	26,59	42,23	8,51	564,41	110,11	2612,73	24,99	152,34	8,51	709,73	2613	25	153	9	710	
				0,94				2048,32	24,99															

Продолжение таблицы А.2

10	49-960	0,04	0,3	0,97	УКРЫТИЕ ЕМКОСТНОГО БЛОКА	БЛОК	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4315,15	97,01	173,17	30,96	2367,91	4316	98	174	31	2368
				0,94				4199,33	97,01														
11	49-967	0,03	0,39	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ ЕМКОСТНОГО БЛОКА	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	1017,79	11,90	49,26	4,94	262,78	1018	12	50	5	263
				0,94				926,51	11,90														
12	49-956	0,03	0,36	0,97	БЛОК ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА	БЛОК	1	3756,07	76,61	112,68	27,58	1116,97	226,66	4760,36	72,01	339,34	27,58	1469,68	4761	73	340	28	1470
				0,94				3643,39	72,01														
13	49-961	0,04	0,53	0,97	УКРЫТИЕ БЛОКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА	БЛОК	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3505,10	39,87	140,73	22,48	1826,42	3506	40	141	23	1827
				0,94				3412,66	39,87														
14	49-967	0,03	0,39	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ БЛОКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	1017,79	11,90	49,26	4,94	262,78	1018	12	50	5	263
				0,94				926,51	11,90														
15	49-962	0,07	0,66	0,97	БЛОК-МОДУЛЬ ХРАНЕНИЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ И СКЛАДА ХИМРЕАГЕНТОВ	БЛОК	1	2337,45	32,92	163,62	21,73	70,33		2337,66	30,94	163,62	21,73	1851,71	2338	31	164	22	1852
				0,94				2267,33	30,94														
16	49-682	0,36	0,31	0,97	СИЛОВОЙ БЛОК	БЛОК	1	971,47	163,91	349,73	50,81	93,55	70,83	1035,88	154,08	420,56	50,81	38,67	1036	155	421	51	39
				0,94				942,33	154,08														
17	49- 1015			1	ЭЛЕКТРОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ	БУР	1	1994,68	1203,29	0,00	0,00			1994,68	1203,29	0,00	0,00		1995	1204	0	0	0
				1				1994,68	1203,29														

Продолжение таблицы А.2

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ																							
18	49-874	0,18	0,3	0,97	ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ ГЛИНОМЕШАЛКИ	ШТ	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	286,24	16,50	53,68	5,27	96,58	287	17	54	6	97
				0,94				260,80	16,50														
19	49-874	0,18	0,3	0,97	ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ ШЛАМОВЫХ НАСОСОВ	ШТ	2	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	286,24	16,50	53,68	5,27	96,58	573	33	108	11	194
				0,94				260,80	16,50														
20	49-874	0,18	0,3	0,97	ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ ДЕГАЗАТОРА	К-Т	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	286,24	16,50	53,68	5,27	96,58	287	17	54	6	97
				0,94				260,80	16,50														
21	49-752	0,05	0,25	0,97	ГЛИНОМЕШАЛКА МГ2-4	ШТ	1	303,26	12,23	15,16	3,06	140,46	22,99	434,62	11,50	38,15	3,06	131,97	435	12	39	4	132
				0,94				294,16	11,50														
22	49-749	0,05	0,29	0,97	ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС ЗК-6	ШТ	1	192,98	7,11	9,65	2,06	10,51	1,87	197,70	6,68	11,52	2,06	51,97	198	7	12	3	52
				0,94				187,19	6,68														
23	49-751	0,16	0,25	0,97	СИТО ВИБРАЦИОННОЕ СВ-2	ШТ	1	34,75	3,33	5,56	0,83	58,86	13,91	92,57	3,13	19,47	0,83	6,55	93	4	20	1	7
				0,94				33,71	3,13														
24	49-828	0,27	0,48	0,97	МОНТАЖ ЕМКОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ ХИМРЕАГЕНТОВ	ЕМК	2	5,22	0,69	1,41	0,33	66,81	16,03	71,87	0,65	17,44	0,33		144	2	35	1	0
				0,94				5,06	0,65														
25	49-843	0,06	0,4	0,97	ОБВЯЗКА ЕМКОВ ХИМРЕАГЕНТОВ ТРУБОПРОВОДАМИ	ЕМК	2	148,04	4,29	8,88	1,72	4,93		148,53	4,03	8,88	1,72	54,88	298	9	18	4	110
				0,94				143,60	4,03														

Продолжение таблицы А.2

26	49-756	0,05	0,25	0,97	МОНТАЖ ДЕГАЗАТОРА ДВС-2К	К-Т	1	189,20	11,67	9,46	2,92	156,42	32,84	339,94	10,97	42,30	2,92	78,8	340	11	43	3	79
				0,94				183,52	10,97														
27	49-756	0,05	0,25	0,97	СЕПАРАТОР МАНИФОЛЬДА ПВО	К-Т	1	136,37	9,43	6,82	2,36	54,90	11,53	187,18	8,86	18,35	2,36	55,24	188	9	19	3	56
				0,94				132,28	8,86														
28	49-848	0,17	0,4	0,97	СБОРКА И УСТАНОВКА СИСТЕМЫ ОБОГРЕВА	ШТ	7	57,96	7,06	9,85	2,82	3,10		59,32	6,64	9,85	2,82	10,61	416	47	69	20	75
				0,94				56,22	6,64														
29	49-416	0,21	0,38	0,97	ЗАТАСКИВАНИЕ НА ФУНДАМЕНТЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ЭСТАКАД	Т	21,8	10,67	0,46	2,24	0,17	28,30		38,65	0,43	2,24	0,17	2,64	843	10	49	4	58
				0,94				10,35	0,43														
<b>МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ЕМКОСТИ НА ОСНОВАНИИ ВЫСОТОЙ 2 М И БОЛЕЕ</b>																							
30	49-829	0,27	0,48	0,97	РАСХОДНАЯ ДЛЯ ВОДЫ, 25М3	ЕМК	1	20,85	2,95	5,63	1,42	100,34	24,08	120,56	2,77	29,71	1,42		121	3	30	2	0
				0,94				20,22	2,77														
31	49-829	0,27	0,48	0,97	ДЕГАЗАЦИОННАЯ, 25М3	ЕМК	1	20,85	2,95	5,63	1,42	100,34	24,08	120,56	2,77	29,71	1,42		121	3	30	2	0
				0,94				20,22	2,77														
<b>МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ЕМКОСТИ НА ФУНДАМЕНТЕ</b>																							
32	49-828	0,27	0,48	0,97	ДЛЯ ЗАПАСА ВОДЫ, 60М3	ЕМК	2	5,22	0,69	1,41	0,33	133,61	32,07	138,67	0,65	33,48	0,33		278	2	67	1	0
				0,94				5,06	0,65														

Продолжение таблицы А.2

ОБВЯЗКА ЕМКОСТЕЙ																							
33	49-846	0,06	0,4	0,97	ДЛЯ ЗАПАСА ВОДЫ 60М3	ЕМК	3	267,53	9,14	16,05	3,66	5,73		265,23	8,59	16,05	3,66	86,81	796	26	49	11	261
				0,94				259,50	8,59														
34	49-845	0,06	0,4	0,97	ДЕГАЗАЦИОННАЯ, 25М3	ЕМК	1	472,04	10,76	28,32	4,30	12,17		470,05	10,11	28,32	4,30	162,68	471	11	29	5	163
				0,94				457,88	10,11														
35	49-82	0,03	0,44	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ	БЛОК	1	373,23	15,28	11,20	6,72	9,40		371,43	14,36	11,20	6,72	180,05	372	15	12	7	181
				0,94				362,03	14,36														
36	49-751	0,16	0,25	0,97	МОНТАЖ ЦЕНТРИФУГИ	К-Т	1	46,31	4,83	7,41	1,21	94,88	22,41	139,80	4,54	29,82	1,21	5,27	140	5	30	2	6
				0,94				44,92	4,54														
ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН																							
37	49-821	0,15	0,37	0,97	ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	К-Т	3	1091,27	106,61	163,69	39,45	774,10	184,42	1832,63	100,21	348,11	39,45	115,76	5498	301	1045	119	348
				0,94				1058,53	100,21														
УКРЫТИЯ С ДЕРЕВЯННЫМИ КАРКАСАМИ И ПОЛАМИ, ОБШИВКА СТЕН И КРЫШИ ДОСКАМИ С ПОКРЫТИЕМРТУ:																							
38	49-475	0,03	0,36	0,97	ДЛЯ БЛОКА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ И ГЛУШЕНИЯ	10М2	2,5	806,98	15,10	24,21	5,44	39,46		822,23	14,19	24,21	5,44	524,07	2056	36	61	14	1311
				0,94				782,77	14,19														
39	49-429	0,13	0,33	0,97	УКРЫТИЕ БЛОКА УПРАВЛЕНИЯ ПРЕВЕНТОРАМИ ИЗ АЛЮМИНИЕВЫХ ЩИТОВ - 4*3*2,2 (м)	ШТ	0,12	327,47	30,06	42,57	9,92	202,19		519,84	28,26	42,57	9,92	89,35	63	4	6	2	11
				0,94				317,65	28,26														



Продолжение таблицы А.2

40	49-823	0,22	0,37	0,97	УСТАНОВКА ВРУЧНУЮ ОПОРНЫХ СТОЕК ПОД ВЫКИДНУЮ ЛИНИЮ	ШТ	25	27,70	4,29	6,09	1,59	0,74		27,61	4,03	6,09	1,59	5,23	691	101	153	40	131
				0,94				26,87	4,03														
41	49-406	0,02	0,22	0,97	ФУНДАМЕНТЫ ИЗ ПЛИТ ПДН ПОД БУРОВУЮ УСТАНОВКУ	МЗ	80,64	98,00	2,77	1,96	0,61	37,78		132,84	2,60	1,96	0,61	53,21	10713	210	159	50	4291
				0,94				95,06	2,60														
ЖИЛОЙ ПОСЕЛОК И ДЭС																							
42	49-792	0,01	0,25	0,97	МОНТАЖ БЛОККОНТЕЙНЕРА ДЭС-100	К-Т	2	672,29	6,74	6,72	1,69	109,79	24,34	761,91	6,34	31,06	1,69	320,22	1524	13	63	4	641
				0,94				652,12	6,34														
43	49-888	0,06	0,44	0,97	ЭЛЕКТРОМОНТАЖ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЭС-100	К-Т	2	941,65	36,10	56,50	15,88	20,29		933,69	33,93	56,50	15,88	544,13	1868	68	113	32	1089
				0,94				913,40	33,93														
					Всего по сметному расчету:														92917	4972	10183	1393	28266
					1. Строительство и монтаж с учетом понижающих коэффициентов по т.8 ЕРЕР, ч2р2														90129	4674	9878	1309	
					2. Разборка и демонтаж																		
					3. Возврат с коэф 0,9													19475,36					
					Всего по сметному расчету с учетом корректировки заработной платы																		
					Основная заработная плата															4674		1309	



Продолжение таблицы А.3

Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										27,23
Бурение подкондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 В	50	100	3000	0,016	50	0,017	0,8	1,13	1,93
Бурение	БИТ 295,3 ВТ 419 В	100	345	2100	0,016	245	0,117	3,92	1,13	5,05
Бурение	БИТ 295,3 ВТ 419 В	345	1183	3000	0,016	838	0,279	13,408	3	16,41
Промывка (ЕНВ)										0,30
Наращивание (ЕНВ)										25,50
Промывка при наращивании										3,80
Смена долот										0,30
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,40
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,40
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,30
Крепление (ЕНВ)										80,80
ПГИ (ЕНВ)										10,70
Шаблонировка после ПГИ										3,70
Промывка при шаблонировке										0,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,30
Итого:										151,19
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,60
Смена вахт (ЕНВ)										2,00
Итого:										163,79
Разбуривание цем.стакана	БИТ 220,7 ВТ 613 ТВ	1173	1183	150	0,04	10	0,067	0,4	1,84	2,24
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 613 ТВ	1183	3305	3000	0,03	2122	0,707	63,66	11,99	75,65
Бурение	БИТ 220,7 ВТ 613 ТВ	3305	3731	2500	0,03	426	0,170	12,78	15,11	27,89

Продолжение таблицы А.3

Промывка (регламент/ЕНВ)										4,60
Нарращивание (ЕНВ)										57,80
Промывка при наращивании										8,20
Смена долот										0,30
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,90
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,30
Крепление (ЕНВ)										98,90
ПГИ (ЕНВ)										20,00
Шаблонировка после ПГИ										7,50
Промывка при шаблонировке										2,90
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
СПО воронки (регламент/ЕНВ)										16,10
Смена каната, сборка, разборка (регламент/ЕНВ)										6,50
Итого:										330,98
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										17,80
Итого:										348,78
Ремонтные работы (ЕНВ)										21,00
Смена вахт (ЕНВ)										5,00
Итого:										374,78
Итого по колоннам:										565,80
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины										622,38
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										4569
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										23,47%

Таблица – А.4 – Сметная стоимость бурения скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			КОЛ-ВО	сумма	КОЛ-ВО	сумма	КОЛ-ВО	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Затрат зависящие от времени</b>								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	127,19	0,26	33,1	3,8	483,3	12,6	1607,7
Социальные отчисления, 30,4%				10,1		146,9		488,7
Сдельная оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	7,61	0,26	2,0	3,8	28,9	12,6	96,2
Социальные отчисления, 30,4%				0,6		8,8		29,2
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	12,71	0,26	3,3	3,8	48,3	12,6	160,7
Содержание бурового оборудования	сут	225,32	0,26	58,6	3,8	856,2	12,6	2848,0
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,26	372,6	3,8	5445,4	12,6	18113,1
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,8					12,6	5306,3
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	138,89	0,26	36,1	3,8	527,8	12,6	1755,6
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	кВт/сут	45,54	0,26	11,8	3,8	173,1	12,6	575,6
Эксплуатация ДВС	сут	228,8	0,26	59,5	3,8	869,4	12,6	2892,0
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	48,95	0,26	12,7	3,8	186,0	12,6	618,7
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,26	44,0	3,8	643,3	12,6	2139,8
Эксплуатация бульдозера	сут	97,68	0,26	25,4	3,8	371,2	12,6	1234,7
Эксплуатация трактора	сут	89,04	0,26	23,2	3,8	338,4	12,6	1125,5
Прокат ВЗД	сут	175,44					12,6	2217,6
"Прокат ВЗД при наличии станков до								

Продолжение таблицы А.4

Прокат РУС	сут	426,26					12,6	5387,9
Итого затрат зависящих от времени, руб				692,9		10127,0		49643,0
<b>Затрат зависящие от объема работ</b>								
Бентопорошок ПБМБ	т	91,52	9,701	887,836	10,299	942,564		
Сервей	т	486,35	0,044	21,399	0,429	208,644		
Кволицелл	т	429,81	0,014	6,017	0,340	146,135		
НТФК	т	764,18	0,005	3,821	0,054	41,266		
Лубриол	т	235,48	0,045	10,597	1,020	240,190		
Каустическая сода КОН	т	138,18	0,033	4,560	0,322	44,494	0,707	97,693
Кальцинированная сода	т	229,31	0,011	2,522	0,107	24,536	0,283	64,895
Кволицелл LV	т	430,56	0,014	6,028	0,453	195,044		
Hibtrol	т	130,89					1,885	246,728
Poluras ELV	т	488,63					2,356	1151,212
Poluras R	т	388,63					1,413	549,134
Пента-465	т	114,68			0,145	16,629	0,330	37,844
KCI	т	160,54					23,558	3782,001
DUO-VIS	т	784,30					0,942	738,811
SAPP	т	234,60					0,283	66,392
M-I Cide	т	182,90					0,141	25,789
CaCO3	т	10,83					40,048	433,720
Drill Free	т	241,80					3,298	797,456
Долото III 393.7 VU-KITG-R-227	шт	2005,52	1	2005,5				
Калибратор К-393.7 МС	шт	550,46	1	550,5				
Долото БИТ 295.3 ВГ 419 В	шт	4982,60			1	4982,6		
Калибратор К-295.3 МС	шт	412,84			1	412,8		
Долото БИТ 220.7 ВГ 613 ТВ	шт	5503,20					1	5503,2
Долото БИТ 220.7/100	шт	6564,30					1	6564,3
Бурильная труба ПК-127x9.19 Е	т	531,12	0,91	483,3	34,34	18238,7	80,41	42707,4

Продолжение таблицы А.4

Бурильная труба УБТС-203 (ТУ26-12-775-90)	т	521,92	1,83	955,1	3,67	1915,4		
Бурильная труба УБТС-178 (ТУ26-12-775-90)	т	489,30	1,38	675,2			1,38	675,2
Бурильная труба ВБТ-140К	т	495,60	2,4	1189,4				
<b>Итого затрат зависящих от объема, руб</b>				6801,87		27409,05		63441,77
<b>Итого в ценах 1984 года</b>				<b>158116</b>				

Таблица А.5 – Сметная стоимость крепления скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10
<b>Затрат зависящие от времени</b>								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	127,19	0,99	125,92	3,70	470,60	4,53	576,17
Социальные отчисления, 30,4%				38,28		143,06		175,16
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	7,61	0,99	7,53	3,70	28,16	4,53	34,47
Социальные отчисления, 30,4%				2,29		8,56		10,48
Содержание бурового оборудования	сут	225,32	0,99	223,07	3,70	833,68	4,53	1020,70
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении"	сут	12,71	0,99	12,58	3,70	47,03	4,53	57,58
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,99	1418,67	3,70	5302,10	4,53	6491,49
Эксплуатация ДВС	сут	228,80					4,53	1036,46
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	138,89	0,99	137,50	3,70	513,89	4,53	629,17

Продолжение таблицы А.5

Эксплуатация спецтранспорта	сут	48,95	0,99	48,46	3,70	181,12	4,53	221,74
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	кВт/сут	45,54	0,99	45,08	3,70	168,50	4,53	206,30
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,99	99,40	3,70	371,48	4,53	454,81
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,99	167,60	3,70	626,37	4,53	766,88
Эксплуатация бульдозера	сут	97,68	0,99	96,70	3,70	361,42	4,53	442,49
Эксплуатация трактора	сут	89,04	0,99	88,15	3,70	329,45	4,53	403,35
<b>Итого затрат зависящих от времени, руб</b>								
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадная труба ОТТМА-323.9 х 9.5 -Д ГОСТ 632-80	т	424,90	3,805	1616,745				
Обсадная труба "Батресс"-244.5 х 7.9 -Д ГОСТ 632-80	т	254,94			56,954	14519,853		
Обсадная труба "Батресс"-168.3-х 8.9 Е ГОСТ 632-80	т	246,96			28,923	7142,824		
Обсадная труба "Батресс"-168.3-х 8.9 Е ГОСТ 632-80	т	246,96					3,611	891,773
Башмак БКМ-324	шт	142,57	1	142,570				
Пробка продавочная ПП-324	шт	70,45	1	70,450				
Башмак БКМ-245	шт	74,77			1	74,770		
Обратный клапан ЦКОДМ-245	шт	142,00			1	142,000		
Центратор ЦЦ-4 - 245/295	шт	35,00			24	840,000		
Пробка ПП-219х245	шт	69,44			1	69,440		
Башмак БКМ-168	шт	68,40					1	68,400
Обратный клапан ЦКОДМ-168	шт	103,40					1	103,400
Центратор ЦЦ-168/191-216-1	шт	26,40					69	1821,600
Пробка продавочная КРПФ 140-168	шт	56,80					1	56,800
ПЦТ I-50	т	28,90	4,727	136,6	44,960	1299,344		
CaCl2	т	11,83	0,142	1,7			0,824	9,748
МБП-СМ	т	690,00			0,210	144,900	0,210	144,900
МБП-МВ	т	980,00	0,032	31,4	0,126	123,480	0,126	123,480
Глинопорошок	т	45,46			3,213	146,063		
НТФК	т	764,18					0,006	4,585



Продолжение таблицы А.5

Tylose E29651	т	329,80					0,271	89,376
Пента-463 А	т	114,68					0,033	3,784
РТМ-75	т	36,12					20,275	732,333
ОТМ-4	т	44,61					41,545	1853,322
Работа ЦСМ, тампоажный цех	ч	25,16	1	25,2	1,1	27,676	1,5	37,740
Опресовка колонны, тампоажный цех,	агр/оп	51,92	1	51,9	3	155,760	1	51,92
Работа КСКЦ 01, тампоажный цех	агр/оп	45,53				0,000	1	45,53
Пробег ЦА-320М	км	0,39	110,4	43,1	312,8	121,992	515,2	200,928
Пробег УС6-30	км	0,39	36,7	14,3	110,4	43,056	147,2	57,408
Пробег КСКЦ 01	км	0,42					1	0,42
<b>Итого затрат зависящих от объема, руб</b>				2024,57		49857,15		6297,45
<b>Итого в ценах 1984 года</b>					<b>82603</b>			

Таблица А.6 – Сметная стоимость испытания скважины

№	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др. обосновывающи е источники	Затрат	Освоение			
			измерения	единицы	количество	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
1	2	3	4	5	6	7
		<b>Затраты, зависящие от времени</b>				
1	49-2001	Сдельная оплата труда бригады по испытанию с УПА 60/80 круглосуточно. Глубина скважины до 4000 м	сут	105,68	6,5	686,92
				105,68		686,92
2	49-2718	Оплата труда оператора при работе с УПА 60/80	сут	22,37	6,5	145,41
				22,37		145,41
3	49-4369	Спецтранспорт автомобильный на 40 км	сут.	16,68	6,5	108,42
4	Расчет	Амортизация оборудования	сут	201,48	6,5	1309,62
5	49-2417	Износ инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	9,96	6,5	64,74
6	49-2420	Износ ловильного инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	2,70	6,5	17,55

Продолжение таблицы А.6

7	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента	сут	207,49	6,5	1348,69
8	49-2752	Содержание полевой лаборатории без стоимости пробега	сут	12,71	6,5	82,62
				5,1		33,15
9	49-2676	Эксплуатация ДВС	сут	228,8	6,5	1487,20
10	49-2821	Эксплуатация УПА 60/80	сут	66,77	6,5	434,01
				29,2		189,80
11	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут	24,9	6,5	161,85
12	49-4432	Дежурный бульдозер	сут	4,07	6,5	26,46
		<b>Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт</b>				<u>4933,11</u>
		-				1055,28

Продолжение таблицы А.6

		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				1055,28
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				83,37
		отчисления от ФОТ 35,2%				400,80
		Итого зарплата с учетом корректировки				1539,44
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты</b>				<u>5417,28</u>
						1539,44
		Стоимость одних суток испытания	руб			<u>758,94</u>
						162,35
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты	руб			<u>833,43</u>
		-				236,84
		<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>				
13		СаСІ	т	96	20,595	1977,12
14		ЭТН-ПКД-515 Н	кг	0,68	12	8,16
15	49-2740, к=0,6	Дежурство ЦА-320	ч	12,678	121	<u>1534,04</u>
				6,732		814,57
		<b>Итого по затратам, зависящим от объема работ</b>	руб			<u>3519,32</u>
						814,57

Продолжение таблицы А.6

		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				814,57
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				64,35
		отчисления от ФОТ 35,2%				286,73
		Итого зарплата с учетом корректировки				1165,65
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты</b>				3870,40
						1165,65
		<b>ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт</b>	руб			9392,78
						1869,85
		<b>ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты</b>	руб			10228,03
						2705,10

**Приложение Б**  
(справочное)

The bottom-hole assembly

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Буймов Кирилл Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров И.А.			

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностранных языков	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

## **DEFINITION, PURPOSE AND TYPICAL COMPOSITION OF BOTTOM-HOLE ASSEMBLY FOR VARIOUS TYPES OF DRILLING**

The bottom-hole assembly (BHA) is the lower part of the drill string, which includes a downhole engine and weighted drill collar, a drill through tool, supporting and centralizing elements, a telemetry system, as well as technological elements of the drill collar, including jars, safety joint-string disconnecter, etc. All elements of the bottom-hole assembly are placed according to a specific program, depending on the purposes of their application. The main purpose of the BHA is to prevent the wellbore deviation of vertical, directional and horizontal wells, which is not specify by the project and is undesirable [1].

The bottom-hole assembly divide into the following main types according to their purpose:

- for drilling vertical wells;
- for drilling inclined-rectilinear and curved profile intervals of inclined and horizontal wells;
- rotary steerable systems (RSS)

### **The bottom-hole assembly for drilling vertical wells**

There are stiff, pendulum and stepped bottom-hole assembly according to studies of the behavior of the tool.

When using a stiff layout, drilling is carried out with a minimum intensity of wellbore deviation with certain drilling conditions. The effect is achieved due to the rigidity of the wellbore, using weighted drill collar. The diameter is selected as much as possible in accordance with the rigidity of the pipes. The limitation of the transverse movement of the bottom-hole assembly is achieved through the use of supporting-centralizing tools (calibrators, centralizers, stabilizers).

The pendulum BHA is that the axis of the well and the layout coincide because of the installation of the calibrator after the bit and the centralizer between the drill pipes.

Pendulum BHA differ in that this effect is achieved due to the mismatch of the axis of the BHA and the drill string along the entire length and, accordingly, the effect increases with the increase in the zenith angle of the well. The use of a "pendulum" due to the creation of the maximum possible deflecting force on the bit is carried out in the direction opposite to the direction of curvature of the drill string. This increases the intensity of milling the barrel wall with the side surface of the tool. The use of this type of bottom-hole assembly is possible in unstable rocks, as well as when drilling stable rocks in the interval of stabilization of the well angle, when the required zenith angle has already been dialed [2].

Thus, if a calibrator is included in the BHA, and a collar section is installed above it, then this layout is called a support one and serves to increase the angle. In the pendulum arrangement, in order to reduce the angle by means of gravitational forces acting on the tool, a collar section is installed above the bit, and after them stabilizers. The most rigid BHA with alternating collar or heavy-wall drillpipe and stabilizers are used for stabilization. Figure 1 shows the types of BHA for changing the angle of the well.



Figure 1 - The types of BHA for changing the angle of the well.



The BHA of the drill string for drilling inclined-rectilinear and curved profile intervals of inclined and horizontal wells.

The BHA in an obliquely rectilinear borehole, due to the axial load and the deflecting force on the bit, destroys the bottom hole in the transverse and axial direction. Consequently, the drilling direction depends on the deflecting force or transverse reaction ( $F$ ) and the angle of the bit skew ( $\Delta$ ). The deviation of the wellbore from the rectilinear direction occurs due to the milling of the wall by the side surface and the mismatch of the axis of the bit and the axis of the well. Figure 2 shows the placement of the BHA in this section [2]

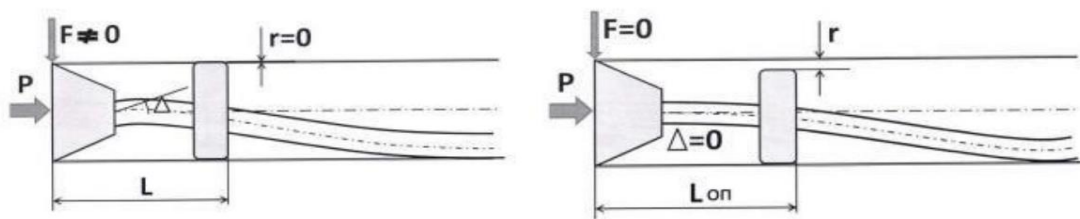


Figure 2 - The placement of the BHA in this section

To stabilize the drilling direction, the diameter of the centralizer is selected slightly smaller than the diameter of the bit, and the length of the guide section of the BHA should correspond to the calculated value. If the deflecting force on the bit and the skew angle are zero, then the rock will collapse in the direction of the axis of the borehole, or tangent to the axis of the curved interval of the well. Figures 3-5 show examples of BHA for drilling at various intervals, depending on the slope and goals.

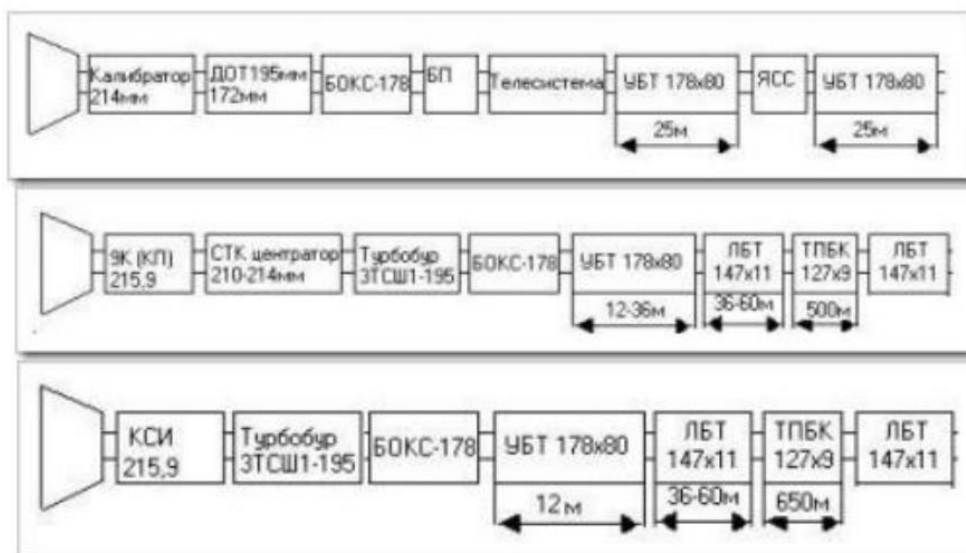


Figure 3 - The BHA for the stabilization area

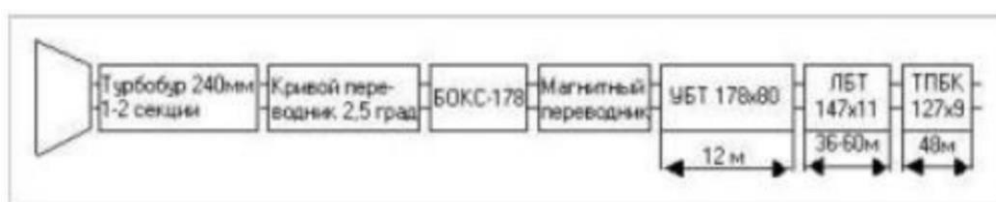


Figure 4 - The BHA for a set of curvature

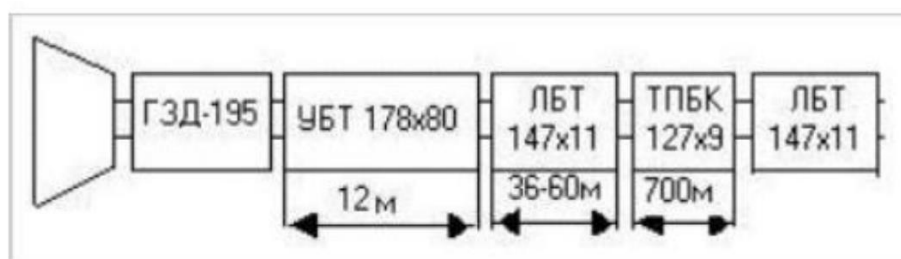


Figure 5 - The BHA for natural angle reduction

### The bottom hole assembly for rotary drilling

The bottom hole assembly for rotary drilling is engineering for drilling areas of the set, drop or stabilization of the zenith angle of the well. Adjustment for different "behavior" of the BHA is carried out by changing the diameter and position of the centralizers within the first 36 m from the downhole.

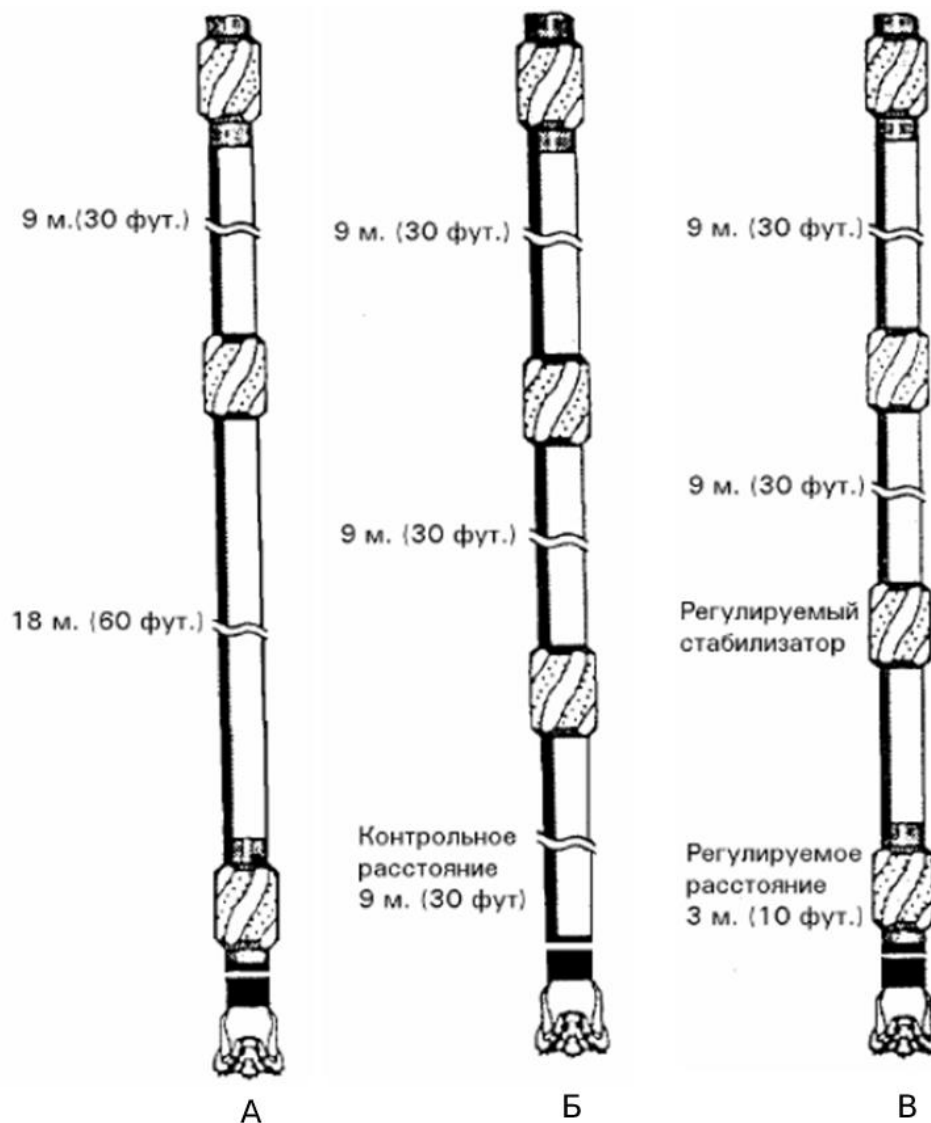


Figure 6 - The typical BHA

A – for the set of the zenith angle, B – A pendulum for the areas of the zenith angle drop, C – An increase in the distance between the first and second centralizers

In Figure A, the intensity of the angle set increases in accordance with the distance between the first and second centralizers. This increases the deflection of the drill pipe, and, consequently, the inclination of the bit and the lateral force on the bit, which is directed towards the upper wall of the well. The maximum intensity of the set of the zenith angle of the pendulum will reach a maximum when the deflection of the collar increases until the moment of contact with the bottom wall of the well [3].

Figure B shows a typical pendulum BHA designed for the section of the zenith angle drop. The rotary BHA requires the installation of at least one centralizer, but often includes three units. The intensity of the fall of the zenith angle is adjusted by changing the distance between the bit and the first centralizer. Usually this distance will be within 9 meters.

The classical rotary BHA is characterized by increased stability, which is achieved by rotating the entire string of drill pipes. At the same time, the following elements are included in the BHA: a bicentric translator (with offset axes of threaded connections in the radial direction), which is installed relative to the bit at a distance of 12-14 m; a bicentric bit (radially displaced side cutters); BHA elements with asymmetric bending stiffness (oval, hexagonal, square and other collar); a bicentric nipple.

### **Layout of the bottom of the drill string with a hydraulic downhole motor**

Drilling with a hydraulic downhole motor, in contrast to rotary drilling, provides the possibility of using lightweight drill pipes and automating the deepening process. It is better suited for drilling inclined and horizontal wells, as well as for the use of inexpensive steel and aluminum pipes, since the probability of pipe breakage is reduced because the drill string does not rotate. The three rolling cutter drilling bit with open armor and sealed oil-filled armor, polycrystalline diamond insert are used.

Curved translators and curved engine housings are also used to control the characteristics of the BHA. BHA, which include motors with adjustable skew angles are rotatable BHA. For a more accurate construction of the well trajectory, the BHA allow alternate rotation and sliding.

However, in practice, for drilling wells with a small design slope of up to 20 degrees, it is preferable to use a rotary and combined drilling method.

It is necessary to abandon the method of reducing the curvature of the wellbore by limiting the axial load on the bottom for constructing wells in difficult mining

conditions, in order to increase the mechanical drilling speed and reduce the time of well construction. For this purpose, turbine drilling is used with a displacement of the axis of the bottom of the BHA, relative to the axis of the well.

It is necessary that at least two support-centering tools are present in the BHA, with the condition that with the rotary drilling method, the diameter of the tool must be the same as the diameter of the bit while drilling the zenith angle stabilization intervals. When drilling with a downhole motor, the diameter of the centralizer or calibrator must be selected three millimeters less than the nominal diameter of the bit. For example, the calibrator is installed directly on the bit without a translator. It is also necessary that the lengths of the BHA and its elements are optimal to ensure patency in the area of the set or angle drop with the specified intensity of curvature. Figure 7 shows a typical BHA for drilling the stabilization interval.

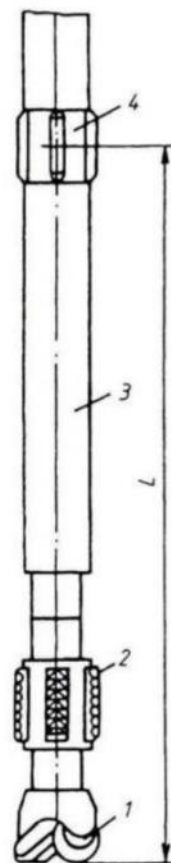


Figure 7 – BHA for drilling the stabilization interval: 1 – bit; 2 – calibrator;  
3 – positive displacement motor; 4 – centralizer

## Elements of the bottom-hole assembly

### Drill pipes

To create an axial load on the bit and give the BHA the necessary rigidity, collar are installing in the lower part of the BHA – these are steel drill pipes with thick walls. Spiral collars are used for drilling in complicated conditions of inclined wells, since spiral recesses reduce the contact area of the pipe surface with the well wall by almost two times. The use of spiral collar allows reducing the risks of differential pressure sticking of the BHA.



Figure 8 – Smooth and spiral collar

The next type of collar is non-magnetic. They are used in conditions of oriented drilling and the use of a downhole telemetry system to minimize the impact on the reading and transmission of data. They are made of special stainless steel and smooth in shape. Use in conjunction with inclinometers, downhole modules of the telesystem, including a magnetic azimuth sensor [4].

Thick-walled drill pipes provide a more reliable connection and prevent abrasive wear of the outer surface, as they have an elongated connection. Pipes are installed as intermediate between collar and conventional drill pipes [5].

### Supporting and centralizing components

To calibrate the walls of wells, a calibrator is included in the BHA. Calibration is carried out to the nominal diameter when the bit is worn in layers with rocks of increased abrasiveness. The calibrator also performs centering and improving the

working conditions of the bit and the lower part of the BHA. It is installed directly above the bit. Calibrators are divided into bladed and rotary.

In addition to calibrators, centralizers are also used for centering the BHA, which are part of the drill pipe core or are installed on the hydraulic downhole motor, and also perform the function of stabilizing or changing the trajectory of the wellbore.

Figure 9 shows blade-type calibrators.

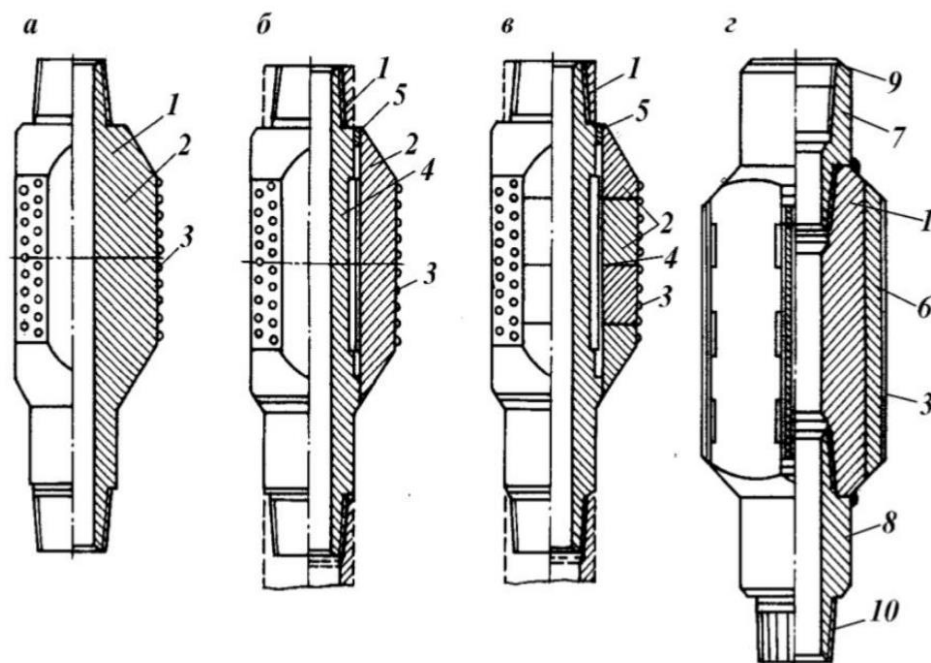


Figure 9 – Blade calibrators and centralizers (vertical): a – three-bladed; b – with a three-bladed removable coupling; c – with a three-bladed composite coupling; d – four-bladed; 1 – barrel; 2 – coupling with reinforced blades; 3 – carbide inserts; 4 – key; 5 – fixing sleeve; 6 – replaceable blade; 7, 8 – translators; 9 – lock thread (coupling); 10 – nipple with lock thread

Calibrators and blade-type centralizers with a simple design are used in drilling deep wells. They consist of housing and welded blades, depending on the purpose, vertical or spiral, also, if necessary, reinforced with inserts of hard alloy. Inserts can be located along the blade or in the inter-blade space.

For drilling wells with wellbore of more than 346 mm a four-bladed calibrator was manufactured, which consists of a housing, blades reinforced with carbide pins and adapters with a coupling and nipple lock threads.

The complicated design of the calibrator includes side cutters and is designed for calibrating the wellbore, as well as for expanding the troughs in the well. It consists of housing, replaceable unified calibration units that are attaches to the housing using wedges. The side cutters have sealed oil-filled rolling bearings. The wedge mounting of the calibration units allows restoring the nominal diameter when it is worn down to 6 mm [6].

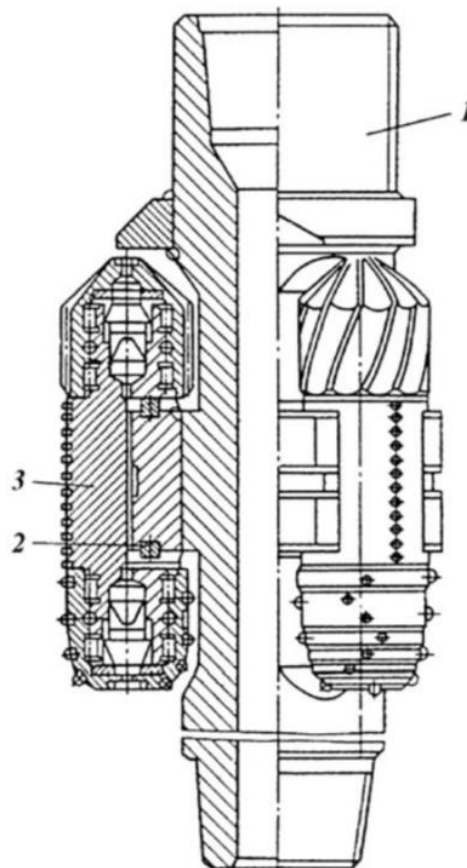


Figure 10 – roller gager: 1 – housing; 2 – wedges; 3 – calibration unit\



## Rock-cutting tool

The main tool for drilling is a bit for mechanical destruction of rocks. A rotary bit includes one or more spherical or cylindrical side cutters. Plain bearings, rolling bearings or a combination of them are used.



Figure 11 – Rotary bit

A blade bit with a forged body and blades placed on it serve to simplify the calibration of the walls of wells. The blades are reinforced with carbide elements - teeth to increase wear resistance and service life.



Figure 12 – Blade bit

The main purpose of the drill bit is the mechanical destruction of rock and the alignment of the walls of the well. PDC blade bits are also used, reinforced additionally with diamond chips, which allows drilling abrasive rocks, as well as increasing the service life of the tool.

For directional drilling, it is preferable to use bits with six and seven blades, since they have better controllability and high penetration speed [7].

For drilling deep and ultra-deep wells, a rock-breaking tool is used, made of materials with increased wear resistance and temperature resistance, as well as those that carry large axial loads. The armament is distinguished by the presence of an additional row of teeth that reduce the aggressiveness of the chisel, resting against the face. Thus, the main cutting elements are not charged into the rock.

### **Downhole protector**

There may be problems with drilling horizontal wells, associated with bringing the axial load to the bit. This is due to the action of large friction forces and the resulting axial and torsional vibrations during the operation of the drill bit. The downhole protector is necessary for damping torsional and axial vibrations, as well as single impacts and ensuring optimal uniform loading of the axial load on the rock-breaking tool. Figure 13 shows a downhole protector installed directly above the chisel.

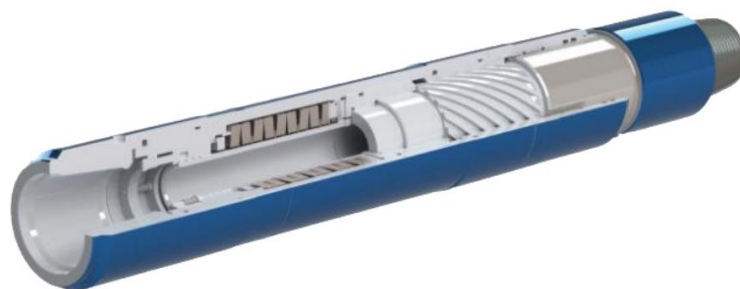


Figure 13 – Downhole protector

The principle of operation of the downhole protector is based on the pressure difference between the tube and annular space, due to which the rod inside the device moves under the action of the "pumping effect". The reduction of the vibration load on the electronics of the telesystem and the PDM motor spindle occurs due to the cutting off the vibration source from the upper part of the BHA [8].

## **Proof-reader – pulsation dampener**

The proof-reader has a similar purpose and device with a downhole protector. Their main design difference is in the presence of direct slots on the working spindle, with which the feedback between the drill pipe column and the elements located below the damper reduced, however, due to this, the moment jumps during the release of potential energy are subject to better processing when overcoming the friction force of the column.

The feed corrector transmits optimal loads to the chisel and softens jumps and vibrations from the tool. It installed above the downhole motor or above the telesystem. It also improves the transmission of rotation and torque to the face, which increases the controllability of the bit during directional drilling. Due to this, the time for setting the layout reduced.



Figure 14 - Proof-reader – pulsation dampener

## **Cross-over shoe with ported float**

The ported float installed above the screw downhole motor or bottomhole motor is a safety valve and designed to create a barrier preventing the flow of liquid up the drill string. Its inclusion in the BHA is mandatory to prevent the development of gas, oil, and water inflow and the jamming of the PDM motor or rotary steerable system during the reverse circulation of the drilling mud.

## REFERENCES

1. Litvinenko V.S. Fundamentals of drilling oil and gas wells: textbook / V. S. Litvinenko, A. G. Kalinin; Russian Academy of Natural Sciences (RAS); St. Petersburg State Mining Institute named after G. V. Plekhanov (Technical University) (SPbGGI (TU));. — Moscow: CentrLitNefteGaz, 2009. — 542 p.: ill. — Golden Fund of Russian Oil and Gas Literature. — Bibliogr.: pp. 540-542.;
2. The BHA of the drill string for drilling vertical and inclined wells [Text] : method. instructions / V. Y. Bliznyukov. — Ukhta :USTU, 2014. — 30 p.;
3. Khuzina L.B. The design of the bottom of the drill string during the development of deposits of high-viscosity oils // Electronic scientific journal "Oil and gas business", 2012, No. 5;
4. Pipes of the oil assortment : handbook / edited by A. E. Saroyan. — 3rd ed., reprint. and add. — Moscow: Nedra, 1987. — 488 p.;
5. Drilling equipment: reference book: in 2 volumes / V. F. Abubakirov, Yu. G. Burimov, A. N. Gnoev and others. — M.: Nedra, 2003 Vol. 2 : Drilling tools. — 2003. — 494 s;
6. Deryabin A.V. The use of a new element of the KNBC to improve the cleaning of the borehole and reduce the number of complications during the SPO// Oil and gas of Western Siberia: Materials of the International scientific and Technical Conference. Vol. 2. — Tyumen: TSOGU, 2013. — 219 p.;
7. Kalinin A.G. Drilling of oil and gas wells : textbook for universities / A. G. Kalinin. — Moscow: CentrLitNefteGaz, 2008. — 848 p.: ill. — Golden Fund of Russian Oil and Gas Literature. — Bibliogr.: pp. 838-840.;
8. Lipatov E. Yu. Research and development of technology and technical means for preventing and eliminating the seizure of a drill string (on the example of the deposits of the Middle Ob region). — Tyumen: TSOGU, 2015. — 128 p..