

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке Замковая часть Березовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)

УДК 622.143:553.94(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Семенов Никита Артёмович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт С.А.	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P2	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P3	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P4	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P5	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P6	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Семенову Никите Артёмовичу

Тема работы:

Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке Замковая часть Березовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№76-63/с от 17.03.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: участок Замковая часть Березовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технология и техника проведения буровых работ 2. Вспомогательные и подсобные цеха 3. Обзор и анализ снарядов со съёмными кернаприемниками отечественного и зарубежного производства
---	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная геологическая карта района работ 2. Геологический разрез участка «Березовский» 3. Схема размещения оборудования буровой установки LF-70 4. Конструкция снарядов со съёмными кернаприемниками 5. Геолого-технический наряд 6. Основные технико-экономические показатели
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Дукарт С.А., доцент, к.и.н.
Социальная ответственность	Гуляев М.В., старший преподаватель

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Семенов Никита Артёмович		

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела
 Период выполнения (осенний/весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	
31.03.2021	<i>Описание теоретической части проекта</i>	
30.04.2021	<i>Выполнение расчетной части</i>	
30.05.2021	<i>Устранение недостатков проекта</i>	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.			

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 226Б	ФИО Семенов Никита Артёмович
-----------------------	--

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке Замковая часть Березовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочей зоной в процессе строительства скважины является участок «Замковая часть Березовской антиклинали», который относится к Распадскому каменноугольному месторождению (Междуреченского городского округа Кемеровской области). При производстве работ по строительству разведочной скважины, могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– Специальные правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; Неудовлетворительный микроклимат; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Поражение электрическим током Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. решение по обеспечению экологической безопасности.

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; Выбор наиболее типичной ЧС; Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Семенов Никита Артёмович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Семенову Никите Артёмовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственным единым сметным нормам и внутренним правилам организации
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим: – ставка налога на прибыль 20%; – страховые взносы 30% – налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико- экономическое обоснование выполнения проектируемых работ
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определить экономическую эффективность применения ССК

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Семенов Никита Артёмович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 119 страниц, 12 рисунков, 34 таблицы, 21 источник.

Перечень ключевых слов: буровая установка LF-70, участок «Берёзовский», уголь, ССК-76.

Объектом исследования является Замковая часть Березовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область).

Цель работы: составление проекта на бурение разведочных скважин; Геологическое изучение объекта; разработка технологии проведения разведочных работ на участке; разработка управления и организации работ.

В процессе проектирования проводились: выбор бурового оборудования; поверочный расчет выбранного оборудования; расчет режимных параметров; анализ вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; выбор вспомогательного оборудования; сметно-финансовый расчет.

В результате проектирования: произведен выбор бурового и вспомогательного оборудования, удовлетворяющий всем требованиям; произведен анализ всех вредных и опасных факторов при геологоразведочных работах в пределах данного объекта; выполнены сметно-финансовые расчеты.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте предоставляется полное описание буровой установки LF-70 и её составляющих; а также состав и характеристики используемого технологического инструмента.

ESSAY

Graduation qualification work includes 119 pages, 12 figures, 34 tables, 21 sources.

List of keywords: drilling rig LF-70, Berezovsky site, coal, SSK-76.

The object of the study is the Castle part of the Berezovskaya anticline of the Raspadsky coal deposit (Kemerovo region).

The purpose of the work: drawing up a project for drilling exploratory wells;

Geological study of the object; development of technology for exploration work at the site; development of management and organization of works.

During the design process, the following tests were performed: selection of drilling equipment; verification calculation of the selected equipment; calculation of operating parameters; analysis of harmful and dangerous factors during geological exploration and measures to prevent them; selection of auxiliary equipment; estimated and financial calculation.

As a result of the design: the selection of drilling and auxiliary equipment was made, satisfying all requirements; analysis of all harmful and hazardous factors during exploration works within the limits of this object; Estimated financial calculations have been made.

The main design, technological and technical, and operational characteristics: the project provides a complete description of the drilling rig LF-70 and its components, and the composition and characteristics of the process tool used.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ПБУ – передвижная буровая установка

ССК – снаряд со съёмной керноприёмной

УКБ – установка колонкового бурения;

СКБ – станок колонкового бурения;

ОКС – одинарный колонковый снаряд;

БТ – бурильные трубы;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

СБТН – стальные бурильные трубы ниппельного соединения;

НБ – насос буровой;

ГП – горная порода

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ГИС – геофизические исследования;

ГК – гамма каротаж;

ГГК – гамма-гамма каротаж;

КС – каротаж сопротивления;

ПС – метод самопроизвольной поляризации;

НДС – налог на добавленную стоимость;

БУ – буровая установка;

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ.....	9
ESSAY	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1.ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	16
1.1. Географо-экономические условия проведения работ	16
1.1.1. Административное положение объекта работ.....	16
1.1.2. Рельеф.....	16
1.1.3. Климат	17
1.1.4. Растительность. Животный мир.....	18
1.1.5. Гидросеть	18
1.1.6. Экономическая характеристика района работ.....	19
1.1.7. Пути сообщения.....	19
1.2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ.....	20
1.3 Геологическое строение района работ	22
1.3.1 Стратиграфия	22
1.3.1.1. История геологического развития региона.....	23
1.3.1.2. Полезные ископаемые	25
1.3.2. Топографо-геодезические работы	26
1.3.3. Геофизические работы	28
1.3.4. Исследование газоносности угольных пластов	29
1.3.5. Опробование.....	31
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ	33
2.1. Физико-механические свойства горных пород по разрезу.....	33
2.2. Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	35
2.3. Разработка типовых конструкций скважин.....	36
2.3.1. Определение конечного диаметра скважины	37
2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению	39
2.3.3. Разработка конструкции скважины	40
2.4. Выбор буровой установки.....	40
2.4.1. Буровая мачта.....	43
2.4.2. Буровой насос.....	44
2.4.3. Буровое Здание	44
2.4.4. Выбор бурильных труб.....	44
2.5. выбор технологического бурового инструмента и расчет технологических режимных параметров бурения	46
2.5.1. Проходка горных пород.....	46
2.5.2 Технология бурения по полезному ископаемому	51
2.5.4 Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения	52
2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования.....	55

2.7.1. Проверочный расчет мощности привода буровой установки	55
2.7.3. Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения	60
2.7.3.1. Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении сжатой части колонны	60
2.7.3.2. Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении растянутой части колонны	65
2.7.3.3. Определения запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении	66
2.7.4.2. Расчет усилий в ветвях талевого системы и нагрузки на мачту	69
2.7.4.3. Расчет талевого каната	70
2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин	71
2.9. выбор источника энергии	74
2.10. Механизация спуско-подъемных операций	75
2.11. Использование буровой контрольно- измерительной аппаратуры (БКИА)	76
2.12. Монтаж и демонтаж бурового оборудования	77
2.13. Ликвидация скважин	78
3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
3.2. Правовые вопросы обеспечения безопасности	79
3.3.1. Мероприятия по устранению вредных факторов	81
3.4.1. Анализ влияния геологоразведочных работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению	87
3.4.2. Намечаемое направление рекультивации нарушенных горными работами земель	89
4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА	93
4.1. Организация ремонтной службы	93
4.2. Организация электроснабжения	93
4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов	93
4.4. Транспортный цех	94
4.5. Связь	94
5. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ОБЗОР И АНАЛИЗ СНАРЯДОВ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА	95
5.1 Введение	95
5.2. Комплексы технических средств со съемными кернаприемниками типа ССК и КССК	95
5.3. Комплексы технических средств зарубежных колонковых наборов	96
5.3.1 Колонковые Наборы фирмы Boart Longyear	97
5.3.2. Колонковые Наборы фирмы Boyles Bros Drilling	98
5.3.3. Колонковые наборы фирмы «Christensen Diamond Products»	99
5.3.4. Колонковые наборы фирмы «Diamond Boart»	100
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	103
6.1. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ	103

6.1.1. Технический план	103
6.1.2. Расчет затрат времени	103
6.1.3. Расчет производительности труда, обоснование количества бригад, расчет продолжительности выполнения проектируемых работ	104
6.1.4. Стоимость проектируемых работ	107
6.2. Стоимость проектируемых работ (смета)	108
6.2.1 Сметно-финансовый расчет затрат	108
6.2.3. Расчет амортизации	110
6.2.4. Подсчет общей сметной стоимости	110
6.2.5. Календарный план	111
6.3. Стоимость одного метра пробуренной скважины	111
где С – время на спуск-подъем одного метра троса с кернаприемником, ч/м .	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
CONCLUSION	117
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118

ВВЕДЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы является решение конкретной задачи при проведении геологоразведочных работ. Необходимо выбрать и обосновать технические средства, технологию, методику и организацию геологоразведочных работ, которые обеспечивают максимально качественное изучение полезного ископаемого.

Колонковое бурение является одним из наиболее важных методов поисков на твердые полезные ископаемые. Получение образцов керна и производительности работ будут основными критериями качества буровых работ. Влиять на эти критерии будет правильный выбор технологии и техники проведения работ.

В специальном вопросе выпускной квалификационной работы рассмотрены и проанализированы снаряды со съемным кернаприемником зарубежного и отечественного производства. Исходными материалами для написания дипломного проекта, послужили материалы производственной практики, литературные источники.

На участке Березовской Антиклинали Распадского каменноугольного месторождения будет проводиться бурение 17 разведочных скважин. Бурение колонковых скважин на рудопроявление. В данной работе предоставляется полное описание буровой установки LF-70 и ее укомплектованности. В проектных материалах указаны способы бурения, определена конструкция скважин, их глубина, диаметры породоразрушающего инструмента, глубины спуска обсадных колонн.

1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1. Административное положение объекта работ

Участок недр Замковая часть Берёзовской антиклинали в административном отношении расположен на территории Междуреченского городского округа Кемеровской области Российской Федерации.

Номенклатура листов топоосновы масштаба 1:200 000 – N-45XXIII международной разграфки.

Административный центр - г. Междуреченск расположен в 27 км к юго-западу от границ участка. Ближайшие населённые пункты к границам участка: пос. Распадный и Верхний Ольжерас. В 2,5 км от северной границы участка находится бывший пос. Чексу. Населённые пункты на территории участка отсутствуют (*см. рисунок 1.1*).

Участок работ имеет следующие географические координаты:

Широта – 53.52, долгота – 88.18,

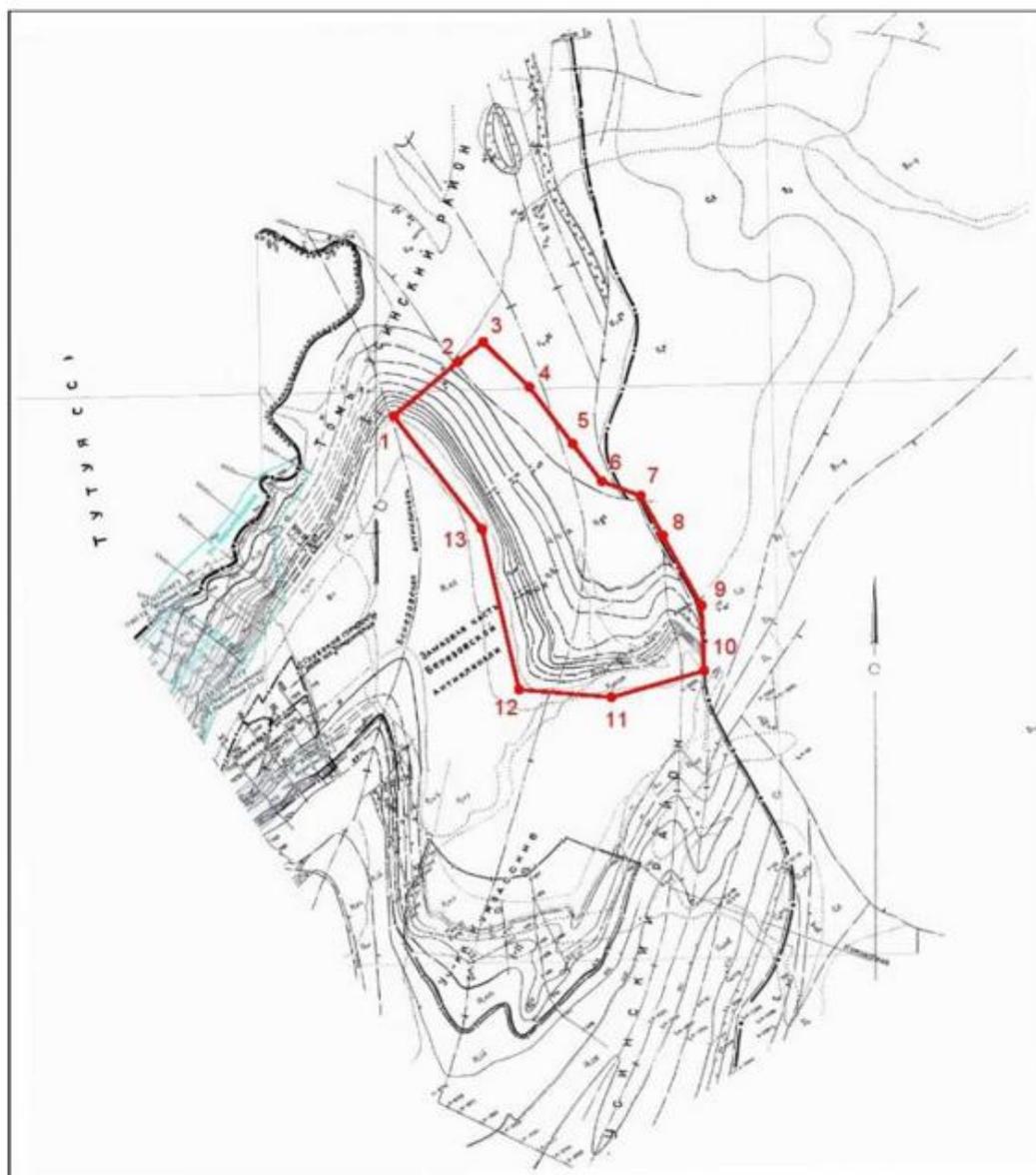
1.1.2. Рельеф

Ландшафт участка Замковая часть Берёзовской антиклинали представляет собой типичную таёжную низкогорную местность с расчленённым рельефом эрозионно-денудационного типа. Площадь участка недр составляет 14,41 км²

Речная сеть на участке, представлена рекой Госзак (водоохранная зона 50 м) и её притоками ручьями Спокойны и Пройденный, а также небольшими ручьями являющимися левыми притоками реки Каменка.

Более крупные водотоки река Кумзас (водоохранная зона 100м) и река Уса (водоохранная зона 200 м) протекают за юго-восточной и вблизи северо-западной границами участка. Река Уса имеет широкую заболоченную и заросшую кустарником долину. Максимальные абсолютные отметки поверхности составляют от 412 до 545 м, самая низкая абсолютная отметка в

долине реки Тосзак – 310 м. Относительные превышения составляют от 102 до 235 м



Проектируемый участок

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.1.3. Климат

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и сравнительно коротким жарким летом. Устойчивые отрицательные среднемесячные температуры устанавливаются в ноябре месяце (-10°C) и

удерживаются до апреля. По среднегодовой величине осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Сейсмичность района участка недр 7 баллов.

1.1.4. Растительность. Животный мир

Район имеет 134,9 тыс. га. в пашни, лесами и кустарниками занято 26,1 тыс. га., болотами – 4,8 тыс. га. Площадь сельхозугодий занимает 83 % (в том числе пашня – 58,2 %), леса — 8,5 %, воды – 0,8 %, прочие земли – 7,7 %. Почвы чернозёмные, темно-серые, слабоподзолистые.

Из крупных животных обитают лось и марал, косуля сибирская. Из хищных наиболее характерны бурый медведь, рысь, россомаха. Промысловое значение имеют белка, ондатра, из птиц – глухарь, рябчик, тетерев. Среди животных также имеется заяц-беляк

1.1.5. Гидросеть

Речная сеть на участке, представлена рекой Тосзак (водоохранная зона 50 м) и её притоками ручьями Спокойны и Пройденный, а также небольшими ручьями являющимися левыми притоками реки Каменка. Более крупные водотоки река Кумзас (водоохранная зона 100м) и река Уса (водоохранная зона 200 м) протекают за юго-восточной и вблизи северо-западной границами участка. Река Уса имеет широкую заболоченную и заросшую кустарником долину.

Максимальные абсолютные отметки поверхности составляют от 412 до 545 м, самая низкая абсолютная отметка в долине реки Тосзак — 310 м. Относительные превышения составляют от 102 до 235 м.

В пределах участка отсутствуют особо охраняемые природные территории, родовые угодья коренных малочисленных народов, действующие лицензии на пользование недрами, другие месторождения полезных ископаемых, ограничения Генштаба России. Геологоразведочные работы за счет средств федерального бюджета на территории Лицензионного участка не проводятся.

Лицензия КЕМ 02127 ТР выдана с целевым назначением и видами работ: геологическое изучение, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведку и добычу полезных ископаемых...

В рамках выполнения Условий пользования недрами настоящим проектом предусмотрен комплекс работ по геологическому изучению, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых.

1.1.6. Экономическая характеристика района работ

Ближайшим крупным городом является Междуреченск (население 96,9 тыс. жителей – 2020 г.) – расположен в 27 км к юго-западу от границ участка.

Профориентация основных групп населения города Междуреченска – добывающая угольная промышленность и отрасли с ней связанные.

Ближайшими горнопромышленными предприятиями являются: шахта «Ольжерасская-Новая», ОАО «Разрез Ольжерасский» ЗАО «Распадская». Предприятия связаны железнодорожной веткой с Западно-Сибирской магистралью.

1.1.7. Пути сообщения

Ближайшая железнодорожная станция (ст. Междуреченск) находится в 20 км южнее участка работ. Ближайший аэропорт находится в г. Новокузнецке (90 км на северо-запад).

Транспортировка персонала и малогабаритных грузов на участок работ осуществляется из города Междуреченска вахтовым транспортом повышенной проходимости на базе автомобиля Урал-4320, транспортировка буровых установок и бурового оборудования проводится тракторами типа ЧЕТРА.

Участок работ связан с городом Междуреченском асфальтированной и частично грунтовой дорогой. Перемещение вдоль участка работ возможно по существующим старым технологическим дорогам.

1.2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Участок недр Замковая часть Берёзовской антиклинали Распадского каменноугольного месторождения расположен в пределах Томь-Усинского геолого-экономического района Кузбасса и выделен в восточной части Распадского месторождения на площади, ранее не охваченной поисковыми и разведочными работами.

Геологическая изученность территории участка недр Замковая часть Берёзовской антиклинали по степени детальности соответствует геологической съёмке масштаба 1:50000. Геологическая съёмка площади планшета N-45-81-B, на котором располагается испрашиваемый участок недр, выполнена Сакволаской геолого-съёмочной партией Томь-Усинской экспедиции ЗСГУ в период с 1966 по 1968 гг. при проведении геологической съёмки масштаба 1:50000 на листах N-45-81-B, Г; \-45-93-B-a; \-45-82-B-a.

В 1990 году Томусинская ГРП треста Кузбассуглеразведка выполнила предварительную разведку участка Керьплесский, который является северо-восточным продолжением ранее разведанных участков Распадские IX-XI. Участок Керьплесский следует рассматривать в качестве участка-аналога для испрашиваемого участка недр Замковая часть Берёзовской антиклинали.

В 2013-2015 гг. ООО «Недра Кузбасса» в рамках работ по Государственному контракту от 20.08.2013 №9/2013 выполнен анализ состояния сырьевой базы Кузнецкого бассейна и отражён в отчёте «Анализ и оценка состояния угольной сырьевой базы Кузнецкого бассейна с разработкой предложений по рациональному использованию недр (государственный контракт от 20.08.2013 №9/2013)» (ф-26493). Материалы отчёта рассмотрены и приняты

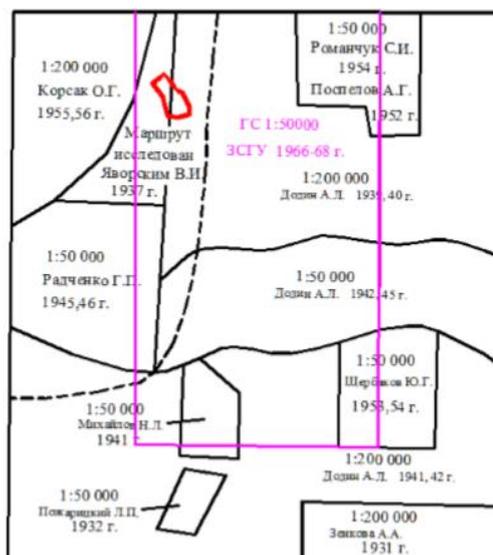


Рисунок 1.2 – Картограмма изученности листа N-45-XXIII(по материалам электронного издания ГГК-200/2 ВСЕГЕИ)

Таким образом, степень изученности участка Замковая часть Берёзовской антиклинали, относится к завершённым ГГС-50. Были составлены геологические карты изученных площадей и разрезы к ним, карты результатов, отражающие геологическое строение и закономерности размещения продуктивных структурно-вещественных комплексов, единичными скважинами вскрыты угольные пласты, изучены их параметры, качество угля по основным параметрам, на части участка оценены прогнозные ресурсы каменного угля категории Р1-Р3.

Следовательно, основным направлением работ, предусматриваемых настоящим проектом, является проведение поисково-оценочных работ для оконтуривания потенциально промышленных участков.

1.3 Геологическое строение района работ

1.3.1 Стратиграфия

В пределах участка недр Замковая часть Берёзовской антиклинали развиты угленосные отложения ускатской свиты ильинской подсерии, ленинской и грамотеинской свит ерунаковской подсерии кольчугинской серии средне-верхнепермского возраста, и четвертичные отложения.

Ускальская свита (P2us)

Включает в себя пласты от 1 до 7-7а. Свита, сложена в основном алевролитами (60-65%) и песчаниками. Общая мощность свиты 120-140 м. Суммарная мощность угольных пластов составляет 5,40 м, рабочая угленосность — 4,5%.

Ленинская свита (P2-3ln)

Ленинская свита (P2-3ln) выделяется от почвы пласта 7а до почвы пласта 19. Разрез свиты отличается более крупными циклами осадконакопления с преобладанием песчаников с прослоями гравелитов.

Общая мощность отложений вскрытой части составляет 240-330 м. Из 11 пластов свиты 8 (7-7а, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 17) сохраняют рабочую мощность. В разрезе свиты пласт 12 имеет незакономерную изменчивость стратиграфического положения. Суммарная мощность угольных пластов составляет 23 м, рабочая угленосность — 9,6%.

Грамотеинская свита (P3 gr)

Выделяется от почвы пласта 19 до почвы пласта 29 и сложена преимущественно песчаниками с прослоями и слоями гравелитов, алевролиты имеют подчинённое значение. Общая мощность отложений вскрытой части свиты составляет 200-240 м и включает в себя 5 пластов угля 19, 20, 21, 24, 26. Пласты 19 и 21 по всей площади имеют рабочую мощность. Суммарная мощность угольных пластов составляет 15 м, рабочая угленосность 7,5%.

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения развиты повсеместно и представлены суглинками на водоразделах и песчано-галечниковыми осадками долинах рек мощностью соответственно 8 и 45 м.

2.1.2. Тектоника

В тектоническом отношении участок Замковая часть Берёзовской антиклинали принадлежит к Усинской складчатой зоне, главным структурным элементом которой является Берёзовская антиклиналь. Ось складки имеет северное простирание. Западное крыло Берёзовской антиклинали имеет падение 24-32°, восточное крыло – 50-60° и одновременно является западным крылом Кумзасской синклинали, восточное крыло которой срезано пологим взбросом «К».

Взброс «К» характеризуется северо-западным падением плоскости сместителя и амплитудой около 120 м.

Вдоль северо-восточной границы участка проходит линия крупного регионального разлома «С», имеющего северо-западное простирание с падением сместителя на северо-восток, по которому отложения грамотеинской свиты, контактируют с безугольными осадками нижнебалахонской подсерии. Разлом определяется как левый сдвиг-взброс с амплитудой более 700 м.

Разрывные нарушения участка в виду слабой геологической изученности не выявлены и не охарактеризованы. По аналогии, можно прогнозировать значительное усложнение дизъюнктивной нарушенности по результатам поисково-оценочных и разведочных работ участка недр Замковая часть Берёзовской антиклинали.

1.3.1.1. История геологического развития региона

Начало образования осадков в Кузнецком бассейне следует отнести к жизненному возрасту. С этого же века начинается трансгрессия Колывано-Томского моря в Кузбасс.

Первая фаза трансгрессии развивается на северо-восточной окраине бассейна, где установилось несогласное возникновение барзасской угленосной свиты живецкого возраста на различных, преимущественно эффузивно-туфогенных горизонтах Девона, а также нижнепалеозойских отложениях Кузнецкого Алатау. В отложениях, лежащих в основе свиты Барзани, находится древняя кора выветривания.

Максимальная фаза позднедевонской трансгрессии, наступившая после небольшого обмеления, соответствует пожарищевской свите вассинского горизонта раннефранского возраста. Морские осадки этого горизонта прослеживаются по всей восточной и южной окраинам бассейна до Кондомского (Кузедеево) района.

Дальнейшее накопление осадков в Кузнецком бассейне связано с широким развитием угленосных фации, обусловивших образование многочисленных пластов угля. В результате непрерывного погружения фундамента Кузнецкого прогиба накопилась огромная по мощности толща осадков; верхнепалеозойская часть ее, охватывающая диапазон от намюрского до татарского яруса, имеет мощность 5 - 8 км.

Располагавшаяся вдоль подножия Кузнецкого Алатау низменность, как и дно острогского бассейна в целом, имела крайне пологий рельеф, вследствие чего даже при незначительных тектонических колебаниях или усилении и уменьшении сноса она, то кратковременно поднималась над водной средой, то находилась ниже зеркала бассейна. В первом случае происходило зарастание территории и формирование маломощных торфяников, образовавших впоследствии подчиненные острогской свите пласты угля.

В целом в раннебалахонское время произошло расширение площадей формирования торфяников острогского времени; торфонакопление стало более устойчивым и более длительным; количество и мощность отдельных торфяников возрастают в общем случае вверх по разрезу.

Смещение зон угленакопления балахонского времени происходило от восточной окраины к центральной и западной частям площади бассейна.

Территориально максимального развития позднебалахонское угленакпление приобретает во время формирования промежуточной подсвиты.

Кузнецкая ингрессия обрывает балахонскую фазу углеобразования. Пришедшая на смену ей кольчугинская фаза сопровождается не менее значительным развитием торфяников, в процессе накопления которых также выделяются три стадии.

Регрессия бассейна кузнецкого времени сопровождалась заметными изменениями физико-географической обстановки на площади Кузбасса; на севере и в центре его в ильинское время сохранился реликтовый бассейн, принимавший дельтовые отложения низовьев крупной речной системы - отложились красноярские песчаники, не содержащие угольных пластов.

Вулканическая деятельность в позднем палеозое проявилась в Кузбассе только в виде образования прослоев туфогенных пород, подчиненных балахонской серии в Крапивинском районе вблизи Крапивинского поднятия. Более значительные проявления вулканизма относятся к триасу (возможно, к самому концу палеозоя).

Развитие современного рельефа и гидрографической сети в бассейне обуславливается, целым рядом природных факторов. К ним относятся факторы эндогенные, к которым принадлежат новейшие тектонические движения и геологическое строение, в частности, способность противостоять денудации тех или иных пород. К экзогенным факторам, относятся климатические условия, обусловившие накопление эоловых лёссовидных суглинков, выветривание и размыв слагающих бассейн пород.

1.3.1.2. Полезные ископаемые

Основным полезным ископаемым для данного участка является каменный уголь. Основная угленосность участка недр Замковая часть Берёзовской антиклинали связана с палеозойскими отложениями, в которых всего содержится уголь.

1.3.2. Топографо-геодезические работы

Согласно методике работ, описанной выше, на участке недр Замковая часть Берёзовской антиклинали будет пробурено 17 поисково-оценочных скважин в период с 10.2019 по 12.2019 г., согласно Календарного плана выполнения работ. В этот же период будут проводиться и топографо-геодезические работы.

Топографический план используется для построения геологических разрезов, карт выходов угольных пластов

Ведение топографо-геодезических работ, включая транспортировку с базы партии на участок работ, находится в полной зависимости от методики поисково-оценочных работ. Выноска и определение планово-высотных координат будут выполняться по мере отбуривания скважин.

Топографические работы будут выполняться в системе координат 1942 года и Балтийской системе высот 1977 года.

В качестве исходных будут использоваться пункты ГГС.

В орографическом отношении площадь участка представляет собой типичную таёжную низкогорную местность с расчленённым рельефом эрозионно-денудационного типа.

Река Уса имеет широкую заболоченную и заросшую кустарником долину.

Дорожная сеть практически отсутствует, а по имеющимся грунтовым дорогам передвижение возможно только пешком, а на автотранспорте типа «УАЗ» летом при отсутствии дождей, зимой - в безбуранный период.

Комплекс топографо-геодезических работ включает:

- перенесение на местность проектного положения устьев поисково-оценочных скважин;
 - закрепление на местности их проектного положения;
 - планово-высотная привязка отбуренных скважин;
- обработка результатов планово-высотной привязки устьев отбуренных поисков оценочных скважин;

- составление каталога координат и высот привязанных поисково-оценочных скважин. Весь комплекс разбивочно - привязочных работ будет выполняться бригадой из 2-х человек.

На основании геологического задания на участке работ будет пробурено 17 поисково-оценочных скважин, для чего необходимо выполнение комплекса разбивочно - привязочных работ.

Исходными для производства топографо-геодезических работ будут использоваться пункты ГГС, а также аналитические точки, координаты которых будут определены геодезической Ashtech Pro Mark 100.

Вынесенные на местность точки поисково-оценочных наблюдений закрепляются кольями диаметром 0.03-0.05 м и высотой 0.3-0.5 м вбитыми в землю на уровень подписи номера проектной скважины. Рядом устанавливается сторожок - кол диаметром 0.03-0.35 м и высотой 1.5 м. Закрепленные таким образом на местности проектные скважины сдаются буровым мастерам или геологам.

Так как точность выноски проектных скважин GPS MAP 76 CS колеблется в пределах 3.0-5.0 м, точность компаса + 2°, а на основании требований Инструкции по производству маркшейдерских работ, изд. М., Недра, 1987 г,

Привязка устьев отбуренных скважин будет выполняться в режиме Static (статика). Продолжительность сеанса наблюдений зависит от удаленности определяемой скважины от базовой точки (точки с исходными координатами), от физико-географических условий расположения скважины, от количества спутников, улавливаемых приемником, от горизонта определяемой точки, а также от времени года и колеблется от 30 до 50 минут.

Дальнейшая обработка и уравнивание выполняется на компьютере по программе GNSS Solutwns (или аналогичная). Система координат 1942 года, Балтийская 1977 года система высот.

Все, используемые при разбивочно-привязочных работах приборы и оборудование должны пройти метрологические исследования, и быть признаны пригодными для выполнения топографо-геодезических работ.

- копирование результатов полевых наблюдений с обоих контроллеров на компьютер;
- управление программами обработки;
- формирование результатов измерений в виде, необходимом для выполнения уравнивания;
- уравнивание;
- формирование результатов уравнивания для дальнейшего использования;
- нанесение на план выходов угольных пластов под наносы по уравненным координатам привязанных скважин;
- составление каталога планово-высотных координат поисково-оценочных скважин;
- составление топографо-геодезического отчета

1.3.3. Геофизические работы

Геофизические исследования будут проводиться по окончании бурения каждой поисково-оценочной скважины в период с 10.2019 по 12.2019 г., согласно Календарного плана выполнения работ.

Проектом предусматривается проведение геофизических исследований в скважинах для решения следующих основных задач:

1. Литологическое расчленения разреза.
2. Выявление в разрезах скважин угольных пластов, определение их глубины залегания, мощности и строения.
3. Корреляция разрезов скважин, по возможности определение синонимии угольных пластов.
4. Выделение водоносных горизонтов, определение мощности и расположения зон перетоков в скважинах и их фильтрационных свойств.
5. Определение азимута и угла наклона скважин.

6. Радиационно-гигиеническая оценка вскрываемого разреза.

Для решения поставленных задач будет проводиться опробованный на различных угольных месторождениях стандартный комплекс ГИС, включающий каротаж БК (рк), ГК, ГГК (ГГК-П), кавернометрию и инклинометрию в поисковом масштабе 1:200. В детализационном масштабе 1:50 - те же методы и, дополнительно, метод ГГК-С. В основу проектирования комплекса методов ГИС положена дифференциация физических свойств угольных пластов и вмещающих пород по электропроводности, плотности, естественной радиоактивности и способности поглощать (рассеивать) наведенное гамма-излучение.

Процент охвата скважин каротажем методами стандартного комплекса в масштабе 1:200 принят равным 95% от объема бурения - 5515 м.

Гидрогеофизические наблюдения будут выполняться отрядом ГИС, оснащенным стандартной аппаратурой угольного каротажа после проведения стандартного комплекса каротажа. Общее количество выездов составит: 19. Скорость записи кривых, масштабы физических величин, объем контроля и точность измерений регламентированы «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах», М., Недра, 1985 г.

Сведения по условиям записи кривых (скорость, шаг квантования, тип и номер скважинного прибора, размеры зондов, мощность источников и др.) будут выноситься на подлинники и копии сводных диаграмм.

1.3.4. Исследование газоносности угольных пластов

Для получения данных, являющихся исходным материалом для определения газоносности угольных пластов, в проектируемых скважинах предусматривается проведение комплекса исследований, позволяющего изучить газоносность угольных пластов на участке “Замковая часть Березовской антиклинали”. Работы будут проводиться в период буровых работ на участке с 10.2019 по 12.2019 согласно Календарного плана.

На стадии поисково-оценочных работ будет произведен сбор и обобщение сведений о газоносности участка, проведено исследование газоносности угольных пластов с помощью керногазонаборников (методом

прямого опробования) по двум разведочным скважинам позволяющим установить приближенные границы распространения метановых газов. Детальное изучение газоносности угольных пластов, а также более затратные исследования по определению фильтрационно-ёмкостных свойств углей будут проведены на стадии разведки.

Опробование угольных пластов будет проводиться в соответствии с «Инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород» (М, 1977) методом прямого определения с помощью керногазонаборников типа СКГН-76, КГН-3- 70/76. Газовое опробование угольных пластов планируется провести на участке на одном разведочном профиле: 7 пр. (2 скв.). Всего по 2 скважинам планируется провести отбор 24 проб керногазонаборниками (см. таблицу. 1.3.4).

Опробование угольных пластов на газоносность производится в присутствии технолога, занимающегося изучением газоносности угольных пластов, который осуществляет контроль за подготовкой скважины, процессом отбора пробы и ее документацию. Все эти работы выполняются в процессе бурения и подъема проб на поверхность.

Таблица – 1.3.4 Технические характеристики

Наименование разведочной линии	№№ проектных точек	Наименование пласта	Глубина залегания, м	Мощность пласта, м	Характер пробы
					СКГН-76
1	2	3	4	5	6
7 пр.	14	12	83	2,0	2
		11	134	4,0	3
		10	195	2,0	2
		9	206	2,0	2
		7	243	2,0	2
		6а	274	1,2	1
		6	288	1,0	1
	16	1	331	1,0	1
		19	116	9,0	4
		17	301	3,0	3
		15	336	4,0	3
Всего:					24

После подъема пробы на поверхность технологом производится первичная дегазация пробы непосредственно на скважине. При этом, сразу после подъема снаряда, замеряется объем газа, выделившегося при бурении путем отбора пробы из герметической емкости, так называемого «колокола», предусмотренной конструкцией керногазонаборников и производится первичная дегазация угольного керна из керноприемника.

После извлечения керноприемника, проведения его первичной дегазации и отбора газовых проб керноприемники в загерметизированном виде вместе с пробами отправляются в Испытательную лабораторию подрядной специализированной организации для дальнейшей дегазации керна и изучения состава газа. Всего в газовую лабораторию будет отправлено 24 керноприемника и 24 пробы газа.

1.3.5. Опробование

Настоящими проектируемыми работами все пересекаемые скважинами угольные пласты с истинной мощностью более 0,5 м на участке будут опробоваться на изучение качества, технологических свойств и определение степени засоренности угольных пластов породными прослоями. Объем бурения по угольным пластам составляет 336,75 пог.м. С учетом планируемого выхода керна по углю (80%) объем опробования составит 269,40 пог.м.

По материалам ранее проведённых работ, угольные пласты месторождения по мощности относятся к тонким и средним, и часть из них имеет сложное строение. Предполагается, что общее количество опробуемых пластопересечений составит 142 м, исходя из строения каждого пласта, предполагается отобрать 528 (269,4 м.) угольных и 391 (18,2 м.) породных рядовых керновых проб.

Отбор и обработка рядовых проб из угольных пластов осуществляется в соответствии с ГОСТ-9815-75, отдельно для угля и породных прослоев, не включаемых в угольную пачку. Отбор рядовых проб из угольных пачек производится по макроскопически выделяемым слоям. При этом мощность опробования (длина секции) для угольных пластов малой мощности не должна

превышать 1,3-1,5 м, для мощных и весьма мощных пластов (для открытой отработки) до 2-5 м.

Керн после макроскопического описания, сыпается в пробные мешки, маркируется и отправляется на базу. В проборазделочной проводится контрольный замер выхода керна, высчитывается процент выхода керна, оформляется паспорт опробования.

Кроме опробования внутрипластовых прослоев для изучения крепости и размокаемости пород кровли и почвы необходимо провести их опробование также не менее чем в пяти точках на каждый продуктивный (более 2 м) пласт.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1. Физико-механические свойства горных пород по разрезу.

Таблица 2.1 – Геологический разрез скважины и категории буримости пород по разрезу

Мощность, м			Категория пород	Наименование горных пород, краткая характеристика	Угол падения пластов, град.	Выход керна	
						В м	В %
0,00	2,40	2,40	II	Суглинок	-	0,20	8
2,40	14,05	11,65	VII	Песчаник	30	3,60	31
14,05	18,60	4,55	VII	Переслаивание песчаника с алевролитом	30	0,70	15
18,60	22,25	3,65	VI	Алевролит мелкозернистый	30	2,00	55
22,25	32,05	9,80	VIII	Конгломерат	30	6,20	63
32,05	62,30	30,25	VII	Переслаивание песчаника с алевролитом	30	29,15	100
62,30	63,45	1,15	IV	Уголь	30	0,95	83
63,45	63,55	0,10	VII	Переслаивание Алевролита с песчаником	30	0,10	100
63,55	63,65	0,10	IV	Углистая порода по каротажу	30	0,00	0
63,65	63,70	0,05	VII	Переслаивание Алевролита с песчаником	30	0,05	100
63,70	63,85	0,15	IV	Углистая порода по каротажу	30	0,00	0
63,85	65,70	1,85	VII	Переслаивание Алевролита с песчаником	30	1,65	89
65,70	67,90	2,20	VI	Алевролит мелкозернистый	30	2,10	95
67,90	68,75	0,85	V	Алевролит крупнозернистый	30	0,85	100
68,75	70,00	1,25	IX	Песчаник	30	1,25	100
70,00	90,50	19,75	VI	Алевролит мелкозернистый	30	19,75	100
89,75	90,50	0,75	VII	Песчаник	30	0,75	100
90,50	90,70	0,20	VI	Алевролит мелкозернистый	30	0,20	100
90,70	91,20	0,50	VI	Алевролит углистый черного цвета	30	0,50	100

Продолжение таблицы 2.1

91,20	142,85	51,65	IV	Переслаивание Алевролита с конгломератом	30	51,65	100
142,85	143,40	0,55	VII	Песчаник	30	0,55	100
143,40	160,80	17,4		Переслаивание Алевролита с конгломератом	30	17,4	100
160,80	169,30	8,5	VII	Переслаивание песчаника с алевролитом	30	8,5	100
169,30	169,80	0,50	VII	Аргиллит чёрного цвета	30	0,50	100
169,80	252,75	82,95	VIII	Переслаивание Алевролита с конгломератом	30	2,35	100
252,75	255,65	2,90	VII	Песчаник	30	2,90	100
255,65	258,15	2,50	VI	Алевролит	30	2,50	100
258,15	259,95	1,80	VII	Песчаник крупнозернистый	30	1,80	100
259,95	265,40	5,45	VI	Алевролит мелкозернистый	30	5,45	100
265,40	285,95	20,55	VIII	Переслаивание Алевролита с конгломератом	30	20,55	100
285,95	290,10	4,15	VI	Алевролит мелкозернистый	30	4,15	100
290,10	301,35	11,25	VIII	Переслаивание Алевролита с конгломератом	30	1,25	100
301,35	307,75	6,4	VI	Алевролит мелкозернистый	30	6,4	100
307,75	310,50	2,75	VIII	Гравелит	30	2,75	100
310,50	314,50	4,00	VII	Переслаивание Алевролита с песчаником	30	4,00	100
314,50	315,80	1,30	IX	Конгломерат	30	1,30	100
315,80	317,45	1,65	VII	Песчаник мелкозернистый	30	1,65	100
317,45	318,50	1,05	VIII	Гравелит	30	1,05	100
318,50	325,00	6,5	VI	Алевролит мелкозернистый	30	6,5	100

Таблица 2.2 – Механические свойства пород

Породы	Механические свойства			Категория пород по буримости
	ФД	Кабр	ρм	
Алевролиты	12	0,5	10,9	VII
Песчаники	4,3	1,1	10,5	VII
Конгломерат	12,1	1,1	10,5	IX
Суглинки		0 – 1,0	1,0 – 3,0	II

Степень устойчивости пород

При изучении характеристик пород по твердости и буримости было выяснено следующее:

- 1) на данном участке присутствуют породы по степени устойчивости - устойчивые, среднеустойчивые, малоустойчивые, неустойчивые;
- 2) по характеристикам устойчивости - легко разрушаемые и размываемые, легко разрушаемые и растворимые, разрушаемые гидродинамическими нагрузками и вибрациями снаряда, практически не разрушаемые гидродинамическими нагрузками и вибрациями бурового снаряда;
- 3) по горнотехническим характеристикам пород - рыхлые, сыпучие, плавучие, I -II категории по буримости, малой твердости, хрупкие и высокопластичные, III -V категорий по буримости, различной степени трещиноватости, перемежающиеся по твердости IV - VIII категорий по буримости, монолитные и слаботрещиноватые, IX - XII категории по буримости.

2.2. Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении

В геологоразведочном колонковом бурении объем выполняемых работ осуществляются вращательным способом при помощи твердосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента.

Достоинством является возможность получения качественного образца керна, изучение которого в сочетании с другими исследованиями в скважинах позволяет с высокой точностью и достоверностью подсчитать запасы полезного ископаемого, и определить его качество и условия залегания.

Применение вращательного способа бурения с использованием снарядов со съемным керноприёмниками позволяет увеличить механическую скорость бурения, за счёт сокращения времени на СПО. Данные снаряды, позволяют получать представительные образцы горных пород, с сохранением их структуры и свойств, с выходом керна до ста процентов.

Бурение скважин будет осуществляться прямой схемой циркуляции очистного агента (см. рис. 2.2), подача очистного агента будет производиться через бурильную колонну к забою, выход агента со шламом из скважины по затрубному пространству.

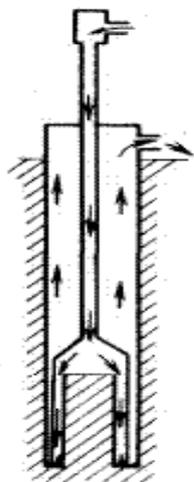


Рисунок 2.1 – Схема прямой промывки скважин

2.3. Разработка типовых конструкций скважин

Конструкция скважины – характеристика буровой скважины, содержащая информацию о её длине, диаметре ствола по интервалам глубины, числе, диаметре и длине обсадных колонн, параметрах направления, интервалах тампонирувания и т.п.

При разработке конструкции скважины приходится одновременно иметь в виду и оперировать обширной информацией по разным вопросам, прежде всего: геологический разрез, полезное ископаемое, поставленные задачи; возможные осложнения при бурении, материально-техническое обеспечение и др.

Выбор конструкции скважины во многом зависит от технологических особенностей выбранного способа бурения и является определяющим при проектировании рациональных режимов бурения.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- в первую очередь, выполнение геологической задачи и получение кондиционного керна;
- выполнение геологических исследований; возможность применения основных видов скважинной аппаратуры и приборов, необходимых для проведения исследований в скважине;
- соответствующую изоляцию горизонтов друг от друга и от поверхности, надежное закрепление проницаемых и ослабленных интервалов;
- достижение запроектированной глубины;
- реализация запроектированных методов и режимов бурения; высокие скорости проходки;
- минимальные энергетические и материальные затраты, вследствие чего необходимо стремиться к минимальным диаметрам ствола скважины с наибольшим процентом выхода керна;
- сокращение затрат на решение геологической задачи и повышение качества геологической информации за счет выбора оптимальной трассы скважины с использованием методов направленного бурения;
- соблюдение требования об охране недр и защите окружающей среды.

2.3.1. Определение конечного диаметра скважины

Конечный диаметр скважины обусловлен минимально допустимым диаметром керна по последнему пласту полезного ископаемого, обеспечивающего необходимую достоверность опробования. Одновременно должна быть обеспечена возможность применения на любом интервале скважины основных видов скважинной аппаратуры [2].

Рекомендации по выбору минимально-допустимого диаметра керна приведены в (см. таблицу 2.3).

Таблица 2.3 – Минимально-допустимые диаметры керна в зависимости от типа месторождения и полезного ископаемого [2]

Генетические типы месторождений	Промышленные типы руд (полезных ископаемых)	Рекомендуемый минимальный диаметр керна, d_{kmin} , мм
1	2	3
Осадочные	Угли средней крепости	32

На данном участке залегает один пласт средней твердости. Рекомендуемый минимальный диаметр керна для угля средней твердости составляет 32 мм.

Определяем минимально возможный внутренний диаметр коронки $D_{вmin}$ необходимый для получения минимально допустимого диаметра керна d_{kmin} по формуле:

$$D_{вmin} = d_{kmin} + \Delta; \quad (2.1)$$

где Δ – уменьшение диаметра керна в зависимости от категории горной породы по буримости f . (для угля средней крепости $f=IV$),мм

Величину Δ ориентировочно можем определить с помощью следующего выражения:

$$\begin{aligned} \Delta &= 20 - 8 \cdot \ln f; & (2.2) \\ \Delta &= 20 - 8 \cdot \ln 4 = 8,9; \\ D_{вmin} &= 32 + 8.9 = 40,9 \text{ мм} \end{aligned}$$

Определяем минимально возможный диаметр скважины $D_{сmin}$ по типу используемой в данном интервале скважины геофизической или другой скважинной аппаратуры.

Минимально допустимый диаметр скважины определяется:

$$D_{сmin} > (1,03 - 1,05) \cdot D_a \quad (2.3)$$

Где: D_a – диаметр применяемой аппаратуры (приведен в таблице 2.2.).

$$D_{c \min} = 1,05 \cdot 46 = 73,5 \text{ мм}$$

Таблица 2.3.1– Габариты аппаратуры для проведения исследований в скважинах

Аппаратура	Наружный диаметр аппаратуры (Da), мм
Инклинометр – НСТ	42
Каверномер – КМ-2У	46
Керноскоп – Ezy-Mark	46

Выбираем тип технического средства или метода, обеспечивающего кондиционный выход керна по полезному ископаемому.

На основании всего выше приведенного принимаем решение, что бурение по полезному ископаемому будет вестись коронкой типоразмера NQ с наружным и внутренним диаметрами 75,3 и 47,6 мм соответственно [3].

2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению

На интервале от 0 до 2,5 метров возможен размыв устья скважины и обрушения стенок, так как данный интервал сложен четвертичными отложениями. Интервал от 30 до 325 метров сложен устойчивыми породами, которые не нуждаются в закреплении обсадной колонной.

Для закрепления верхнего неустойчивого интервала разреза, а также для первоначального направления ствола скважины устанавливаем направляющую колонну до глубины 30 метров с затрубным тампонированием до поверхности.

Во избежание размыва устья скважины и обрушение стенок во время процесса бурения интервала от 0 до 30 метров следует применять малоглинистый буровой раствор, который образует глинистую корку на стенках скважины, тем самым закрепляет их и предохраняет от обрушения.

2.3.3. Разработка конструкции скважины

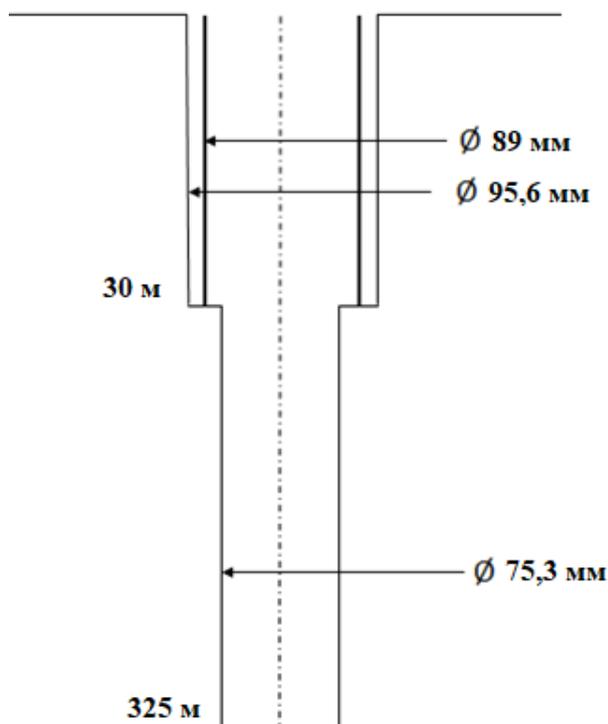


Рисунок 2.2 – Конструкция скважины

2.4. Выбор буровой установки

Выбор буровой установки производим на основании решаемой геологической задачи, геолого-технических условий проведения буровых работ, способа бурения, конструкции скважины, рельефа, а также климатических условий.

Для данных условий проведения буровых работ оптимальной является передвижная БУ алмазного колонкового бурения LF70 (см. рис. 2.4) производства «Boart Longyear», которая обладает универсальностью, эффективностью и надежностью. Установка LF70 с модульной конструкцией состоит из семи секций, которые можно перевозить вертолетом для доставки в отдаленные пункты, а также данная буровая установка сводит к минимуму время простоя при перевозке между месторождениями, благодаря конструкции всего лишь из семи компонентов, сборка и разборка которых занимает около часа.

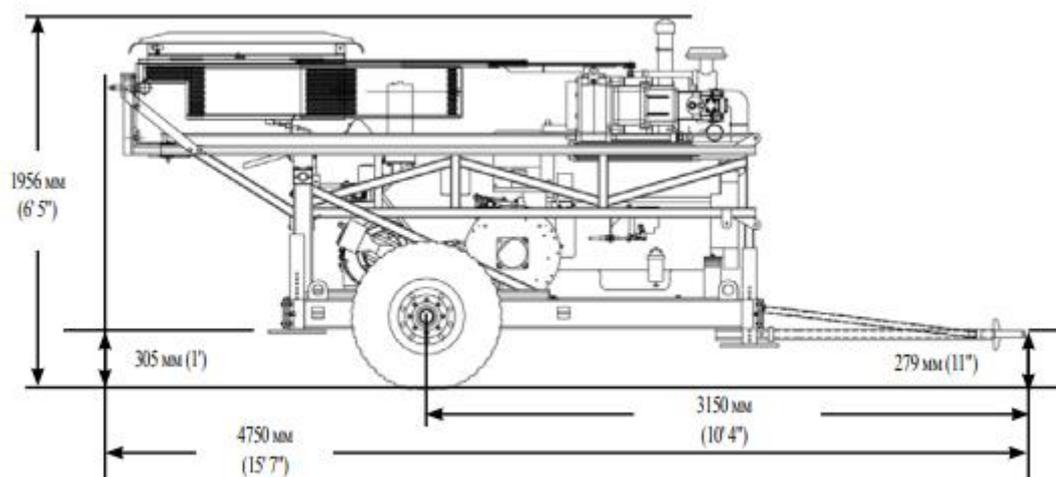


Рисунок 2.3 – Буровая установка LF70

Буровая установка состоит из четырех цилиндрического дизельного двигателя Cummins QSB объемом 4,5 л с турбонаддувом и доохладителем, гидравлического блока, мачта, вращателя с гидропатроном PQ, главной лебедки, лебедки ССК, бурового насоса W11 с гидравлическим приводом. Технические характеристики буровой установки LF70 приведены в таблице 2.4 [3]

Таблица 2.4 – Технические характеристики буровой установки LF70

Параметры буровой установки	Значения параметров
1	2
Рекомендуемая глубина бурения при конечном диаметре скважины, м: <ul style="list-style-type: none"> • PQ (122,0 мм) • HQ (95,6 мм) • NQ (75,3 мм) • BQ (59,6 мм) 	 357 542 798 1039
Мощность двигателя Cummins QSB, кВт (л/с)	110 (148)
Объем двигателя, л	4,5
Номинальные значения частоты вращения шпинделя, об/мин: <ul style="list-style-type: none"> • 1-ая передача • 2-ая передача • 3-ья передача • 4-ая передача 	 122.199 246.400 439.714 769.1250
Максимальный диаметр штанги, мм	122

Продолжение таблицы 2.4

Осевая грузоподъемность гидравлического	222,4
Ход вращателя, мм	1830
Усилие подачи вверх, кН	62,9
Усилие подачи вниз, кН	41,5
Трубодержатель	
максимальный размер труб, мм	114,3
Главная лебедка	
Нагрузка на крюк, кН:	
• на пустом барабане	53,4
• на полном барабане	36,5
Скорость подъёма, м/мин:	
• на пустом барабане	53
• на полном барабане	80
Диаметр троса, мм	14,3
Максимальная вместимость барабана, м	67
Минимальная прочность на разрыв, кН	181,4
Лебедка ССК	
Тяговое усилие на барабане, кН:	
• на пустом барабане	8,8
• на полном барабане	2,7
1	2
Скорость навивки на барабан, м/мин:	
• на пустом барабане	100
• на полном барабане	433
Диаметр троса, мм	4,8
Максимальная вместимость барабана, м	1898
Минимальная прочность на разрыв, кН	22,2
Гидравлическая система	
Главный насос:	
• максимальная производительность, л/мин	163
• максимальное рабочее давление, МПа	24,1
Вторичный насос:	
• максимальная производительность, л/мин	41,6
• максимальное рабочее давление, МПа	13,8
Вторичный насос:	
Вспомогательный насос:	
• максимальная производительность, л/мин	37,8
• максимальное рабочее давление, МПа	13,8
Вместимость гидробака, л	144

2.4.1. Буровая мачта

Установка алмазного колонкового бурения LF-70 укомплектована трехсекционной складной мачтой (см. рис. 2.4.1), для удобства транспортировки. В рабочее положение мачту приводят два автономных гидравлических цилиндра работающих от гидравлической системой буровой установки. На данной установке используется только однострунная оснастка талевого системы. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.4.1 [3].

Таблица 2.4.1 – Технические характеристики мачты буровой установки LF70

Параметры	Значения параметров
Высота мачты, мм	10033
Длина нижней секции мачты, мм	3213
Длина средней секции мачты, мм	3284
Длина верхней секции мачты, мм	2705
Грузоподъемность, кН	200
Длина свечи, м	6
Угол бурения, град.	45...90
Оснастка талевого системы	0x1

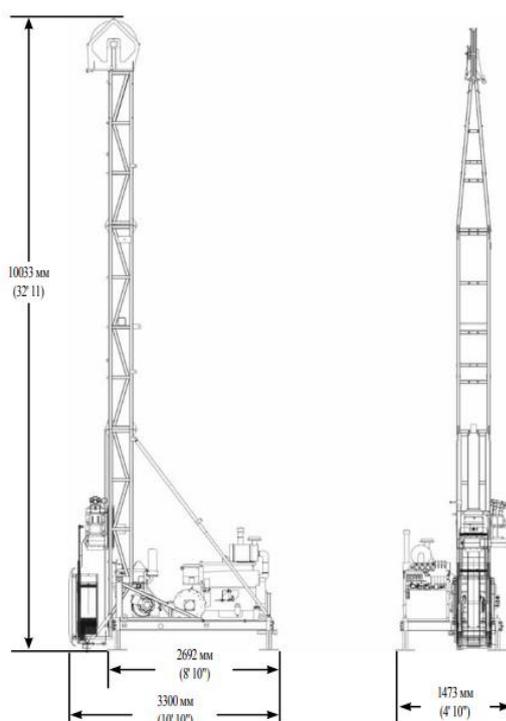


Рисунок 2.4 – Схема мачты буровой установки LF70

2.4.2. Буровой насос

В состав буровой установки LF70 входит буровой насос FMC-W11 (см. рисунок 2.5) с гидравлическим приводом от гидросистемы установки, который предназначен для обеспечения циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения скважин. Основные технические характеристики данного насоса представлены в таблице 2.6 [3].

Таблица 2.4.2 – Технические характеристики бурового насоса FMC-W11

Параметры	Значения параметров
Максимальная подача, л/мин	132
Максимальное давление, МПа	6,9
Потребляемая мощность привода,	5,9
Г абариты насоса, мм	748x914x688
Масса насоса, кг	254

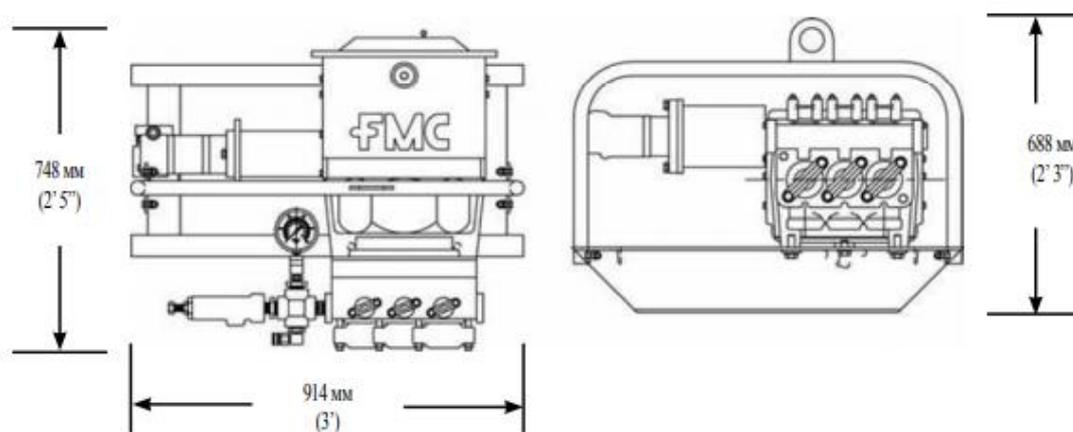


Рисунок 2.5 – Схема бурового насоса FMC-W11

2.4.3. Буровое Здание

Поскольку климат района проведения буровых работ резко континентальный, а температура воздуха в зимний период времени опускается ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, то без бурового здания никак не обойтись. Выбираем мобильное буровое здание на санном основании компании «ДАЛЬТЕПЛОХИМЗАЩИТА» для буровой установки «Boart Longyear» LF 70

2.4.4. Выбор бурильных труб

В соответствии с разделом 2.3.1 будут применяться снаряды со съемным керноприемником (рис. 2.5) типоразмеров HQ и NQ компании «Boart Longyear», следовательно, будем использовать соответствующие им гладкоствольные,

стальные бурильные трубы типоразмеров HQ (88,9 мм) и NQ (69,9 мм) с резьбовым соединением «труба в трубу». Основные технические характеристики снарядов со съемными кернаприемниками и бурильных труб представлены в таблицах 2.7 и 2.8 [3].

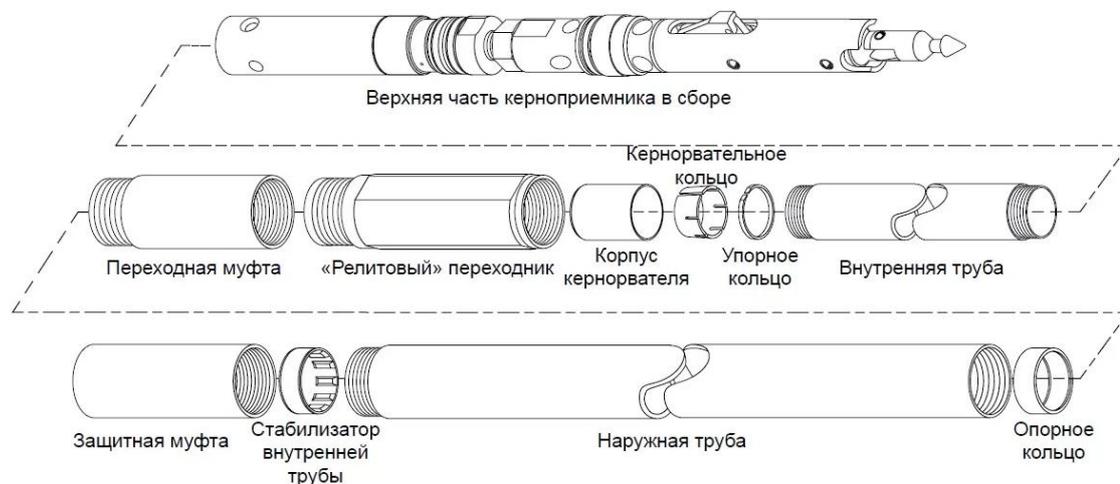


Рисунок 2.6 – Схема колонкового набора со съемным кернаприемником компании «Boart Longyear»

Таблица 2.4.4 – Технические характеристики снарядов со съемными кернаприемниками типоразмерами HQ и NQ компании «Boart Longyear»

Параметры	Типоразмер снаряда	
	NQ	HQ
Размеры наружной колонковой трубы: •		
наружный диаметр, мм	73,0	92,1
внутренний диаметр, мм	60,3	77,8
толщина стенки, мм	6.35	7.15
длина, мм	3000	3000
Размеры кернаприемной трубы: •		
наружный диаметр, мм	55,6	73,0
внутренний диаметр, мм	50,0	66,7
толщина стенки, мм	2.8	3.15
длина, мм	3000	3000

Таблица 2.4.4.1 Технические характеристики бурильных труб типоразмеров HQ и NQ

Типоразмер	Наружный диаметр трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса 1 м трубы, кг
NQ	69,9	60,3	4,8	3	7,8
HQ	88,9	77,8	5,55	3	11,6

Данные бурильные трубы изготавливаются из стали марки 1035, которая обладает следующими физико-механическими свойствами;

- временное сопротивление разрыву (τ_B) – 6450 кгс/см²;
- предел текучести при растяжении (σ_T)– 3700 кгс/см²;
- предел текучести при кручении (τ)–2550 $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$;

Учитывая технические характеристики мачты буровой установки LF70 (см. таблицу 2.5) и длину бурильных труб, будем использовать свечи длиной 6 метров.

2.5. выбор технологического бурового инструмента и расчет технологических режимных параметров бурения

2.5.1. Проходка горных пород

Исходя из конструкции скважины и геологического разреза забуривание под направляющую колонну производим двумя типами алмазных коронок фирмы «Boart Longyear» диаметром 95,6 мм (HQ). Поскольку интервал от 0 до 2,4 метров сложен породами II категории по буримости, то используем алмазную коронку SSUMX-HQ (табл. 2.9), а для интервала от 2,5 до 30 метров сложенного породами VII категории по буримости используем алмазную коронку 07UMX-HQ.

Последний интервал от 30 до 325 м представлен породами VII категории по буримости, на данном интервале также необходим диаметр скважины 75,3 мм, используем используем алмазную коронку 07UMX-NQ с наружным диаметром 75,3 мм. Технические характеристики алмазных коронок приведены в таблице 2.9 [4].

Таблица 2.5.1 – Технические характеристики алмазных коронок фирмы Boart Longyear

Параметры	Типоразмер		
	SSUMX- HQ	07UMX- HQ	07UMX- HQ
Тип алмазной коронки	Импрегированные		
Размеры коронки: • наружный диаметр, мм • внутренний диаметр, мм	95,6 63,5	95,6 63,5	75,3 47,6
Категория пород по буримости	I-IV	V-IX	V-IX
Осевая нагрузка, кН	18-36	18-36	14-27
Частота вращения, об/мин	600-1000	600-1000	800-1350
Расход промывочной жидкости, л/мин	38-45	38-45	30-38

Режимы бурения алмазными коронками:

1) Для определения осевой нагрузки G_0 (кН) на алмазную коронку рассчитывается по формуле:

$$G_0 = \alpha \cdot C_y \cdot S \quad (2.4)$$

Где G_0 – осевая нагрузка, даН;

α – коэффициент, учитывающий трещиноватость и абразивность горных пород (для монолитных, малоабразивных пород $\alpha = 1$, для трещиноватых и сильно абразивных $\alpha = 0,7 - 0,8$);

C_y – удельная нагрузка на 1 см² рабочей поверхности торца коронки, кН (см. таблицу 2.10)

S – рабочая площадь торца алмазной коронки, см²:

Рабочая площадь торца алмазной коронки рассчитывается по формуле:

$$S = \beta \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_B^2) \quad (2.5)$$

где D_H^2 и D_B^2 – соответственно, наружный и внутренний диаметр коронки, см;

β – коэффициент уменьшения площади торца коронки за счет помывочных каналов (для большинства алмазных коронок $\beta = 0,8$).

2) Определяем частоту оборотов n (об/мин) при алмазном бурении используя следующую формулу [2]:

$$n = \frac{20V_0}{D_c}, \quad (2.6)$$

где V_0 – окружная скорость коронки, м/с. (табл. 2.10);

D_c = средний диаметр коронки, м

Средний диаметр коронки определяем по формуле:

$$D_c = \frac{D_H + D_B}{2}, \quad (2.7)$$

3) Расход промывочной жидкости Q (л/мин) определяем с помощью следующей формулы [2]:

$$Q = k \cdot q_T \cdot D_H \quad (2.8)$$

где Q – расход промывочной жидкости, л/мин;

q_T – удельное количество подаваемой жидкости на 1 см наружного диаметра D_H алмазной коронки, л/мин (табл. 2.10).

k – коэффициент, абразивности и трещиноватости горных пород (для монолитных и малоабразивных пород $k = 1$, для абразивных и сильноабразивных пород $k = 1,3 - 1,4$);

D_H – наружный диаметр коронки, см.

Таблица 2.5.1.1 – Зависимость удельных значений параметров от категорий пород при алмазном бурении

Категория горных пород по буримости	Удельная нагрузка C_y , кН	Окружная скорость V_0 , м/с	Удельное количество промывочной жидкости q_T на 1 см наружного диаметра D_n коронки, л/мин
II-V	0,4-0,5	5-4	12-10
VII	0,5-0,6	4-3	12-8
IX	0,75-0,90	3-2	8-7

1. Режимы бурения алмазной коронкой SSUMX-HQ на интервале от 0 до 2,4 метров по породам II категории по буримости

Рабочая площадь торца алмазной коронки определяем по формуле (2.5):

$$S = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (9,56^2 - 6,35^2) = 32,1 \text{ см}^2$$

Осевую нагрузку на алмазную коронку определяем по формуле (2.4):

$$G_0 = 1 \cdot 0,4 \cdot 32,1 = 12,84 \text{ кН}$$

Средний диаметр коронки определяем по формуле (2.7):

$$D_c = \frac{0,0956 + 0,0635}{2} = 0,07955 \text{ м}$$

Частоту оборотов определяем по формуле (2.6):

$$n = \frac{20 \cdot 4}{0,07955} = 1006 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Расход промывочной жидкости определяем по формуле (2.8)

$$Q = 1 \cdot 10 \cdot 9,56 = 95,6 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

2. Режимы бурения алмазной коронкой 07UMX-HQ на интервале от 2,5 до 30 метров по породам V, VII категории по буримости:

Рабочая площадь торца алмазной коронки определяем по формуле (2.5):

$$S = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (9,56^2 - 6,35^2) = 32,1 \text{ см}^2$$

Осевую нагрузку на алмазную коронку определяем по формуле (2.4):

$$G_0 = 1 \cdot 0,5 \cdot 32,1 = 16 \text{ кН}$$

Частоту оборотов определяем по формуле (2.6):

$$n = \frac{20 \cdot 4}{0,07955} = 1006 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Расход промывочной жидкости определяем по формуле (2.8)

$$Q = 1 \cdot 10 \cdot 9,56 = 95,6 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

3. Режимы бурения алмазной коронкой 07UMX-NQ на интервале от 30 до 325 метров по породам VII категории по буримости:

Рабочая площадь торца алмазной коронки определяем по формуле (2.5):

$$S = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (7,53^2 - 4,76^2) = 21,4 \text{ см}^2$$

Осевую нагрузку на алмазную коронку определяем по формуле (2.4):

$$G_0 = 0,8 \cdot 0,5 \cdot 21,4 = 10,2 \text{ кН}$$

Средний диаметр коронки определяем по формуле (2.7):

$$D_c = \frac{0,0753 + 0,0476}{2} = 0,06145 \text{ м}$$

Частоту оборотов определяем по формуле (2.6):

$$n = \frac{20 \cdot 4}{0,06145} = 1250 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Расход промывочной жидкости определяем по формуле (2.8)

$$Q = 1.3 \cdot 8 \cdot 7,53 = 78 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

Режимы бурения алмазными коронками представлены в таблице 2.11

Таблица 2.5.1.2 – Сводные сведения по расчету режимных параметров алмазными коронками

№ п/п	Интервал, м	Типоразмер ПРИ, (мм)	Категория горных пород по буримости	Осевая нагрузка, кН		Частота оборотов, об/мин		Расход ПЖ, л/мин	
				Расчетная G_0	Уточнённая G_{0y}	Расчетная n	Уточнённая n_y	Расчетная Q	Уточнённая Q_y
1	0-2,4	SSUMX-HQ (95,6)	II	12,84	13	1006	1000	95,6	95
2	2,5-30	07UMX-HQ (95,6)	V-VII	16	16	1006	1000	95,6	95
3	30-325	07UMX-NQ (75,3)	VII	10,2	10	1250	1250	98	100

2.5.2 Технология бурения по полезному ископаемому

При данных геолого-технических условиях, вопросы регистрации момента встречи пласта полезного ископаемого и технологии перехода на бурения специальным снарядом не являются необходимыми, т.к. бурение снарядом со съёмным керноприемником NQ производится на протяжении всего интервала до проектной глубины, куда также включены интервалы с возможным фактическим снижением выхода керна.

Для сохранности керна и повышения его выхода, а также для повышения механической скорости бурения используются колонковые снаряды со съёмными керноприемниками (серии NQ), доказавшие свою эффективность по сравнению с одинарными колонковыми снарядами.

После подготовки колонкового набора приступают к бурению. Бурение продолжают до первого подклинивания или до заполнения внутренней трубы

керном. При подклинке керна происходит резкое увеличение давления промывочной жидкости. Для отрыва керна поднимают буровую колонну от забоя. Перед извлечением керноприемника промывают скважину. С помощью овершота керноприемник извлекается из бурильных труб.

Чтобы извлечь керн из керноприемника откручивается внутренняя труба от верхней части керноприемника при помощи специальных трубных ключей. Освободить керноприемную от керна следует при помощи постукивания по ней резиновой киянкой, вызывая вибрации, способствующие выходу керна из трубы.

После того, как керн извлечен из керноприемника, его укладывают в керновые ящики.

Использование съемных керноприемников позволяет увеличить производительность бурения в 1,5 - 2 раза по сравнению с традиционным алмазным бурением за счет сокращения времени спускоподъемных операций [5].

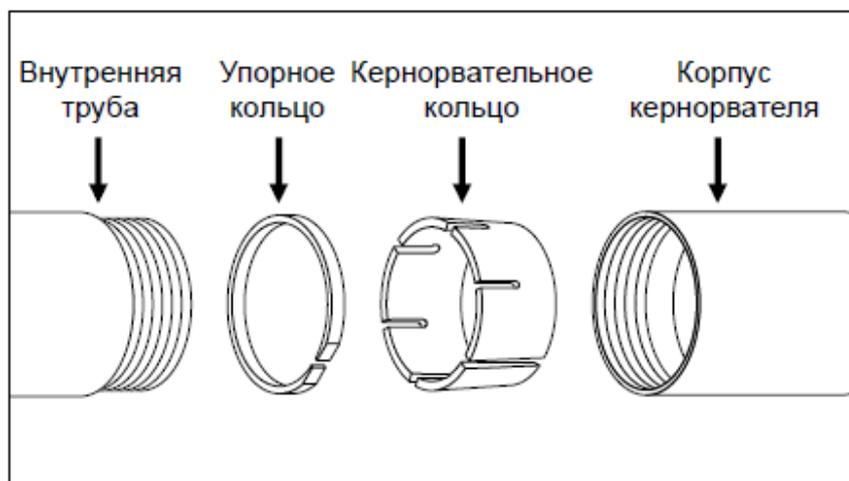


Рисунок 2.7 – Схема технического средства отбора керна

2.5.4 Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения

В качестве основной промывочной жидкости при высокоскоростном алмазном бурении используем эмульсионную промывочную жидкости на основе эмульсол лесохимический «ЭЛ-4» с концентрацией в промывочной жидкости 3 %, плотность данного эмульсионного раствора составляет 1,05 г/см³. Большим плюсом при этом является то, что при приготовлении промывочной жидкости на

её основе возможно использование воды любой жёсткости. Эмульсия на основе ЭЛ-4 является средством для снижения вибрации снаряда и повышения частоты вращения колонны, а также сужает износ инструмента и самозаклинивания керна, и в общем активно воздействуют на весь процесс разрушения пород.

В качестве оборудования для приготовления промывочной жидкости, в целях экономии средств, можно использовать непосредственно зумпф, где готовится промывочная жидкость и миксер с гидравлическим приводом (см. рис. 2.7) от гидросистемы установки, входящий в доп. комплект с буровой установки. Миксер устанавливается непосредственно на зумпфе. Максимальная скорость миксера при полном потоке гидравлического масла через гидромотор составляет 2300 об/мин. [4].

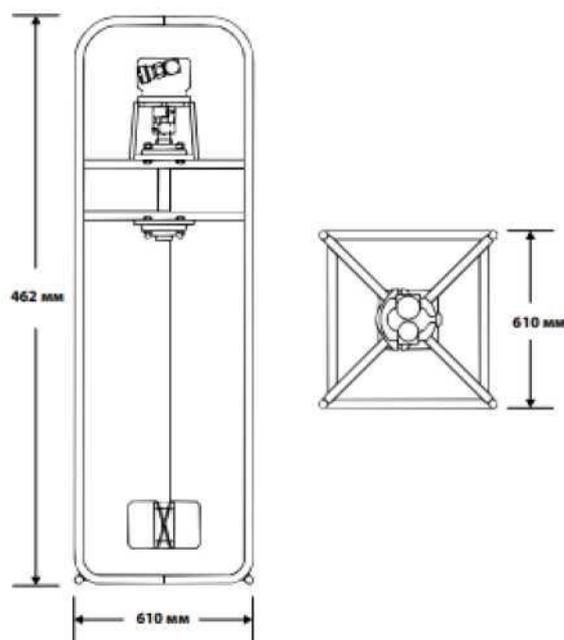


Рисунок 2.8 - Схема миксера с гидравлическим приводом

2.6 Реализация намеченных мероприятий по закреплению стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами

Интервал горных пород от 0 до 2,4 м сложен песками, супесями, суглинками. Во избежание осложнений проектом предусматривается изоляция данного интервала колонной обсадных труб. Обсадную колонну требуется устанавливать в плотных устойчивых породах. Для этого необходимо пробурить

интервал, сложенный переслаиванием конгломератов и песчаников. Для бурения интервала от 0 до 2,4 м используется буровой снаряд ССК-НҚ с использованием алмазной коронки SSUMX-НҚ, а для интервала от 2,5 до 15 метров применяем алмазную коронку 07UMX-НҚ, в качестве промывочной жидкости используем малоглинистый буровой раствор, который образует глинистую корку на стенках скважины, тем самым закрепляет их и предохраняет от обрушения. Плотность раствора составляет 1,03 г/см³.

Башмак обсадной колонны устанавливается в переслаивание окварцованных песчаников и алевролитов.

В качестве обсадной колонны будут применены обсадные ниппельные трубы диаметром 89 мм.

Тампонирующее обсадной колонны будет производиться путем применения портландцемента.

При креплении обсадной колонны цементный раствор будет подаваться непосредственно через них. Осуществляется одноступенчатое цементирование обсадной колонны, состоящее из следующих операций:

- закачивается расчётное количество цементного раствора;
- закачивается продавочная жидкость или продавочный раствор, в количестве равном объёму трубного пространства.

В качестве продавочной жидкости принимаем используемый буровой раствор. Конец цементирования фиксируется по резкому возрастанию давления на устье скважины в момент посадки пробки на обратный клапан или кольцо «стоп». После окончания работ скважина оставляется на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования

2.7.1. Проверочный расчет мощности привода буровой установки

Привод бурового станка выполняет работу при бурении скважин и при проведении спускоподъемных операций. Мощность привода рассчитывается исходя из необходимой мощности на бурение скважины, как правило, на конечной глубине.

Суммарная затрата мощности на бурение N (кВт) определяется по следующей формуле [2]:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{тр}} + N_{\text{рз}}, \quad (2.9)$$

где $N_{\text{ст}}$ – затраты мощности для привода самой силовой кинематики станка, кВт;

$N_{\text{тр}}$ – затраты мощности на вращение колонны труб, кВт;

$N_{\text{рз}}$ – затраты мощности на разрушение забоя, кВт.

1) Определяем затраты мощности для привода самой силовой кинематики станка используя следующую формулу [2]:

$$N_{\text{ст}} = N_{\text{дв}} \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (2.10)$$

где $N_{\text{дв}}$ – номинальная мощность привода двигателя (станка), кВт (табл. 2.4);

n – частота оборотов шпинделя, об/мин

$$N_{\text{ст}} = 110 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 1250) = 24,75 \text{ кВт.}$$

2) Затраты мощности на вращение колонны труб определяем по формуле [2]:

$$N_{\text{тр}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot \left((1,6 \cdot 10^{-8}) \cdot (1 + 0,6 \cdot i) \cdot \left(\frac{0,9 + 0,02 \cdot \delta}{1 + 0,013 \cdot \delta} \right) \cdot \left(\frac{D \cdot q}{(EJ)^{0,16}} \right) \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin \theta_{\text{ср}}) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot \delta \cdot n \cdot G_{\text{ос}} \right), \quad (2.11)$$

где L – глубина скважины, м;

k_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности ($k_1 = 0,6$ при применении эмульсионных растворов или антивибрационной смазки);

k_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояние стенок скважины (каверны, желоба, ствол обсажен) на затраты мощности ($k_2 = 1$ при нормальном геологическом разрезе);

k_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности ($k_3 = 1$ для соединения «труба в трубу»);

$\cdot k_4$ – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности ($\cdot k_4 = 1,1$ для бурильных труб повышенного качества с ниппельным соединением или соединением «труба в трубу»);

$\cdot k_5$ – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение их о стенки скважины ($\cdot k_5 = 1$ для стальных бурильных труб);

δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами, мм ($\delta = 2,15$ мм);

I – интенсивность искривления

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴;

E – модуль продольной упругости бурильных труб, кгс/см² (для стали $E = 2 \cdot 10^6$ кгс/см²);

n – частота оборотов бурового вала, об/мин;

$\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, град;

q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м (табл. 2.8);

D – диаметр скважины, мм;

$G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, кгс.

Определяем экваториальный момент инерции сечения бурильных труб по формуле [2]:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (2.12)$$

Где $d_{\text{н}}$ и $d_{\text{в}}$ – наружный и внутренний диаметр бурильных труб, см.

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (6,99^4 - 6,03^4) = 52,3 \text{ см}^4 \quad (2.13)$$

$$N_{\text{тр}} = 0,6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot \left((1,6 \cdot 10^{-8}) \cdot (1 + 0,6 \cdot 1) \cdot \left(\frac{0,9+0,02 \cdot 2,15}{1+0,013 \cdot 2,15} \right) \cdot \left(\frac{75,3 \cdot 7,8}{(2 \cdot 10^6 \cdot 52,3)^{0,16}} \right) \cdot 950^{1,85} \cdot 325^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin 0) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 2,15 \cdot 950 \cdot 1400 \right) = 20,8 \text{ кВт}. \quad (2.13)$$

3) Определяем затраты мощности на разрушение забоя используя следующую формулу [2]:

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(\mu_0 + 20,8 \cdot \text{ГП} \cdot \frac{V_{\text{мех}}}{n} \right) \cdot (D_{\text{н}} + D_{\text{в}}) + G_{\text{ос}} \cdot n, \quad (2.14)$$

где μ_0 – коэффициент, учитывающий физико-механические свойства горных пород и характер разрушения (табл. 2.12) [2];

$D_{\text{н}}$ и $D_{\text{в}}$ – наружный и внутренний диаметры коронки, мм;

$V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/ч (см. табл. 2.7.1) [2].

Таблица 2.7.1 – Значения коэффициента ГП и μ_0 для алмазно импрегированной коронки

Тип ПРИ	ГП	μ_0
Алмазная импрегированная	5...8	0,05.0,10

Таблица 2.7.1.1 – Значения $V_{\text{мех}}$ для различных пород

Категория ГП по буримости	Механическая скорость бурения,
VII	1,9.2,0
VIII	1,3.1,9
IX	0,75.1,2
X	0,5.0,75

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(0,75 + 20,8 \cdot 0,65 \cdot \frac{0,6}{950} \right) \cdot (75,3 + 47,6) + 1400 \cdot 950 = 37 \text{ кВт}$$

Суммарная затрата мощности на бурение определяется по формуле (2.9):

$$N_{\text{г}} = 24,75 + 20,8 + 37 = 82,5 \text{ кВт}.$$

Мощность двигателя бурового станка равна 110 кВт, что более чем достаточно для обеспечения необходимой мощности для бурения.

2.7.2. Расчет мощности привода насоса

Давление, развиваемое насосом при промывке скважины в процессе бурения, зависит от сопротивлений в нагнетательной линии. Рассчитывается оно путем суммирования потерь давления в элементах нагнетательной линии насоса.

Потери давления (Мпа) в бурильных трубах [2]:

$$p_1 = 8,12 \cdot 10^{-7} \cdot \lambda_1 \cdot \rho_1 \cdot Q^2 \cdot \frac{L}{d_1^5} \quad (2.15)$$

где ρ_1 - плотность закачиваемой насосом промывочной жидкости, кг/м³;

Q - расход промывки, м³/с;

L - длина бурильной колонны, м;

d_1 - внутренний диаметр бурильных труб, м;

λ_1 - коэффициент трения промывочной жидкости о бурильные трубы ($\lambda_1 = 0,02 \dots 0,06$)

$$p_1 = 8,12 \cdot 10^{-7} \cdot 0,03 \cdot 1050 \cdot 0,00133^2 \cdot \frac{325}{0,0603^5} = 0,018$$

Потери давления (МПа) в кольцевом пространстве между стенками скважины и бурильной колонной [2]:

$$p_2 = 1050 + 20 = 1070 \text{ кг/м}^3 \quad (2.16)$$

где D - диаметр скважины, м;

d - наружный диаметр бурильных труб, м;

ρ_2 - плотность выходящего потока промывочной жидкости, обогащенной шламом, кг/м³ (для обычных буровых растворов $\rho_2 = \rho_1 + (10 \dots 30) \text{ кг/м}^3$);

λ_2 - коэффициент трения промывочной жидкости о стенки скважины и бурильные трубы ($\lambda_2 = 0,02 \dots 0,06$).

$$p_2 = 8,12 \cdot 10^{-7} \cdot 0,03 \cdot 1070 \cdot 0,00133^2 \cdot \frac{325}{(0,07533 + 0,0699)^2 \cdot (0,07533 + 0,699)^2} = 0,0225 \text{ МПа}$$

Потери давления (Мпа) в элементах соединения бурильных труб (ниппели и замки) [2]:

$$p_3 = 8,12 \cdot 10^{-7} \cdot \xi \cdot \rho_1 \cdot \frac{Q^2}{d_0^4} \cdot n_c \quad (2.17)$$

где d_0 – внутренний диаметр элементов соединения, м;

n_c – количество соединений в бурильной колонне;

ξ – коэффициент местного сопротивления.

Количество соединений в бурильной колонне определяем по формуле [2]:

$$n_c = \frac{L}{l} \quad (2.18)$$

где l – длина бурильной трубы, м. Коэффициент местного сопротивления определяем по формуле [2]:

$$\xi = a \cdot \left(\left(\frac{d_1}{d_0} \right)^2 - 1 \right)^2 \quad (2.19)$$

a – коэффициент, зависящий от типа соединения (для ниппельного – $a = 1,5$)

$$\xi = 1,5 \cdot \left(\left(\frac{0,0603}{0,0603} \right)^2 - 1 \right)^2 = 0$$
$$n_c = \frac{325}{3} = 108$$

$$p_\Sigma = k \cdot (p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6), \quad (2.20)$$

где k – коэффициент возможного зашламования скважины ($k = 1,34 \dots 1,5$);

p_4 – потери давления в колонковом наборе, МПа ($p_4 = 0,05 \cdot 0,12$);

p_5 – потери давления при заклинивании керна, МПа ($p_5 = 0,5$);

p_6 – потери давления в нагнетательном шланге и буровом сальнике, МПа ($p_6 = 0,15 \cdot 0,19$).

$$p_\Sigma = k \cdot (p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6) = 0,018 + 0,0225 + 0,1 + 0,5 + 0,15 = 0,79 \text{ МПа}$$

Буровой насос должен развивать давление равное (МПа) [2]:

$$p_H = p_\Sigma \quad (2.21)$$

$$p_H = 0,79 \text{ МПа}$$

Мощность (кВт), необходимая на привод насоса [2]:

$$N_H = k_M \cdot \frac{Q \cdot p_H \cdot p_{ж}}{\eta} \quad (2.22)$$

Где k_M – коэффициент запаса мощности ($k_M=1,1 \dots 1,2$);

η – к.п.д. привод насоса ($\eta=0,75 \div 0,85$).

$$N_H = 1,1 \cdot \frac{0,00133 \cdot 0,079 \cdot 1050}{0,8} = 1,4 \text{ кВт}$$

Расчетная мощность привода насоса не превышает табличную (табл. 2.6), следовательно, насос удовлетворяет условиям проведения буровых работ.

2.7.3. Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения

2.7.3.1. Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении сжатой части колонны

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части определяется по формуле [2]:

$$n_{сж} = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_{\Sigma c}} \geq 1,7 \quad (2.23)$$

где:

σ_m – предел прочности материала бурильных труб, кгс/см²

$\sigma_{\Sigma c}$ – суммарное напряжение от одновременного действия сил сжатия, изгиба и кручения, кгс/см².

Для определения суммарного напряжения от одновременного действия сил сжатия, изгиба и кручения воспользуемся следующей формулой [2]:

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \quad (2.24)$$

где: $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, кгс/см²;

$\sigma_{изг}$ – напряжение изгиба, кгс/см²;

$\tau_{кр}$ – напряжение кручения, кгс/см².

Напряжение сжатия определяем по формуле [2]:

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi \cdot P_{сж}}{F} \quad (2.25)$$

φ – коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы в месте нарезки резьбы; для труб ниппельного соединения $\varphi = 1.2$;

$P_{сж}$ – усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс.

F – сечение бурильных труб, см²;

Определяем усилие сжатия в рассматриваемом сечении по формуле [2]:

$$P_{сж} = q \cdot z \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot (\cos\theta_{ср.z} - f_{тр} \cdot \sin\theta_{ср.z}) \quad (2.26)$$

где q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м;

$f_{тр}$ – коэффициент трения буровой колонны о лежащую стенку скважины ($f_{тр}=0,3$)

$\gamma_{ж}$ и $\gamma_{м}$ – удельный вес промывочной жидкости и металла бурильных труб (удельный вес стали 7,85 г/см³; $\gamma_{ж}=1,05$ г/см³);

Z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, $z = 211$ м

L_0 – расстояние от нулевого сечения до забоя, м.

В сечении бурильных труб у забоя $P_{сж}=G_{ос}$

Сечение бурильных труб определяем по формуле [2]:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{н}^2 - d_{в}^2) \quad (2.27)$$
$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (6,99^2 - 6,03^2) = 9,8 \text{ см}^2$$

где $d_{н}$ и $d_{в}$ соответственно наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

Напряжение изгиба $\sigma_{изг}$ (в кгс/см²) вызывается потерей устойчивости буровой колонны и определяется по формуле [2]:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot EJ \cdot f}{l^2 \cdot W_{\text{изг}}}; \quad (2.28)$$

где l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см;

E – модуль продольной упругости для стали $E = 2 \cdot 10^6$ кгс/см²;

$W_{\text{изг}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе, см³

J – экваториальный момент инерции сечения бурильных труб, см⁴

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4) \quad (2.29)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (6,99^4 - 6,03^4) = 52 \text{ см}^4$$

f – стрела прогиба бурильных труб в рассматриваемом сечении, см:

$$\begin{aligned} f &= 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}) \\ f &= 0,5 \cdot (7,53 - 6,99) = 0,27 \text{ см} \end{aligned} \quad (2.30)$$

D – диаметр скважины с учетом разработки стенки (или внутренний диаметр обсадных труб), см.

Полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе определяем по формуле [2]:

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}} \quad (2.31)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{3,14}{32} \cdot \frac{6,99^4 - 6,03^4}{6,99} = 15 \text{ см}^3$$

Длину полуволны прогиба бурильных труб определяем по формуле:

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}} \quad (2.32)$$

где g – ускорение силы тяжести, м/с²;

ω – угловая скорость вращения, c^{-1} ;

Значение l уточняется согласно рекомендациям Г.М. Саркисова: при расчетной l , которая больше длины бурильной трубы $l_{тб}$ (т.е. расстояние между соединениями), значение l принимается равным $l_{тб}$

Угловую скорость вращения определяем по формуле [2]:

$$\omega = \frac{\Pi \cdot n}{30} \quad (2.33)$$

$$\omega = \frac{\Pi \cdot 950}{30} = 99,5 \text{ c}^{-1}$$

Определяем напряжение кручения по следующей формуле [2]:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{кр}} \quad (2.34)$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и на вращение породоразрушающего инструмента с разрушением горных пород, $кгс \cdot см$;

$W_{кр}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при кручении, $см^3$

Полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при кручении определяем по формуле [2]

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_H^4 - d_B^4}{d_H} \quad (2.35)$$

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{6,99^4 - 6,03^4}{6,99} = 29,9 \text{ см}^3$$

Крутящий момент на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения определяем по формуле:

$$M_{кр} = 94700 \cdot \frac{N}{n} \quad (2.36)$$

где N – мощность на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и работу ПРИ, кВт (при рассмотрении сечения у забойной части колонны $N=1,5 \cdot N_3$)

n – частота вращения, об/мин

$$N = 1,5 \cdot 37 = 55,5 \text{ кВт}$$

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{55,5}{950} = 5532,4 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

Напряжение кручения определяем по формуле (2.33)

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{5532,4}{29,9} = 185 \text{ кгс/см}^2$$

Длину полуволны прогиба бурильных труб определяем по формуле (2.31):

$$l = \frac{10}{99,5} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 211 + \sqrt{0,25 \cdot 211^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 99,5^2}{10^3 \cdot 7,8 \cdot 9,82}}} = 6 \text{ м}$$

где g – ускорение силы тяжести, м/с²;

ω – угловая скорость вращения, с⁻¹;

z – длина участка колонны от забоя скважины до вращателя, м, $z = L = 211$

Так как расчетная длина полуволны прогиба бурильных труб (l) больше длины бурильной трубы ($l_{\text{бт}}$), то принимаем значение $l = l_{\text{бт}} = 3 \text{ м}$

Напряжение изгиба определяем по формуле (2.30):

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 0,27}{325^2 \cdot 15} = 176 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение сжатия определяем по формуле (2.25):

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{1,2 \cdot 1427,6}{9,8} = 174,8 \text{ кгс/см}^2$$

Суммарное напряжение определяем по формуле (2.23):

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(174,8 + 176)^2 + 4 \cdot 165^2} = 481,6 \text{ кгс/см}^2$$

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части определяем по формуле (2.23):

$$n_{\text{сж}} = \frac{3700}{481,6} = 7,7 \geq 1,7$$

На основании полученных расчетов можно сделать вывод о том, что расчетный запас прочности бурильных труб нижнего сечения сжатой части превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в нижнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.7.3.2 Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении растянутой части колонны.

Запас прочности бурильных труб для любого сечения растянутой части определяется по формуле:

$$np = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1.4, \quad (2.37)$$

где $\sigma_{\Sigma p}$ – суммарное напряжение, кгс/см², по третьей теории прочности.

Для определения суммарного напряжения от одновременного действия сил растяжения, изгиба и кручения воспользуемся следующей формулой [2]:

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \leq [\sigma_m] \quad (2.38)$$

где σ_p – напряжение растяжения, кгс/см²;

$$\sigma_p = \frac{\varphi \cdot P_p}{F}, \quad (2.39)$$

где P_p – усилие растяжения, кгс

$$P_p = q \cdot z \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot (\cos\theta_{ср.z} - f_{тр} \cdot \sin\theta_{ср.z}), \quad (2.40)$$

Где $\theta_{ср.z}$ – средний зенитный угол участка z ,

Z – рассматриваемый участок, м.

Длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м [2]:

$$z = L_{СКВ} - L_0 \quad (2.41)$$

$$z = 325 - 211 = 114 \text{ м}$$

$$P_p = 7,8 \cdot 89,2 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) \cdot (\cos 0 - 0,3 \cdot \sin 0) = 602,3 \text{ кгс}$$

Напряжение растяжения определяем по формуле (2.40):

$$\sigma_{бр} = \frac{1,2 \cdot 602,3}{9,8} = 74 \text{ кгс/см}^2$$

Длину полуволны прогиба бурильных труб определяем по формуле (2.43):

$$l = \frac{10}{99,5} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 89,2 + \sqrt{0,25 \cdot 89,2^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 99,5^2}{10^3 \cdot 7,8 \cdot 9,82}}} = 6,1 \text{ м}$$

Так как расчетная длина полуволны прогиба бурильных труб (l) больше длины бурильной трубы ($l_{бр}$), то принимаем значение $l = l_{бр} = 3 \text{ м}$

Напряжение изгиба определяем по формуле (2.30):

$$\sigma_{изг} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 0,27}{325^2 \cdot 15} = 176 \text{ кгс/см}^2 \leq 3700 \text{ кгс/см}^2$$

Запас прочности верхнего сечения растянутой части буровой колонны определяется по формуле (2.38):

$$n_p = \frac{3700}{176} = 21 \geq 1,4 \text{ кгс/см}^2$$

На основании полученных расчетов можно сделать вывод, что расчетный запас прочности верхнего сечения растянутой части буровой колонны превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы верхнего сечения при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.7.3.3. Определения запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_\sigma \cdot n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3 \quad (2.42)$$

где n_σ и n_τ – запас прочности по нормальным и касательным напряжениям, соответственно.

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{\text{изг}} \cdot K_y} \geq 1,3 \quad (2.43)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала бурильных труб при изгибе с симметричным циклом, кгс/см²; $[\sigma_{-1}] = 0,41[\sigma_m]$;

K_y – коэффициент ударного характера нагрузки, $K_y = 1,5$;

$\sigma_{\text{изг}}$ определяется по формуле (2,30).

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \cdot 3700 = 1517 \text{ кгс/см}^2$$

Для нулевого сечения $z=0$ формула для нахождения длины полуволны l (в м) запишется:

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}} \quad (2.44)$$

Запас прочности n_{τ} определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\text{кр}}} \geq 1,3, \quad (2.45)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, кгс/см² (табличное значение $[\tau]$)

Крутящий момент на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, определяем по формуле (37):

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{55,5}{950} = 5532,4 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

Напряжение кручения определяем по формуле (35):

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{5532,4}{29,9} = 185 \text{ кгс/см}^2$$

Запас прочности определяем по формуле

$$n_{\tau} = \frac{2550}{185} \geq 1,3,$$

Длина полуволны l определяется по формуле

$$l = \frac{10}{99,5} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 99,5^2}{10^3 \cdot 7,8 \cdot 9,82}} = 6,1$$

Запас прочности по нормальному напряжению определяем по формуле

$$n_{\sigma} = \frac{1517}{176 \cdot 1,5} = 7,04 \geq 1,3$$

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяем по формуле:

$$n_0 = \frac{4,9 \cdot 14}{\sqrt{4,9^2 + 14^2}} = 4,6 \geq 1,3$$

На основе данных расчетов можно сделать вывод о том, что расчетный запас прочности в нулевом сечении буровой колонны превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы нулевого сечения при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.7.4. Проверочный расчет грузоподъемности мачты

2.7.4.1. Расчет и выбор схемы талевой системы

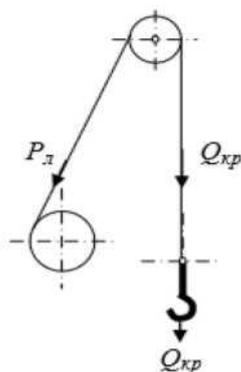


Рисунок 2.9 – Схема однострунной оснастки талевой системы

Так как данная БУ LF-70 использует только одноступенчатую оснастку талевой системы (на прямом канате) (см. рисунок 2.7), расчет и выбор схемы талевой системы не предусматривается

2.7.4.2. Расчет усилий в ветвях талевого системы и нагрузки на мачту

Для однострунной оснастки талевого системы усилие в лебедочном конце P_L определяется по формуле [2]:

$$P_L = \frac{Q_{кр}}{m \cdot \eta}, \quad (2.46)$$

где $Q_{кр}$ – нагрузка на крюк, гкс;

η – КПД талевого системы;

m – число рабочих струн, для ТС 0x1 $m=1$

Нагрузка на крюк определяется по формуле [2]:

$$Q_{кр} = (\alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot q \cdot L_{СКВ} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot (\cos\theta_{ср.з} - f_{тр} \cdot \sin\theta_{ср.з}) + G) \cdot \left(1 + \frac{V_L}{g \cdot t}\right) \quad (2.47)$$

где q – усредненная масса 1 м бурильных труб, кг;

α_1 – коэффициент, учитывающий увеличение массы труб за счет соединений (для соединения «труба в трубу» $\alpha_1 = 1$);

α_2 – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме, обусловленные искривлением скважины, прихватами в отдельных участках скважины ($\alpha_2 = 1,3$);

G – вес подвижной части талевого системы, гкс ($G=68$ гкс);

G – ускорение свободного падения ($g=9.82$ м/с²);

t – время разгона буровой колонны, с (принимается равным 1 – 2 с);

V_L – минимальная скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с.

$$Q_{кр} = \left(1 \cdot 1,3 \cdot 7,8 \cdot 325 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) \cdot (\cos 20,5 + 0,3 \cdot \sin 20,5) + 68\right) \cdot \left(1 + \frac{0,88}{9,82 \cdot 2}\right) = 1376,4 \text{ кгс}$$

КПД талевой системы β определяется по формуле [2]:

$$\eta = \frac{\beta^m - 1}{m \cdot \beta^m (\beta - 1)}, \quad (2.48)$$

где m число рабочих струн талевой системы

$\beta = 1,03-1,04$ – коэффициент сопротивления ролика, величина которого обусловлена трением в подшипниках и трением каната о желобок ролика.

$$\eta = \frac{1,03^1 - 1}{1 \cdot 1,03^1 (1,03 - 1)} = 0,97,$$

Усилие в лебедочном конце определяем по формуле (2.49):

$$P_{л} = \frac{1376,4}{1 \cdot 0,97} = 1419 \text{ кгс}$$

Нагрузку на мачту P_m (в кгс) при однострунной оснастке талевой системы определяется по формуле [2]:

$$P_m = P_{л} + Q_{кр} \quad (2.49)$$

$$P_m = 1419 + 1376,4 = 2795,4 \text{ кгс}$$

Мачта буровой установки LF-70 по данным технической характеристики, имеет грузоподъемность 20395 кгс, что в разы превышает рассчитанную величину нагрузки на мачту, следовательно, данная мачта может быть использована при бурении проектных скважин.

2.7.4.3. Расчет талевого каната

В комплекте с буровой установкой LF-70 поставляется талевый канат диаметром 14,3 мм, с минимальной прочностью на разрыв 181,4 кН.

2.7.4.4. Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки

Буровая установка LF-70 имеет плавное регулирование скорости навивки на барабан лебёдки, не предусматривается.

Согласно правилам техники безопасности, при подъеме снаряда максимальная скорость перемещения элеватора не должна превышать 1,6 м/с при длине свечи до 4,7 м и 2,0 м/с при длине свечи свыше 4,7 м.

2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

В процессе буровых работ на данном участке возможны следующие виды аварий:

1) Аварии, связанные с колонной бурильных труб: оставление в скважине бурильных колонн или их частей из-за поломок в теле или в соединительных элементах бурильных, ведущих и утяжеленных труб; падение в скважину элементов бурильных колонн;

2) Аварии, связанные с прихватом бурильной колонны: невозможность спуска или подъема бурильной колонны; прилипание бурильных труб к стенкам скважины, заклинивание породоразрушающего инструмента, колонковых или бурильных труб, возникновение сальников в скважине, обвалы и осыпания стенок скважин, прижог бурового инструмента, затяжка бурильной колонны;

3) Аварии, связанные с буровыми коронками и долотами: прижоги или оставление в скважине коронок, долот;

4) Аварии, связанные со скважинными работами: обрыв и оставление в скважине различных скважинных приборов, троса или каротажного кабеля;

Основными мерами предупреждения аварий, связанных с обрывами бурильных труб являются:

- применение бурильных труб, соответствующих по своей прочности выбранному режиму бурения;
- проведение систематического шаблонирования бурильных труб и осмотра их соединений;
- обеспечение условия складирования и транспортировки бурильных труб, не допускающие их порчу (особенно резьбовых соединений);

- проведение систематической проверки состояния спускоподъемного инструмента, механизмов для свинчивания и развинчивания труб;
- проведение мероприятий по исключению аномального искривления скважины.

Способы ликвидации с обрывами бурильных труб:

- применение отводных крюков, соединение с отдельными элементами и попытки извлечения их поочередно;
- разбуривание зоны расклинивания до накрытия расклиненного инструмента колонковой трубой, цементация интервала у верхнего конца бурильной колонны с последующим забуриванием нового ствола скважины.

При обрыве бурильной колонны в результате прихвата для его ликвидации производится спуск метчика (колокола) на бурильных трубах с левой резьбой и соединения с оставшейся частью бурильных труб, производится левое вращение и накручивание снаряда на аварийный инструмент.

Меры предупреждения аварий, связанных с прихватами бурильных колонн:

- принятие мер для исключения накопления и оседания шлама в скважине, для чего применять промывочные жидкости, соответствующие условиям бурения, в количестве, достаточном для выноса шлама;
- устройство циркуляционной системы, обеспечивающей очистку раствора;
- производство спуска инструмента в нижней части ствола скважины с промывкой и вращением;
- систематический осмотр бурильной колонны с целью выявления мест утечки промывочной жидкости;
- своевременное перекрытие обсадными трубами зон неустойчивых пород и поглощений;
- подбор промывочной жидкости, способствующей укреплению стенок скважины, и тампонажной смеси для ликвидации поглощений промывочной жидкости;

- проработка ствола скважины в зоне затяжек;
- производства спуска и подъема в этих интервалах вращением и интенсивной промывкой растворами с пониженной водоотдачей;
- принятие мер по исключению оставления бурового снаряда на длительное время на забое или в призабойной зоне при прекращении вращения и промывки.

Меры, предназначенные для ликвидации прихватов:

- ликвидация аварии натяжкой колонны;
- обуривание колонковой трубы.

Меры предупреждения аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- принятие мер по исключению спуска в скважину коронок и долот, имеющих дефекты резьб, трещины корпусов и матриц, люфт в опорах шарошек, с забитыми промывочными отверстиями и другими дефектами;
- наворачивание алмазных коронок и расширителей специальными ключами;
- производство подъема инструмента при резком падении механической скорости, возникновении вибрации и посторонних процессов в скважине;
- обеспечение полной герметичности всех соединений бурового снаряда;
- наблюдение за соответствием диаметров при замене породоразрушающего инструмента.

Способы ликвидации аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- извлечение породоразрушающего инструмента производится с помощью специального инструмента: ловушки типа ЛМС или ЛМ;
- разбуривание породоразрушающего инструмента с последующим подъемом в колонковой трубе.

Меры предупреждения аварий при скважинных работах:

- ознакомление каротажной бригады перед производством работ с особенностями конструкции и состоянием скважины, с возможными зонами осложнений;
- проработка ствола скважины перед спуском геофизических и других скважинных приборов, и снарядов;
- проверка соответствия кабеля (троса) глубине производимых работ, его целостности, прочности крепления скважинных приборов и устройств;
- прекращение спуска скважинных приборов при их затычках, поднятие приборов и повтор проработки скважины.

Способы ликвидации аварий при скважинных работах:

- при обрыве и оставлении скважинных приборов (устройств) в скважине их извлечение проводится после навинчивания ловильного колокола или накрытия колонковой трубой соответствующего диаметра;
- при обрыве каротажного кабеля или троса их извлечение производится с помощью ловителей каната.

В случае невозможности извлечения кабеля (троса) производится разбуривание.

2.9. выбор источника энергии

Для обеспечения энергии, необходимой для снабжения вспомогательного оборудования и инструмента, предусматривается применение дизельной электростанции ЭДД-30-4 (рис. 2.10). мощностью 30 кВт на базе двигателя DEUTZ TD226B-3D. Дизельная электростанция ЭДД-30-4 предназначена для обеспечения электроэнергией вспомогательного оборудования и инструмента. Технические характеристики ЭДД-30-4 приведены в таблице 2.9.



Рисунок 2.10 – дизельная электростанция ЭДД-30-4

Таблица 2.9 – Технические характеристики ЭДД-30-4

Наименование параметра	Характеристика параметра
Номинальная мощность, кВт	30
Номинальная частота вращения, об/мин	1500
Тип тока	Переменный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота тока, Гц	50
Расход топлива, л/ч	6,4
Емкость топливного бака, л	160
Масса «сухой» ДЭС, кг	850
Г абариты, мм	1940x650x1430
Ресурс до капитального ресурса, ч	20000

Дизельный электрогенератор монтируется в передвижном здании, которое также служит складом для запасных частей, вспомогательного оборудования, инструмента и расходных материалов.

2.10. Механизация спуско-подъемных операций

Спуско-подъемные операции (СПО) при колонковом бурении весьма длительны, трудоёмки и опасны. СПО бурильных труб осуществляется с помощью главной лебедки буровой установки LF-70. Скорость подъема бурильных труб, плавно регулируемая в диапазоне от 0 до 53 м/мин. Длина свечи

составляет 6 метров. Свинчивание и развинчивание труб осуществляется вращателем и трубодержателем. В качестве элеватора выступает пробка-вертлюг типоразмера NQ. Свинчивание и навинчивание породоразрушающего инструмента на колонковую трубу будет производиться при помощи специальных короночных ключей.

2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля за процессом бурения с помощью контрольно-измерительной аппаратуры. Буровая установка LF-70 оснащена пультом управления, на которой отображаются все параметры бурения, а также осуществляется управление всеми узлами буровой установки [4].

На пульте управления отображается следующая информация:

- счетчик времени
- тахометр
- вольтметр
- указатель температуры воды
- указатель веса бура
- указатель давления подачи
- указатель крутящего момента штанги
- указатель давления масла
- указатель давления во вспомогательном контуре
- вторичный указатель давления

Управление буровым оборудованием осуществляется:

- рычагом управления талевой лебедкой;
- рычагом управления лебедкой ССК;
- рычагом управления лебедкой главного подъема;
- рычагом управления направлением быстрой подачи;
- рычагом управления направлением вращения;

- рычагом свинчивания и развинчивания штанг;
- регулирующим клапаном скорости подачи;
- регулятором подачи;
- регулятором для уменьшения давления подачи;
- регулятором скорости смесителя бурового раствора;
- клапаном сбрасывания штанги;
- регулятором подъема мачты;
- регулятором зажимного патрона;
- регулятором штангодержателя;
- регулятором соединения штанг;
- регулятором скорости вращения.

2.12. Монтаж и демонтаж бурового оборудования

Демонтаж бурового оборудования осуществляется после полного проведения буровых работ ликвидации или консервации скважины. Монтаж производится после перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку.

Предусматривается расчистка площадок под буровые работы. В пределах участка подъездные пути отсутствуют. Для перевозки буровой установки между проектными скважинами на профилях и между профилями, а также проезда технологического транспорта необходимо производить строительство грунтовых дорог. Работы проводятся бульдозером ЧЕТРА Т-20 посредством рыхления и перемещения грунта из кюветов на земляное полотно. Для обеспечения подъезда к каждой проектной скважине грунтовые дороги строятся в труднопроходимых и непроходимых для перевозки буровой установки и проезда технологического транспорта местах в условиях пересеченного рельефа. Предусматривается лишь срезка растительного слоя и разработка грунта с перемещением на земляное полотно, его планировка и укатка.

Перевозка буровой установки осуществляется самоходно, перевозка вспомогательного бурового оборудования осуществляется бульдозером ЧЕТРА Т-20.

Расстановка вспомогательного бурового оборудования осуществляется в непосредственной близости с буровой установкой. Подвод электроэнергии осуществляется путем протягивания кабеля дизельной электростанции к распределительному щитку буровой установки.

2.13. Ликвидация скважин

По окончании бурения скважин предусматривается ликвидационное тампонирующее устройство, обеспечивающее устранение проникновения в скважину поверхностных и подземных вод. Проектом предусматривается применение простого метода ликвидационного тампонирующего устройства, включающего в себя извлечение обсадных труб гидравликой бурового станка, в заполнении всего объема скважины от забоя до устья тампонажной смесью. В качестве тампонажной смеси предусматривается применение базового тампонажного портландцемента ПЦТ (ГОСТ 1581-85). Технические характеристики тампонажного портландцемента ПЦТ приведены в (см. таблицу 2.13).

Таблица 2.13- Технические характеристики тампонажного ПЦТ

Тип смеси	В/Ц	Сроки схватывания,		Плотность, т/м ³	Основные свойства
		начало	окончание		
Базовый	0,5	2:00	10:00	1,8-1,9	Хорошая текучесть и прокачиваемость

Технология тампонирующего устройства скважины:

- приготовление тампонажной смеси с учетом всех требований, соотношений и кондиций;
- закачивание тампонажной смеси насосом в скважину;
- заполнение скважины тампонажной смесью от забоя до устья скважины;
- установка репера с порядковым номером на устье скважины.

Рекультивация всех площадок предусматривается после проведения всех геологоразведочных работ на завершающих стадиях. Рекультивация буровых площадок предусматривает расчистку от порубочных остатков, использования в качестве топлива, расчистку от бытовых и технических отходов.

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

3.1. Введение

В период выполнения геологоразведочных работ базовым предприятием является ООО «БУРСЕРВИС», расположен на территории Кемеровской области г. Новокузнецк. Район проектируемых работ расположен на территории Междуреченского городского округа Кемеровской области.

Площадь участка недр составляет 14,41 км². Ландшафт участка Замковая часть Берёзовской антиклинали представляет собой типичную таёжную низкогорную местность с расчленённым рельефом эрозионно-денудационного типа. Колебание абсолютных отметок водоразделов находится в пределах 412–545 м, самая низкая абсолютная отметка 310 м.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и сравнительно коротким жарким летом. Устойчивые отрицательные среднемесячные температуры устанавливаются в ноябре месяце (-10°С) и удерживаются до апреля. По среднегодовой величине осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Сейсмичность района участка недр 7 баллов.

Геологоразведочные работы проводятся в удалении от населённых пунктов (расстояние до ближайшего населенного пункта 2,5 км). Отрицательного влияния на гидросеть района от производства наземных геологоразведочных выработок не отмечено.

3.2. Правовые вопросы обеспечения безопасности

Допуск к самостоятельной работе в составе буровой бригады разрешается совершеннолетним лицам, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшим медицинскую комиссию в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению работ данного типа, а также имеющие соответствующую квалификацию.

К выполнению работ повышенной опасности допускается только человек, имеющий наряд-допуск, утвержденный главным инженерно-техническим работником предприятия.

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [11].

Производственная безопасность

Бурение скважин подразумевает большое количество вредных и опасных для жизни производственных факторов. Опасности в условиях производства носят в основном техногенный характер. В связи с этим в настоящее время многие компании все больше ресурсов и времени уделяют безопасности жизнедеятельности.

Опасным называется фактор, воздействие которого может привести к травме, сильному ухудшению здоровья, а также является опасным для жизни человека.

К вредным факторам относится то, что оказывает негативное влияние на здоровье человека при длительном воздействии.

Основные вредные и опасные факторы в условиях геологоразведочного производства приведены (см. таблицу 3.2).

Таблица 3.2 – Опасные факторы бурения дегазационных скважин

№	Название фактора	Средства защиты	Нормативные документы
1	Вращающиеся машины и механизмы	Ограждения, визуальный контроль, приемы безопасного выполнения работ	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ
2	Падение груза с высоты	Согласованность действий, визуальный контроль	

Продолжение таблицы 3.2

3	Самоходное оборудование	Согласованность действий, визуальный контроль	
4	Скользкие/неровные поверхности	Предупреждающие таблички, визуальный контроль	
5	Химические реагенты	Знание правил работы с хим. реагентами, использование средств индивидуальной защиты	
6	Работа на высоте	Использование ИСС	ГОСТ 12.3.050-2017

Таблица 3.2.1– Вредные факторы бурения дегазационных скважин

№	Название фактора	Средства защиты	Нормативные документы
1	Высокий уровень шума и вибраций	Применение СИЗ	ГОСТ 12.1.012-90
2	Нагретые поверхности	Применение СИЗ, знание техники безопасности	ГОСТ 12.4.125-83
3	Недостаточное освещение	Применение переносного прожектора	
4	Отклонение показателей микроклимата		ГОСТ 12.1.005-88

3.3.1. Мероприятия по устранению вредных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Согласно требованиям безопасности, все вращающиеся элементы должны быть ограждены защитными ограждениями. Мероприятия по устранению причин механических травм рассмотрены в ГОСТ 12.2.062-81. Работа в условиях вращающихся элементов требует прохождения обязательного инструктажа по технике безопасности. Помимо защитных ограждений и обучения большое внимание требуется уделять визуальному контролю, т.к. это позволяет человеку быстро оценить обстановку и выявить потенциально опасные ситуации

Должны проводиться плановые и внеплановые проверки пусковых и тормозных устройств; проверка состояния и устранения дефектов смазочных устройств; проверка состояния ремней, цепей, тросов, проверка их натяжения. Все неисправности должны немедленно устранены. Не допускается работать с неисправным оборудованием.

При выполнении монтажных и демонтажных работ обязательно соблюдение «Техники безопасности в строительстве» СНиП III-4-80". При выполнении монтажно-демонтажных работ возможны различные механические травмы – удары или ушибы движущимися или падающими предметами, царапины и порезы об острые кромки и заусеницы, падения с высоты.

При выполнении монтажных, демонтажных и строительных работ на высоте запрещается использовать случайные подставки и опоры, такие как ящики, бочки, фермы, стропила и др. Запрещается работать с переносных средствах подъема (стремянки). При работе на неустойчивых поверхностях, расположенных на высоте более 1,3 м следует пользоваться предохранительным поясом, прикрепляя его к прочным элементам конструкции.

Все незакрепленные детали и инструменты необходимо держать в специальном переносном ящике или надеваемой сумке. Запрещается переносить их в карманах, класть на монтируемые конструкции, сбрасывать с высоты. При использовании тяжелых инструментов, их поднимают на высоту с помощью подъемных инструментов в специальной таре.

Запрещено работа на высоте при высокой скорости ветра, гололеде, грозе и тумане. Не допускается нахождение людей под монтируемыми конструкциями до их полной установки.

Каждый член буровой бригады должен быть снабжен обязательными средствами индивидуальной защиты:

- каски;
- диэлектрические перчатки;
- кирзовые сапоги;
- резиновые сапоги;

- рукавицы брезентовые;
- костюм х/б;
- защитные очки;
- респиратор;
- аптечка.
- предохранительные пояса;

Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте

Самый распространенный вредный фактор при строительстве скважин – шум и вибрации. Основными источниками шума на буровой являются вращатель, двигатели оборудования, буровой станок и насос. При длительном воздействии шума на организм человека может снизиться слух, поэтому во время работы на буровой необходимо использовать СИЗ от шума – специальные наушники, прикрепляемые к каске. Длительное воздействие вибраций также негативно сказывается на здоровье человека (например, вибрационная болезнь занесена в список профессиональных заболеваний). Мероприятия по уменьшению вибрационного воздействия делятся на 2 категории:

- Снижение вибрации в источнике возникновения (например, если источником вибрации является неисправное оборудование, то можно снизить вибрацию, отремонтировав его);
- Снижение вибрации на пути ее распространения (например использовать антивибрационные покрытия)

Неудовлетворительный микроклимат

Буровые работы связаны с работой на открытом воздухе, поэтому рабочая зона на буровой площадке должна быть обеспечена комфортными условиями труда. Оптимальные микроклиматические условия труда характеризуются такими параметрами микроклимата, которые при длительном воздействии на человека создают предпосылки для высокой работоспособности. Допустимые нормы микроклимата приведены в (см табл. 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Сезон годы	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	20-22	60-40	0,1
Холодный	21-22	60-40	0,1

Для предотвращения негативного воздействия отклонения показаний микроклимата необходимо снабдить буровую бригаду вагон-домом с отоплением от электрообогревателей для обогрева в холодное время года.

Контакты с насекомыми.

Контакты с насекомыми также являются вредным фактором производства, т.к. участок работ находится в лесной местности. Данный фактор достигает пика своей опасности в мае-июне, когда клещи становятся наиболее активными. Клещи известны из-за опасности укуса и заражению клещевым энцефалитом, приводящему к поражению ЦНС. Ввиду этого, все работники должны проходить вакцинацию от клещевого энцефалита и снабжаться энцефалитными костюмами в летний период.

Самоходное оборудование.

Буровые работы связаны с необходимостью в использовании самоходного транспорта, при помощи которого доставляются буровые бригады на буровую, оборудование и инструменты для бурения и расходный материал. В практике бурения этот фактор известен множеством случаев травматизма, в т.ч. со смертельным исходом. Всем работниками (в т.ч. подрядных организаций) необходимо пройти курс обучения “Самоходное оборудование”, в ходе которого объясняются приемы взаимодействия между водителями самоходного транспорта и работниками буровых установок.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения буровой установки применяется как искусственное, так и естественное освещение. Особенного внимания требует работа на буровой в ночное время суток, когда возникает недостаток естественного освещения. Лампы накаливания обеспечивают требования освещения: равномерность и постоянство освещения. На случай аварийных ситуаций имеется освещение с независимым источником питания. Нормы освещения приведены (см. таблицу 3.3.1.2)

Таблица 3.3.1.2 – Нормы освещения буровой площадки

Рабочее место		Освещенность, лк	Место установки	число ламп	Мощность ламп, Вт
Буровой станок		40	На 2,5 м выше механизмов, внутри бурового здания	2	200
Буровая мачта		40	Крыша бурового здания, направленность вверх	1	200
Буровой насос		25	Над насосом	1	200
Лебедки		40	Сбоку над вспомогат. лебедкой, сбоку от главной лебедки	2	200
Площадка вокруг буровой		40	Снаружи бурового здания с направлением на трап	4	200
Зумпф		25	На высоте 2 м	2	200

Скользкие и неровные поверхности

Буровая площадка зачастую несет в себе потенциальный риск травмирования из-за неровных поверхностей. В зимнее время года к этому добавляются еще и скользкие поверхности, покрытые льдом. Если ледяные поверхности легко устраняются буровой бригадой, то неровные поверхности обычно являются неотъемлемой частью буровой площадки. В таких случаях

необходимо устанавливать предупреждающие таблички, информирующие об опасности, а также уделять внимание визуальному контролю.

Химические реагенты

В процессе бурения скважин большое место уделяется приготовлению бурового раствора, для чего применяется широкий спектр химических веществ. Попадание этих веществ на сетчатку глаза, в дыхательные пути и т.д. может привести к проблемам со здоровьем. Поэтому обязательным условием работы с хим. реагентами является использование средств индивидуальной защиты. Работники должны быть оборудованы защитными очками, респираторами, перчатками и специальной одеждой, которой обычно является рабочая форма, а также обучены технике работы с химическими веществами и владели навыками оказания первой медицинской помощи.

Гидравлическая энергия

Гидравлическая энергия на буровой является потенциальной опасностью. Обвязка буровых насосов, компенсаторы, рукава высокого давления перед эксплуатацией должны быть опрессованы водой на расчетное максимальное давление. Требования безопасности включают в себя инструктаж по охране труда, использование критически важного защитного оборудования и установление информационных табличек.

Поражение электрическим током

Основные непосредственные причины электротравматизма:

- Соприкосновение с оголенными токопроводящими частями;
- Нарушение правил эксплуатации дизельного генератора.

Основные технические средства защиты согласно ПУЭ:

- Изоляция оголенных токопроводящих частей.

Основные организационные мероприятия:

- Устройство заземления;
- Применение изолирующих защитных средств;
- Применение малого напряжения питания по ССБТ ГОСТ 12.1.009-

2009;

- Устройство зануления установки;
- Соблюдение техники безопасности при работе с дизельным генератором;
- Вывешивание информационных знаков;
- Инструктаж бурового персонала (программа обучения “Изоляция энергии”).

3.4. Экологическая безопасность

Разведка месторождений является неотъемлемой частью геологических работ, которые в соответствии с «Правилами охраны недр» при разработке месторождений твердых полезных ископаемых и Основами законодательства РФ о недрах, направлены на полное, комплексное и экономически целесообразное извлечение из недр полезного ископаемого.

На участках стоянки буровых бригад все материалы, не пригодные для дальнейшего использования, включая горюче-смазочные отходы, подлежат сжиганию в специально отведенных местах. Изношенное оборудование и металлолом будут вывозиться на базу партии.

Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий будет осуществляться должностными лицами и специалистами, непосредственно занятыми на проектируемых работах, в соответствии с их должностными инструкциями.

3.4.1. Анализ влияния геологоразведочных работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению

Буровое оборудование и транспортная техника оборудованы дизельными двигателями, вследствие чего в атмосферу происходит выброс следующих загрязняющих веществ:

- оксиды углерода;
- углеводороды;
- диоксид азота;

- сажа;
- сернистый ангидрид;
- бензапирен.

Для защиты и восстановления земельных участков предусмотрены подготовленные до процесса бурения и осуществляемые в процессе природоохранные мероприятия (см. таблицу 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Вредные воздействия на недра и окружающую среду, а также природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

Природные ресурсы компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Мероприятия по охране
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и т.д. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и др.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз захоронение производственных отходов
Вода и водные ресурсы	Загрязнение производственными сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами, рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора
Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды	Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках

Продолжение таблицы 3.4.1

Воздушные бассейны	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Планирование работ с учетом охраны животного мира

3.4.2. Намечаемое направление рекультивации нарушенных горными работами земель

Рекультивацию земельных участков предполагается выполнять в соответствии с «Основными положениями о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», 155 утвержденными приказом Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1985. № 525/67 (зарегистрированы Минюстом 29.07.96 № 1136), с учетом региональных природно-климатических условий и месторасположения нарушенного участка, на основании действующих экологических, санитарно-гигиенических, строительных, водохозяйственных и лесохозяйственных нормативов и стандартов.

В процессе геологоразведочных работ на участках выхода рудных тел на поверхность и прилегающих территориях рельеф нарушен канавами, траншеями, в результате чего на большей части собственно месторождения ликвидирована очаговая аборигенная растительность. В целом, земли, занятые под геологоразведочные работы, по своим физико-механическим свойствам малопригодны для использования при рекультивации.

Почвенно-климатические условия региона неблагоприятны для сельскохозяйственного направления рекультивации. Снятие почвенно-растительного слоя малой толщины возможно только на отдельных

отчуждаемых площадях в долинных участках. Сопочные участки не имеют собственно плодородного слоя. В связи с этим специальных мероприятий (кроме выравнивания поверхности бульдозерами) в проекте не предусматривается.

Отсутствует рекреационное направление рекультивации, поскольку вблизи месторождений отсутствуют крупные населенные пункты и промышленные предприятия.

На тех участках, где нанесение плодородного слоя почвы невозможно из-за дефицита почв, земли оставляются под естественное природо-восстановление (самозарастание).

3.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации в данном районе и типе работ – это техногенные и природные (см. таблицу 3.5).

Предупредительные меры борьбы с пожарами:

- Работать на оборудовании должен только обученный и имеющий соответствующее разрешение человек (сварочные работы);
- Курить в строго отведенных для этого местах;
- Соблюдение правил эксплуатации оборудования и техники безопасности.

Для борьбы с пожарами каждая буровая площадка обязаны иметь противопожарный арсенал средств (см. таблицу 3.5.1).

Таблица 3.5 – Чрезвычайные ситуации

Тип чрезвычайных ситуаций	Название
Природные	Пожары Землетрясения Ливневые дожди с порывистым ветром
Техногенные	Пожары Производственный травматизм

Таблица 3.5.1 – Противопожарный инвентарь

№	Наименование	Количество	№
1	Огнетушители пенные ОП-5	2 шт	1
2	Огнетушители углекислотные ОУ-2	2 шт	2

Продолжение таблицы 3.5.1

3	Ящик с песком емкостью 0,5 м ³	1 шт	3
4	Емкость с водой 250 л	1 шт	4
5	Комплект шанцевого инструмента: Лопата Багры Лом Топор	2 шт 2шт 2шт 2шт	5
6	Противопожарные ведра	2 шт	6
7	Противопожарный щит	1 шт	7

В случае природных чрезвычайных ситуаций должна быть обеспечена доставка бурового персонала с участка работ в безопасное место. Производственный травматизм включает в себя множество вариантов чрезвычайных ситуаций. На случай необходимости оказания доврачебной помощи буровой персонал проходит курсы обучения, посвященные первой медицинской помощи при травматизме. После выявления факта травмирования и оказания первой помощи, необходимо доставить пострадавшего в ближайший пункт оказания медицинской помощи.

Мероприятия противопожарной безопасности:

- проведение инструктажей по противопожарной безопасности и обучение работе с противопожарным инвентарем;
- огнетушители должны быть опечатаны и перезаряжаться в определенные сроки;
- разводить огонь не менее чем в 30 м от буровой установки;
- полы, стеллажи, верстаки необходимо систематически очищать от масляных, легковоспламеняющихся материалов.

Подъезды и подходы к зданиям, места расположения противопожарного инвентаря должны быть свободны, в ночное время освещены, в зимнее время

расчищены. Площадки для хранения топлива и горюче смазочных материалов располагается не ближе 50 м от буровой установки. Резервуары с горючим надо располагать в низких местах, чтобы, при возникновении пожара, разлившаяся горючая жидкость не могла стекать к нижестоящей буровой установке.

Для обеспечения безопасности необходимо разработать мероприятия по профилактике и защите людей и материальных ценностей.

Здание должно иметь запасной выход для эвакуации людей, обеспечивающий выход людей за определенное время.

Особые требования предъявляются к размещению огнетушителей. Их подвешивают на высоте не более 1,5 м от уровня пола до верхней точки огнетушителя и на расстоянии не менее 1,2 м от края двери при ее открывании.

Все лица, вновь принимаемые на работу, в том числе и временную, должны проходить первичный противопожарный инструктаж.

Вывод: в рамках данного раздела были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников буровой установки. Были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на бригаду в процессе работы, такие как отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте, недостаточная освещенность рабочей зоны и т.д. Вследствие этого, были приведены рекомендованные действия в соответствии с ГОСТами.

4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА

4.1. Организация ремонтной службы

На базе бурового участка, расположенной недалеко от месторождения, имеется все необходимое оборудование и инструмент для мелкого и простого ремонта. Так же на складе имеется запас наиболее часто ломающихся деталей.

При поломке того или иного инструмента, буровой мастер дает указание сварщику или механику на его изготовление. Ремонт оборудования производится преимущественно на месте работ силами буровой бригады. В тяжелых и сложных случаях работы ведутся механиками.

Плановые технические осмотры, профилактические проводятся силами буровой бригады непосредственно на буровых площадках, либо при необходимости на территории базы.

4.2. Организация электроснабжения

Энергоснабжение участка работ, будет осуществляться при помощи дизельных электростанций. Этот способ является самым удобным и целесообразным с экономической точки зрения, т.к. подключение к сетям ЛЭП невозможно из-за их отсутствия вблизи участка проведения работ. Снабжение дизелей топливом будет осуществляться ежедневно с ёмкости объёмом 5000 литров, с периодичностью раз в неделю заправка ёмкости будет производиться путём завоза дизтоплива на буровую специализированным автомобилем ГАЗ.

4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов

При бурении скважин в качестве промывочной жидкости будет использоваться эмульсионный раствор на основе технической воды.

Для водоснабжения базы и буровой установки используется «водовозка» на базе автомобиля «Урал». На буровую вода завозится несколько раз в сутки и сливается в специальную ёмкость - зумпф, который располагается около буровой.

Для приготовления бурового раствора буровая установка оснащена ёмкостью с гидравлической мешалкой, имеющую широкую горловину на дне с пробкой для слива раствора в зумпф. В него сливается готовый раствор из миксера и оттуда же закачивается раствор в скважину.

4.4. Транспортный цех

Хорошая организация транспорта геологической партии является одним из важнейших условий, обеспечивающих успешность её работы. Транспорт партии должен обеспечивать:

- перевозку различных грузов от баз снабжения и складов поставщиков до складов партии и обратно (внешний транспорт);
- перевозку рабочих и ИТР, а также оборудования, инструментов, материалов от базы партии до участка работ и обратно;
- доставку промывочной жидкости к буровым, проб и образцов в лабораторию и других нужд (внутренний транспорт).

Для организации работ на участке используется следующее транспортное оборудование:

1. Вахтовый транспорт(УРАЛ) - для доставки персонала от базы партии до участка работ и обратно;
2. Грузовой транспорт (УРАЛ) - транспортировка необходимых грузов с базы;
3. Служебный транспорт (УАЗ, УРАЛ) - для доставки смен к месту буровых работ, для привоза работников геологических и других служб;
4. Бульдозер ЧЕТРА - используется для планирования площадок под буровые установки и для передвижения бурового оборудования;
5. Водовозный транспорт (УРАЛ) - для доставки воды на буровую.

4.5. Связь

Участок буровых работ находится в достаточной удаленности с населенными пунктами, поэтому связь буровых бригад с базой и между собой будет осуществляться с помощью радиации.

5. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ОБЗОР И АНАЛИЗ СНАРЯДОВ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

5.1 Введение

Технические средства ССК позволяют осуществлять бурение с отбором керна и транспортировкой его на поверхность без подъема бурового снаряда. Бурение с использованием ССК является бурением с использованием двойной колонковой трубы, внутренняя часть которой является съемной, и может свободно перемещаться по внутренней поверхности бурильных труб под воздействием усилия каната специальной лебедки, собственного веса или давления промывочной жидкости. Такой способ позволяет по сравнению с обычным колонковым бурением повысить производительность труда за счет сокращения времени спуско-подъемных операций.

5.2. Комплексы технических средств со съемными керноприемниками типа ССК и КССК

Отечественные комплексы КССК – 76 (конструкции СКБ «Геотехника» предназначены для бурения скважин глубиной 2000 м в породах средней твердости VI-IX категории по буримости.

КССК-СКБ эффективно применяются при бурении скважин на глубину 400-3000м в сложных геолого-технических условиях в породах V-IX категории по буримости. Выпускаются несколько модификаций комплексов КССК-76 и КССК-76М, для бурения на глубину от 1200 до 3000 м.

Для комплексов КССК-76 разработаны ряд устройств, повышающих эффективность их работы. К такой разработке относится колонковый набор НК-76, снабженный сигнализатором готовности бурового снаряда к бурению. Керноприемник снабжается головкой –сигнализатором и регулятором.

Комплексы КССК поставляются в нескольких вариантах КССК-76-1200, КССК-76 М 1200 на глубину 1200 м; КССК-76-2000, КССК-76М-2000 – 2000 м; КССК-76–3000 – до 3000 м.

Комплексы технических средств ССК (конструкции ВИТР) предназначены для бурения геологоразведочных скважин с углом наклона 90 – 75°, диаметром 46,59 и 76 мм, глубиной 1000–1200 м в монолитных, слаботрещиноватых и трещиноватых породах VI-X категории по буримости.

К комплексу ССК-59 также разработаны специализированные инструменты: эжекторно-вибрационный колонковый набор ССК-59ЭВ для увеличения выхода керна при бурении в сложных геологических условиях; снаряд со съемным гидроударником ССГ-59; комплект для обеспечения бурения направленных скважин ССК-59 НБ; комплект для обеспечения бурения наклонных скважин ССК-59ЗН (60-90° к горизонту); снаряд для оперативного тампонирования СОТ-59.

Таблица 5.2 – Типоразмер ССК и КССК

параметры	Типоразмер комплекса			
	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметры коронки, мм:	46			
Наружный диаметр	46	59	76	76
Внутренний диаметр	24	35,4	46	40
Ширина торца матрицы	44	11,8	14	48
Наружный диаметр алмазного расширителя, мм	46,4	59,4	76,4	76,4

5.3. Комплексы технических средств зарубежных колонковых наборов

В данном разделе рассмотрим зарубежные компании:

Колонковые наборы фирмы Voart Longyear

Колонковые наборы фирмы Boyles Bros Drilling

Christensen Diamond products

Колонковые наборы фирмы Diamant Voart Belgium

5.3.1 Колонковые Наборы фирмы Voart Longyear

Первая серия колонковых наборов со съёмными керноприемниками выпускалась трех размеров: АХ, ВХ и НХ. Колонковые наборы со съёмными керноприемниками серии Q размеров от АQ до НQ не имеют никаких конструктивных отличий в исполнении отдельных узлов и отличаются лишь размерами. Только наборы размера PQ имеют незначительные отличия.

В настоящее время фирмой серийно выпускаются колонковые наборы со съёмными керноприемниками серии Q. Наборы этой серии изготавливаются двух модификаций:

- для бурения вертикальных и близких к вертикальным скважин
- для бурения горизонтальных, пологих и восстающих скважин

Колонковые наборы второй модификации предназначены для бурения скважин из подземных горных выработок.

Колонковый набор со съёмным керноприемником серии Q состоит из следующих основных частей: наружной колонковой трубы и съёмного керноприемника.

По специальному заказу участки наружной поверхности труб длиной 230 мм покрывают с обоих концов хромом толщиной 0,1 мм, твердостью 9 по шкале Мооса. Самые крайние участки трубы длиной по 1,6 мм от каждого конца не хромируются.

Съёмные керноприемники фирмы "Voart Longyear", предназначенные для работы в подземных горных выработках (для бурения горизонтальных, пологих и восстающих скважин серии Q – U), имеют отличие в конструкции узла фиксации и выпускаются только трех размеров - А, В, N.

Колонковые наборы со съёмными керноприемниками серии Q не обеспечивают в тяжелых условиях отбор керна необходимого качества и количества. В связи с этим в последнее время фирма разработала специально для таких условий колонковый набор со съёмным керноприемником серии Q – 3, который позволяет отбирать ненарушенный керн в интервалах

сильнонарушенных, трещиноватых и перемежающихся по твердости пород. Колонковый набор представляет собой тройную трубу. Внутренняя хромированная разъемная труба (вкладыш) снабжена поршнем с отверстием, имеющим резьбу под пробку, и шариковым клапаном для выпуска воздуха и жидкости. Конструктивно набор Q – 3 выполнен так, что путем замены незначительного количества деталей он может быть превращен в колонковый набор серии Q и наоборот.

Колонковые наборы Q – 3 выпускаются четырех размеров - BQ, NQ, HQ и PQ.

5.3.2. Колонковые Наборы фирмы Boyles Bros Drilling

Этой фирмой предлагается новая конструкция колонкового набора со съемным керноприемником типа В (для подземного бурения - модификация под индексом ВН)

Фирма выпускает колонковые наборы трех типоразмеров ВХВ, NXВ и Л/СВ для бурения вертикальных скважин и двух наборов ВХВН и АІХВН для бурения восстающих скважин. Конструктивно обе модификации съемных керноприемников выполнены таким образом, что в случае необходимости труба типа В может быть легко превращена в трубу типа ВН путем замены защелок замка узла фиксации.

Узел фиксации съемных керноприемников модификации ВН имеет в отличие от съемных керноприемников типа В специальные уплотнения на защелках.

При движении по бурильным трубам защелки сжаты, и уплотнение вместе с ними образует поршень благодаря чему съемный керноприемник под давлением промывочной жидкости может быть продавлен в скважину. При фиксации съемного керноприемника защелки под действием пружин расходятся в стороны, и в уплотнительном элементе образуются каналы для прохода промывочной жидкости.

5.3.3. Колонковые наборы фирмы «Christensen Diamond Products»

Фирмой выпускается новая конструкция колонкового набора со съемным керноприемником типа С. Колонковые наборы данного типа выпускаются трех размеров АХ, ВХ и NХ, причем наборы размера АХ конструктивно несколько отличаются от ВХ и NХ. В (см. таблицу 5.3.3) приведены некоторые технические данные по колонковым наборам со съемными керноприемниками этой фирмы.

Таблица 5.3.3 – Технические характеристики

Типоразмер	Диаметр скважины, мм	Диаметр Керна, мм	Длина трубы Керноприемника, мм
АХС	47,7	26,9	1524 3048
ВХС	59,9	36,4	1524 3048
NХС	75,7	47,6	1524 3048

Фирма отмечает следующие особенности конструкции колонковых наборов:

1. предельно упрощена конструкция, что позволило на 45% сократить общее количество деталей;
2. для изготовления съемных керноприемников используется нержавеющая сталь, что исключает коррозию инструмента;
3. увеличен зазор между внутренней и наружной трубами.

В колонковом наборе со съемным керноприемником типоразмера АХС фирма использует сигнализатор заклинки керна конструкции фирмы “Boart Longyear”.

Съемные керноприемники этой фирмы имеют специальные поршни, позволяющие осуществить их принудительную подачу в бурильные трубы. К съемным керноприемникам типоразмеров ВХС и NХС фирма предлагает

универсальную съемную головку, которая с помощью переходника может подсоединиться к съемному керноприемнику размера NX, а без переходника к керноприемнику размера VX. В свою очередь использование универсальной головки позволяет применять один и тот же овершот для извлечения съемных керноприемников двух размеров - VX и Л/Х. В

5.3.4. Колонковые наборы фирмы «Diamond Boart»

Фирмой выпускается колонковый набор с индексом ДВ и состоит из наружной и внутренней колонковых труб; узла подшипников и амортизатора; клапана перекрытия, сигнализирующего о подклинивании керна или заполнении керноприемника; предохранительного шарикового клапана; узла фиксации керноприемной трубы в рабочем и транспортном положении; специальной втулки для захвата и извлечения внутренней колонковой трубы; кернорвального узла.

Фирма выпускает четыре размера колонковых наборов со съемным керноприемником.

Таблица 5.3.4 – Размеры колонковых наборов

Диаметр	Единица измерения	А.ДВ	В.ДВ	В.ДВ	Н.ДВ	Н.ДВ
Наружной трубы	наружный	Дюймы	1,81	2,25	2,87	3,62
		мм	46,04	57,15	73,02	92,08
Наружной трубы	внутренний	Дюймы	1,44	1,81	2,37	3,06
		мм	36,51	46,04	60,32	77,79
Внутренней трубы	наружный	Дюймы	1,28	1,69	2,19	2,87
		мм	32,54	42,86	55,56	73,02
Внутренней трубы	внутренний	Дюймы	1,12	1,50	1,97	2,62
		мм	28,58	38,12	50,01	66,68

Фирмой разработаны две конструкции овершота:

- Овершот, применяемый при бурении вертикальных скважин, для подъема съемного керноприемника, а также для спуска его в сухую скважину;

- Овершот, используемый для задавливания (извлечения) съемного керноприемника в горизонтальные и восстающие скважины.

Кроме обычных преимуществ, получаемых при использовании съемного керноприемника, необходимо отметить следующее:

1. Ввиду малых зазоров в затрубном пространстве требуется небольшое количество промывочной жидкости, которого, однако, достаточно для выноса шлама. Одновременно это обстоятельство благоприятно влияет на сохранность керна, предохраняя его от разрушения струей промывочной жидкости.

2. Кольцевые зазоры в колонковом наборе позволяют применять глинистые растворы среднего удельного веса.

3. Колонковым набором размера Н.ДВ можно работать внутри бурильных труб размера Н.ДВ, которые используются как обсадные трубы размера Н. Колонковым набором В.ДВ можно работать внутри бурильных труб размера Н.ДВ, которые используются как обсадные трубы размера В.

Вывод: Исходя из вышеперечисленных снарядов отечественных и зарубежных со съемными керноприемниками можно отметить, что при бурении в сложных геологических условиях ССК «Boart Longyear» превосходят отечественные.

Зарубежные компании, предпочитают использовать импрегнированные коронки для бурения.

Преимущества импрегнированных коронок:

меньшее повреждение при бурении трещиноватых пород

меньшая чувствительность к нарушению режима бурения;

обеспечение большей прямолинейности скважины в сравнении с однослойными коронками, у которых наблюдается частая зарезка в стенки скважины крупными алмазами, что способствует к искривлению скважины;

В снарядах ССК, используют гладкоствольную колонну бурильных труб, соединением труба в трубу, что дает минимальную толщину стенки в резьбовых

соединениях. В зарубежных снарядах ССК используют более высокого качества трубы что позволяет передавать большие осевые нагрузки.

Применение технологии бурения 2-3 комплектами снарядов исходя из конструкции скважины.

К недостаткам зарубежных снарядов относится это цена, превышающая во много раз отечественные, несмотря на высокую стоимость, это всё окупается спускоподъемными операциями. Дело в том, что, при бурении используются станки с подвижным вращателем, наращивание будет производиться по мере углубки без подъема снаряда от забоя трубами того же комплекта.

В отечественных станках шпиндельного типа, в шпинделе будет находится ведущая труба, отличающая от бурильных труб комплекта. Чтобы нарастить бурильную трубу ССК, нужно поднять весь снаряд на длину замера ведущей трубы, отвернуть ведущую трубу, отодвинуть станок, нарастить бурильную трубу ССК, подвинуть станок, присоединить ведущую трубу. Минус не только в потери времени, это значительно нарушает процесс бурения. Подъем и опускание снаряда может вызывать дополнительный износ и способствовать различным осложнениям.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

6.1.1. Технический план

В данном разделе выпускной квалификационной работы произведена оценка коммерческого потенциала, перспектив и альтернатив проведения НИ. Также, исходя из полученных расчетных данных, сделан вывод об ресурсной и экономической эффективности НИ.

Исходя из объемов и наличия проектируемых видов работ при сооружении скважин, составлена (см. таблицу 6.1.1).

Таблица 6.1.1. Объемы проектируемых работ

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Объем
1	Проектирование работ	%	
2	Бурение разведочных скважин глубиной 325 м и диаметром 75,3 мм	$\frac{\text{П. М}}{\text{СКВ}}$	$\frac{5805}{17}$

6.1.2. Расчет затрат времени

Затраты на создание проектно-сметной документации по объекту определяются по ССН-93, вып. 5, табл.2, гр.4 (количество видов проектируемых работ более 5 - маршруты, горные работы, бурение, ГИС, топоработы, опробование, лабораторные и технологические исследования, составление ТЭО кондиций и т.д.) и составляют 6,85 чел-мес или 173,99 чел-дн. В установленном порядке проектно-сметная документация проходит геолого-экономическую экспертизу.

Разведочные работы на уголь проводятся в течение 11 месяцев с применением следующих видов работ:

- поисковые маршруты;
- горные работы;
- буровые работы;
- гидрогеологические, инженерно-геологические исследования;
- геофизические исследования в скважинах;
- топографо-геодезические работы;
- опробовательские работы.
- Буровые работы

Расчет затрат времени на бурение скважин буровой установкой LF70 рассчитывается с использованием методических указаний по организации, планированию и управлению буровыми работами.

- Объем бурения - 5805 пог. м, количество скважин – 17

Таблица 6.1.2 – Расчет затрат времени и труда на бурение скважин

Категория пород по буримости	Диаметр ПРИ, мм	Объем бурения по категории (1 скв), м	Объем бурения по категории (17 скв), м	Норма времени в ст-см на метр	Итого затрат времени на объем (1 скв)
II	95,6	30	510	0,04	1,2
II-VIII	75,3	295	5015	0,07	20,6
					21,8

6.1.3. Расчет производительности труда, обоснование количества бригад, расчет продолжительности выполнения проектируемых работ

Обоснование количества бригад, расчет продолжительности выполнения проектируемых работ напрямую зависят от затрат времени на бурение всего объема скважин.

Затраты времени на бурение всего объема скважин (17 скв):

$$N_{\text{бур}} = H_{\text{скв}} \cdot n \quad (5.3)$$

где $H_{\text{скв}}$ – норма времени на бурение, ст-см на 1 скважину; n – количество скважин, шт.

$$N_{\text{бур}} = 21,8 \cdot 17 = 370,6 \text{ ст-см.}$$

Затраты времени на монтаж-демонтаж и переезд буровой установки:

$$N_{\text{м-д}} = H_{\text{м-д}} \cdot n \quad (5.4)$$

где $H_{\text{м-д}}$ – нормы времени на монтаж, демонтаж и перемещение буровых установок с мачтами, смонтированными на полозьях вместе со зданием (ССН 93, т.81), ст-см на 1 монтаж-демонтаж;

n – количество скважин, шт.

$$N_{\text{м-д}} = 0,5 \cdot 17 = 8,5 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчёт затрат времени на вспомогательные работы:

- Промывка

$$N_{\text{всп}} = H_{\text{пром}} \cdot n \quad (5.5)$$

Где $H_{\text{пром}}$ – норма времени на промывку скважин (ССН93, т.64), ст-см на 1 промывку;

n – количество скважин, шт.

$$N_{\text{всп}} = 0,17 \cdot 17 = 2,89 \text{ ст} - \text{см}$$

- Крепление скважин обсадными трубами:

$$N_{\text{всп}} = H_{\text{обс}} \cdot n \quad (5.4)$$

Где $H_{\text{обс}}$ – норма времени на крепление скважин обсадными трубами (ССН 93, т.72,), ст-см на 1 м крепления

n – количество скважин, шт.

$$N_{\text{всп}} = 0,2 \cdot 17 = 3,4 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчёт затрат времени на планово- предупредительный ремонт:

$$N_{\text{ппр}} = \frac{N_{\text{бур}}}{50} \quad (5.5)$$

$$N_{\text{ппр}} = \frac{370,6}{50} = 7,41 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчёт общих затрат времени на бурение:

$$N_{\text{общ}} = N_{\text{бур}} + N_{\text{всп}} + N_{\text{м-д}} + N_{\text{ппр}} \quad (5.6)$$

$$N_{\text{общ}} = 370,6 + 3,4 + 8,85 + 7,41 = 390,26 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчёт фактической коммерческой скорости:

$$P_{\text{мес}} = \frac{O}{N_{\text{общ}}} \cdot 60 \quad (5.7)$$

где $P_{\text{мес}}$ – производительность труда буровой бригады за месяц;

O – объем бурения, м;

$N_{\text{общ}}$ – общие затраты времени;

60 – количество ст-см. в месяце при работе буровой в две смены

$$P_{\text{мес}} = \frac{5805}{390,26} \cdot 60 = 892,3 \text{ м/мес}$$

Расчет бригад и проектной продолжительности буровых работ

$$n = \frac{O}{P_{\text{мес}} \cdot T_{\text{усл}}} \quad (5.8)$$

где n — количество бригад;

$T_{\text{усл}}$ — условное время, необходимое на выполнение проектных работ,
мес. 1,5

$$n = \frac{5805}{892,3 \cdot 1,5} = 4,33$$

Принимаем количество бригад $n=2$

$$T_{\text{пл}} = \frac{O}{P_{\text{мес}} \cdot P_{\text{бр}}}$$

$$T_{\text{пл}} = \frac{5805}{892,3 \cdot 2} = 3,25 \text{ мес}$$

Число установок принимаем равным 2. На предприятии действует установленный режим работы – 12 ч (2-х сменная работа), что не влияет на правильность расчетов, в которых учитываются нормы на бурение скважин по 8 ч/см (при 3-сменной работе).

6.1.4. Стоимость проектируемых работ

Перед началом работ нужно составить проект работ.

Таблица 6.1.4 – Расчет времени на проектирование работ

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Количество	Норма Выработки на 1 чел	Затраты труда чел-дни		Всего чел-дней
					Инженер геолог	Инженер по бур. работам	
1	Систематизация архивных материалов:						
1.1	- текста и текстовых приложений	стр,	180	10	16	-	16
1.2	- графических приложений	лист	34	2	3	-	3
2	Проектирование						
2.1	Составление проектных ГТН	лист	34	2		3	3
2.2	Составление текстовой части и приложений	стр	100	10	10	7	12
3	Согласование, утверждение проекта и сметы	чел-дн	7	-	4	3	7
	Всего:				33	13	41

Определение продолжительности проектирования, месяцы

$$П = \frac{\sum \text{чел} - \text{дн}}{n \cdot c}$$

где n – количество человек, занятых на проектирование;

c – количество рабочих смен в месяц при односменной работе (25).

$$\Pi = \frac{41}{2 \cdot 25} = 0,82$$

Итоговые затраты времени на геолого-разведочные работы:

$$\Pi = 2,5 + 0,82 = 3,32 \text{ мес.}$$

6.2. Стоимость проектируемых работ (смета)

6.2.1 Сметно-финансовый расчет затрат

Таблица 6.2.1 – Сметно-финансовый расчет затрат на заработную плату

Наименование должностей	кол-во человек	Районный коэффициент	Оклад, руб	С учетом коэффициента (за 1 мес.)	С учетом коэффициента за время проведения работ
Проектирование работ					
Инженер-геолог	1	1,3	35 000	45 500	34 580
Инженер по буровым работам	1	1.3	33 000	42 900	32 604
Итого основная зарплата				88 400	67 184
Дополнительная зарплата (7,9%)				6984	5308
Итого заработной платы				95384	72492
Отчисления на соц. нужды (35,6%)				33957	25807
Итого				61427	306858,21
Проведение буровых работ					
Буровой мастер	1	1.3	55 000	71500	178750
Инженер по буровым работам	1	1.3	35 000	45500	113750

Продолжение таблицы 6.2.1

Машинист буровой установки	4	1.3	35 000	182000	455000
Помощник машиниста буровой установки	6	1.3	25 000	195000	487500
Водитель	2	1.3	25 000	39000	97500
Сварщик		1,3	30 000	39000	97500
Итого основная зарплата				637000	1 592 500
Дополнительная зарплата (7,9%)				50353	125807,5
Итого заработной платы				687323	1718307,5
Отчисления на соц. нужды (35,6%)				244687	611747,5
Итого				433636	15 222 342

Таблица 6.2.2 – Сметно-финансовый расчет затрат на расходные материалы и ГСМ при проведении буровых работ

Наименование	Цена за 1 у.е. рубли	Плановый расход в месяц у.е.	Требуемое кол-во для проведения работ	Расходы за месяц, тыс. руб	Общий расход тыс. руб
Коронка импрегнированная диаметром 95.6 мм	16 000	1	8	16	128
Коронка импрегнированная диаметром 75,3 мм	10 000	30	240	300	2400
Алмазный расширитель	8 000	10	80	80	640
Релитовый переход	5 000	10	80	50	400
Масло дизельное бочка 200л	48 000	2	16	96	768
Масло гидравлическое канистра 20л	2 624	5	40	13,12	104,96

Продолжение Таблицы – 6.2.2

Антифриз 2л	1200	1	8	1,2	9,6
Солярка Бочка 200л	10 000	155	1 240	1550	12 400
Бензин бочка 200л	9 000	1,5	12	13,5	108
Итого				2 119.82	16 958,56

6.2.3. Расчет амортизации

Бурильные трубы и комплекты ключей к ним относятся к первой амортизационной группе со сроком полезного использования от 1 года до 2 лет. Стоимость бурильных труб, задействованных в работе на участке и подверженных износу, составляет порядка 1,5 млн. рублей. Ежемесячная амортизация составит $1.5/12 = 0,125$ млн. рублей. За 11 месяцев работы мы должны заложить на амортизации 1,375 млн. рублей.

Буровая установка, автомобиль для доставки буровой бригады и расходных материалов, водовозка, компрессор, дизельная электростанция, вагон-дом и вагон-склад имеют общую приблизительную стоимость в 53 млн. рублей. Данная техника относится к третьей амортизационной группе со сроком эксплуатации от 3 лет до 5 лет включительно. Годовые амортизационные взносы составят $53/5=10,6$ млн. рублей. За 1 месяц $10,6/12= 0,88$ млн. рублей. За 11 месяцев 9,71 млн рублей.

Итоговая сумма на амортизацию составляет 10,7млн. рублей

6.2.4. Подсчет общей сметной стоимости

Таблица 6.2.4 Подсчет общей сметной стоимости

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость объема работ, руб.
1	А. Основные расходы	2 633 675
	1. Проектирование работ	46 685
	2. Проведение буровых работ	2 586 90
	Б. Сопутствующие работы и затраты	
	1.Транспортировка бригад и грузов 10% от Σ А	263 367,5

Продолжение Таблицы 6.2.4

2	Амортизационные отчисления	6 354168
3	Накладные расходы 12,9 % от ΣI	373 718,48
4	Плановые накопления 10,9 % от ΣI	315 777,63
	Компенсируемые затраты:	970 509,24
	Премии рабочим 33,5% от ΣI	970 509,24
5	Резерв 6 % ΣI	173 822,55
Всего по объекту		11 085 038,4
НДС – 20%		2 217 007,68
Всего по объекту с НДС		13 302 046,08

6.2.5. Календарный план

Таблица 6.2.5 – Выполнение работ на участке недр Замковая часть Берёзовской антиклинали

Наименование основных видов работ	Начало	Окончание
Проектирование работ	1.05.20	5.06.20
Организация полевых работ	5.06.20	20.06.20
Проведение буровых работ	20.06.20	23.05.21
Ликвидация полевых работ	24.05.21	15.06.21

6.3. Стоимость одного метра пробуренной скважины

Экономическая оценка эффективности бурения оценивается стоимостью одного метра пробуренной скважины. Зависимость общего вида для расчета стоимости метра имеет следующий вид:

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{T}{v_M} + \frac{T - T_6}{l_p} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (5.9)$$

Где $C_{ст}$ – стоимость станко-смены, руб.;

T – длительность станко-смены, ч;

v_M – механическая скорость бурения, м/ч

T_6 – время, затраченное на углубление ствола скважины, ч;

l_p – длина рейсовой проходки, м;

$Ц$ – стоимость бурового инструмента, руб.;

L – проходка буровым инструментом м.

При бурении снарядом без съемного керноприемника требуется подъем всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна, что еще более

снижает долю времени на углубление скважины T_6 . В этом случае разность $(T - T_6)$ в формуле (5,9) следует представить в виде суммы затрат времени на проведение спускоподъемной операции при определенной глубине скважины $(H - t_1)$ и затрат времени на замену изношенной буровой коронки и извлечение керна, отнесенных к одному метру бурения - t_2 . Время t_1 зависит от глубины скважины H и среднего времени спуска-подъема 1 м бурильной колонны K и может, таким образом, определяться из выражения $t_1 = (2 \cdot H \cdot K)$. С учетом полученного выражения формула (4) для случая колонкового бурения без съемного кернаприемника примет вид:

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K + t_2}{l_p} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6.0)$$

При колонковом бурении (ССК) при реализации рейса требуется выполнять подъем и последующий спуск кернаприемника для извлечения керна. Операции подъема кернаприемника с керном и спуска порожнего кернаприемника в колонну составляют цикл бурения ССК, тогда как рейсовая проходка - интервал бурения от спуска до подъема всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна или замены изношенного бурового инструмента. Таким образом, необходимость реализации рейса является неотъемлемой частью любого бурового процесса независимо от глубины скважины и других условий, а для завершения проходки скважины нужно сделать по крайней мере один полный рейс, тогда как цикл может выполняться только при использовании в бурении скважин комплексов ССК.

- Рейсовая проходка - углубка скважины на интервале от спуска бурильной колонны в скважину до подъема колонны из скважины в связи с необходимостью извлечения керна из колонковой трубы или замены изношенного бурового инструмента.

- Проходка за цикл - углубка скважины при бурении ССК на интервале от спуска кернаприемника в скважину до извлечения, заполненного керном кернаприемника из скважины.

Время t_3 на спуск-подъем керноприемника можно определить по следующей формуле:

$$t_3 = 2C \cdot H + t_4 \quad (6,1)$$

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

С учетом затрат времени на спуск-подъем керноприемника формула (4) для расчета стоимости одного метра бурения ССК будет выглядеть следующим образом:

$$C_M = \frac{C_{CT}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2HK + T_2}{l_p} + \frac{2CH + t_4}{l_{ц}} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6,2)$$

где $l_{ц}$ – проходка за цикл, м.

При бескерновом бурении длина рейсовой проходки равна общей проходке буровым инструментом, а, учитывая, что отбор керна не производится, зависимость (5,9) можно представить в виде:

$$C_M = \frac{C_{CT}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2K \cdot H + t_2}{L} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6,3)$$

Из зависимостей (5,9)–(6,3) следует, что стоимость метра бурения определяется такими параметрами, как механическая скорость бурения, стоимость бурового инструмента и его ресурс, затраты времени на вспомогательные операции. Для снижения стоимости метра скважины требуется повышать механическую скорость бурения, рейсовую проходку и проходку за цикл и время бурения, сокращая затраты производительного времени на вспомогательные операции. Существенно влияют на стоимость метра затраты на буровой инструмент.

При бурении ССК в случае, если используются достаточно стойкие коронки, за счет применения съемного керноприемника при бурении на глубину 1500 м доля времени чистого бурения составляет 70–75 %, в отличие от бурения «классического», при котором эта доля может быть не более 40–50%.

В случае, если проходка на коронку при бурении ССК составляет 30 м, а длина керноприемника – 2 м, то при равных значениях механических скоростей бурения применение ССК будет экономически выгодно даже при незначительной глубине скважины, при условии, что стоимость породоразрушающего инструмента будет оптимальной.

Для оценки экономической эффективности сравниваемых способов бурения или буровых инструментов следует произвести расчет по формулам (5,9) - (6,3), а вероятностную эффективность определить как разность стоимости метра бурения, полученной при сравниваемых технологиях и (или) инструментах:

$$\Delta C = C_M^I - C_M^{II} \quad (6,4)$$

Анализ формул для расчета стоимости бурения показывает, что огромное значение имеет стоимость породоразрушающего инструмента. При этом важно соответствие стоимости станко-смены и стоимости инструмента. Так, например, если стоимость станко-смены невелика, то использование дорогостоящего бурового инструмента начинает составлять основную часть затрат, следовательно, использование такого инструмента нецелесообразно.

При бурении применяют снаряд со съёмным керноприемником. Длина керноприемника равна 3 м, что ограничивает значение проходки за цикл $l_{ц}=3$ м. Ресурс буровой коронки $L=50$ м, её стоимость $Ц=16000$ рублей, длительность смены 12 ч, глубина скважины 325 м, времени $C = 2 \cdot 10^{-3}$ ч/м, $K=2 \cdot 10^{-3}$ ч/м, $t_2= 0,2$ ч, $t_4= 0$ (применение второго керноприемника) стоимость метра скважины будет равна:

$$C_M^I = \frac{32000}{12} \left(\frac{1}{3} + \frac{2 \cdot 325 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{50} + \frac{2 \cdot 325 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0}{3} \right) + \frac{16000}{130}$$

$$= 1207 \text{ руб}$$

При бурении скважины буровым снарядом без съёмного керноприемника произойдет рост затрат времени на проведение спуско-подъемных операций (СПО) и снижение доли времени углубления скважины T_6 .

$$C_M^{II} = \frac{32000}{12} \left(\frac{1}{4,5} + \frac{2 \cdot 325 \cdot 2 \cdot 10^{-3} + 0,2}{4,5} \right) + \frac{7000}{40} = 1656 \text{ руб}$$

$$\Delta C = C_M^I - C_M^{II} = 1207 - 1656 = -449 \text{ руб/м}$$

Вывод: По расчетным данным, основные расходы по проектно-сметным работа составили 306852,21 руб., Итоговые затраты времени на геологоразведочные работы 3,32 мес. В результате расчетов была доказана экономическая эффективность применения ССК. При бурении более глубоких скважин буровым снарядом без съёмного керноприемника увеличатся затраты и время на проведение спускоподъемных операций и снижение доли времени на углубление скважины. Большим достоинством ССК является сокращение спускоподъемных операций, что позволяет сохранить ствол скважины, и уменьшить простои.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В общей и геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, зоны возможных осложнений.

В технической части проекта произведен выбор и обоснование способа бурения, конструкция и профиля проектной скважины, типоразмеров коронок по интервалам бурения, режимы бурения для каждого интервала, очистного агента.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

Был выполнен сметно-финансовый расчет затрат проведения проектируемых работ и проанализированы вредные и опасные производственные факторы при проведении геологоразведочных работ и доказана экономическая эффективность применения ССК.

В специальной части дипломного проекта рассмотрены отечественные и зарубежные колонковые наборы со снарядами со съемным кернаприемником. Приведено их описание, технические характеристики.

CONCLUSION

In the general and geological part, the geographical and economic characteristics of the area of work, geological conditions of drilling, and areas of possible complications are presented.

In the technical part of the project, the selection and justification of the drilling method, the design and profile of the project well, the standard sizes of the crowns for the drilling intervals, the drilling modes for each interval, and the cleaning agent were made.

The issues of safety in the working area, environmental protection, and emergency situations are considered.

The estimated and financial calculation of the costs of carrying out the planned works was carried out, harmful and dangerous production factors were analyzed during geological exploration, and the economic efficiency of the SSC application was proved.

In the special part of the diploma project, domestic and foreign column sets with shells with a removable core receiver are considered. Their description and technical characteristics are given.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В. Г. Храменков, В.И. Брылин; – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 244 с.
2. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: Учебное пособие / В.В. Нескоромных. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: ИНФАРМ-М; Красноярск: Сиб. Федер. Ун-т, 2015. – 327 с.
3. Установка для алмазного колонкового бурения с поверхности. Официальный сайт. [электронный ресурс]
http://app.boartlongyear.com/brochures/LF70_TechData_Russian_April_2013%28lowres%29.pdf
4. Алмазные коронки серии UMX. Официальный сайт. [электронный ресурс]
[http://app.boartlongyear.com/brochures/UMX_TechData_Russian_March_2012\(App_Ready\).pdf](http://app.boartlongyear.com/brochures/UMX_TechData_Russian_March_2012(App_Ready).pdf)
5. Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор кернa при колонковом геологоразведочном бурении. – Л.:Недра, 1989. – 256 с.
6. Коломоец А. В., Ветров А. К. Современные методы предупреждения и ликвидации аварий в разведочном бурении. Изд. 2, перераб. и доп. М., “Недра”. 1977, 200 с.
7. Гончаров А.Е., Виниченко В.М. пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. М., Недрa, 1987, - 128 с.
8. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. – СПб.: ООО «Недрa», 2000. –712с с.
9. М.И.Исаев., Л.Л. Москалев., В.П. Нефедоров., В.П. Онишин, Ю.А., Яковлев. Зарубежные колонковые наборы для бурения со съемными керноприемникам. «ВИТР», 1973 г.
10. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020).

11. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.012-90 ССБЕ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
14. ГОСТ 12.3.050-2017. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
15. ГОСТ 12.4.125.-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов.
16. ГОСТ 12.1.005–88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
18. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
19. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
20. Кудайлов С.К. Бурение скважин в сложных условиях снарядами со съемными керноприемниками (ССК). – Алматы: КазНТУ, 2010. – 278 с.
21. Оптимизация геолого-разведочной системы: учебное пособие/ сост.: В.И. Власюк, А.Г. Калинин, А.А, Бер и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 359 с.