

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 Новоказанский 2 Новоказанского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)

УДК 622.143:553.94(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Черный Никита Евгеньевич		

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	Бондарчук И.Б.			

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.		

Томск – 2021 г.

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	Черному Никите Евгеньевичу

Тема работы:

Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке Новоказанский 2 Новоказанского 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 Новоказанский 2 Новоказанского каменноугольного месторождения (Кемеровская область)
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология и техника проведения буровых работ 2. Вспомогательные и подсобные цеха 3. Технология и техника бурения дегазационных скважин
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная геологическая карта района работ 2. Геологический разрез участка «Новоказанский 2» 3. Геолого-технический наряд 4. Схема размещения оборудования буровой установки УКБ-5С 5. Компоновка низа бурильной колонны для направленного бурения скважин 6. Буровая установка GEO 126P

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	Черный Никита Евгеньевич		

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	Бондарчук И.Б.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Черный Никита Евгеньевич

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 Новоказанский 2 Новоказанского 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	Черный Никита Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа 226Б	ФИО Черному Никите Евгеньевичу
----------------	-----------------------------------

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»:

1. <i>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.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственным единым сметным нормам и внутренним правилам организации
3. <i>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:

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

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 226Б	ФИО Черный Никита Евгеньевич	Подпись	Дата
----------------	---------------------------------	---------	------

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	13
ABSTRACT	14
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, гидросеть	16
1.1.3. Климат	17
1.1.4. Экономическая характеристика района работ	17
1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	18
1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ	19
1.3.1. Геолого-структурная характеристика	19
1.3.1.1. Литологическая характеристика района работ	19
1.3.1.2. Структура (тектоника) объекта	23
1.3.1.3. Полезные ископаемые	24
1.3.1.4. Характеристика качества углей	26
1.3.2. Гидрогеологическая характеристика района работ	27
1.3.3. Горно-геологические условия	27
1.3.4. Сведения о прогнозных ресурсах и запасах	28
1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ	29
1.4.1. Топографо-геодезические работы	29
1.4.1.1. Разбивочно–привязочные работы	31
1.4.1.2. Камеральные работы	33
1.4.2. Работы геологического содержания	34
1.4.2.1. Проектирование	34
1.4.2.2. Гидрогеологические работы	35
1.4.3. Геофизические исследования в скважинах (ГИС)	37
1.4.4. Лабораторные работы	39
1.5. Методика, условия и объемы проведения буровых разведочных работ ..	41

1.5.1. Методика проведения буровых работ	41
1.5.2. Объемы буровых работ	42
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ.....	43
2.1. Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения.....	43
2.2. Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	45
2.3. Разработка типовых конструкций скважин.....	45
2.3.1. Определение конечного диаметра скважины	46
2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению	47
2.4. Выбор буровой установки и бурильных труб.....	48
2.4.1. Буровой станок.....	50
2.4.2. Выбор бурильных труб	51
2.4.3. Буровой насос. Компрессор.....	51
2.4.4. Буровая вышка (мачта). Буровое здание	52
2.5. Выбор технологического бурового инструмента и расчет технологических режимных параметров бурения.....	53
2.5.2. Технология бурения по полезному ископаемому	58
2.5.3. Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения	59
2.6. Реализация намеченных мероприятий по закреплению стенок скважины	61
2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования	61
2.7.1. Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка.....	61
2.7.2. Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения.....	63
2.7.3. Проверочный расчет мощности привода бурового насоса	68
2.7.4. Расчет и выбор талевого системы и каната	70
2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин	71
2.9. Выбор источника энергии	75
2.10. Механизация спуско-подъемных операций	75

2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)	76
2.12. Монтаж и демонтаж бурового и силового оборудования	78
2.13. Ликвидация скважин	79
3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
3.1. Введение	81
3.2. Правовые вопросы обеспечения безопасности	81
3.3. Производственная безопасность	82
3.3.1. Мероприятия по устранению вредных факторов	83
3.4. Экологическая безопасность	89
3.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА	93
4.1. Организация ремонтной службы	93
4.2. Организация энергоснабжения	93
4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов	93
4.4. Транспортный цех	94
4.5. Связь и диспетчерская служба	94
5. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН	96
5.1. Дегазация угольных пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности	96
5.2 Дегазация выработанных пространств скважинами, пробуренными из горных выработок	100
5.3. Применение направленного бурения скважин для предварительной дегазации угольных пластов	103
5.4. Буровые установки, применяемые для бурения дегазационных скважин	104
5.4.1. Буровые установки для бурения дегазационных скважин с поверхности	104
5.4.2. Буровые установки для бурения дегазационных скважин из горных выработок	108
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	115

6.1. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ	115
6.1.1. Технический план	115
6.1.2. Расчет затрат времени	115
6.1.3. Расчет производительности труда, обоснование количества бригад, расчет продолжительности выполнения проектируемых работ.....	116
6.1.4. Проектные работы	117
6.2. Стоимость проектируемых работ (смета)	118
6.2.1. Сметно-финансовый расчет затрат	118
6.2.2. Расчет амортизации	120
6.2.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ	120
6.2.4. Календарный план	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	127

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 128 страниц, 13 рисунков, 28 таблицы, 20 источник.

Перечень ключевых слов: буровая установка УКБ-5С, участок «Новоказанский 2», уголь, КССК-76.

Объектом исследования является участок Новоказанский 2 Новоказанского 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 УКБ-5С и её составляющих; а также состав и характеристики используемого технологического инструмента.

ABSTRACT

Graduation qualification work includes 128 pages, 13 figures, 28 tables, 20 sources.

List of keywords: drilling rig UKB-5S, Novokazansky site, coal, KSSK-76.

The object of the study is the of the Novokazansky 2 Novokazansky 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 UKB-5S and its components, and the composition and characteristics of the process tool used.

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 рассмотрена технология и техника бурения дегазационных скважин. Исходными материалами для написания дипломного проекта, послужили материалы производственной практики, литературные источники.

На участке Новоказанский 2 Новоказанского каменноугольного месторождения будет проводиться бурение 107 разведочных скважин. Бурение колонковых скважин на рудопроявление. В данной работе предоставляется полное описание буровой установки УКБ-5С 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 Новоказанский 2 в административном отношении расположен на территории Прокопьевского и Новокузнецкого муниципальных районов Кемеровской области Российской Федерации. Ближайшие крупные промышленные центры, города Белово, Киселевск, Прокопьевск и Новокузнецк, размещаются соответственно в 57, 40, 42 и 41 км на северо-западе, западе, юго-западе и юге от границ участка. Населенные пункты на территории участка отсутствуют. Ближайшие населённые пункты к границам участка: с. Большая Талда, д. Малая Талда, д. Кыргай, д. Осиновка, д. Успенка и др. населённые пункты района связаны автомобильными дорогами с улучшенным покрытием. Железнодорожная магистраль Новокузнецк-Новосибирск располагается в 25 км к юго-западу от участка; автомобильная трасса Новокузнецк-Кемерово – в 35 км к юго-западу. Промышленные площадки горнодобывающих предприятий района имеют подъездные автомобильные дороги и железнодорожные пути, соответствующую инфраструктуру.

1.1.2. Рельеф, гидросеть

Ландшафт участка – горно-таежный. Участок расположен на водораздельной части р. Черновой Нарык, которая вдоль западной границы участка течет на юг, затем в 15 км поворачивает на север, приближается к восточной границе (в 2-3 км) участка недр Новоказанский-2 и далее в 10-12 км впадает в р. Томь. Рельеф участка сформирован р. Черновой Нарык с притоками Бобровка, Листвянка, Березовая-1, Черная Речка, Березовая-2. Рельеф изрезан логами протяженностью 0,5-1,2 км. Отметки рельефа в долине р. Черновой Нарык – 237 м (на западе), увеличиваются на водоразделах и увалах до 320 ÷ 365 м, понижаются к северо-восточной границе до 235 ÷ 220 м (в долине р. Березовая).

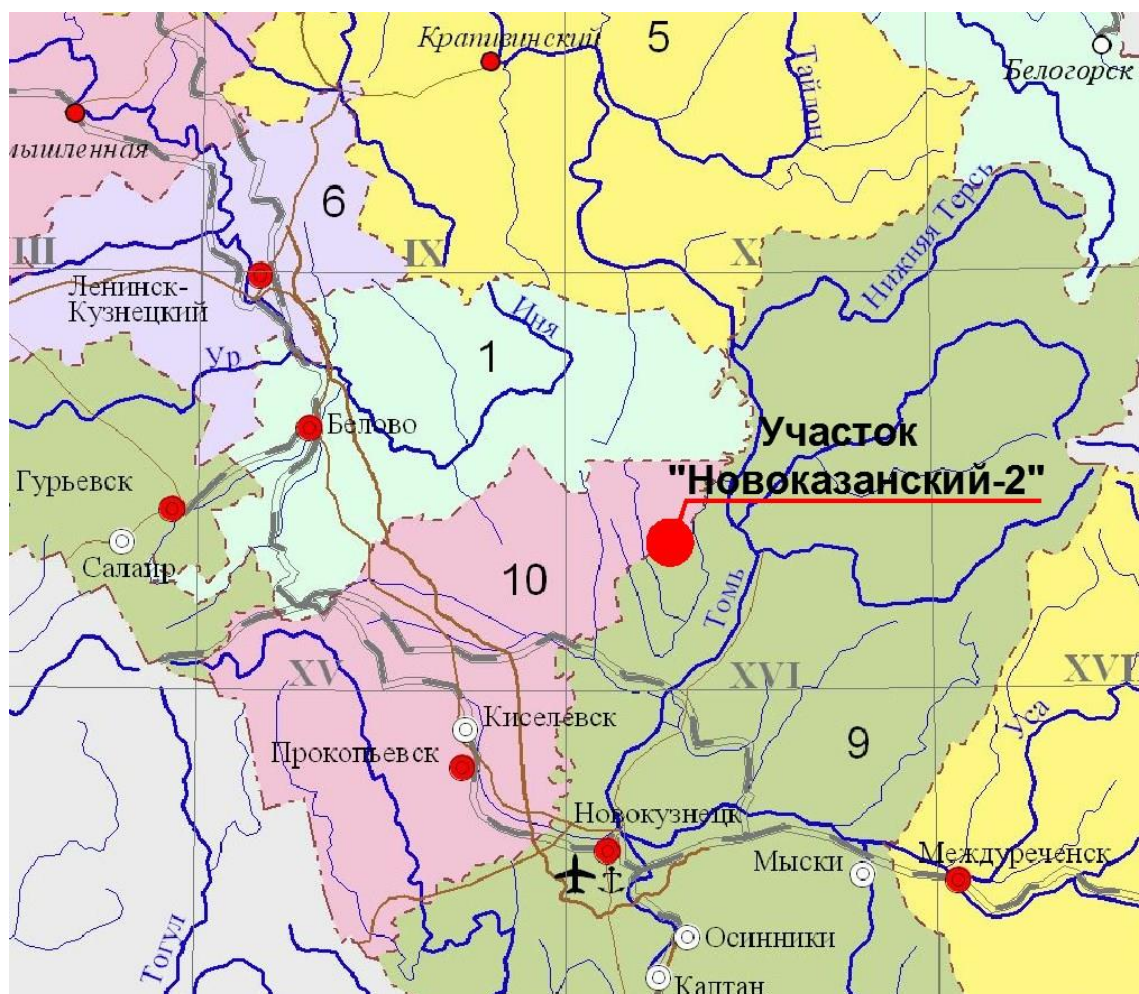


Рисунок 1.1 – Обзорно-административная карта района.

1.1.3. Климат

Климат района – резко континентальный. Холодная зима – 5 месяцев (с ноября по апрель). Глубина промерзания грунтов – от 0,4 до 2,5 м. Наиболее холодный месяц – декабрь (до $-43,9^{\circ}\text{C}$), наиболее жаркий – июль ($+36,7^{\circ}\text{C}$). Среднегодовое количество осадков – 514 мм.

1.1.4. Экономическая характеристика района работ

Участок недр Новоказанский 2 на юго-востоке имеет смежные границы с горным отводом участка Осиновский.

Вблизи границ участка недр «Новоказанский-2» находятся промышленные площадки предприятия ОАО «Кузбассразрезуголь»: разрез «Новоказанский Западный», поле разреза «Таежный» и разрез «Талдинский» участок «Жерновский 3», участок «Жерновский-1», ОАО «Новолипецкий мет. комбинат». Действующие предприятия связаны технологическими дорогами с железной дорогой.

Участок Новоказанский 2 расположен в границах горного отвода ООО «Газпром добыча Кузнецк». ООО «Газпром добыча Кузнецк» согласовал выделение данного участка при условии согласования будущим недропользователем условий отработки северной части участка недр Новоказанский 2.

1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Участок «Новоказанский-2» расположен в пределах геологического участка Новоказанский 1-2 Новоказанского месторождения. Участок разведан на стадии предварительной разведки в 1971-1972 гг. до гор. ± 0 м (глубина 250-350 м) сетью скважин через 1-2 км (между линиями), через 50-500 м в линиях скважин.

Запасы угля не утверждены ГКЗ, подсчитаны по кондициям для Талдинского месторождения углей (протокол ГКЗ №447-к от 24.10.1969 г.): минимальная мощность пласта – 2,0 м, максимальная зольность угля по пластопересечению, с учетом 100% участия в засорении внутрипластовых породных прослоев мощностью до 2-х м – 40%.

Результаты разведки и подсчета запасов изложены в геологическом отчете «Участки Новоказанские 1-2 в Ерунаковском районе Кузбасса» (Отчет по результатам предварительной разведки по сост. геологоробот на 01.01.1973 г.), ЗСГУ, трест Кузбассуглегеология, Левобережная ГРП, 1973 г.

До начала освоения лицензионного участка необходимо выполнить геологоразведочные работы стадии «разведка месторождения», по результатам

которых подготовить геологические материалы для разработки ТЭО постоянных разведочных кондиций для подсчета запасов каменного угля, выполнить ТЭО кондиций, утвердить кондиции, составить геологический отчет с подсчетом запасов и представить подсчитанные запасы угля на утверждение в ФБУ «ГКЗ».

1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1. Геолого-структурная характеристика

1.3.1.1. Литологическая характеристика района работ

Ерунаковский геолого-экономический район является стратотипом осадков кольчугинской серии для всего Кузнецкого бассейна.

В геологическом строении района принимают участие осадки палеозойского, мезозойского и четвертичного возраста. Палеозойские отложения представлены кольчугинской серией осадков средне-верхнепермского возраста, мезозойские – мальцевской и тарбаганской сериями триасового и юрского возраста.

Кольчугинская серия в пределах района подразделяется на кузнецкую, ильинскую и ерунаковскую подсерии.

Отложения *кузнецкой подсерии* (P_2kz) развиты на юге и юго-востоке района на стыке Ерунаковского и Араличевского районов. Отложения подсерии непродуктивны. Мощность составляет 700-800 м. Предметом геологического изучения не является.

На безугольных отложениях кузнецкой подсерии без какого-либо несогласия залегают осадки *ильинской подсерии* (P_2il), представленные двумя совершенно различными по угленосности свитами: казанково-маркинской и ускатской.

Нижняя – *казанково-маркинская* (P_2kzm) свита занимает обширные площади между Ерунаковским, Тагарышским и Красулинским месторождениями и почти повсеместно лишена рабочей угленосности. Только в

пределах западных месторождений в самой верхней части разреза свиты иногда присутствуют 1–2 угольных пласта (пласты «а» и «б») с рабочими значениями. Мощность отложений свиты достигает 990–1100 м.

Верхняя – *ускатская свита* (P_{2usk}) полностью вскрыта и изучена на Ерунаковском, Тагарышском и Красулинском месторождениях. В береговом разрезе р. Томи осадки свиты соответствуют интервалу от пласта 4 до 38, который стратиграфически увязывается с пластами Тагарышским 28 и Кыргайским 45. Мощность свиты составляет 500–900 м. Литологический состав ее типичный для бассейна. Циклы осадконакопления небольшие, отдельные слои песчаников достигают мощности 3–5 м. В разрезе преобладают глинистые разности. Отличается от осадков нижележащей свиты тем, что из 40 угольных пластов и пропластков 5–14 имеют устойчивую рабочую мощность 0,7–2,40 м.

Стратиграфически выше ильинской залегает *ерунаковская подсерия* (P_{2zer}), которая очень широко распространена почти на всей площади района, за исключением юго-западной части, где угленосные осадки свиты уничтожены процессами денудации. Нижняя граница свиты принята по кровле угольного пласта 38 (Тагарышского 28, Кыргайского 45), а верхняя проводится по слою отбеленных пород (древней коры выветривания), залегающих в 10–15 м выше самого верхнего пласта 103. Разрез ерунаковской подсерии представлен осадками трех свит: ленинской, грамотеинской и тайлуганской.

Ленинская свита (P_{2-3ln}) характеризуется неравномерностью циклов осадконакопления: мощные – 30–40 м слои песчаников чередуются с интервалами частого переслаивания песчаников и алевролитов. В отложениях свиты содержится до 24 пластов угля, большинство из которых обладает выдержанной мощностью от 0,70 до 5,0 м. Рабочая угленосность колеблется от 5 до 6 %. За верхнюю границу свиты принята кровля пласта 60, а на Соколовском (Красулинском) месторождении – кровля пласта Кыргайского 64. Мощность свиты 600–750 метров.

Грамотеинская свита (P_{3gr}) Сложена циклическим переслаиванием

песчаников, алевролитов и пластов углей. Наиболее крупные циклы осадконакопления приурочены к верхним горизонтам свиты, где отдельные слои песчаников и алевролитов достигают мощности 60 м. В разрезе свиты содержится до 12 пластов угля мощностью, в основном, 2–12 м. Рабочая угленосность достигает величины 10 и более %. Верхняя граница свиты установлена по почве пласта 78. Мощность свиты – 340–510 м.

Тайлуганская свита (P_{3tl}) является самым верхним стратиграфическим горизонтом не только подсерии и кольчугинской серии, но и верхним горизонтом всех палеозойских отложений бассейна. Мощность осадков свиты от почвы пл.78 до границы с триасом (до кровли пл. 103) составляет 720–1040 м. Условия осадконакопления и фациальный облик осадков даже в пределах района весьма неоднороден. По этой же причине наблюдается и крайняя невыдержанность угленосности и угольных пластов. Наибольшей промышленной угленосностью свита обладает в центральной части района. В восточном и северо-восточном направлениях мощные угольные пласты постепенно утончаются, расщепляются на самостоятельные угольные залежи, а иногда просто выклиниваются. В северо-западном направлении отчетливо просматривается вначале интенсивное нарастание количества и мощностей внутрипластовых породных прослоев, отщепление в кровлю и почву маломощных угольных пачек, а затем резкое расщепление угольных пластов на многочисленные тонкие пропластки из-за чего в разрезе наблюдается переслаивание тоненьких пластов с породой, не представляющих какого-либо практического интереса.

В центральной же части района в разрезе свиты содержится до 18 угольных пластов и основное их количество характеризуется мощностями от 8–10 до 14–18 метров. Рабочая угленосность превышает 14 %.

Верхнепалеозойские (пермские) отложения по границе с Центральным районом, и на Кыргай-Георгиевской синклинали Ерунаковского района перекрываются осадками *нижнемальцевской свиты (T_{1m})* мальцевской серии

триасового возраста. Граница между пермскими и триасовыми отложениями проводится по литологическим признакам в 16–20 метрах выше самого верхнего угольного пласта по появлению туфогенных пород или по слою отбеленного алевролита древней коры выветривания. Исходя из того, что туфогенные породы триаса оказались более подвержены процессам выветривания, чем осадки пермского возраста, мощность отложений нижнемальцевской свиты в районе достигает 535 м.

В нижней части разреза свиты среди темных туфогенных пород с нечетким контактом залегает силл базальта мощностью до 12 м. В породах триаса встречаются вкрапления и включения цеолита.

Нижнемальцевская свита трансгрессивно перекрывается более молодыми осадками *тарбаганской серии* (J_{1-2}) юрского возраста. На территории района юрские отложения присутствуют в ядре Кыргай-Георгиевской и Караканской синклиналей, в зоне их максимального погружения.

От нижнемальцевской свиты в Кыргай-Георгиевской синклинали тарбаганская серия отделена слоем конгломерата мощностью 3,0 м. На Караканском месторождении юрские отложения залегают на размытой поверхности триаса и палеозоя с ясно выраженным угловым несогласием (10–35°).

Вскрытая мощность юрских отложений на Жерновском профиле – 180 м, на Караканском месторождении – 270 м. По литологическому составу они представлены двумя совершенно различными толщами. В основании юрских отложений залегает безугольная толща мощностью 120–210 м, сложенная светло- и пепельно-серыми песчаниками различного гранулометрического состава с прослоями и линзами гравелитов и конгломератов. Выше залегает угленосная толща, сложенная более мелкозернистыми породами и 5–16 угольными пластами мощностью от 0,10 до 4,5 м. Мощность угленосной толщи изменяется от 55 до 110 м.

Отложения палеозоя и мезозоя повсеместно перекрыты чехлом четвертичных отложений, представленных чаще суглинками, реже глинами и галечниками. Мощность покрова меняется от 1,0 до 10,0 м в пониженных формах рельефа и на южных склонах, до 40,0–50,0 м – на водоразделах и северных склонах.

1.3.1.2. Структура (тектоника) объекта

В Ерунаковском геолого-экономическом районе четко выделяются две различные по характеру тектонические зоны. Юго-западная часть района – отдельный тектонический блок, ограниченный крупными региональными зонами разломов: Соколовским взбросом на ЮЗ и Иганинским (Виноградовским) на СВ, представляет полосу развития напряженных линейных структур (Присалаирская зона линейных складок). Для этой зоны типичны узкие вытянутые по длинной оси брахискладки.

Северо-восточная часть района резко отличается от вышеописанной тем, что здесь развиты различно ориентированные пологие структуры.

Зона линейных складок объединяет Красулинскую, Кыргайскую (Соколовскую), Караканскую и Успенскую брахисинклинали; Анисимовскую, Тагарышскую, Евтинскую, Демьяновскую и Виноградовскую антиклинали. Общим для этих структурных элементов является согласное с Салаирским кряжем простирание осей и разломов. Оси складок меняют направление как по простиранию, так и в вертикальной плоскости.

К местам антиклинальных перегибов замков синклиналиных складок нередко приурочены поперечные или диагональные разломы, разделяющие складки на отдельные тектонические блоки. Углы падения крыльев складок непостоянны, но как правило их юго-западные крылья оказываются более крутыми и в большей степени поражены элементами тектоники.

Антиклинальные складки в районе почти повсеместно поражены региональными дизъюнктивами – Соколовским, Иганинским (Виноградовским) Успенским и Воробьевским взбросами. Все взбросы имеют северо-западное

падение, обладают довольно мощными (до нескольких сотен метров) зонами смятия и сопровождаются многочисленными апофизами, с согласным и несогласным с основным нарушением падением и простираением.

Восточнее Демьяновской и Виноградовской антиклиналей происходит переориентировка осей складок от меридиональных к широтным, появляются широкие пологие структуры со слабопроявляющейся дополнительной складчатостью. Небольшим развитием в этой части района пользуются крупные дизъюнктивы, зато довольно интенсивно проявляются мелкоамплитудные и небольшие по протяженности разломы, особенно в зонах антиклинальных перегибов угленосной толщи. Основными пликативными структурами в этой части района являются Нарыкская, Жерновская, Маркино-Никольская антиклинали; Кыргай-Георгиевская, Талдинская, Усковская и Ерунаковская синклинали.

Помимо того, что восточная часть района характеризуется более простым тектоническим строением, в этой части района отмечена повышенная угленосность. Почти все месторождения и участки, пригодные для открытой добычи угля, располагаются в восточной части района. Она же до сих пор остается слабо изученной территорией. Не исключено, что это и является причиной и основанием для прогнозирования довольно простой тектонической обстановки в этой части района.

1.3.1.3. Полезные ископаемые

Угленосные отложения участка недр «Новоказанский-2» относятся к кольчугинской серии, верхнекольчугинской подсерии верхнепермского возраста и подразделяются на тайлуганскую (пласты с 103 по 78) и грамотеинскую свиты пласты с 73-72 по 67^a (сверху вниз). В отложениях участка вскрыто до 30 пластов и отщепленных пачек угля (пласты с 103 по 67^a), из них 27 пластов и пачек имеют мощность более 2,0 м. Согласно действующих «Методических рекомендаций по применению Классификации запасов...» все пласты участка относятся к средним

по мощности (от 2 до 15 м), т.к. планируются к отработке открытым способом. Литологический состав породных слоев участка: алевролиты -52%, песчаники - 26%, аргиллиты и углистые породы - 11%, уголь – 11%.

Характеристика угольных пластов участка приведена в таблице 1.

Таблица 1.1 – Характеристика угольных пластов участка «Новокозанский-2»

Пласт	Мощность пласта, м, от-до/ среднее	Степень выдержанности угольного пласта	Строение пласта	Группа по мощности для открытой отработки
103	2,25-3,55 / 2,79	относительно выдержанный	сложное	средняя
102	4,0-7,05 / 5,14	относительно выдержанный	сложное	средняя
101	1,85-3,9 / 2,73	относительно выдержанный	сложное	средняя
98-97	2,55-4,2 / 3,33	относительно выдержанный	сложное	средняя
94-93	2,0-8,0 / 6,03	относительно выдержанный	сложное	средняя
94	5,2-6,71 / 6,35	выдержанный	сложное	средняя
93	3,06-3,86 / 3,52	выдержанный	сложное	средняя
92	0,8-4,87 / 2,69	относительно выдержанный	сложное	средняя
91	5,77-16,8 / 9,37	относительно выдержанный	сложное	средняя
91a	1,9-3,0 / 2,54	относительно выдержанный	сложное	средняя
88-87	2,0-7,1 / 4,53	относительно выдержанный	сложное	средняя
88	1,23-1,60 / 1,40	выдержанный	простое	тонкая
87	1,3-3,4 / 2,71	выдержанный	сложное	средняя
86-84	10,55-17,25 / 14,40	выдержанный	сложное	средняя
82	5,0-5,95 / 5,27	выдержанный	сложное	средняя
81-80ВП	12,8-14,9 / 14,2	относительно выдержанный	сложное	средняя

81	3,5-4,2 / 3,75	выдержанный	простое	средняя
80	2,2-2,6 / 2,4	выдержанный	простое	средняя
80нп	3,5-3,7 / 3,6	выдержанный	простое	средняя
78	3,3-9,65 / 7,89	выдержанный	сложное	средняя
73-71	9,6-12,8 / 12,12	выдержанный	сложное	средняя
70	1,8-2,6 / 2,13	выдержанный	простое	тонкая
70а	1,1-1,4 / 1,28	выдержанный	простое	Тонкая
69	4,9-6,05 / 5,56	выдержанный	сложное	средняя
68	3,65-4,55 / 4,30	выдержанный	сложное	средняя
67	3,55-4,2 / 3,82	выдержанный	сложное	средняя
67а	1,3-3,8 / 2,08	относительно выдержанный	сложное	тонкая
66	0,92–2,04 / 1,47	относительно выдержанный	сложное	тонкая

1.3.1.4. Характеристика качества углей

Марочный состав углей – Д, ДГ, Г и ГЖО (по ГОСТу 8162-59). Угли марок Д+ДГ составляют 86,7% от общего количества запасов. По материалам геологического отчета зольность чистого угля (ЧУП) по 13 пластам изменяется от 7,2 до 10%, по 14 пластам - от 10 до 14%; зольность угля с засорением породой прослоев увеличивается по 15 пластам от 10,5 до 20%, по 12 пластам от 20 до 27-31%; выход летучих веществ – от 35,4 до 41,6%; толщина пластического слоя – от королька «а» до намечается ÷ 13 мм, сера общая – 0,23-0,33%; фосфор – 0,021-0,61%; отражательная способность витринита – 73,6 ÷ 79,7; теплота сгорания рабочего топлива – 5430-6090 ккал/кг; обогатимость угля преимущественно средняя. Угли пластов до 4-6 м от поверхности коренных пород непригодны для использования, а ниже, до глубины 40-45 м – окисленные. Нижняя граница зоны окисления почти повсеместно находится ниже уровня подземных вод на 10-40 м. На стадии предварительной разведки не произведено разделение окисленных

углей на II и I группы, поэтому и запасы их подсчитаны без деления на группы. Угли оцениваются как высококалорийное энергетическое топливо.

1.3.2. Гидрогеологическая характеристика района работ

На участке выделяется три водоносных комплекса: четвертичных отложений (спорадически), триасовых отложений (у северной границы), пермских угленосных отложений (повсеместно). Четвертичные отложения имеют мощность 5 ÷ 15 м, на водоразделах – до 50 м, обводнены неравномерно, т.к. представлены суглинками, глинами, в связи с чем имеют низкие фильтрационные свойства. Обводненность триасовых отложений также незначительная, так как представлены преимущественно глинистыми фракциями. В угленосных отложениях выделяются две зоны: верхняя – зона интенсивной трещиноватости (до глубины 110-160 м на водоразделах и до 50-75 м в пониженных частях рельефа); нижняя – зона затухающей трещиноватости, где процессы физического выветривания не сказываются. По предварительной оценке ожидаемый водоприток подземных вод составит 650-700 м³/час с увеличением в период снеготаяния и дождей. Временное водоснабжение можно осуществить за счет вод юрских отложений в 1-3 км севернее участка. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно – натриевые, реже кальциево-магниевые. Воды мягкие, умеренно жесткие, слабощелочные, не агрессивны к металлам, по предварительным данным – пригодны для хозяйственно-питьевых целей.

1.3.3. Горно-геологические условия

Горно-геологические условия освоения участка недр Новоказанский 2 прогнозируются как относительно простые в связи с отсутствием выявленных, на данной стадии геологической изученности, разрывных нарушений и дополнительной складчатости. Угли склонны к самовозгоранию. Угли участка (с выходом летучих веществ более 10%) относятся к опасным по взрываемости

угольной пыли и, соответственно, являются пылеопасными. Углевмещающие породы по содержанию свободной двуокиси кремния (SiO₂) относятся к силикозоопасным. Естественная радиоактивность пород фоновая.

Зона метановых газов залегает на глубинах 110-365 м. Какой-либо закономерности изменения газоносности по простиранию пластов не установлено. До глубин 250-350 м обнаружено наличие повышенных содержаний углекислого газа.

Необходимо провести комплекс работ по изучению газоносности угольных пластов.

Угленосные отложения представлены преимущественно алевролитами и в меньшей степени песчаниками разномерными. Физико-механические свойства пород на участке недр не охарактеризованы в геологическом отчете.

В целом горно-геологические и гидрогеологические условия отработки участка недр Новоказанский 2 являются типичными для Кузбасса и удовлетворительными для открытой разработки угольных пластов.

1.3.4. Сведения о прогнозных ресурсах и запасах

В границах участка Новоказанский 2 запасы угля составляют порядка 292,4 млн. тонн (балансовые) и 31,1 млн. тонн (забалансовые) технологических марок «Д», «ДГ», «Г», «ГЖО» и группы окисленных углей.

Данные запасы угля государственную экспертизу не проходили. Указанные запасы подсчитаны в составе геологического участка «Новоказанские 1-2», на котором выполнена в 1971-1972 гг. предварительная разведка, по результатам которой запасы были рассмотрены и приняты геолого-техническим советом треста «Кузбассуглегеология» (протокол от 27.04.1973 г. № 1075) в составе геологического отчета «Участки Новоказанские 1-2... по состоянию на 01.01.1973г.».

Запасы угля подсчитаны по кондициям для Талдинского месторождения углей (протокол ГКЗ №447-к от 24.10.1969 г.): минимальная мощность пласта –

2,0 м, максимальная зольность угля по пластопересечению, с учетом 100% участия в засорении внутрипластовых породных прослоев мощностью до 2-х м – 40%.

Государственным балансом запасов полезных ископаемых по нераспределенному фонду недр в разделе «Перспективные для разведки месторождения и участки для разрезов» на участке Новоказанский 2 учитываются балансовые запасы угля участка, забалансовые не учитываются. Забалансовые запасы угля геологического участка «Новоказанские 1-2» отнесены Кузбасской секцией НТС Сибнедра к прогнозным ресурсам категории P_1 (протокол от 09.12.2016 № 5287).

Северная часть и нижние горизонты участка Новоказанский 2 находятся вне границ геологических участков и подсчета запасов. В связи с этим в границах северной части и нижних горизонтов участка оценены прогнозные ресурсы угля категории P_1 в количестве 5630 тыс т и приняты на заседании Секции НТС Сибнедра по Кемеровской области (протокол от 09.12.2016 № 5287).

С учетом выполненной переквалификации запасов в границах участка Новоказанский 2 содержатся прогнозные ресурсы и запасы каменного угля в количестве 329142 тыс.т. по категориям C_1+P_1 технологических марок «Д», «ДГ», «Г», «ГЖО» и группы окисленных углей.

1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ

1.4.1. Топографо-геодезические работы

На основании геологического задания по разведке участка «Новоказанский 2» на проектируемой площади будет пробурено 107 геологоразведочных выработок. Целью проектируемых топографо-геодезических работ является перенесение в натуру проекта расположения геологоразведочных скважин и определение их планово – высотных координат относительно пунктов Государственной геодезической сети (ГГС), необходимых для создания графического обоснования на топографическом

плане, используемого при построении геологических разрезов геологоразведочных скважин и карт выходов угольных пластов под наносы, для подсчета запасов каменного угля на изучаемой площади.

Топографо-геодезические работы, включая транспортировку с базы партии на участок работ и обратно, находятся в полной зависимости от графика геологоразведочных работ. Выноска проектных скважин в натуру и инструментальная привязка пробуренных, будет осуществляться по мере их отбуривания.

Рельеф участка увалисто-долинного типа со сглаженными водоразделами: расчлененными, широкими с пологими бортами долинами временных водотоков и логов.

Устойчивый снежный покров удерживается с начала ноября до конца апреля. Мощность снежного покрова в зависимости от рельефа и господствующих ветров колеблется от 0.3 до 2.0 м. В зависимости от этого глубина промерзания почвы от 0.1-0.3 м до 2.5 м.

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.

Климат резко континентальный с коротким жарким летом и длительной холодной зимой.

Согласно графика проведения геологоразведочных работ 50% топографо-геодезических работ приходится на ненормализованный период, поэтому к нормам времени будет применен поправочный коэффициент за ненормализованный период $K = 1.18$ (ССН-93, вып.9).

Комплекс топографо-геодезических работ включает:

- перенесение на местность проектного положения устьев геологоразведочных скважин;
- закрепление на местности их проектного положения;
- планово-высотная привязка отбуренных скважин;

- обработка результатов планово-высотной привязки устьев отбуренных геологоразведочных скважин;

- составление каталога координат и высот привязанных геологоразведочных скважин.

Весь комплекс разбивочно - привязочных работ будет выполняться бригадой из 2-х человек.

1.4.1.1. Разбивочно–привязочные работы

На основании геологического задания на участке работ будет пробурено 330 геологоразведочных скважины, для чего необходимо выполнение комплекса разбивочно - привязочных работ.

Из-за неравномерного распределения пунктов ГГС на изучаемой площади и для обеспечения необходимой точности разбивочно - привязочных работ, будет создано рабочее геодезическое обоснование в виде аналитических точек, координаты которых будут определены при помощи геодезической аппаратуры Ashtech Pro Mark 100 (или аналогичной по точности аппаратурой). Аналитические точки будут закреплены знаками временного типа. В качестве знаков временного типа будут использованы металлические стержни диаметром до 2 см., забитыми в грунт на 0.4-0.6 м, рядом с которыми будут установлены сторожки. Знаки временного типа окапываются канавкой диаметром 0.8 м. (Инструкция по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ. Новосибирск, 1997 г., стр. 22-25).

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

Выноска проектных скважин в натуру будет выполняться электронным навигатором GPS MAP 78S №1Q F020835.

Вынесенные на местность точки геологоразведочных 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 $\pm 2^\circ$, а на основании требований Инструкции по производству маркшейдерских работ, изд. М., Недра, 1987 г, согласно которой предельная погрешность определения положения устьев скважин при разведке месторождений, не должна превышать: в плане 1.0 м; по высоте 0.3 м (пункт 3.1.8), возникает необходимость инструментальной привязки отбуренных скважин, которая будет производиться геодезической аппаратурой Ashtech Pro Mark 100 с двумя GNSS-приемниками и антеннами ASH-600 № № 5342 и 5408, точность измерения планово-высотных координат которой: статика в постобработке – 5 мм \pm 1 мм; кинематика в постобработке – 12 мм \pm 2 мм/км; SBAS = < 50 см; DGPS = < 30 см.

Привязка устьев отбуренных скважин будет выполняться в режиме Statik (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.

В комплекс работ по привязке пробуренных скважин входят следующие процессы:

- установка GNSS – приемника на точке с известными координатами;
- соединение с антенной ASH-600;
- подключение питания;
- ввод всех, необходимых для работы системы, данных;
- пеший переход до определяемой точки (отбуренной геологоразведочной скважины);

- установка второго GSNN-приемника на точке, планово-высотные координаты которой подлежат определению (отбуренной геологоразведочной скважины);

- подключение питания;

- ввод данных, необходимых для работы аппаратуры;

- запись данных;

- по истечении, необходимого (оптимального) для качественного измерения, промежутка времени, аппаратура на определяемой точке отключается и готовится для перехода на следующую точку, планово-высотные координаты которой необходимо определить.

Работы по привязке отбуренных скважин будут производиться с использованием программного обеспечения Pro Mark Field. Позиции точек определяются с точностью до сантиметра через проект с постобработкой, т.е. координаты отснятых точек будут сосчитаны с сантиметровой точностью на компьютер после сбора сырых данных в поле.

Дальнейшая обработка и уравнивание выполняется на компьютере по программе GNSS Solutions. Система координат 1942 года, Балтийская 1977 года система высот.

Все, используемые при разбивочно-привязочных работах приборы и оборудование, прошли метрологические исследования в г. Новосибирске в Федеральном государственном унитарном предприятии Производственного объединения «Инженерная геодезия». По результатам выполненных исследований и поверок приборы и оборудование признаны пригодными для выполнения топографо-геодезических работ (Свидетельство № 1615 от 7.08.2013 г.).

1.4.1.2. Камеральные работы

Камеральные работы при определении координат геодезической спутниковой аппаратурой состоят из следующих процессов:

- 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 геологоразведочных скважин;
- составление топографо-геодезического отчета.

1.4.2. Работы геологического содержания

1.4.2.1. Проектирование

Процесс проектирования включает в свой состав:

- тщательное изучение и систематизация имеющейся геологической информации по проектируемому участку и сопредельным с ним территориям;
- построение плана выходов и геологических разрезов, с нанесением на них фактического материала, определение методики ведения работ и плотности разведочной сети с последующим указанием их на вышеуказанной графической основе;
- составление и согласование с Заказчиком и региональным управлением «Кузбасснедра» Геологического задания на производство работ с конкретным указанием стоящих перед разведкой задач, способах их решения и получаемых конечных результатов;
- согласование с Заказчиком работ (недропользователем) методики разведки и запроектированных объёмов и видов работ;

- составление, согласование и утверждение проектно-сметной документации в соответствии с существующими требованиями и правилами.

К работе по составлению проектно-сметной документации (ПСД) привлекаются наиболее опытные сотрудники предприятия из числа геологического, геофизического и производственного персонала, способные обеспечить, при минимальных запроектированных объемах и затратах, полное выполнение стоящих перед разведкой задач.

Работы по проектированию выполняются под контролем руководителей и главных специалистов геологоразведочного предприятия.

Определение стоимости работ по составлению ПСД осуществляется по фактически затраченному времени исполнителями работ исходя из существующих на момент составления проекта должностных окладов.

Кроме прямых затрат на составление ПСД в смете расходов необходимо предусмотреть затраты на проведение экспертизы и согласование проекта.

1.4.2.2. Гидрогеологические работы.

Ландшафт участка – горно-таежный. Участок расположен на водораздельной части р. Черновой Нарык, которая вдоль западной границы участка течет на юг, затем в 15 км поворачивает на север, приближается к восточной границе (в 2-3 км) участка недр Новоказанский-2 и далее в 10-12 км впадает в р. Томь. Рельеф участка сформирован р. Черновой Нарык с притоками Бобровка, Листвянка, Березовая, Черная Речка, Березовая. Рельеф изрезан логами протяженностью 0,5-1,2 км. Отметки рельефа в долине р. Черновой Нарык – 237 м (на западе), увеличиваются на водоразделах и увалах до 320 ÷ 365 м, понижаются к северо-восточной границе до 235 ÷ 220 м (в долине р. Березовая).

На участке выделяется три водоносных комплекса: четвертичных отложений (спорадически), триасовых отложений (у северной границы), пермских угленосных отложений (повсеместно). Четвертичные отложения

имеют мощность 5 ÷ 15 м, на водоразделах – до 50 м, обводнены неравномерно, т.к. представлены суглинками, глинами, в связи с чем имеют низкие фильтрационные свойства. Обводненность триасовых отложений также незначительная, так как представлены преимущественно глинистыми фракциями. В угленосных отложениях выделяются две зоны: верхняя – зона интенсивной трещиноватости (до глубины 110-160 м на водоразделах и до 50-75 м в пониженных частях рельефа); нижняя – зона затухающей трещиноватости, где процессы физического выветривания не сказываются. По предварительной оценке ожидаемый водоприток подземных вод составит 650-700 м³/час с увеличением в период снеготаяния и дождей. Временное водоснабжение можно осуществить за счет вод юрских отложений в 1-3 км севернее участка. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно – натриевые, реже кальциево-магниевые. Воды мягкие, умеренно жесткие, слабощелочные, не агрессивны к металлам, по предварительным данным – пригодны для хозяйственно-питьевых целей.

Целью разведочных работ данной стадии является: изучение гидрогеологических условий с детальностью, обеспечивающей получение исходных данных с целью подготовки запасов угля для промышленного освоения.

В связи с этим необходимо изучить:

- вероятные основные источники формирования водопритоков в будущие горные выработки;
- площади распространения, мощности, глубину залегания водоносных горизонтов;
- химический состав и агрессивные свойства подземных вод и возможность их использования;

На данной стадии разведки предусматриваются следующие виды работ:

- элементарные гидрогеологические наблюдения;
- опытно-фильтрационные работы;

- гидрогеофизические исследования;
- изучение качества подземных вод.

Элементарные гидрогеологические наблюдения будут заключаться в замере уровня и поглощения промывочной жидкости в процессе бурения скважины.

Опытные откачки проектируются с целью прослеживания водопроницаемости отложений по площади и в разрезе в различных геолого-геоморфологических условиях, расчёта гидрогеологических параметров, расчёта коэффициента пьезопроводности (уровнепроводности), для выяснения взаимосвязи между подземными водами.

Гидрогеофизические исследования проектируются в скважинах для выделения в разрезе водоносных зон, определения перетока, расчёта параметров.

Гидрогеофизические исследования: резистивиметрия и расходометрия будут выполняться после проведения откачки и восстановления статического уровня воды во всех трех скважинах с откачками.

Изучение качества подземных вод производится для определения химического состава и агрессивных свойств подземных вод, оценки пригодности для хозяйственно-питьевых целей, получения исходных данных выбора мероприятий по охране окружающей среды.

1.4.3. Геофизические исследования в скважинах (ГИС)

Геофизические исследования скважин (ГИС) предусматриваются для решения следующих основных задач:

- выявление угольных пластов в разрезах скважин, определение их мощности, строения и глубины залегания;
- литологическое расчленение пород в разрезах скважин;
- выявление интервалов разуплотненных (трещиноватых, нарушенных) пород и разрывных нарушений, определение синонимии угольных пластов;

-решение технических задач (определение диаметра скважин, положения башмака обсадной колонны, уровня бурового раствора).

Для решения этих задач предусматривается проведение во всех скважинах стандартного комплекса ГИС:

- каротаж сопротивлений фокусированным зондом - КС;
- гамма-каротаж (измерение естественной радиоактивности) – ГК;
- гамма-гамма-каротаж (измерение рассеянного жесткого гамма-излучения, размер зонда 0,35 м, источник кобальт-60) – ГГК;
- селективный гамма-гамма-каротаж (измерение рассеянного мягкого гамма-излучения, размер зонда 0,05 м, источник излучения Am-241) – ГГКС;
- кавернометрия (КМ);

Перечисленный комплекс ГИС является стандартным для угольных месторождений Кузбасса, применяется десятки лет и в дополнительном обосновании не нуждается.

Кроме того, в отдельных скважинах предусматриваются дополнительные исследования для решения специальных задач:

- для определения пространственного положения стволов скважин проектируется инклинометрия в скважинах глубиной более 200 м. Все проектируемые скважины вертикального заложения.

Расстояние от базы Каротажной партии до участка составляет 60 км, в том числе: 55 км по дорогам 1 группы, 5 км по бездорожью.

Гидрогеофизические исследования предусматривается провести в одной скважине группы 25 в объеме 28,5 м; в трех скважинах группы 100 в объеме 215,6 м; в семи скважинах группы 300 в объеме 1514,1 м. Объемы резистивиметрии и расходомерии в пересчете на одну скважину составляют:

Инклинометрия будет выполнена в скважинах глубиной более 200м. Общий метраж скважин глубиной более 200 м по группе 300м составит 8477 м (30 скв.), по группе 500 – 2384 м (9 скв.). Объем инклинометрии в пересчете на одну скважину составит:

Масштаб детализации угольных пластов - 1:50. Объем детализации предусматривается на каждое пересечение угля с тем, чтобы в каждом интервале детализации находилась одна метка глубин и не менее 3-х метров кровли и 2-х метров почвы. По группам на каждую скважину объем детализации составит:

На каждую скважину предусматривается по одному выезду для выполнения стандартного комплекса и дополнительно 11 выездов для выполнения гидрогеофизических исследований – всего 118 выездов.

ГИС будут выполняться каротажной станцией СК-1-74м с использованием скважинных приборов БКР-3М (КС, ГК, ГГК), КУРА-2 (ГГКС), КМ-3 (кавернометрия). Масштабы регистрации физических величин и скорости подъема кабеля будут определяться технической инструкцией на проведение каротажа.

Инклинометрия будет выполняться аппаратурой с цифровой записью – ИММН-42, или с аналоговой записью – КИТ-3.

При выполнении расходомерии будет использован прибор – РЭС-2.

Результаты работ предусмотрено передавать Заказчику в виде сводных копий каротажных диаграмм на бумажных носителях (1:200, 1:50) и их электронной копией.

1.4.4. Лабораторные работы

Изучение показателей качественных параметров углей, определение их марочной принадлежности и технологических свойств будет проводиться по керновым пробам из разведочных скважин, а определение химического состава воды – по отобраным пробам воды при откачках.

Всего проектом предусмотрено получить 347 опробуемых пластопересечения угольных пластов. По существующей методике опробования, исходя из мощностей, строения угольных пластов и места отбора проб (в зоне окисления или вне нее) по запроектированному количеству пластопересечений

предполагается отобрать 1700 проб. Из них в предполагаемой зоне окисления – 107 проб.

Планирование количества определений и видов лабораторных исследований проводится в соответствии с нормативами, рекомендованными в «Методике разведки угольных месторождений Кузнецкого бассейна» 1978 г. гор. Кемерово.

Основные параметры качества – влажность, зольность, выход летучих веществ, пластометрия (спекаемость) – определяются во всех отбираемых в процессе бурения угольных пробах (во всех секционных или попачечных угольных пробах).

Для определения марочной принадлежности углей по ГОСТ 25543–2013 кроме вышеназванных показателей необходимы сведения и данные по показателю «отражение витринита» и содержанию в углях отошающих компонентов. Определение этих и других показателей качественных параметров, в соответствии с рекомендацией вышеназванной методики, проводится в количестве 5 – 10 и 15 – 20 определений для каждого целевого угольного пласта. Исходя из того, что на участке работ планируется получить от 3 до 71 подсечений каждого пласта (в среднем – 33) рекомендуемые количества определений показателей качества принимаем минимум 10. В соответствии с существующей методикой обработки и исследования керновых угольных проб все поступающие в лабораторию пробы в обязательном порядке и в первую очередь исследуются на зольность. По результатам этих исследований пробы с зольностью ниже 10% направляются для проведения дальнейших исследований, а с зольностью более 10% подвергаются предварительному обогащению флотацией. По причине сложного строения большинства угольных пластов участка (от 1 до 5-9 прослоев в пласте (в среднем 5 прослоя), большинство доставляемых в лабораторию угольных проб будет обладать повышенными значениями зольности и лишь незначительная их часть, примерно 20%, окажется малозольной. Следовательно, 80% проб будут подвергнуты обогащению флотацией.

1.5. Методика, условия и объемы проведения буровых разведочных работ

1.5.1. Методика проведения буровых работ

По всем геологическим признакам и характеристикам участок Новоказанский 2 относится к многопластовым месторождениям закрытого типа. По прогнозным данным ожидается, что данный участок по характеру угленосности и сложности геолого–тектонического строения будет соответствовать 2 группе сложности по классификации ГКЗ.

Минимальная глубина разведки (минимальная глубина залегания нижнего целевого угольного пласта) – 8 м; максимальная – 405м от дневной поверхности.

Основной задачей проектируемых разведочных работ является получение сведений о стратиграфии, угленосности продуктивных отложений участка, особенностях его геолого-тектонического строения, качественных параметрах углей, а также получение сведений по горно-геологическим и гидрогеологическим условиям отработки запасов.

Исходя из определённых геологическим заданием задач, глубины разведки и особенностей геологического строения участка принимается единственно рациональный способ проведения геологоразведочных работ – это механическое колонковое бурение.

Одной из особенностей способа геологического изучения многопластовых месторождений посредством бурения колонковых скважин – это реальная возможность проведения равномерного, по площади, изучения каждого целевого угольного пласта независимо от глубины его залегания от поверхности.

При проектировании работ, выборе методики разведки и плотности геологоразведочной сети была принята во внимание уже существующая сеть геологоразведочных выработок и профилей, а также стоящая перед настоящим этапом геологического изучения участка основная задача.

Заложение скважин предусматривается вертикальное, основным диаметром 76 мм, с закреплением верхних интервалов обсадными трубами.

1.5.2. Объемы буровых работ

Исходя из поставленных задач, настоящим проектом предусматривается пробурить 107 скважин общим объемом 14711 м на 6 разведочных линиях. Расстояния между линиями приняты – 1450-1500 метров, а между основными скважинами на линиях приблизительно по 150-200 метров. Перечень проектируемых скважин и их расположение на местности показано на графическом приложении 1. Буровые работы будут сопровождаться геологической документацией керна, опробовательскими работами, геофизическими и лабораторными исследованиями, по завершению которых предусматривается провести обобщение полученных результатов выполненных работ в геологическом отчёте с подсчетом запасов и характеристикой качества угля по пластам.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1. Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения

В период геологоразведочных работ 1971–1972 г.г., 1983–1987 г.г. бурение скважин производилось станками типа ЗИФ-650А.

Промывка скважин осуществлялась с помощью насосов ЗИФ-Р-200/40 и ИГР-250/50. Для производства спускоподъемных операций использовались трехногие металлические копры высотой 14...16 м, элеваторы Неймета и механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных труб типа ПО-49 и РТ-1200.

В период геологоразведочных работ в 2010 году на участке Новоказанский 1-2 Новоказанского месторождения использовалась установка колонкового бурения ПБУ-800, станок ЗИФ-650М, насос НБ-4.

При бурении использовался комплекс КССК-76 с использованием алмазных импрегнированных коронок К-31.

На участке работ скважины бурились шарошечным долотом до кровли пласта 6, затем использовался комплекс КССК-76, с подъемом керна.

Для промывки скважин использовались глинистые растворы и техническая вода с добавлением реагентов «Ленол» и «ПАА». Глинистый раствор вязкостью 20...22 сек и удельным весом 1,1...1,7 г/см³, водоотдачей 5...10 см³ за 30 мин.

Угольные пласты сложены хрупкими, блестящими разностями. Для обеспечения выхода керна угля, бурение целевых пластов производилось двойным колонковым снарядом «Игнатьева» ТДН-93. В целях качественного выхода керна бурение велось укороченными рейсами, не более 1 м. Осевая нагрузка на забой снижалась, уменьшалось число оборотов бурильного вала. Указанные меры были необходимы для предотвращения подклинки керна, разрушения его, сохранения физических параметров керна для исследования 54

почвы к оползанию в процессе добычи. Средний выход керна по углю составил 60...70%.

Перебурка угольных пластов для отбора проб на изучение газоносности производилась керногазонаборниками типа КГН-3-58М.

Интервалы скважин, пройденных по наносам, отвалам горных пород, по отработанным шахтой горизонтам, обсаживались трубами. Диаметр скважин составлял 93 мм, что позволяло производить бурение до проектной глубины наконечниками диаметром 76 мм.

Во время проведения разведки на участке Новоказанский 1-2 Новоказанского месторождения (1 очередь) было запроектировано 20 скважин. В границах участка пробурено 18 скважин, общим объемом 7748,0 п.м.

Большинство скважин, начиная с 1972 г., после окончания каротажных работ затампонированы. Ликвидационный тампонаж проводился путем посадки деревянных пробок на 2 м ниже и выше угольного пласта, а также на контакте осадочных отложений и коренных пород. Деревянные пробки устанавливались длиной 1 м, на нижний конец которой набивался металлический патрубок с 55 ершом для удержания пробки на заданной глубине. Пробка забивалась заточенным краем в колонковую трубу и спускалась на штангах на нужную глубину. При небольшой натяжке «ёрш» на патрубке раскрывался, пробка задерживалась на месте и правым вращением снаряда разъединялась с колонковой трубой.

Пространство между пробками, и в осадочных породах тампонирувалось пластичной глиной с обязательной трамбовкой. Все остальное пространство заливалось цементным раствором.

Скважины, пробуренные в 2010 году, тампонировались путем заливки ствола скважины песчано-цементной смесью.

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

В соответствии с геологическим заданием необходимо получить керн по всему стволу скважины. Следовательно, скважина будет буриться с отбором керна до глубины 415 м. Исходя из геологического разреза участка, месторождения оптимальным способом бурения является вращательный способ. Вращательный способ бурения является самым распространенным в силу своей надежности и высокой скорости бурения. Вращательный способ бурения более эффективен при бурении разведочных скважин и имеет более низкую стоимость, в отличие от других способов бурения.

Удаление продуктов разрушения с забоя будет производиться с помощью прямой схемы промывки глинистым раствором. В данном разрезе такой способ удаления продуктов разрушения является самым оптимальным, так как увеличивает эффективность разрушения забоя, а при применении специальных добавок в растворе возможно укрепление стенок скважины, что будет полезно при большой глубине открытого участка ствола скважины.

2.3. Разработка типовых конструкций скважин

Конструкция скважин оказывает непосредственное влияние на все виды работ, слагающие процесс бурения скважин, и в конечном итоге во многом предопределяет их стоимость и качественное выполнение геологического задания.

В связи с необходимостью получения высокого качества геологической информации не только по полезному ископаемому, но и по всей длине ствола, конструкция скважины должна гарантировать выполнение этого требования как за счет получения керна нужного диаметра, так и за счет спуска в скважину на исследуемом интервале глубины ствола геофизической аппаратуры и других приборов соответствующего диаметра.

Одним из показателей, характеризующих достигнутый уровень эффективности буровых работ, является их металлоемкость, от которой в основном зависят удельные расходы обсадных и бурильных труб, предопределяемые выбранной конструкцией скважин.

На основании геологического разреза участка месторождения принимаем конструкцию скважины, состоящую из двух интервалов бурения, один из которых будет укрепляться обсадными колоннами.

Учитывая тот факт, что интервал 8...415 м сложен устойчивыми породами, рационально обсаживать скважину только в интервале 0...8 м (на 1 м углубляясь в твердые породы). Типовая конструкция скважины приведена на рисунке 2.1.

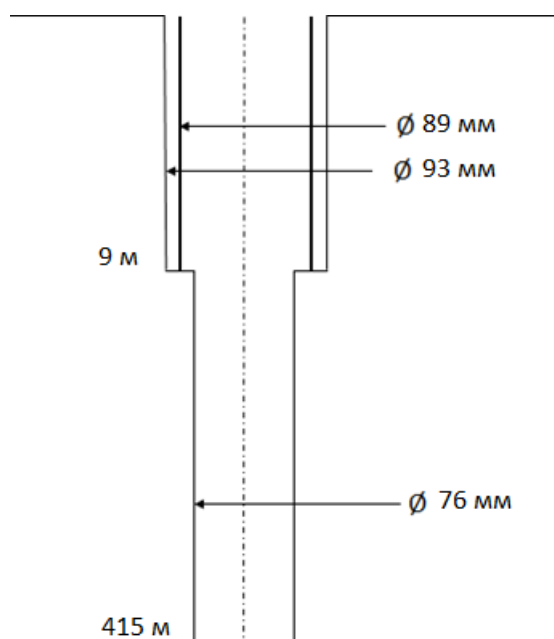


Рисунок 2.1 – Конструкция скважины

2.3.1. Определение конечного диаметра скважины

Выбор конечного диаметра зависит, прежде всего, от вида полезного ископаемого, глубины скважины, способа бурения, наличия неустойчивых, легко размываемых пород, различных осложнений, и должен осуществляться в

соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения, характерными для данного объекта буровых работ.

Полезным ископаемым данного месторождения является уголь категории по буримости IV. Минимально допустимый диаметр получаемого керна, данного полезного ископаемого равен 32 мм. Для определения минимально возможного внутреннего диаметра коронки воспользуемся формулой:

$$D_{в\ min} = d_{в\ min} + \Delta \quad (2.1)$$

где Δ – уменьшение диаметр керна в зависимости от категории горной породы по буримости (f):

$$\Delta = 20 - 8 \cdot \ln f, \quad (2.2)$$

$$\Delta = 20 - 8 \cdot \ln(4) = 8,9 \text{ мм.}$$

$$D_{в\ min} = 32 + 8,9 = 40,9 \text{ мм.}$$

Минимально возможный внутренний диаметр коронки равен 40,9 мм. Таким образом, для обеспечения требования минимально возможного внутреннего диаметра коронки принимаем конечный диаметр скважины равный 76 мм.

2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению

Наличие осложнений в скважине может не просто в несколько раз усложнить строительство скважины и увеличить ее стоимость, но и создать условия, при которых дальнейшее ведение бурения невозможно. Определение интервалов осложнений и проведение мер по их предупреждению является одной из самых важных частей всего процесса строительства скважины.

Правильный выбор эффективных мер предупреждения и ликвидации осложнений возможен при знании физической сущности их возникновения и развития.

При вращательном бурении скважин наиболее распространенными геологическими осложнениями являются: поглощение буровых растворов, нарушение целостности стенок скважины, прихват бурового инструмента.

В геологическом разрезе данного участка месторождения присутствует несколько трещиноватых интервалов. При перебурке этих интервалов возможно сильное поглощение промывочной жидкости. Для предотвращения возможных поглощений на данных интервалах будет производиться тампонирование с помощью технических средств для беструбного крепления стенок скважины.

2.4. Выбор буровой установки и бурильных труб

Выбор буровой установки является многофакторной задачей, от которой, прежде всего, зависит возможность пробурить скважину в тех или иных геологических условиях.

Буровая установка выбирается исходя из проектной глубины скважины, геологических условий, конечного диаметра, способа бурения и используемого бурового инструмента. Современные буровые станки обладают достаточно широким диапазоном глубин бурения в зависимости от используемого бурового инструмента и чаще всего имеют в комплекте все необходимое оборудование.

Для решения поставленной технико-геологической задачи в заданных геологических условиях подойдет самоходная буровая установка УКБ-5С. Буровая установка УКБ-5С предназначена для бурения вертикальных и наклонных скважин (до 70°) геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые глубиной до 800 м с применением алмазных и твердосплавных коронок. Установка УКБ-5С используется для бурения на открытом воздухе, круглогодично, в макроклиматических районах с умеренным климатом, при температуре окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С.

Буровая установка УКБ-5С обеспечивает:

- бурение геологоразведочных скважин вращательным способом кольцевым или сплошным забоем, а также бурение скважин с применением

погружных ударно-вращательных или вращательных машин;

- очистку забоя от разбуренных пород промывочными жидкостями;
- отбор керна проходимых пород с помощью съемного керноприемника или путем подъема всего бурового снаряда на поверхность;
- подъем (опускание) буровой мачты, установку ее на заданный угол;
- бурения с помощью гидросистемы;
- мобильную перебазировку с одной точки бурения на другую.

Буровая установка УКБ-5С является полностью укомплектованной установкой и включает в себя:

- шасси КРАЗ или Урал-4320;
- буровой станок СКБ-51;
- буровой насос НБ-160/6,3;
- отопительно-вентиляционную установку ОВ-95;
- дизель-электрическую установку ДЭУ-60.01;
- механизм свинчивания и развинчивания бурильных труб МСР-350;
- мачту со средствами механизации спускоподъемных операций;
- гидросистему;
- электрооборудование;
- утепленное укрытие.

Питание установки электроэнергией может осуществляться либо от собственной дизель-электрической установки мощностью 60 кВт, либо от внешних источников (передвижных электростанций, ЛЭП).

Таблица 2.1 – Технические характеристики буровой установки УКБ-5С

Максимальная грузоподъемность на крюке, кН	80
Максимальная грузоподъемность силовой лебедки, кН	44
Мощность привода шпинделя вращателя, кВт, не менее	37

Номинальная глубина скважины, м при конечном диаметре скважины 110, при конечном диаметре скважины 59 мм	500 800
Диаметр скважины начальный, мм, не менее конечный, мм, не более	152 59
Угол наклона скважины к горизонту, град	90...70
Номинальная длина свечи, м, в пределах	4,7...9,5
Вид регулирования частоты вращения ПРИ	Бесступенчатое
Частота вращения ПРИ наименьшая, об/мин, не более наибольшая, об/мин, не менее	120 1500
Усилие подачи шпинделя, кН вверх вниз	75 55
Скорость подъема бурильного технологического набора, в пределах на прямом канате, м/с с двухструнной оснасткой, м/с	0,7...6,25 0,35...3,1
Длина хода вращателя, мм, не менее	500
Диаметр ведущей трубы, мм	63,5
Тип вращателя	Шпиндельный
Тип мачты	Ферма телескопическая, оснащенная кронблоком и свечеприемником
Талевая оснастка	Одно и двухструнная
Лебедочный канат	17-Г-1-Н-176,4(180) ГОСТ 2688

2.4.1. Буровой станок

В комплект буровой установки входит буровой станок СКБ-5130 с двигателем переменного тока мощностью 37 кВт, с вращателем и двумя гидропатронами. Станок колонкового бурения модели СКБ-51 предназначен для

бурения вертикальных и наклонных скважин на твердые полезные ископаемые глубиной до 1200 м.

2.4.2. Выбор бурильных труб

Выбор бурильных труб производим на основании того, что для упрощения СПО и получения кондиционного выхода керна будет использоваться комплекс технических средств со съемным керноприемником КССК-76. Специального для такого комплекса разработаны стальные бурильные трубы ТБС КССК-76. Данные трубы отличаются высокой прочностью и жесткостью и имеют карбонитрированные резьбовые соединения, что положительно сказывается на их усталостном сопротивлении и исключают заедания.

Таблица 2.2 – Техническая характеристика труб ТБС КССК-76

Диаметр трубы, мм:	
наружный	70
внутренний	60
по внутренней высаженной части	53
Толщина стенки, мм	5
Длина, м	1,5...6,2
Масса 1 м, кг	8,3
Тип соединения	Муфто-замковое
Материал трубы	36Г2С
Диаметр муфты, мм	73
Кривизна трубы, мм/м	1

2.4.3. Буровой насос. Компрессор

Буровой насос должен обеспечивать необходимую скорость подачи промывочной жидкости на забой скважины и создавать достаточное давление для последующего вытеснения раствора из скважины. Буровой насос должен иметь способность прокачивать раствор заданной плотности и вязкости.

В комплект буровой установки входит насос НБ-160/6,3.

Таблица 2.3 – Технические характеристики насоса НБ-160/6,3

Подача л/мин с плунжером Ø 70 мм	20; 25; 50; 95; 162
Подача л/мин с плунжером Ø 45 мм	8; 10; 22; 40; 65
Частота вращения коленчатого вала, об/мин	32; 38; 81; 147; 249
Давление на выходе, с плунжером Ø 70 мм, наибольшее, МПа	4,5
Давление на выходе, с плунжером Ø 45 мм, наибольшее, МПа	6,3
КПД, не менее	0,75
Уровень шума, дБА, не более	95
Масса, кг	480

2.4.4. Буровая вышка (мачта). Буровое здание

Буровая мачта установки УКБ-5С представляет собой пространственную металлическую конструкцию прямоугольного сечения с открытой передней гранью. В рабочее и транспортное положение мачта устанавливается с помощью двух гидроцилиндров. Фиксация мачты в транспортном положении осуществляется посредством резьбового соединения на передней опоре, в рабочем – пальцами, при совмещении проушин мачты и рамы. Поднятая мачта крепится растяжками.

Буровое здание представлено в виде укрытия, которое имеет два входа – в левой и задней панелях. Вход в задней панели оборудован откидным трапом. В транспортном положении трап ищется и закрывается на замок. В правой панели укрытия предусмотрен люк для охлаждения дизель электростанции в теплое время года. Для освещения в дневное время имеются четыре окна, по два с каждой стороны. Укрытие оборудовано светильниками для освещения пульта управления станка, дизель-электрической установки и шкафа управления. Крыша оборудована люками (крышками), которые обеспечивают наличие необходимых технологических проемов в укрытии. Крышка над подсвечником открывается вручную и обеспечивает постановку свечей в подсвечник при

спускоподъемных операциях. Укрытие оборудовано отопительно-вентиляционной установкой ОВ-95.

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

Геологический разрез участка месторождения состоит из рыхлых пород III категории буримости (первые 9 м) и перемежающихся горных пород IV-VII категорий буримости. Мощность пластов не превышает 20 м. Скважина будет состоять из двух интервалов.

Первый интервал от 0 до 9 м будет вестись по рыхлым породам с забуркой в твердые породы на 1 м для последующего крепления неустойчивых отложений кондуктором. Для этого выбираем твердосплавную коронку М-1 Ø93 мм с применением ОКС-89. При забурке в твердые породы применим твердосплавную коронку СА-1 Ø93 мм.

Второй интервал от 9 м до проектной глубины 415 м будет буриться алмазными коронками 17А4 Ø76 мм, которые подходят для комплекса КССК76.

Приведем некоторые технические характеристики выбранного породоразрушающего инструмента.

Твердосплавная коронка М1-93:

Диаметры наружный/внутренний – 93 мм/57 мм.

Число основных резцов m – 8.

Удельная нагрузка G_y – 0,5...0,6 кН.

Окружная скорость V – 1,0...1,5 м/с.

Удельный расход q_d промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки – 8-12 (л/мин)/см.

Твердосплавная коронка СА1-93:

Диаметры наружный/внутренний – 93 мм/75 мм.

Число основных резцов m – 16.

Удельная нагрузка G_y – 0,5...0,8 кН.

Окружная скорость $V - 0,6 \dots 1,5$ м/с.

Удельный расход q_d промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки – 8-12 (л/мин)/см.

Алмазная коронка 17А4-76:

Диаметры наружный/внутренний – 76 мм/40 мм.

Удельная нагрузка $G_y - 0,5 \dots 0,75$ кН.

Окружная скорость $V - 3 \dots 4$ м/с.

Удельный расход q_d промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки – 8-12 (л/мин)/см.

Расчет режимных параметров для каждого интервала бурения.

Твердосплавная коронка М1-93:

Осевая нагрузка на коронку G_o (кН) определяется, исходя из количества основных резцов m и рекомендуемой удельной нагрузки G_y на один основной резец:

$$G_o = G_y \cdot m \quad (2.3)$$

$$G_o = 0,5 \cdot 8 = 4; G_o = 0,6 \cdot 8 = 4,8$$

Частота вращения коронки n (об/мин) рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_c} \quad (2.4)$$

$$n = \frac{20 \cdot 1}{0.075} = 266,7 \text{ об/мин}$$

$$n = \frac{20 \cdot 1,5}{0.075} = 400 \text{ об/мин}$$

Расчет расхода промывочной жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = q_T \cdot D_d \quad (2.5)$$

$$Q = 8 \cdot 9,3 = 74,4 \text{ л/мин}$$

$$Q = 12 \cdot 9,3 = 111,6 \text{ л/мин}$$

Твердосплавная коронка СА1-93:

Осевая нагрузка на коронку G_o (кН):

$$G_0 = 0,5 \cdot 16 = 8; G_0 = 0,8 \cdot 16 = 12,8$$

Частота вращения коронки n (об/мин):

$$n = \frac{20 \cdot 0,6}{0,084} = 142,9 \text{ об/мин}$$

$$n = \frac{20 \cdot 1,5}{0,084} = 357,1 \text{ об/мин}$$

Расчет расхода промывочной жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = 8 \cdot 9,3 = 74,4 \text{ л/мин}$$

$$Q = 12 \cdot 9,3 = 111,6 \text{ л/мин}$$

Алмазная коронка 17А4-76:

Осевая нагрузка G_0 (кН) на алмазную коронку рассчитывается по формуле:

$$G_0 = \alpha \cdot C_y \cdot S \quad (2.6)$$

C_y – удельная нагрузка на 1 см² рабочей поверхности торца коронки (для пород V-VII категории по буримости 0,4 -0,5кПа, для твердых пород VIII-IX категории 0,7 кПа);

S – рабочая площадь торца алмазной коронки, см²:

$$S = \beta \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_B^2) \quad (2.7)$$

где D_H^2 и D_B^2 – соответственно, наружный и внутренний диаметр коронки, см; β – коэффициент уменьшения площади торца коронки за счет промывочных каналов (для большинства алмазных коронок $\beta = 0,8$).

Рабочая площадь торца алмазной коронки для 17А4 равна:

$$S = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (7,6^2 - 4,0^2) = 26,2 \text{ см}^2$$

Осевая нагрузка G_0 на алмазную коронку равна:

$$G_0 = 0,8 \cdot 50 \cdot 26,2 = 1048 \text{ даН}$$

Частота вращения коронки n (об/мин) рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_c} \quad (2.8)$$

Где V – окружная скорость коронки, 3,0-4 м/с для коронки 17А4; D_c – средний диаметр коронки, м.

$$D_c = \frac{D_H + D_B}{2} \quad (2.9)$$

Где D_H – наружный диаметр коронки, м; D_B – внутренний диаметр коронки, м.

$$D_c = \frac{0,076 + 0,04}{2} = 0,058 \text{ м}$$

$$n_1 = \frac{20 \cdot 3}{0,058} = 1034 \text{ об/мин}$$

$$n_1 = \frac{20 \cdot 4}{0,058} = 1379,3 \text{ об/мин}$$

Расчет расхода промывочной жидкости для алмазной коронки вычисляем по формуле:

$$Q = k \cdot q_T \cdot D_H \quad (2.10)$$

где Q – расход промывочной жидкости, л/мин; q_d – удельный расход ПЖ (л/мин) на 1 см наружного диаметра коронки 8-12 (л/мин)/см; k – коэффициент, абразивности и трещиноватости горных пород; D_H – наружный диаметр коронки, см.

$$Q_1 = 1 \cdot 8 \cdot 7,6 = 60,8 \text{ л/мин}$$

$$Q_2 = 1 \cdot 12 \cdot 7,6 = 91,2 \text{ л/мин}$$

Полученные расчетные данные соотносятся с техническими возможностями выбранного оборудования и принимается ближайшее возможное значение параметра. Данные сводятся в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Данные расчета режимных параметров бурения.

№ п/п	Интервал, м	Тип ПРИ	Диаметр ПРИ D _н , мм	Осевая нагрузка, кН			Частота, об/мин			Расход ПЖ, л/мин		
				удельная C _у	расчетная C _р	уточненная C _о	окружная V, м/с	расчетная n, об/мин	уточненная n, об/мин	q, л/мин на 1 см D _н	расчетная Q	уточненная Q
1	0...8	M1	93	0,5...0,6	4...4,8	4...4,8	1,0...1,5	266,7... 400	300–400	8...12	74,4...111,6	95
2	8...9	CA1	93	0,5...0,8	8...12,8	8...12,8	0,6...1,5	142,9...3 57,1	150–350	8...12	74,4...111,6	95
3	9...415	17A4	76	0,5...0,75	13,12...19, 67	13,1...19 ,6	3...4	1034,5... 1379,3	1050– 1350	8...12	60,8...91,2	65

2.5.2. Технология бурения по полезному ископаемому

Полезным ископаемым данного месторождения является уголь. По классификации пород и полезных ископаемых по трудности получения образцов (по С.С. Сулакшину) данное полезное ископаемое относится к III группе пород – слабо устойчивые. Для получения образцов данных пород рекомендуется использовать двойные колонковые снаряды, применяемые с промывкой глинистым раствором.

Исходя из рекомендаций, геологического разреза и глубины скважины целесообразно использовать комплекс снарядов со съемным кернаприемником КССК-76.

Комплекс КССК-76 предназначен для бурения геологоразведочных скважин диаметром 76 мм и глубиной до 2000 м в монолитных, слаботрещиноватых породах V–IX категорий по буримости. Снаряд КССК выпускается в двух модификациях: КССК-76 и КССК-76М. Различие между этими снарядами заключается в использовании КССК-76М бурильных труб без высадки, с приваренными резьбовыми концами. Остальные параметры идентичны. Комплекс КССК имеет увеличенный, по сравнению с ССК, зазор между кернаприемником и внутренними стенками труб, что позволяет использовать комплексы в сложных геологических условиях.

Основным преимуществом комплекса КССК при бурении на угольных месторождениях является возможность использования в составе комплекса съемные кернагазонаборники.

Использование съемных кернагазонаборников обязательно при разведке угольных месторождений для получения проб газа. При сооружении скважин на данном месторождении будет использован кернагазонаборник типа КГНС.

Съемный кернагазонаборник КГНС предназначен для отбора угольного керна и газа при бурении геологоразведочных скважин с целью определения природной газоносности угольных пластов.

При бурении на уголь важно с максимальной пространственной и временной точностью определять момент встречи с угольным пластом. Для

этого используются сигнализаторы встречи угольных пластов, фиксирующие момент встречи установленными на буровой датчиками. Датчики реагируют на изменение механической скорости бурения или осевой нагрузки, переданные через бурильную колонну на поверхность.

В нашем случае будет использоваться сигнализатор встречи угольных пластов типа С-ТПИ. Сигнализатор С-ТПИ – прибор показывающего типа, регистрирует механическую скорость бурения и сигнализирует о достижении установленной заранее скорости, при которой ожидается встреча угольного пласта.

В основу конструкции сигнализатора положен принцип измерения масла, вытесняемого из нижних полостей гидроцилиндров при движении поршней вниз пропорционально углублению скважины. По расходу масла определяется механическая скорость бурения. По достижении установленной на пульте прибора скорости бурения, при которой ожидается встреча угольно пласта, срабатывает электрическая схема прибора и включаются световой и звуковой сигналы.

Таблица 2.5 – Техническая характеристика сигнализатора С-ТПИ

Разность между скоростью бурения угольного пласта и скоростью бурения пород кровли, см/мин	5...7
Диапазон измерения скорости бурения, см/мин	0...40
Контрольные скорости встречи, см/мин	10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 25, 30, 36, 40
Погрешность измерения, %	±10
Напряжение питания, В	220±66
Потребляемая мощность, Вт	130

2.5.3. Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения

Промывочная жидкость имеет одно из важнейших значений при сооружении геологоразведочных скважин. Промывочная жидкость должна обеспечивать:

- очистку забоя скважины от выбуренной породы и вынос ее на

поверхность;

– создание противодействия на стенки скважины, следовательно, предотвращение обвалов породы и проникновения в скважину пластового флюида из разбурываемых пластов;

– охлаждение породоразрушающего инструмента.

Всем этим требованиям удовлетворяет как вода, так и глинистые растворы, однако эффективность применения их различна. Глинистый раствор выполняет еще две очень важные функции – глинизирует стенки скважины и удерживает обломки выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции.

При сооружении данной скважины в качестве очистного агента будет использован глинистый раствор с вязкостью 24...25 сек и удельным весом 1,05...1,15 г/см³.

Для приготовления глинистого раствора будет использована механическая глиномешалка МГ2-4 объемом 4 м³ и мощностью 14 кВт. Данная механическая глиномешалка обеспечивает достаточно качественное перемешивание и диспергирование комковых глин и бентонитовых глинопорошков в процессе приготовления.

С целью предотвращения аварий и осложнений важно снижать до минимума содержание в промывочной жидкости шлама. Наиболее эффективную очистку промывочной жидкости могут обеспечить гидроциклонные установки. Проектом предусматривается использование гидроциклонной установки ОГХ-8А, технические характеристики которой приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические характеристики гидроциклонной установки ОГХ-8А

Параметры	Значение
Производительность, л/мин	до 150
Наибольшая степень загрязненности глинистого раствора, %	15
Наибольший размер частиц, мм	5
Рабочее давление в гидроциклоне, кгм/см ²	2,5...3,5

Тип насоса	ВН18×30
Мощность электродвигателя, кВт	3,5
Длина×ширина×высота, мм	1435×850×1450
Масса, кг	295

2.6. Реализация намеченных мероприятий по закреплению стенок скважины

При сооружении скважины планируется крепление обсадными трубами одного интервала бурения от 0 до 9 м с последующей цементацией затрубного пространства.

Цементирование затрубного пространства в интервале 0...9 м будет проводиться с помощью заливочных трубок. Такая схема цементирования проста и не требует специального оборудования. Цементный раствор закачивается по бурильным трубам через отверстия и манжету в затрубное пространство, после чего буровой инструмент с цементировочной головкой приподнимают на несколько метров и промывают обсадные трубы.

2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования

2.7.1. Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{т}} + N_{\text{рз}}, \text{ кВт}, \quad (2.11)$$

где $N_{\text{б}}$ – суммарная мощность, кВт;

$N_{\text{ст}}$ – затраты мощности для привода бурового станка, кВт;

$N_{\text{т}}$ – мощность на вращение буровой колонны, кВт;

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

Затраты мощности для привода самой силовой кинематики станка $N_{\text{ст}}$ (в кВт) находится как:

$$N_{\text{ст}} = N_{\text{дв}} \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (2.12)$$

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

n – частота оборотов шпинделя, об/мин.

$$N_{ст} = 37 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 1347) = 8,77 \text{ кВт.}$$

$$N_{тр} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \left\{ \frac{(1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6 \cdot i) \left[\frac{0,9 + 0,02\delta}{1 + 0,013\delta} \right]}{\left[\frac{D}{(EJ)^{0,16}} \right]} \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin\theta_{ср}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G_{ос} \right\}, \text{ кВт, (2.13)}$$

где: $L_{скв}$ – глубина скважины в метрах;

$K_1 = 0,6$ – при применении эмульсионного раствора;

$K_2 = 1$ – при нормальном геологическом разрезе;

$K_3 = 1$ – для ниппельного соединения бурильных труб;

$K_4 = 1,1$ – для бурильных труб с соединением труба в трубу (кривизна 0,9мм на 1 м);

$K_5 = 1$ – для стальных бурильных труб;

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

δ – зазор (в мм) между стенками скважины и бурильными трубами;

n – частота оборотов бурильного вала, об/мин;

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴

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

D – диаметр скважины, мм;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка, даН.

Зазор между стенками скважины и бурильными трубами (в мм) равен:

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_H), \quad (2.14)$$

где D – наружный диаметр коронки, мм;

d_H – наружный диаметр бурильной трубы, мм.

$$\delta = 0,5 \cdot (75,3 - 69,9) = 2,7 \text{ мм}$$

Средний зенитный угол скважины при неизменной интенсивности искривления по глубине скважины может быть определен по формуле:

$$\theta_{ср} = \theta_0 - 0,005 \cdot i \cdot (L_{скв} - L_1), \quad (2.15)$$

где L_1 – длина начального прямолинейного (обсаженного) участка, м.

$$\theta_{ср} = 0 + 0,005 \cdot 0 \cdot 404 = 0$$

Экваториальный момент инерции бурильных труб рассчитывается по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_H^4 - d_B^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (6,44^4 - 6,03^4) = 52,3 \text{ см}^4 \quad (2.16)$$

Где d_H – наружный диаметр БТ, см; d_B – внутренний диаметр БТ, см.

$$N_{\text{тр}} = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \{(1,6 \cdot 10^{-8})(1+0,6 \cdot 0)[(0,9+0,02 \cdot 2,7)/1+0,013 \cdot 2,7] \cdot 75,7 / (2 \cdot 10^6 \cdot 52,3)^{0,16}\} \cdot 1347^{1,85} \cdot 475^{0,75} \cdot (1+0,44 \cdot \sin 0) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 2,7 \cdot 1400 \cdot 1347 = 4,7 \text{ кВт}$$

При бурении алмазными и твердосплавными коронками горных пород забойная мощность $N_{\text{рз}}$ (в кВт) определяется по формуле:

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(\mu_0 + 16,7 \cdot \text{ГП} \cdot \frac{V_{\text{мех}}}{n} \right) \cdot (D_H + D_B) \cdot G_{\text{ос}} \cdot n, \quad (2.17)$$

где: μ_0 – коэффициент, характеризующий трение породоразрушающего инструмента о горную породу;

ГП – коэффициент, учитывающий физико-механические свойства горных пород и характер разрушения;

$V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/ч

D_H и D_B – наружный и внутренний диаметры коронки, мм;

$G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, даН

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot (0,1 + 16,7 \cdot 5 \cdot 1,5/1347) \cdot (75,3 - 47,6) \cdot 1400 \cdot 1347 = 11,9 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{с}} = 7,1 + 4,7 + 23,7 = 23,7$$

Мощность двигателя, выбранного бурового агрегата равна 37 кВт, что достаточно для обеспечения необходимой мощности для бурения.

2.7.2. Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения

Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении сжатой части колонны

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

$$n_{сж} = \frac{\sigma_m}{\sigma_c} \geq 1,7, \quad (2.18)$$

где $n_{сж}$ – запас прочности сжатой части;

σ_m – предел прочности материала бурильных труб, кгс/см²; (для КССК - $\sigma_m = 5800$)

σ_c – суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения.

Суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения находим по формуле:

$$\sigma_c = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \quad (2.19)$$

Где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, кгс/см;

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

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

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi \cdot P_{сж}}{F}, \quad (2.20)$$

Где φ – коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы, в месте нарезки трубы (для труб муфта-замкового соединения $\varphi=1$, для труб ниппельного $\varphi=1,2$);

$P_{сж}$ – усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс ($P_{сж} = G \cos$);

F – сечение бурильной трубы, см²;

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_H^2 - d_B^2), \quad (2.21)$$

где d_H и d_B наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (6,99^2 - 6,03^2) = 9,8 \text{ см}^2$$

$$\sigma_{сж} = \frac{1,2 \cdot 1400}{9,8} = 171,4 \text{ кгс/см}^2$$

Находим напряжение изгиба:

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}}, \quad (2.22)$$

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

J – экваториальный момент инерции сечения бурильных труб, см⁴;

f – стрела прогиба труб в рассматриваемом сечении, см;

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

l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см.

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (2.23)$$

где $d_{\text{н}}$ и $d_{\text{в}}$ – наружный и внутренний диаметры бурильных труб в см.

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

$$f = 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}), \quad (2.24)$$

где D – диаметр скважины, см;

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр бурильных труб, см.

$$f = 0,5 \cdot (7,57 - 6,99) = 0,29 \text{ см.}$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)}{d_{\text{н}}}, \quad (2.25)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(6,99^4 - 6,03^4)}{6,99} = 14,96 \text{ см}^3.$$

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}}, \quad (2.26)$$

где ω – угловая скорость вращения, с⁻¹;

z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м

q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг;

$g = 9,82 \text{ м/с}^2$ – ускорение силы тяжести.

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \quad (2.27)$$

где n – частота вращения бурильных труб, мин⁻¹.

$$\omega = \pi \cdot \frac{1347}{30} = 141 \text{ с}^{-1};$$

$$z = \frac{G_{\text{ос}}}{q \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)}, \quad (2.28)$$

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

$\gamma_{ж}$ и $\gamma_{м}$ – удельный вес промывочной жидкости ($=1,1 \text{ г/см}^3$) и стали ($=7,85 \text{ г/см}^3$);

q – средняя масса 1 м бурильных труб.

$$z = \frac{1400}{8 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 203,5 \text{ м.}$$

$$l = \frac{10}{141} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 203,5 + \sqrt{0,25 \cdot 203,5^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 141^2}{10^3 \cdot 8 \cdot 9,82}}} = 5 \text{ м.}$$

У ССК длина трубы в сборе равна 3 м. Так как расчетные длины полуволны прогиба больше длин труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны прогиба длине труб.

Зная все необходимые значения для расчета напряжения изгиба рассчитываем ее по формуле 14.

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 0,29}{300^2 \cdot 14,96} = 222,4 \frac{\text{кгс}^2}{\text{см}} \quad (2.29)$$

Расчет напряжения кручения изгиба кгс/см^2 :

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{кр}} , \quad (2.30)$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент на вращение, $\text{кгс} \cdot \text{см}$;

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

$$M_{кр} = 94700 \cdot \frac{N}{n} , \quad (2.31)$$

где $N = 1,5 \cdot N_{рз} = 11,9 \cdot 1,5 = 17,85 \text{ кВт}$

$$M_{кр} = 94700 \cdot \frac{17,85}{1347} = 1254,9 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d_H^4 - d_B^4)}{d_H} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(6,99^4 - 6,03^4)}{6,99} = 29,9 \text{ см}^3 \quad (2.32)$$

$$\tau_{кр} = \frac{1254,9}{29,9} = 41,9 \text{ кгс/см}^2$$

Зная значения всех элементов формулы 2.14, находим суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения:

$$\sigma_c = \sqrt{(171,4 + 222,4)^2 + 4 \cdot 41,9^2} = 402,6 \text{ кгс/см}^2$$

Далее подставляем найденные значения в формулу 10 и находим $n_{\text{сж}}$:

$$n_{\text{сж}} = \frac{5800}{402,6} = 14,4 \geq 1,7,$$

Отсюда следует, что запас прочности бурильных труб удовлетворяет данным требованиям.

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

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

$$n_0 = \frac{n_\sigma \cdot n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3, \quad (2.33)$$

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

$$n_\sigma = \frac{[\sigma - 1]}{\sigma_{\text{изг}} \cdot K_y} \geq 1,3, \quad (2.34)$$

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

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

$\sigma_{\text{изг}}$ определяется по формуле (18).

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

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}} = \frac{10}{141} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 52,3 \cdot 141^2}{10^3 \cdot 8 \cdot 9,82}} = 5,08 \text{ м} \quad (2.35)$$

Так как длины полуволны труб больше длины самих труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны прогиба длине труб.

$$n_{\sigma} = 5800 \cdot \frac{0,41}{222,4 \cdot 1,5} = 7,1$$

Запас прочности n_{τ} определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{кр}}, \quad (2.36)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, кгс/см² (табличное значение $[\tau] = 2900$);

$\tau_{кр}$ – напряжение кручения, определяется с использованием формул (24) – (26).

$$n_{\tau} = 2900/41,9 = 69,2$$

$$n_0 = \frac{7,1 \cdot 69,2}{\sqrt{7,1^2 + 69,2^2}} = 7,06 \geq 1.3$$

Как видно из расчетов, запас прочности буровых труб удовлетворяет требованиям.

2.7.3. Проверочный расчет мощности привода бурового насоса

Необходимая мощность электродвигателя для привода насоса N_H (кВт) определяется по формуле:

$$N_H = \frac{10 \cdot Q \cdot H}{102 \cdot \eta}, \quad (2.37)$$

где Q – производительность насоса, л/с;

H – давление на выкиде насоса, кгс/см² ;

η – КПД насоса ($\eta = 0,8 - 0,75$).

Давление на выкиде насоса определяется по формуле:

$$H = \frac{(L + 1500) \cdot v_{гж}}{2g} \cdot \left(\frac{\lambda_{тр}}{d_{тр}} + \frac{\xi}{l} \right) \quad (2.38)$$

где $d_{тр}$ – внутренний диаметр буровых труб, м;

L – длина трубопровода, м;

l – длина буровой трубы, м;

ξ – коэффициент местных сопротивлений;

$v_{\text{тж}}$ – скорость течения жидкости, л/мин;

$d_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Скорость течения жидкости $v_{\text{тж}}$ рассчитывается по формуле:

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q}{d_{\text{тр}}^2} \quad (2.39)$$

где Q – расчетная подача бурового насоса, л/с.

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{40}{0,0603^2 \cdot 60} = 0,00385 \frac{\text{л}}{\text{с}} = 0,231 \text{ л/мин}$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений $\lambda_{\text{тр}}$ зависит от режима течения жидкости Re . Этот коэффициент можно определить по формуле:

$$Re = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{тр}}}{\gamma}, \quad (2.40)$$

где γ – кинематическая вязкость жидкости (для воды $\gamma = 1,01 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

$$Re = \frac{0,00385 \cdot 0,0603}{1,01 \cdot 10^{-6}} = 229,8.$$

Коэффициент $\lambda_{\text{тр}}$ рассчитывается по формуле Альшуля:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left(\frac{10^{-4}}{d_{\text{тр}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.41)$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left(\frac{10^{-4}}{0,0603} + \frac{68}{229,8} \right)^{0,25} = 0,081$$

Коэффициент местных сопротивлений не учитывается, так как при соединении труба в трубу внутренняя стенка буровой колонны гладкоствольная и не имеет зазоров, уменьшений или увеличения диаметра в месте соединения труб.

$$H = \frac{(475 + 1500) \cdot 0,231}{2 \cdot 9,8} \cdot \frac{0,081}{0,0603} = 33,58 \text{ кгс/см}^2$$

$$N_{\text{н}} = \frac{10 \cdot 40 \cdot 33,58}{102 \cdot 0,8 \cdot 60} = 2,7 \text{ кВт}$$

Мощность двигателя насоса по техническим характеристикам равна 11 кВт, чего достаточно для проведения работ.

2.7.4. Расчет и выбор талевой системы и каната

Схема талевой системы определяется числом рабочих ветвей и местом закрепления второго конца каната.

Число рабочих ветвей талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр}}{P_{лн} \cdot \eta}, \quad (2.42)$$

где $Q_{кр}$ – нагрузка на крюк при подъеме колонны с конечной глубины в период разгона с учетом прихвата снаряда, кгс;

$P_{лн}$ – номинальное тяговое усилие лебедки при минимальной скорости навивки каната на барабан, кгс $P_{лн} = 2549,29$ кгс (25 кН);

η – КПД талевой системы (зависит от числа ветвей η).

Нагрузка на крюк определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \left[a_1 \cdot a_2 \cdot q \cdot L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \cdot (\cos \theta_{ср} - f_{тр} \cdot \sin \theta_{ср}) + G \right] \cdot a, \quad (2.43)$$

Где $Q_{кр}$ – средний зенитный угол участка;

q – средняя масса 1 м бурильных труб с учетом высадки концов, кг,

тогда ($\alpha_1 = 1$);

$f_{тр}$ – коэффициент трения ($f_{тр} = 0,5$);

G – вес подвижной части талевой системы, кгс;

a_2 – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления ($a_2 = 1,25$);

$a = \left(1 + \frac{V_{кр}}{gt} \right)$ – коэффициент динамических нагрузок ($V_{кр1}$ – равномерная скорость подъема крюка (м/с) на первой скорости коробки перемены передач станка;

t – время разгона буровой колонны (1-2 с);

$V_{кр1}$ – максимально допустимая скорость подъема (при длине свечи более $4,7m$ $V_{кр1} = 2$)

G = блок талевый однороликовый БИ 249-137.000 (143 кг) + вертлюгамортизатор БИ 249-147.000 (51,5 кг) = 194,5 кг

$$a = \left(1 + \frac{V_{кр}}{gt}\right) = \left(1 + \frac{2}{9,8 \cdot 1,5}\right) = 1,13 \quad (4.44)$$

$$Q_{кр} = [1 \cdot 1,25 \cdot 8 \cdot 475 \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right) \cdot (0,874 - 0,5 \cdot 0,485) + 194,5] \cdot 1,13 =$$

3134 кгс

$$Q_{кр} = 3134 (3,1 \text{ тс}) \text{ при допустимых } 8 \text{ тс.}$$

$$m = \frac{3134}{2549,3 \cdot 0,95} = 1,3, \text{ при } P_{лн} - \text{ номинальном тяговом усилии лебедки;}$$

$$m = \frac{3134}{4078,86 \cdot 0,95} = 0,8, \text{ при } P_{лн} - \text{ максимальном тяговом усилии лебедки.}$$

Принимаем число рабочих ветвей равным $m = 1$, схема талевого системы ТС 0х1.

Тип применяемого каната – стандартный канат, входящего в комплект СКБ 5115 - канат 17-Г-1-Н-1770 ГОСТ 3079-80 или другой равноценный.

Канат стальной ГОСТ 3079-80 производится только одного типа – ТЛК-О, с конструкционной схемой 6х37 (1+6+15+15)+1 ОС (органический сердечник). Проверим данный канат на прочность:

$$P_p \geq 2,5 \cdot P_{л \max}, \quad (2.45)$$

где P_p – разрывное усилие каната, (14200 кгс для данного каната);

2,5 – коэффициент запаса прочности;

$P_{л \max}$ – максимальное усилие, развиваемое лебедкой.

$$P_p \geq 2,5 \cdot 4078,86 = 10197,15 \text{ кгс}$$

$P_p \geq 10197,15$ кгс, стандартный канат подходит.

2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

Нарушение непрерывности технологического процесса сооружения скважины, при соблюдении утвержденного ГТН и правил ведения буровых работ, вызванное явлениями горно-геологического характера, так же как поглощение, обвалы, желобные выработки, искривления ствола, водоизлив, а кроме того, последствия стихийных бедствий относятся к геологическим осложнениям.

Геологические осложнения, возникшие в процессе бурения скважин вследствие нарушения установленной ГТН технологии производства работ, относятся к авариям.

Четкая классификация аварий предопределяет правильный выбор способов их предупреждения и ликвидации.

Различают следующие виды аварий:

- обрыв бурильных и колонковых труб и породоразрушающего инструмента, разрушение обсадных труб;
- прихват бурового снаряда и обсадных труб и прижог породоразрушающего инструмента;
- развинчивание резьбовых соединений бурового инструмента и обсадных труб;
- падение бурового снаряда и посторонних предметов в скважину;
- специфические аварии.

Существуют различные причины возникновения аварий, как зависящих от человека, так и не зависящих:

1. Технические причины – плохое качество, недостаточная прочность, конструктивные недостатки, поломки и неисправности бурового оборудования и инструмента.

2. Технологические причины – нарушение рациональных режимов бурения, крепления, тампонирувания и цементирования, неправильный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и цементных растворов, желообразование, разработка поперечного сечения скважины.

3. Геологические причины – обваливающиеся и вспучивающиеся породы, пливунуны, карсты, каверны, поглощающие горизонты, водо- и газопроявления и др.

4. Организационные причины – невыполнение общеизвестных мероприятий по предупреждению аварий и осложнений, простои и остановки

буровых агрегатов, несовершенство диспетчерской службы и сообщения, низкие трудовая дисциплина и квалификация персонала.

Своевременные меры предупреждения и обеспечения ликвидации аварий и осложнений – важная работа технической службы организаций, осуществляющих геологоразведочные работы на уголь. Общее руководство и ответственность за проведение профилактических мероприятий по предупреждению аварий и осложнений возлагается на главного инженера геологоразведочной организации, который не реже одного раза в полугодие обязан проводить производственно-техническое совещания, на котором должны рассматриваться состояние аварийности и намечаться организационно-технические мероприятия по ее снижению.

Причины возникновения всех аварий и осложнений при производстве работ по их ликвидации и осложнений при производстве работ по их ликвидации должны изучаться, обсуждаться и доводиться до сведения личного состава всех буровых бригад. Для этого в каждой геологоразведочной экспедиции должен вестись «Журнал учета аварий».

На всех буровых скважинах, базах участка и экспедиции должен находиться аварийный инструмент, приведенный в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Перечень обязательного аварийного инструмента

Инструмент	Типоразмер	Местонахождение		
		Буровая	База	
			участка	экспедиции
Ловушка секторов матрицы	ЛСМ-76	+	+	+
	ЛСМ-59	+	+	+
Ловушка магнитная	ЛМ-93	–	–	+
	ЛМ-76	+	+	+
	ЛМ-59	–	–	+
Мечик ловильный с правойрезьбой	В-42	–	–	+
	В-50	+	+	+
	Г-50	+	+	+
	Д-73; 89	+	+	+
	Д-108	–	–	+

Продолжение таблицы 2.10

Колокол ловильный с правойрезьбой	А-76; Б-76; Б-89; А-76-1	+	+	+
Шарнир универсальный	ШУ-76-6	–	–	+
Клин отклоняющий	89; 73	–	–	+
Переходник отсоединительный	ПО-76	+	+	+
Печать	–	+	–	–
Крюк отводной	–	–	+	–
Паук (амброс)	–	+	+	+
Труборез гидравлический	ТРГ-76; 93; 108	–	–	+
Труболовка гидравлическая	ТГ-76; 93; 108; ТГ-ССК-76	–	–	+
Труборез-труболовка комбинированный	ТТ-76; 93	–	–	+
Мечик-коронка	МК-76	+	+	+
Фрезерная коронка	ФК-76	+	+	+
Фрезер с направлением	ФН-59; 76	–	–	+
Пика ловильная гладкая и граненая	–	+	+	+
Ловитель	ЛОМ-50; ЛОГ-50	+	+	+
Направляющее устройство для ликвидации прихвата каротажного кабеля	–	–	+	+
Бурильные трубы с замковым соединениями с левой резьбой	50	–	–	+
Рабочий инструмент для работы со снарядами с левой резьбой	50	–	–	+

При близком расположении базы (до 10-20 км) большую часть инструмента, обязательного на буровой, возможно оставлять на ней.

2.9. Выбор источника энергии

Силовые приводы буровых установок представляют собой компоновку двигателей, трансмиссий с устройствами, которые преобразуют энергию топлива или электричества в механическую и передают ее буровым насосам, ротору, лебедке.

В используемой буровой установке УКБ-5С используется электрический силовой привод. Для такого привода необходим источник электроэнергии. В комплект поставки буровой установки УКБ-5С входит дизельная электростанция ДЭУ-60.1 мощностью 60 кВт.

Участок бурения располагается далеко от населенных пунктов и линий электропередач, следовательно, в качестве дополнительного источника электричества может быть использована только дизельная электростанция.

2.10. Механизация спуско-подъемных операций

Спускоподъемные операции относятся к наиболее трудоемким работам в бурении. На них приходится до 40% всего времени, затрачиваемого на строительство скважины. Автоматизация и механизация этих работ в бурении является наиболее эффективным средством совершенствования их организации.

Важное значение для сокращения затрат времени, труда и средств на спуско-подъемные операции имеют также:

- своевременная подготовка каждого рабочего буровой вахты (бригады) к выполнению отдельных рабочих приемов;
- четкое распределение функций между рабочими и согласованное, точное их выполнение;
- своевременная подготовка и правильное расположение инструмента на рабочем месте;
- выбор высоты буровой вышки в соответствии с глубиной скважины и длиной свечи бурильных труб;

- выполнение спуско-подъемных операций при наиболее полном использовании мощности оборудования;
- обучение всех рабочих передовым приемам работ;
- содержание рабочего места в чистоте и свободным от ненужных при работе предметов.

К числу основных инструментов механизации спуско-подъемных операций относятся трубооборот РТ-1200 и лебедка для подъема съемного керноприемника Л-5.

Лебедка Л-5 предназначена для спуска и подъема съемного керноприемника овершотом (ловителем) при бурении скважин на глубину до 2000 м. Предусмотрено использование канатов В-ОЖ-Н-1960 (200) диаметром 5,1 и 6,9 мм. Основные узлы лебедки: рама, барабан (канатоемкостью 2100 и 1250 м), электродвигатель 4А112-М4У3 (мощностью 5,5 кВт), цепная передача, канатоукладчик с кареткой, счетчик метража, корректирующий механизм, рукоятки включения и тормоза, рукоятка ручного привода канатоукладчика. Барабан включается посредством фрикционного конуса.

Кроме того, для уменьшения временных затрат на спуско-подъемные операции используется снаряд со съемным керноприемником. Использование такого инструмента избавляет от подъема всей колонны бурильных труб из скважины при получении керна – вместо этого керн поднимается в керноприемной трубе внутри бурильных труб с помощью каната.

2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)

Для измерения и контроля параметров режима бурения геологоразведочных скважин с помощью буровых установок УКБ-5С создана аппаратура типа «Курс411».

Принцип действия контрольно-измерительной аппаратуры «Курс-411» основан на преобразовании измеряемых параметров процессов бурения в электрическое напряжение.

Аппаратура «КУРС-411»(рисунок 2.3) позволяет вести визуальный контроль расхода и давления промывочной жидкости, механической скорости бурения, визуальный контроль и регистрацию усилия на крюке и осевой нагрузки (аналогично аппаратуре МКН-2); обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при аварийном уменьшении расхода промывочной жидкости.

Пределы допустимой основной погрешности канала измерения нагрузки на породоразрушающий инструмент должны составлять $\pm 2\%$ от номинальной грузоподъемности установки (по показывающему прибору и дисковой диаграмме) и 2% от напряжения (по сигналу для внешнего регистратора). Пределы допустимых основных погрешностей остальных каналов не должны превышать $\pm 4\%$ от верхних пределов выходного сигнала.

Таблица 2.11 – Характеристики контрольно-измерительной аппаратуры КУРС-411

Усилие на крюке, кН	0...80
Осевая нагрузка, кН	0...30
Расход промывочной жидкости, л/мин	0...300
Давление промывочной жидкости, Мпа	0...5
Механическая скорость бурения, м/ч	0...15
Напряжение питания, В	380
Частота тока, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	150
Масса пульта, кг	50

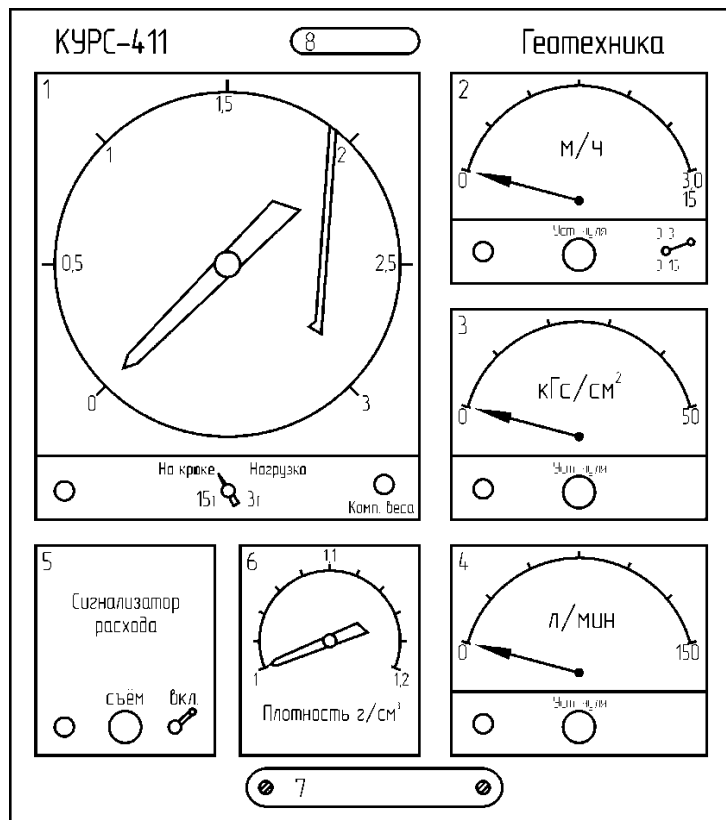


Рисунок 2.3 – Лицевая панель пульта КУРС-411

2.12. Монтаж и демонтаж бурового и силового оборудования

Монтаж и подготовка оборудования к работе подразумевает предварительное выравнивание площадки, необходимой для размещения оборудования, инструмента и материалов, оборудования резервуаров для хранения очистного агента и выполнения других видов работ.

Используемая буровая установка является самоходной, что намного упрощает ее монтаж на участке. Для приведения буровой установки в рабочее состояние достаточно опустить домкраты и поднять мачту.

Домкраты используются механические, винтового типа и закреплены на раме. Домкраты предназначены для горизонтирования рамы и восприятия нагрузки при спуско-подъемных операциях. Колеса автомобиля подклиниваются, а автомобиль устанавливается на ручной тормоз.

Мачта устанавливается в рабочее и транспортное положение с помощью двух гидроцилиндров. Фиксация мачты в транспортном положении

осуществляется посредством резьбового соединения на передней опоре, в рабочем положении – пальцами, при совмещении проушин мачты и рамы. Поднятая мачта обязательно крепится растяжками.

2.13. Ликвидация скважин

Ликвидационное тампонирующее – заключительный и ответственный этап бурения, он выполняется с целью защиты горных выработок от попадания в них подземных вод по стволам подрабатываемых скважин, а также предотвращения загрязнения и перемешивания подземных вод различных горизонтов, имеющих разные напоры и химический состав.

Комплекс работ по ликвидационному тампонирующему должен обеспечивать выполнение требований по охране недр, безопасности ведения горных работ в течение всего периода ожидания разработки и эксплуатации месторождений.

В качестве основного тампонажного материала будут использоваться глиноцементные тампонирующие смеси. Эти смеси получают добавлением в глинистый раствор, приготовляемый на основе комовых каолиновых или полиминеральных глин с содержанием песка не более 10%, необходимого количества сухого цемента и дополнительных реагентов-структурообразователей.

Тип цемента подбирается с учетом вида агрессивности подземных вод. При сульфатной агрессии подземных вод необходимо использовать только сульфатостойкие портландцементы.

В качестве структурообразователей используют содовый силикат (жидкое стекло Na_2SiO_3) и кальцинированную соду Na_2CO_3 . Среднее содержание компонентов смеси из расчета на 1 м³ глинистого раствора составляет 100...125 кг тампонажного цемента не ниже марки 400 соответствующего типа и 10...12 кг жидкого стекла.

Смесь может приготовляться с помощью бурового насоса и мерной емкости или с помощью цементировочного агрегата. При закачивании в

интервал тампонирувания глиноцементной смеси одновременно дозированно подается жидкое стекло с помощью специального устройства или вставного клапана. Смесь транспортируется по колонне бурильных труб или обсадных труб.

При тампонирувании скважину заполняют от забоя до устья с последующей ее опрессовкой (давлением 3...4 Мпа) при загерметизированном устье для изоляции проницаемых зон, не проявивших себя при бурении. Скважину выдерживают под давление в течение 20...30 минут.

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

3.1. Введение

В период выполнения геологоразведочных работ базовым предприятием является ООО «БУРСЕРВИС», расположен на территории Кемеровской области г. Новокузнецк. Участок недр Новоказанский 2 в административном отношении расположен на территории Прокопьевского и Новокузнецкого муниципальных районов Кемеровской области Российской Федерации

Площадь участка недр составляет 19,62 км². Ландшафт участка – горно-таежный. Участок расположен на водораздельной части р. Черновой Нарык. Рельеф участка сформирован р. Черновой Нарык с притоками Бобровка, Листвянка, Березовая-1, Черная Речка, Березовая-2.

Климат района – резко континентальный. Холодная зима – 5 месяцев (с ноября по апрель). Глубина промерзания грунтов – от 0,4 до 2,5 м. Наиболее холодный месяц – декабрь (до -43,90С), наиболее жаркий – июль (+36,70С). Среднегодовое количество осадков – 514 мм.

Геологоразведочные работы проводятся в удалении от населённых пунктов (расстояние до ближайшего населенного пункта 25 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».

3.3. 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 в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Опасные факторы бурения разведочных 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	
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 Вредные факторы бурения разведочных 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 табл. 3.3.

Таблица 3.3 Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Сезон годы	Температура воздуха, 0С	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 в табл. 3.3.

Таблица 3.4 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. Обязанность 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;
- 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

В настоящее время экологической безопасности уделяется большое внимание, в связи с этим требуется целый комплекс мер по защите окружающей среды. Основные виды работ по сохранению природы приведены в табл. 4.1.

Буровые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами охраны недр» при разработке месторождений твердых полезных ископаемых и в соответствии с основами законодательства РФ о недрах, направленных 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.

Таблица 3.5 Комплекс мер по охране окружающей среды при буровых работах.

Природные ресурсы	Загрязняющее воздействие	Природоохранные мероприятия
Недра	Нарушение естественного геологического состояния недр	Ликвидационный тампонаж скважины
Земля	1. Засорение почвы отходами производства 2. Загрязнение хим. реагентами и ГСМ (горюче-смазочными веществами)	1. Использование контейнеров для отходов (бытовые; производственные; пластик; промасленная ветошь); 2. Ежедневный обход буровой площадки на выявление разливов ГСМ, их устранение; использование поддонов под буровое оборудование; покрытие защитной пленкой участка под буровой.
Лес	Уничтожение почвенного покрова на территории буровой площадки	Соблюдение нормативов по отводу земель для буровых работ.

Вода	Загрязнение из-за утечки бурового раствора	Использование 3-секционного амбара для буровой жидкости с двойным покрытием пленкой всего объема отделов.
------	--	---

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

3.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации в данном районе и типе работ – это техногенные и природные (табл. 5.1).

Предупредительные меры борьбы с пожарами:

Работать на оборудовании должен только обученный и имеющий соответствующее разрешение человек (сварочные работы);

Куриль 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 (табл. 5.2).

Таблица 3.6 Чрезвычайные ситуации

Тип чрезвычайных ситуаций	Название
Природные	<ul style="list-style-type: none"> • Пожары • Землетрясения • Ливневые дожди с порывистым ветром
Техногенные	<ul style="list-style-type: none"> • Пожары • Производственный травматизм

Таблица 3.7 Противопожарный инвентарь

Наименование	Количество, шт
Огнетушители порошковые ОП-4	8
Ящик с песком объемом 1м2	1
Лопата	2
Багор	2
Лом	1
Топор	1
Противопожарный щит	1

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 горячая 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.

4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА

4.1. Организация ремонтной службы

ООО «Бурсервис» имеет механическую мастерскую с необходимым количеством металлообрабатывающих станков, кузницу и сварочный цех. Поэтому нарезка труб, штанг, изготовление инструмент, различные ремонтные работы проводятся силами механической службы предприятия. В случае выхода из строя какой-либо детали или узла, буровой мастер выполняет эскиз детали и отправляет его начальнику партии со следующим на базу предприятия автотранспортом. Начальник партии дает указ на выполнение изготовления или ремонта детали. После выполнения работ деталь отправляется в бригаду. При необходимости буровой мастер может вызвать специалиста на буровую площадку с базы предприятия. Профилактические работы, ТО бурового оборудования производится непосредственно на буровых силами буровой.

4.2. Организация энергоснабжения

Энергоснабжение жилых вагон-домов будет осуществляться при помощи дизель-генератора мощностью 149 кВт. 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 дизеля топливом будет осуществляться из ёмкости объёмом 5000 литров, с периодичностью раз в неделю. Заправка ёмкости будет производиться путём завоза дизтоплива на буровую специализированной автоцистерной ГАЗ.

4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов

При бурении скважин в качестве промывочной жидкости будет использоваться техническая вода. 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.

4.4. Транспортный цех

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. Трактор гусеничный Т-170 МБ – используется для планирования площадок под буровые установки;
5. Водовозный транспорт (УРАЛ) – для доставки воды на буровую.

4.5. Связь и диспетчерская служба

В целях повышения качества управления организуются диспетчерская служба. Основная задача диспетчерской службы – обеспечение ритмичности работы всех подразделений с учётом сложившейся обстановки.

Для выполнения поставленных задач диспетчерская служба осуществляет следующие функции:

1. Приём, анализ, обработка и распределение информации о состоянии производства работ, необходимой для составления и корректировки планов, а также регулирования производства;
2. Приём аварийных заказов и распределение их по цехам, информирование соответствующих специалистов об аварии и доставка их, в случае необходимости, к месту аварии, контроль за выполнением заказов обслуживающими цехами, обеспечение заказчиков ресурсами со складов организации, доставка необходимых ресурсов заказчику;
3. Ведение ежедневного учёта выполняемых работ;
4. Передача распоряжений руководителей организации.

Связь участка буровых работ с базой предприятия будет осуществляться с помощью радиостанции «Ангара», постоянно находящейся на буровой установке и в базовом лагере. Режим работы радиостанции «Ангара» – круглосуточный. При наличии сотовой сети стандарта GSM 900 – 1800 связь с базой будет осуществляться по сотовому телефону.

5. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

5.1. Дегазация угольных пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности

Эффективным и технологичным способом извлечения метана в широком диапазоне горно-геологических условий является применение вертикальных скважин, пробуренных с поверхности в разгруженный горный массив. Этот способ позволяет извлекать метан из всех источников (сближенные пласты, газоносные породы и выработанные пространства), разделить в пространстве горные работы и работы по извлечению газа, применить мощную буровую технику и уменьшить общий объем работ.

Разгруженный массив представляет собой аккумулятор метана с повышенной на 2 – 4 порядка газопроницаемостью по сравнению с нетронутым массивом. Параметры извлечения метана из этого объема зависят от распределения концентрации метана и давления газа в пространстве разгруженного массива, местоположения фильтрующей – и скважины и характера её воздействия на газодинамическое состояние массива. Наиболее эффективно применение вертикальных скважин с поверхности при наличии подработки или оставленных целиков угля, так как газовыделение в выработанном пространстве при таких условиях наибольшее.

При данном способе дегазации обеспечиваются:

- большая глубина дегазации подрабатываемого массива по сравнению со скважинами, пробуренными из подземных горных выработок;
- возможность комплексной дегазации пластов-спутников и выработанного пространства одной скважиной;
- возможность ведения дегазационных работ независимо.

Кроме того, при этом способе отпадает необходимость в сооружении капитальной вакуумной установки, прокладке подземных газопроводов и проходке буровых камер по породе.

Дегазацию залегающих в угленосной толще сближенных пластов и выработанных пространств скважинами с поверхности рекомендуется осуществлять при глубине разработки до 600 м, если подземные способы дегазации недостаточно эффективны, а условия на земной поверхности позволяют разместить буровое и дегазационное оборудование. Также в этих целях могут использоваться переоборудованные геологоразведочные скважины и скважины гидроразрыва пласта. На пластах, склонных к самовозгоранию, дегазация подрабатываемых пластов скважинами с поверхности может быть применена при условии, что скорость подвигания очистного забоя будет составлять не менее 45 м/мес. и будет осуществляться непрерывный контроль за температурным режимом выработанного пространства. Место заложения скважины на поверхности выбирается так, чтобы к моменту окончания бурения проекция её забоя на разрабатываемый пласт находилась на расстоянии не менее 30 м впереди очистного забоя. При отработке участков пласта, имеющих с обеих сторон выработанные пространства, вертикальные скважины целесообразно располагать в ряд посередине выемочного столба. Расстояние между вертикальными скважинами, пробурёнными с земной поверхности для дегазации подрабатываемых пластов и выработанных пространств действующих лав, и эффективность этой схемы дегазации устанавливаются опытным путём с учётом условий залегания и отработки угольных пластов, что затем учитывается при составлении проекта на наземную дегазацию подрабатываемых пластов угля и выработанного пространства.

После окончания бурения из скважины водой удаляется шлам и производится её инклинометрическая съёмка, представляющая собой определение основных параметров (угла и азимута), характеризующих искривление буровых скважин, позволяющих установить правильность бурения в заданном направлении. Затем скважина обсаживается стальными трубами диаметром не менее 100 мм (100, 125 или 150 мм, согласно существующим рекомендациям), с тампонированием затрубного пространства цементным раствором на глубину не менее 10 м и в местах пересечения водоносных

горизонтов с выработанными пространствами ранее отработанных вышележащих пластов угля. Конечный диаметр скважины оказывает существенное влияние на расход капируемой метановоздушной смеси, его выбору предшествует определение расхода смеси, исходя из требования её кондиционности по метану с учётом прогнозных значений дебита. Обсадные трубы в местах пересечения подрабатываемых пластов перфорируются отверстиями, 20 отверстий на 1 м трубы диаметром 10 – 15 мм. Конец неперфорированной части обсадной колонны обычно располагается от кровли отработываемого пласта на расстоянии не менее 30 вынимаемых его мощностей. Для защиты труб от обмерзания в зимнее время верхняя их часть утепляется.

При дегазации выработанного пространства обсадка скважины перфорированными трубами производится от верхнего дегазуемого пласта до кровли разрабатываемого пласта, при отработке пластов угля по бесцеликовой технологии дегазация осуществляется как скважинами, пробурёнными на вынимаемом участке, так и скважинами, расположенными на ранее отработанных участках в пределах выемочного поля. Скважины бурятся таким образом, чтобы расстояние проекции забоя скважины от вентиляционной выработки было не более $1/3 - 1/4$ длины лавы, за исключением случаев, когда выработанное пространство располагается с обеих сторон отработываемого участка. На первом этапе расстояние между вертикальными скважинами принимается не менее 60 м и не более 120 м, затем оно может быть скорректировано. Параметры скважин и конструкция обсадной колонны выбираются в зависимости от конкретных горногеологических условий.

В настоящее время применяются две основные схемы поверхностной дегазации вертикальными скважинами. В первом случае с перебуриванием сближенных и выемочного пластов, при отработке мощного пласта слоями или с потерями угля в целиках (рисунок. 5.1, а), данный способ используется также для дегазации выработанных пространств, и с перебуриванием только сближенных пластов (рисунок. 5.1, б) – во втором, что способствует извлечению

кондиционных по метану газоздушных смесей, пригодных для дальнейшего использования.

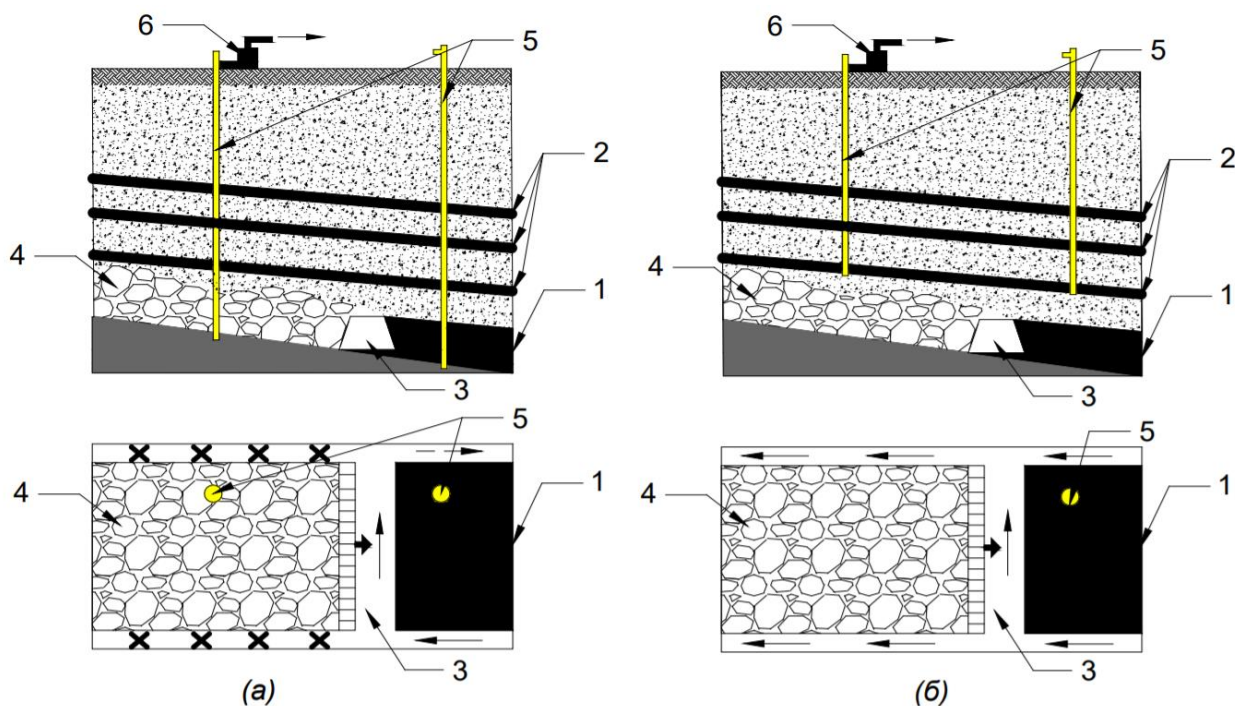


Рисунок 5.1 – Схемы дегазации скважинами, пробурёнными с поверхности:

- а) сближённых пластов и выработанного пространства; б) сближённых пластов: 1 – разрабатываемый пласт; 2 – сближенные пласты; 3 – очистной забой; 4 – выработанное пространство; 5 (а) – скважина, 5 (б) – проекция скважины; 6 – передвижная дегазационная установка

В первом случае скважины углубляются в породы почвы на 5–10 м. При перебурировании только сближенных пластов угля расстояние между забоем скважины и кровлей отрабатываемого пласта должно быть не менее десяти вынимаемых его мощностей. Забой дегазационной скважины должен находиться в разгружаемой зоне подрабатываемого пласта. Во всех случаях скважины подключаются к вакуумнасосу за 30 м до подхода лавы с разрежением на устье не менее 150 мм рт. ст.

Одним из существенных недостатков вертикальных дегазационных скважин является то, что деформирование нижней части скважины, расположенной в зоне активных сдвижений массива, выводит из строя её

основную, транспортную часть. Если не добуривать скважину до зоны полного сдвижения пород, то эффективность её резко снижается, поскольку она не связана трещинами с подлежащими дегазации коллекторами. При размещении нижней части скважины в зоне полного сдвижения обычно происходит разрыв обсадной колонны и её поперечное смещение относительно оси. Степень снижения дебита скважины при нём определяется местом разрывов и их числом. Другой недостаток способа – высокая стоимость пробурённых с поверхности вертикальных скважин: затраты на монтаж-демонтаж оборудования достигают 30%. На глубине более 400 м стоимость бурения скважины существенно зависит от её диаметра.

5.2 Дегазация выработанных пространств скважинами, пробуренными из горных выработок

В современных горнотехнических условиях ведения работ по интенсивной выемке угля широко применяются методы дегазации выработанных пространств скважинами, пробурёнными из горных выработок. Дегазация выработанного пространства применяется для снижения метанообильности действующего участка, предотвращения поступления метана из выработанного пространства в призабойное пространство лавы, а также для извлечения метана из соседних с ним выработанных пространств или из старых ранее отработанных выемочных полей в целях его дальнейшего использования. Извлекаемая метановоздушная смесь изолированно по трубопроводам отводится на поверхность или в исходящую струю выемочного поля (крыла, шахты). При проектировании дегазационных работ предпочтение следует отдавать схемам дегазации, способствующим отводу метана от очистного забоя.

Дегазация выработанного пространства действующего участка осуществляется с помощью скважин, пробурённых над куполами обрушения из пластовых выработок, либо с помощью перфорированных труб, заведённых в выработанное пространство через перемычки.

На большой глубине дегазация выработанных пространств осуществляется путём бурения встречных дегазационных скважин из вентиляционного штрека в зону купола обрушения пород. Подземные дегазационные скважины бурятся из вентиляционного штрека веерообразно навстречу лаве под углом $10 - 15^\circ$ к линии простирания пласта (продольной оси штрека). Наклон скважин к горизонту принимается равным $14 - 16^\circ$. Забои вновь буримых скважин должны перекрывать устья старых скважин на $20 - 30$ м.

При дегазации выработанного пространства действующей лавы с использованием скважин, пробурённых над целиком угля, расстояние между скважинами принимается равным $25 - 30$ м. Дегазационные скважины и перфорированные трубы закладываются вблизи выработок с исходящей вентиляционной струёй. Глубина герметизации скважин составляет минимум 10 метров.

Для дегазации выработанного пространства действующей лавы и нормализации газовой обстановки на выемочном участке при интенсивной выемке угля. Применяется схема дегазации выработанного пространства перфорированными трубами с использованием сбочных скважин (рисунок 5.3).

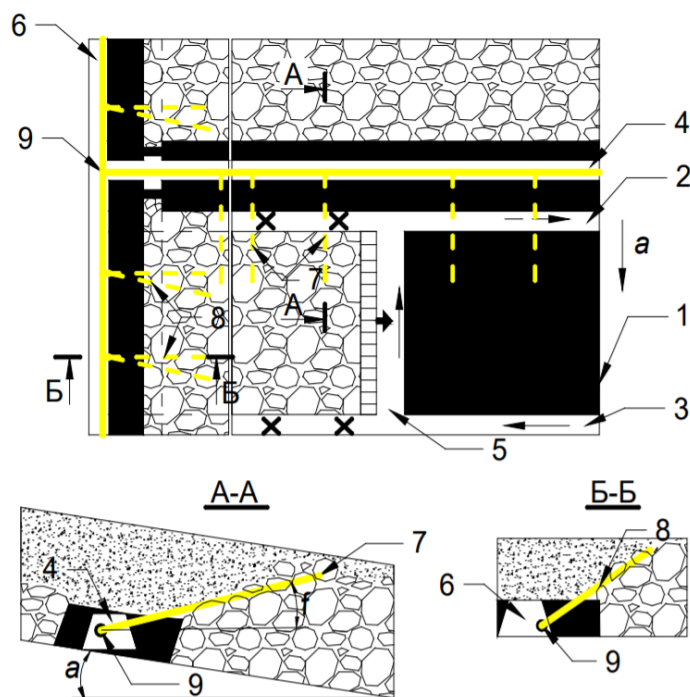


Рисунок 5.2 – Схема дегазации скважинами, пробурёнными над целиком угля, и скважинами, пробурёнными из фланговой выработки:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – вентиляционный штрек; 3 – конвейерный штрек; 4 – выработка, охраняемая целиком углем; 5 – очистной забой; 6 – фланговая выработка; 7 – скважина над целиком; 8 – скважина из фланговой выработки; 9 – газопровод; а – угол падения пласта

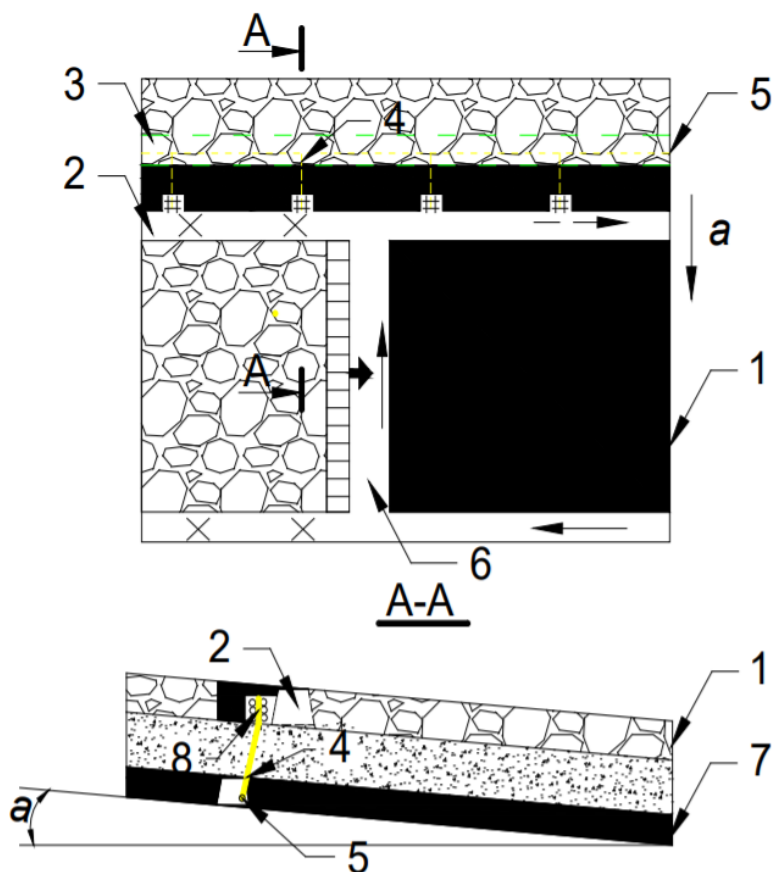


Рисунок 5.3 – Схема дегазации перфорированными трубами с использованием сбоечных скважин:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – вентиляционный штрек лав; 3 – штрек по нижнему пласту; 4 – сбоечная скважина; 5 – газопровод; 6 – очистной забой; 7 – нижележащий пласт; 8 – перфорированная труба; а – угол падения пласта

Сбоечные скважины бурятся заранее до подхода лавы, через 40–50 м по длине выработки. Скважины с обоих концов обсаживаются трубами, затем к ним со стороны лавы подключаются перфорированные трубы. Перфорированные трубы подключаются к дегазационному трубопроводу, который прокладывается в соседней выработке или оставляется в завале.

5.3. Применение направленного бурения скважин для предварительной дегазации угольных пластов

Для предварительной дегазации пластов угля в настоящее время применяется бурение скважин в пласт или кровлю пласта параллельно линии очистного забоя. Данный способ позволяет производить предварительную дегазацию угольных пластов нижележащих горизонтов. Для более эффективного применения предварительной дегазации необходимо заранее (около 1–2 года) производить бурение дегазационных скважин до запуска очистного забоя (обычно время между окончанием проходки подготовительных горных выработок и запуском новой лавы составляет 3–4 месяца), при этом чем раньше производится бурение дегазационных скважин и подключение их к дегазационному трубопроводу, тем больше газа извлекается из пласта угля. Предварительно бурить скважины возможно только после или во время проходки подготовительных выработок, при этом возникают проблемы совмещения проходки горных выработок и производства работ по бурению скважин.

Частично решить проблемы дегазации позволяет применение направленного бурения. Применение направленного бурения позволяет обуривать до 1,5 км длины лавы, при этом обуривание этого участка производится из одной точки (промежуточного штрека), что позволяет значительно уменьшить время на транспортирование станка.

Принцип направленного бурения заключается в следующем: во время бурения штанги используются только для подачи воды на забойный двигатель и корректировки направления бурения, а вращение буровой коронки происходит только за счет вращения забойного двигателя. Поворот бурового снаряда происходит из-за смещения оси снаряда относительно линии буровых штанг (рисунок 5.4). Угол между снарядом и буровыми штангами составляет 1 градус 22 минуты, этого достаточно для поворота бурового снаряда на 1 градус каждые 6 м длины скважины. Изменение направления происходит за счет вращения бурового става вокруг своей оси. На расстоянии 6 м от коронки расположены

трехосные датчики, они фиксируют положение бурового снаряда в массиве и передают на станок. На станке сигнал расшифровывается и происходит корректировка направления скважины.



Рисунок 5.4 – Схема снаряда для направленного бурения скважин по углю

5.4. Буровые установки, применяемые для бурения дегазационных скважин

5.4.1. Буровые установки для бурения дегазационных скважин с поверхности

Буровая установка PRAKLA RB 50

Буровая установка PRAKLA RB 50 (рисунок 5.5), с грузом на крюке 500 кН, позволяет выполнять буровые работы следующими методами с диаметром скважины от 4" (108 мм) до 47" (1200 мм) и глубиной до 1200 м (в зависимости от конфигурации и веса буровой колонны). Технические характеристики буровой установки приведены в таблице 5.1.

Возможные виды бурения:

- роторное бурение с прямой циркуляцией;
- роторное бурение с обратной циркуляцией;
- бурение сухим способом (шнековое бурение);
- ударно-колонковое бурение;
- колонковое бурение со съёмным кернаприемником;
- бурение с погружным пневмударником;

- канатно-ударное бурение
- бурение с изменением направления.

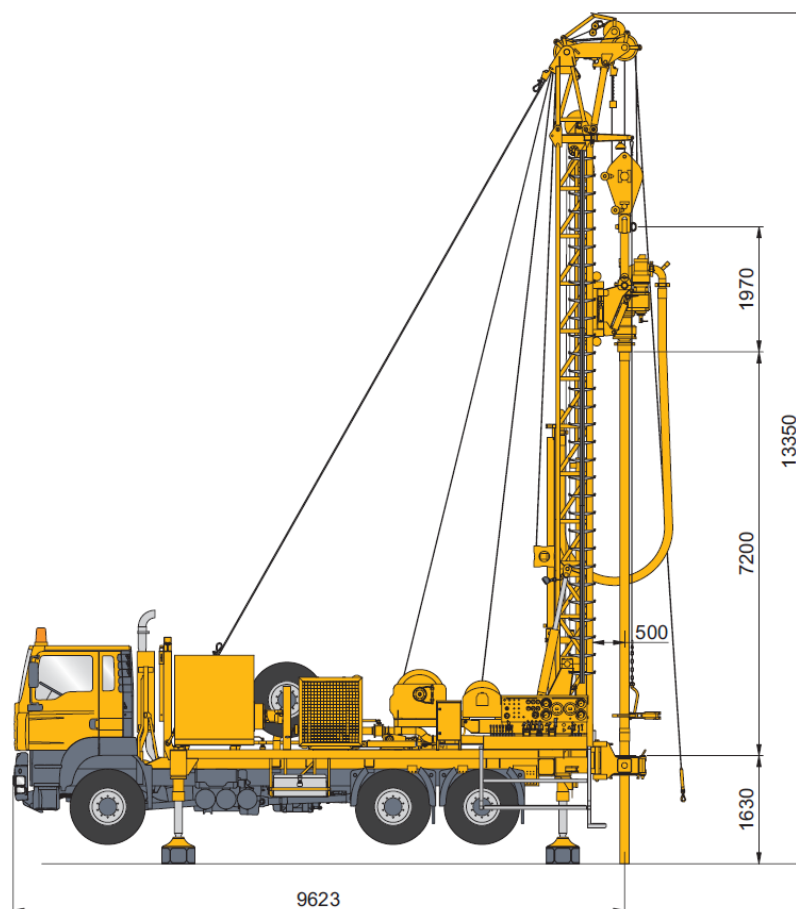


Рисунок 5.5 – Общий вид буровой установки PRAKLA RB-50

Таблица 5.1 – Технические характеристики PRAKLA RB 50

Шасси	
3-Achs-LKW	6 x 6
MAN	323 кВт
Мачта	
Высота мачты по верхнему краю	13,5 м
Свободная монтажная высота (обсадная колонна)	8,0 м
Путь силовой промывной головки	7,5 м
Вес на крюке, обычный рабочий режим	400 кН
Вес на крюке, исключение	500 кН
Подача (гидравлические цилиндры)	
Сила подачи / сила вытягивания	80 / 160 кН
Скорость	0 – 0,8 м/с
Силовая головка (вертлюг)	
с переключением, 3 передачи	

Крутящий момент при 43 1/мин	31.580 кНм
Крутящий момент при 82 1/мин	16.600 кНм
Крутящий момент при 330 1/мин	4.150 кНм
Просвет	150 мм
макс. грузоподъемность	650 кН
Главная лебедка	
Сила тяги 1-го слоя	95 кН
Сила тяги (6-кратная перепасовка)	500 кН
Диаметр каната / длина каната	19 мм / 95 м
Керновая лебедка	
Канатная тяга первый слой	20 кН
Диаметр /длина каната	8 мм / 1.000 м

Буровая установка SANDVIK 880DE

Буровая установка SANDVIK 880DE (рисунок 5.6) – высокопроизводительная буровая установка, предназначенная для бурения скважин диаметром от 108 мм до 960 мм и глубиной 1200 метров в зависимости от диаметра скважин. Технические характеристики буровой установки приведены в таблице 5.2.



Рисунок 5.6 – Буровая установка SANDVIK 880DE

Таблица 5.2 – Технические характеристики SANDVIK 880DE

Мачта	
Высота мачты по верхнему краю	13,5 м
Свободная монтажная высота (обсадная колонна)	12,3 м
Путь силовой промывной головки	7,5 м
Вес на крюке, обычный рабочий режим	500 кН
Вес на крюке, исключение	600 кН
Подача (гидравлические цилиндры)	
Сила подачи / сила вытягивания	113 / 226 кН
Скорость	0 – 0,8 м/с
макс. грузоподъемность	700 кН
Главная лебедка	
Сила тяги 1-го слоя	120 кН
Сила тяги (6-кратная перепасовка)	600 кН
Диаметр каната / длина каната	19 мм / 95 м
Керновая лебедка	
Канатная тяга первый слой	20 кН
Диаметр /длина каната	8 мм / 1.000 м

5.4.2. Буровые установки для бурения дегазационных скважин из горных выработок

Буровая установка БУГ-200

Буровая установка БУГ-200 (БУГ-200-М), производства ООО «Научно – производственный центр «Горные машины и технологии», предназначена для дегазации и разведочного бурения скважин в угольных шахтах, вращательным способом бурения скважин по углю и породам крепостью до 10 ед. по шкале проф. М.М. Протодяконова в подземных шахтах, в том числе опасных по газу и пыли.

Установка может использоваться для бурения технологических скважин диаметром до 250 мм шарошечными и корончатыми бурами, а также для бурения скважин диаметром до 300 мм по углю методом последовательного расширения на глубину до 300 м. Установка буровая БУГ-200М отличается размещением всего функционального оборудования (подачник с вращателем, насосная станция, и дистанционный пульт управления) на одной раме. В передней части рамы расположена гидравлическая лебедка, предназначенная для самостоятельного перемещения буровой установки по выработке. Технические характеристики буровой установки приведены в таблице 5.3.

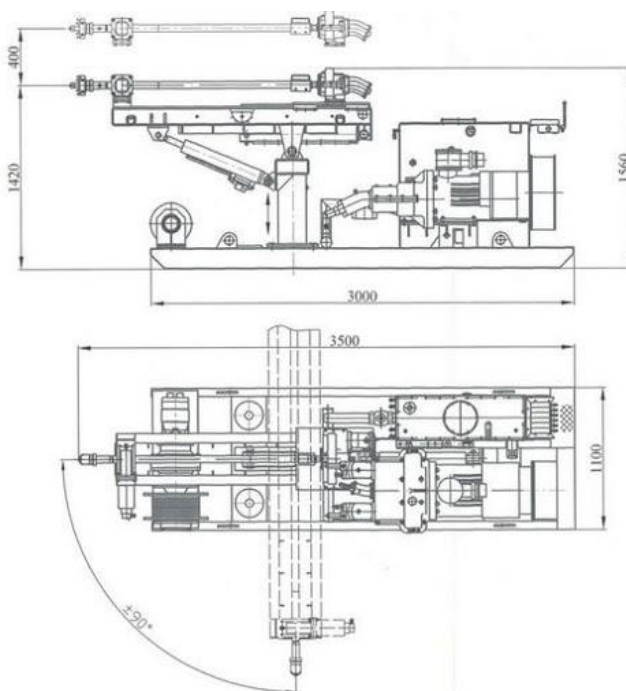


Рисунок 5.7 – Буровая установка БУГ-200М

Таблица 5.3. – Технические характеристики БУГ-200М

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Параметры
1	Крутящий момент (номин./максим.)	Нм	1600/2000
2	Число оборотов	мин'1	0...500
3	Усилие подачи (номин./максим.)	кН	75/120
4	Ход подачи	Мм	1200
5	Скорость подачи, не более	м/мин	3,5
6	Высота распора стойки: min/max	мм	2400/4500
7	Мощность э/д маслостанции	кВт	45
8	Тип бурильной головки		Гидравл., вращ-ная
9	углы бурения скважин: вверх, вниз	град	До 90; до 45
10	Диаметр буровых штанг (основной)	мм	55; 63
11	Диаметр скважин	мм	75-300
12	Номинальное давление в гидросистеме	МПа	20
13	Производительность насосной станции	л/мин	160
14	Тяговое усилие гидролебедки	кН	30
15	Диаметр каната гидролебедки	мм	12
16	Канатоемкость барабана гидролебедки	м	30
17	Количество и тип насосов насосной станции		2x310.56.03+1.210.12.00 4
18	Тип электродвигателя насосной станции		ВРП 200 М4
19	Габаритные размеры	мм	3500x1100x1460(1860)
20	Масса буровой установки	кг	2500

Буровой станок БГА2М

Предназначен для бурения и расширения скважин по углю из горных выработок не менее 4 м2 Мощность угольного пласта должна превышать диаметр разрушающего инструмента не менее чем на 0,2 м.



Рисунок 5.8 – Буровой станок БГА2М

Таблица 5.4. – Технические характеристики бурового станка БГА2М

		БГА2М-01	БГА2М-04	БГА2М-05
Номинальный диаметр разрушающего инструмента, мм:				
при бурении		500		76, 120
при расширении			850, 1100	
Наибольшая глубина бурения, м		60	120	200
Предельный угол бурения скважин, град.		-5 - +45	+45 - +90	-5 - + 45
Усилие подачи, кН, не менее		60	120	68,6; 120
Мощность привода, кВт:	вращения	18,5		15
	подачи	7,5		
Габариты, м: длина / высота / ширина		2,0	1,1	0,9
Масса, кг		1000		

Буровая установка VLD 1000A

Буровая установка предназначен для бурения пластовых скважин по принципу обычного роторного бурения или направленного бурения (скважины глубиной более 1000м). Буровая установка VLD 1000A производится австралийской компанией “Valley Longwall Drilling Systems International Pty”

используется для проведения комплексной дегазации пластов шахт. Станок установки смонтирован на гусеничной базе с полностью автономной маслостанцией. Для обслуживания работы станции необходимо три человека, оператор и 2 помощника. Станок предназначен для бурения скважин 1000 -1500м (штанги 3м с МЕССА серии NRQHP)

Станок установлен на гусеничной базе с автономной (встроенной) маслостанцией, обслуживают 3 человека, оператор и 2 помощника.

Предназначен для бурения скважин глубиной 1000 - 1500м (штанги 3м с МЕССА серии NRQHP)



Рисунок 5.9 – Буровая установка VLD 1000A

Таблица 5.5. – Технические характеристики установки VLD 1000A.

Размеры:	
Общая ширина / длина / высота, мм	- 2000 / 4000 / 1600
Вес	- 9500 кг номинально
Удельное давление на грунт	- 0.0997 Мпа
Усилие хода при перемещении	- 180 кН (18 тонн) номинально
Скорость хода	- 3.4 км/час горизонтально
Размер ходовых траков	- 220мм шириной x1900мм дл.
Установка станка	
Имеется три распорных стойки и четыре домкрата стабилизации.	

Домкраты и стойки сертифицированы: На горизонтальную нагрузку На вертикальную нагрузку Параметры:	175 кН при 100 бар 700 кН при 100 бар Ход – 700 мм, Диаметр – 150 мм
Гидравлическая система	
Разработка и сборка	VLE
НАСОСЫ:	
Изготовитель:	REXROTH
Тип	Осевой плунжерный
Количество	3
Рабочее давление	240 - 318 Бар
Давление в системе управления	15 Бар
Расход (На каждом насосе)	
Основной клапанный блок При открытой системе	188 л/мин при 318 Бар
Высоконапорный водяной насос (Система закольцована на трансмиссию)	91 л/мин при 250 Бар
Вспомогательный/Точная подача При открытой системе	40 л/мин при 240 Бар
Скорость вращения насоса	2200 об/мин
Двигатель:	
Изготовитель	Toshiba
Мощность:	90 кВт
Тип:	Фланцевый на лапах Взрывозащищен
Напряжение (двойное)	660в – 1140в/50Гц
Полярность:	Негативная земля
Скорость:	1480 об/мин

Буровая установка GEO 126P

Модульная буровая установка для направленного бурения из подземных горных выработок ГЕО-126П – предназначена для бурения геологоразведочных и технологических скважин в любом направлении с возможностью применения винтового забойного двигателя. Установка выполнена в взрывобезопасном исполнении для работы в агрессивных и опасных средах (автоматическая защита, отключающая оборудование при появлении взрывоопасной среды). Буровая установка изготавливается в двух исполнениях: как на рельсовом ходу,

так и на гусеничном, с возможностью бурения пород до IX категории по буримости.

Электрический шкаф: Буровая установка имеет автоматическую защиту, отключающее оборудование при появлении взрывоопасной среды и установленный газоанализатор.

Газоанализатор: Датчик метана, модуль управления, источник бесперебойного питания (ИБП), выносной сенсор, светозвуковая сигнализация

Буровой модуль:

1. Вращатель

Высоко оборотистый гидравлический подвижный вращатель с проходным шпинделем – HQ ZBT (с гидравлическим тормозом вращателем). Патрон вращателя оснащен тремя зажимными плашками с твердосплавными вставками. Установлено устройство срыва резьбы.

2. Трубодержатель

Установлен гидравлический трубодержатель синхронизированный с вращателем и кареткой. Осуществляется механическое закрытие и гидравлическое раскрытие кулачков механизма. Позволяет работать с типоразмерами труб Ø-55,6;69,9;89;114,3мм.

3. Буровая мачта и система подачи

Установлена односекционная рама. Механизм подачи каретки выполнен двухсторонним гидроцилиндром. Фиксация бурового станка в шахте происходит за счет четырех продольных гидравлических упора податчика с каждой стороны.

4. Лебедка ССК позволяет бурить со съемным керноприёмником (снаряд ССК). Лебедку можно легко монтировать в раму бурового модуля.



Рисунок 5.10 – Буровая установка GEO 126P

**6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

6.1. Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

6.1.1. Технический план

Объем проектируемых видов работ при сооружении скважин представлен ниже в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Виды и объемы проектируемых работ

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Объем
1	Проектирование работ	%	100
2	Бурение разведочных скважин глубиной 215м и диаметром 75,7 мм	<u>п. м</u> СКВ	<u>14711</u> 107

6.1.2. Расчет затрат времени

Проектом предусматривается бурение 107 разведочных скважин общим объемом 14711 п.м. Все скважины бурятся с полным отбором керна. Для обеспечения представительной массы пробы основной диаметр бурения 75,7 мм. Энергоснабжение буровых установок будет осуществляться от ДЭС. Расчет затрат времени на бурение скважин приведен в таблице 6.2, причем нормативных документов на стоимость и время выполнения геологоразведочных работ проектным оборудованием не существует. В связи с чем, будут применяться ориентировочные коэффициенты норм времени, установленные опытным путем, технологическим отделом, при ранее произведенных работ в схожих геолого-технический и районных условиях.

Таблица 6.2 – Расчет затрат времени и труда на бурение скважин

Категория пород по буримости	Диаметр ПРИ, мм	Объем бурения по категории (1скв), м	Объем бурения по категории (107 скв), м	Норма времени в ст-см на метр	Итого затрат времени на объем (1 скв)
IV	93,0	9	963	0,04	0,36

VII	76,0	215	14711	0,05	10,75
Итого:					11,11

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

Затраты времени на бурение всего объема скважин (107скв) $N_{\text{бур}}$:

$$N_{\text{бур}} = H_{\text{скв}} \cdot n \quad (6.1)$$

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

n – количество скважин, шт.

$$N_{\text{бур}} = 11,11 \cdot 107 = 1188,77 \text{ ст} - \text{см}$$

Затраты времени на монтаж-демонтаж и переезд буровой установки:

$$N_{\text{м-д}} = H_{\text{м-д}} \cdot n \quad (6.2)$$

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.

$$N_{\text{м-д}} = 0,5 \cdot 107 = 53,5 \text{ ст} - \text{см}$$

Крепление скважин обсадными трубами:

$$N_{\text{всп}} = H_{\text{обс}} \cdot n \quad (6.3)$$

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.

$$N_{\text{всп}} = 0,2 \cdot 107 = 21,4 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчет затрат времени на планово- предупредительный ремонт:

$$N_{\text{ппр}} = \frac{N_{\text{бур}}}{50} \quad (6.4)$$

$$N_{\text{ппр}} = \frac{1188,77}{50} = 23,8 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчет общих затрат времени на бурение:

$$N_{\text{общ}} = N_{\text{бур}} + N_{\text{всп}} + N_{\text{м-д}} + N_{\text{ппр}} \quad (6.5)$$

$$N_{\text{общ}} = 1188,77 + 21,4 + 53,5 + 23,8 = 1287,5 \text{ ст} - \text{см}$$

Расчет фактической коммерческой скорости:

$$P_{\text{мес}} = \frac{O}{N_{\text{общ}}} \cdot 60 \quad (6.6)$$

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.

$$P_{\text{мес}} = \frac{14711}{1287,5} \cdot 60 = 686 \text{ п. м}$$

$$n = \frac{O}{P_{\text{мес}} \cdot T_{\text{усл}}} \quad (6.7)$$

где n — количество бригад;

$T_{\text{усл}}$ — условное время, необходимое на выполнение проектных работ, мес. Так как суровые условия данной территории не позволяют вести работы в зимнее время, $T_{\text{усл}}$ принимаем равным 8 месяцам для выполнения работ в течение года.

$$n = \frac{14711}{686 \cdot 8} = 2,7 \approx 3 \text{ бригады}$$

6.1.4. Проектные работы

Перед началом работ нужно составить проект работ. Расчет времени приведен в табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет времени на проектирование работ

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Норма выработки на одного человека	Затраты труда чел-дни		Всего чел-дней
					Инженер геолог	Инженер по буровым работам	
1	Подготовительные работы						
1.1	Систематизация архивных материалов:						
	- текстов и текстовых приложений	стр	500	25	20	-	20
	- графических приложений	лист	22	2	11	-	11
1.2	Рекогносцировочные работы	чел-дн	10	-	8	2	10

2	Проектирование						
2.1	Составление проектных ГТН (1 ГТН по 4,4дм ²)	дм ²	4,4	4		4	4
2.2	Составление геологической карты участка с проектными скважинами масштаба 1:5 000	дм ²	32	4	4	-	4
2.3	Составление текстовой части проекта и приложений	стр	100	4	15	10	25
3	Согласование, утверждение проекта и сметы	чел-дн	7	-	4	3	7
	Всего:				62	19	81

Определение продолжительности проектирования, месяцы:

$$П = \frac{\sum \text{чел} - \text{дн}}{n \cdot c} \quad (6.8)$$

где n – количество человек, занятых на проектирование; c – количество рабочих смен в месяц при односменной работе (25,6).

$$П = \frac{81}{2 \cdot 25,6} = 1,6$$

Итоговые затраты времени на геолого-разведочные работы:

$$П = 1,6 + 8 = 9,6 \text{ мес}$$

6.2. Стоимость проектируемых работ (смета)

6.2.1. Сметно-финансовый расчет затрат

Сметно-финансовый расчет затрат на заработную плату приведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – 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	1,7	40 000	68 000	108 800

Продолжение таблицы 6.4

Инженер по буровым работам	1	1.7	40 000	68 000	108 800
Итого заработной платы				136 000	217 600
Дополнительная зарплата (7,9%)				10 744	17 190,4
Итого заработной платы				146 744	23 4790,4
Отчисления на соц. нужды (35,6%)				52 240,86	83 585,38
Итого				198 984,86	318 375,78
Проведение буровых работ					
Буровой мастер	1	1.7	40 000	68 000	544 000
Инженер по буровым работам	1	1.7	40 000	68 000	544 000
Машинист буровой установки	10	1.7	35 000	595 000	4 760 000
Помощник машиниста буровой установки	10	1.7	25 000	425 000	3 400 000
Водитель водовозки	2	1.7	30 000	102 000	816 000
Водитель	1	1.7	25 000	42 500	340 000
Итого основная зарплата				1 300 500	10 404 000
Дополнительная зарплата (7,9%)				102 739,5	821 916
Итого заработной платы				1 403 239,5	11 225 916
Отчисления на соц. нужды (35,6%)				499 553,26	3 996 426
Итого				1 902 792, 76	15 222 342

Сметно-финансовый расчет затрат на расходные материалы и ГСМ при проведении буровых работ приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Сметно-финансовый расчет затрат на расходные материалы и ГСМ при проведении буровых работ

Наименование	Цена за 1 у.е. рубль	Плановый расход в месяц у.е.	Требуемое кол-во для проведения работ	Расходы за месяц, тыс. руб	Общий расход, тыс. руб.
Коронка импрегнированная диаметром 96.1 мм	16 000	1	8	16	128
Коронка импрегнированная диаметром 75,7 мм	10 000	30	240	300	2400

Продолжение таблицы 6.5

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
Антифриз 2л	1200	1	8	1,2	9,6
Д/Т 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

6.2.2. 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 116 подверженных износу составляет порядка 1,5 млн. рублей. Ежемесячная амортизация составит $1.5/12 = 0,125$ млн. рублей. За 8 месяцев работы мы должны заложить на амортизации 1 млн. рублей.

Водовозка, машина для развоза вахты и 3 буровых установки имеют приблизительную стоимость в 52 млн. рублей. Машины данного относятся к третьей амортизационной группе со сроком службы со сроком полезного использования свыше 3 лет до 5 лет включительно. Годовые амортизационные взносы составят $52/5=10,4$ млн. рублей. За 1 месяц $10,4/12= 0,86$ млн. рублей. За 8 месяцев 6,9 млн рублей.

Итоговая сумма на амортизацию составляет 7,9 млн. рублей.

6.2.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Общая стоимость геологоразведочных работ представлена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Общая стоимость геологоразведочных работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость объема работ, руб.
I	Основные расходы	33 999 614,5

	А. Собственно геологоразведочные работы:	32 756 717,78
	1. Проектирование работ	318 375,78
	2. Проведение буровых работ	32 180 342
	3. Организация полевых работ 1,5 % от I-A-2	132 336,51
	4. Ликвидация полевых работ 1,2 % от I-A-2	126 669,20
	Б. Сопутствующие работы и затраты	
	1. Транспортировка грузов 10% от ΣA	1242 141,88
II	Амортизационные отчисления	7900000
III	Накладные расходы 12,9 % от ΣI	4 385 950,2
IV	Плановые накопления 10,9 % от ΣI	3 705 957,9
V	Компенсируемые затраты:	1 342 717,4
	1. Полевое довольствие 15,8 % от ΣI	5 371 939
	2. Премии рабочим 33,5% от ΣI	11 389 870,7
VI	Резерв 6 % ΣI	2 039 976,9
Всего по объекту		53 374 216,9
НДС – 20%		10 674 843,4
Всего по объекту с НДС		64 049 060,3

6.2.4. Календарный план

Календарный план на выполнение работ на участке Новоказанский 2 приведен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Выполнение работ на участке Новоказанский 2

Наименование основных видов работ	Начало	Окончание
Проектирование работ	1.02.22	20.03.22
Организация полевых работ	15.03.22	1.04.22
Проведение буровых работ	1.04.22	20.11.22
Ликвидация полевых работ	1.12.22	15.12.22

6.2.5. 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:

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{T}{v_M} + \frac{T - T_6}{l_p} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6.9)$$

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;

Π – 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 (6.9) 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 $1. = (2 \cdot H \cdot K)$. С учетом полученного выражения формула (4) для случая колонкового бурения без съемного керноприемника примет вид:

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K + t_2}{l_p} \right) + \frac{\Pi}{L} \quad (6.10)$$

При колонковом бурении (КССК) при реализации рейса требуется выполнять подъем и последующий спуск керноприемника для извлечения керна. Операции подъема керноприемника с керном и спуска порожнего керноприемника в колонну составляют цикл бурения КССК, 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 КССК.

- 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 КССК на интервале от спуска кернаприемника в скважину до извлечения заполненного керна кернаприемника из скважины.

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

$$t_3 = 2C \cdot H + t_4 \quad (6.11)$$

где C – время на спуск-подъем одного метра троса с кернаприемником, ч/м

t_4 – время на извлечение керна и смену кернаприемника, ч.

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

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2HK + T_2}{l_p} + \frac{2CH + t_4}{l_{ц}} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6.12)$$

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:

$$C_M = \frac{C_{ст}}{T} \left(\frac{1}{v_M} + \frac{2K \cdot H + t_2}{L} \right) + \frac{Ц}{L} \quad (6.13)$$

Из зависимостей (6,9)–(6,13) 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 КССК 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 КССК составляет 30 м, а длина керноприемника – 2 м, то при равных значениях механических скоростей бурения применение КССК 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:

$$\Delta C = C_M^I - C_M^{II} \quad (6.14)$$

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 съемным 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 съемного керноприемника произойдет рост затрат времени на проведение спуско-подъемных операций (СПО) и снижение доли времени углубления скважины T_6 .

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

$$\Delta C = C_M^I - C_M^{II} = 1207 - 1656 = -449 \frac{\text{руб}}{\text{м}} \quad (6.15)$$

Вывод: в ходе написания главы, посвященной финансовому менеджменту был проведен расчет общей сметной стоимости геологоразведочных работ, а также затрат времени на проведение этих работ. Эти показатели показывают, что проект является эффективным.

В результате расчетов была доказана экономическая эффективность применения КССК. При бурении более глубоких скважин буровым снарядом без съемного керноприемника увеличатся затраты и время на проведение спуско-подъемных операций и снижение доли времени на углубление скважины. Большим достоинством КССК является сокращение спуско-подъемных операций, что позволяет сохранить ствол скважины, и уменьшить простои.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены все разделы для осуществления разведочного бурения. В геологическом разделе произведено описание географо-экономических характеристик и геологических условий разреза данного участка.

В техническом разделе, основываясь на геологических условиях, произведен выбор технологии и техники для сооружения скважин на участке «Новоказанский 2» Новоказанского каменноугольного месторождения. В работе представлено описание выбранной буровой установки и используемого бурового оборудования, а также выполнены расчеты режимных параметров бурения. Произведены все проверочные расчеты выбранного бурового оборудования.

В разделе социальной ответственности приведены – анализ вредных и опасных производственных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению.

В специальной части проекта представлены технология и техника бурения дегазационных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

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. Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении. – Л.:Недра, 1989. – 256 с.
4. 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.
5. Гончаров А.Е., Виниченко В.М. пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. М., Недра, 1987, - 128 с.
6. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. – СПб.: ООО «Недра», 2000. –712с с.
7. 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.
8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020).
9. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
10. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБЕ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 12.3.050-2017. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

13. ГОСТ 12.4.125.-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов.
14. ГОСТ 12.1.005–88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. ГОСТ 12.1.009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
16. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
17. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
18. Кудайлов С.К. Бурение скважин в сложных условиях снарядами со съемными керноприемниками (ССК). – Алматы: КазНТУ, 2010. – 278 с.
19. 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.
20. Буровая установка УКБ-5С: [Электронный ресурс] //URL: <http://www.ukb5s.ru/>.