

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: технология геологической разведки
Кафедра бурения скважин

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке «Чертинский Глубокий» Чертинского каменноугольного месторождения (Кузбасс)

УДК 553.94:550.822.7:622.24(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Козлов Дмитрий Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Бер А. А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геолого-методическая часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гаврилов Р. Ю.	К.Г.-М. Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О. П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой БС	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А. В.	К.Т.Н.		

Томск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт	Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	21.05.03 «Технология геологической разведки»
Уровень образования	Специалитет
Кафедра	Бурения скважин
Период выполнения	осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.17
------------------------------------------	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.05.17	<i>Описание теоретической части проекта</i>	50
18.05.17	<i>Выполнение расчетной части проекта</i>	40
23.05.17	<i>Устранение недостатков проекта</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Бер А. А.	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
БС	Ковалев А. В.	к. т. н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Кафедра Бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Ковалев А. В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Студенту:

Группа	ФИО
222в	Козлову Дмитрию Дмитриевичу

Тема работы:

Технология и техника сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке «Чертинский Глубокий» Чертинского каменноугольного месторождения (Кузбасс)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: участок «Чертинский Глубокий» в пределах Чертинского каменноугольного месторождения
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология и техника проведения буровых работ. 2. Вспомогательные и подсобные цеха. 3. Анализ колонковых снарядов для получения образцов пород и проб газа

Перечень графического материала	1. Геологический план. 2. Геологический разрез. 3. Геолого-технический наряд. 4. Схема размещения бурового оборудования. 5. Схема съемного керногазонаборника КГНС 6. Техничко-экономические показатели
----------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геолого-методическая часть	Гаврилов Р. Ю.
Социальная ответственность	Немцова О. А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кочеткова О. П.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Бер А. А	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Козлов Дмитрий Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Козлов Дмитрий Дмитриевич

Институт	ИПР	Кафедра	БС
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Геолого-методическая часть»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Полевые работы на разведочной стадии геологоразведочных работ
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Географо-экономические условия проведения работ	Административное положение района работ, анализ географических и климатических условий района работ, экономическая характеристика района работ.
2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	Объемы и методика ранее проведенных на участке геологоразведочных работ
3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ	Геологическая, структурная, литологическая гидро- и горно-геологическая характеристики района работ
4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ	Выбор и описание методик проведения основных видов проектируемых работ
5. Методика, объемы и условия проведения буровых разведочных работ	Выбор методики проведения буровых работ, определение объемов буровых работ, анализ геолого-технических условий

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРПИ	Гаврилов Р. Ю.	Кандидат геолого-минералогических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Козлов Д.Д.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Козлов Дмитрий Дмитриевич

Институт	ИПР	Кафедра	БС
Уровень образования	Специалитет	Направление/ специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Полевые работы на разведочной стадии геологоразведочных работ
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	<i>Вредные факторы:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе и в буровом здании. • Превышении уровня шума и вибрации. Недостаточное освещение рабочей зоны. <ul style="list-style-type: none"> • Повышенная запыленность и загазованность. • Повреждения в результате контакта с насекомыми. <i>Опасные факторы:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Движущиеся машины, подвижные части различного оборудования, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. • Электричество. • Острые предметы, острые части предметов.
2. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> • Уничтожение и повреждение почвенного слоя. • Загрязнение почвы. • Усиление эрозионной опасности. • Уничтожение растительности. • Лесные пожары. • Загрязнение подземных вод
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> • Пожары.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<ul style="list-style-type: none"> • Специальные правовые нормы трудового законодательства. • Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Козлов Д.Д.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Козлов Дмитрий Дмитриевич

Институт	ИПР	Кафедра	БС
Уровень образования	Специалитет	Направление/ специальность	ТГР

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Рабочая документация, данные по капитальным вложениям, данные по эксплуатационным затратам
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно действующему законодательству РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ</i>	Расчеты затрат труда, расчеты продолжительности работ, расчеты производительности труда
<i>2. Расчет сметной стоимости</i>	Подсчет финансовых затрат на выполнение всего комплекса геологоразведочных работ
<i>3. Организация, планирование и управление буровыми работами</i>	Составление календарного плана

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Козлов Д.Д.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<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 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
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

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	15
ABSTRACT	17
ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
1.1. Географо-экономические условия проведения работ	19
1.1.1. Административное положение объекта работ	19
1.1.2. Рельеф, растительность, гидросеть	19
1.1.3. Климат	21
1.1.4. Экономическая характеристика района работ	21
1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	22
1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ	26
1.3.1. Геолого-структурная характеристика	26
1.3.1.1. Литологическая характеристика района работ	26
1.3.1.2. Структура (тектоника) объекта	30
1.3.1.3. Угленосность	31
1.3.2. Гидрогеологическая характеристика района работ	35
1.3.3. Горно-геологические условия.....	36
1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ	37
1.4.1. Топографо-геодезические работы	37
1.4.1.1. Определение проектного положения скважин на местности.....	37

1.4.1.2. Аналитическая привязка скважин.....	38
1.4.1.3. Проложение теодолитных ходов.....	38
1.4.1.4. Камеральные работы	39
1.4.2. Работы геологического содержания.....	39
1.4.2.1. Буровые работы.....	39
1.4.2.2. Гидрогеологические работы	40
1.4.2.3. Опробование каменных углей	41
1.4.2.4. Изучение физико-механических свойств	41
1.4.3. Прогноз горно-геологических условий отработки угольных пластов	43
1.4.3.1. Определение ФМС горных пород полевой лабораторией	44
1.4.3.2. Камеральные работы	45
1.4.4. Геофизические исследования в скважинах (ГИС).....	45
1.5. Методика, объемы и условия проведения буровых разведочных работ..	47
1.5.1. Методика проведения буровых работ.....	47
1.5.2. Объемы буровых работ.....	49
1.5.3. Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза.....	50
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ.....	53
2.1. Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения	53
2.2. Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	55
2.3. Разработка типовых конструкций скважин.....	56
2.3.1. Определение конечного диаметра скважины.....	57

2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению	58
2.4. Выбор буровой установки и бурильных труб	59
2.4.1. Буровой станок	61
2.4.2. Выбор бурильных труб.....	61
2.4.3. Буровой насос. Компрессор	62
2.4.4. Буровая вышка (мачта). Буровое здание	63
2.5. Выбор технологического бурового инструмента и расчет технологических режимных параметров бурения.....	64
2.5.1. Проходка горных пород	64
2.5.2. Технология бурения по полезному ископаемому.....	69
2.5.3. Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения	71
2.6. Реализация намеченных мероприятий по закреплению стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами.....	74
2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования	75
2.7.1. Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка.....	75
2.7.2. Расчет мощности привода насоса.....	78
2.7.3. Проверочные расчеты грузоподъемности мачты	80
2.7.4. Проверочный расчет бурильных труб на прочность.....	85
2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин.....	90
2.9. Выбор источника энергии	93
2.10. Механизация спуско-подъемных операций	94
2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)	95

2.12. Монтаж и демонтаж бурового и силового оборудования.....	97
2.13. Ликвидация скважин.....	98
3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	100
3.1. Введение.....	100
3.2. Производственная безопасность	101
3.2.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	103
3.2.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	106
3.3. Экологическая безопасность.....	109
3.3.1. Гидрогеологические работы	109
3.3.2. Земля, почва.....	110
3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
3.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
3.5.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	113
3.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	114
4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА.....	115
4.1. Организация ремонтной службы.....	115
4.2. Организация энергосбережения	115
4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов.....	116
4.4. Транспортный цех.....	116
4.5. Связь и диспетчерская служба.....	117

5. АНАЛИЗ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОРОД И ПРОБ ГАЗА.....	118
5.1. Герметичные сосуды.....	118
5.2. Вылавливание газа из керна материала	121
5.2.1.Керногазонаборник КГ-55/120-К-62	123
5.2.2. Керногазонаборник КА-61М	126
5.3. Герметизация керноприемной трубы.....	129
5.3.1. Герметические керногазонаборники ГКМ	130
5.4. Замораживание керна на забое	134
5.5. Съёмные керногазонаборники	135
5.5.1. Съёмный керногазонаборник СКГН-76А.....	135
5.5.2. Съёмный керногазонаборник КГНС	139
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	143
6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия.....	143
6.2. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ	143
6.2.1. Технический план	143
6.2.2. Расчет затрат времени труда по видам работ.....	144
6.2.3. Расчет затрат труда на доставку персонала и грузов	150
6.2.4. Расчет производительности труда, обоснование количества бригад, расчет продолжительности выполнения проектируемых работ	151
6.3. Расчет сметной стоимости	153
6.3.1. Общий расчет сметной стоимости проектируемых геологоразведочных работ	153
6.4. Организация, планирование и управление буровыми работами	154

6.4.1. Календарный план.....	154
6.4.2. Организация производства.....	156
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	158
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	159

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 160 страниц, 36 таблиц, 15 рисунков, 21 источник.

Перечень ключевых слов: УКБ-5С, участок «Чертинский Глубокий», уголь, газ, КССК-76.

Объектом исследования является Чертинское каменноугольное месторождение в границах участка «Чертинский Глубокий», 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 на объекте.

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 и организации работ; сметно-финансовый расчет.

В результате проектирования была дана полная геологическая характеристика объекта; произведен выбор бурового и вспомогательного оборудования, удовлетворяющий всем требованиям; был 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 описание самоходной буровой установки УКБ-5С и ее комплектации; приведены технические характеристики бурового станка СКБ-5 и другого оборудования, входящего в комплект установки; приведен состав технологического инструмента.

Значимость работы: проведение работ на участке «Чертинский Глубокий» Чертинского каменноугольного месторождения позволит спроектировать дальнейшую добычу угля. Необходимость добычи обусловлена потребностью в угле для различных гражданских нужд и нужд предприятий Сибирского региона.

ABSTRACT

Final qualifying work contains 160 pages, 36 tables, 15 figures, 21 sources.

List of key words: UKB-5C, «Chertinskiy Glubokiy», coal, gas, KSSK-76.

The object of the study is the site «Chertinskiy Glubokiy» of Chertinskiy coal field, Kemerovo region.

Objective: drafting of drilling exploratory wells; geological study of the object; technology development site works; development of management and organization of work at the facility.

During the design process, the following were selected: selection of drilling equipment; testing calculations of the selected equipment; calculations of regime parameters; analysis of hazards during exploration and their prevention, selection of auxiliary equipment and the organization of work; financial estimates.

As a result of the design: a complete geological description of the object was given; a selection of drilling and auxiliary equipment has been made, satisfying all the requirements; the analysis of all harmful and dangerous factors was carried out at geological prospecting works within the given object; estimated financial calculations.

The main design, technological and technical characteristics: the project provides a complete description of the self-propelled drilling rig UKB-5S and its configuration; the technical characteristics of the components of the drilling rig and the drilling rig as a whole; the composition of the used technological tool is given.

The significance of the work: carrying out works on the site «Chertinskiy Deep» of Chertinskiy coal field will allow us to design further coal extraction. The need of extraction due to the need for coal for the various civic needs and the needs of the enterprises of the Siberian region.

ВВЕДЕНИЕ

Верхняя граница участка Чертинский Глубокий – дневная поверхность и нижняя граница горных отводов ООО «Шахта «Чертинская-Южная» и ООО «Шахта Чертинская-Коксовая». Нижняя граница горного отвода – почва пласта 7а. Площадь участка в указанных границах составляет 31,43 км², из них на дневной поверхности – 4,72 км². Значительная часть участка (26,71 км²) выхода на дневную поверхность не имеет.

Геологической задачей данного проекта является проведение разведки пластов 6, 7 и 7а на участке Чертинский Глубокий Чертинского каменноугольного месторождения в Беловском геолого-экономическом районе Кузбасса.

Работы намечается провести путем разбуривания участка скважинами механического колонкового бурения. Проектом планируется пробурить 68 скважины общим объёмом 29735 п.м. Согласно геологическому заданию бурение будет проходить в 2 очереди. По 1 очереди предусматривается пробурить 9434 п.м.

Запасы угля пласта 6 в пределах геологического участка «Поле шахты Чертинская» утверждены ГКЗ СССР протоколом от 01.11.1972 г. № 6700 и учитываются государственным балансом запасов полезных ископаемых по группе «резерв подгруппы «б» для шахт (запасы угля пластов 7а и 7 государственную экспертизу не проходили). Запасы угля пласта 6, 7 и 7а на участке «Чертинский Южный» и «Чертинский Западный» утверждены ГКЗ СССР протоколами от 24.04.1971 г. № 6227 и от 31.10.1969 г. № 5803 соответственно и учитываются государственным балансом по группе «перспективные для разведки месторождения и участки шахт».

1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1. Административное положение объекта работ

Участок «Чертинский Глубокий» находится в Беловском геолого-экономическом районе Кузбасса в границах Чертинского каменноугольного месторождения.

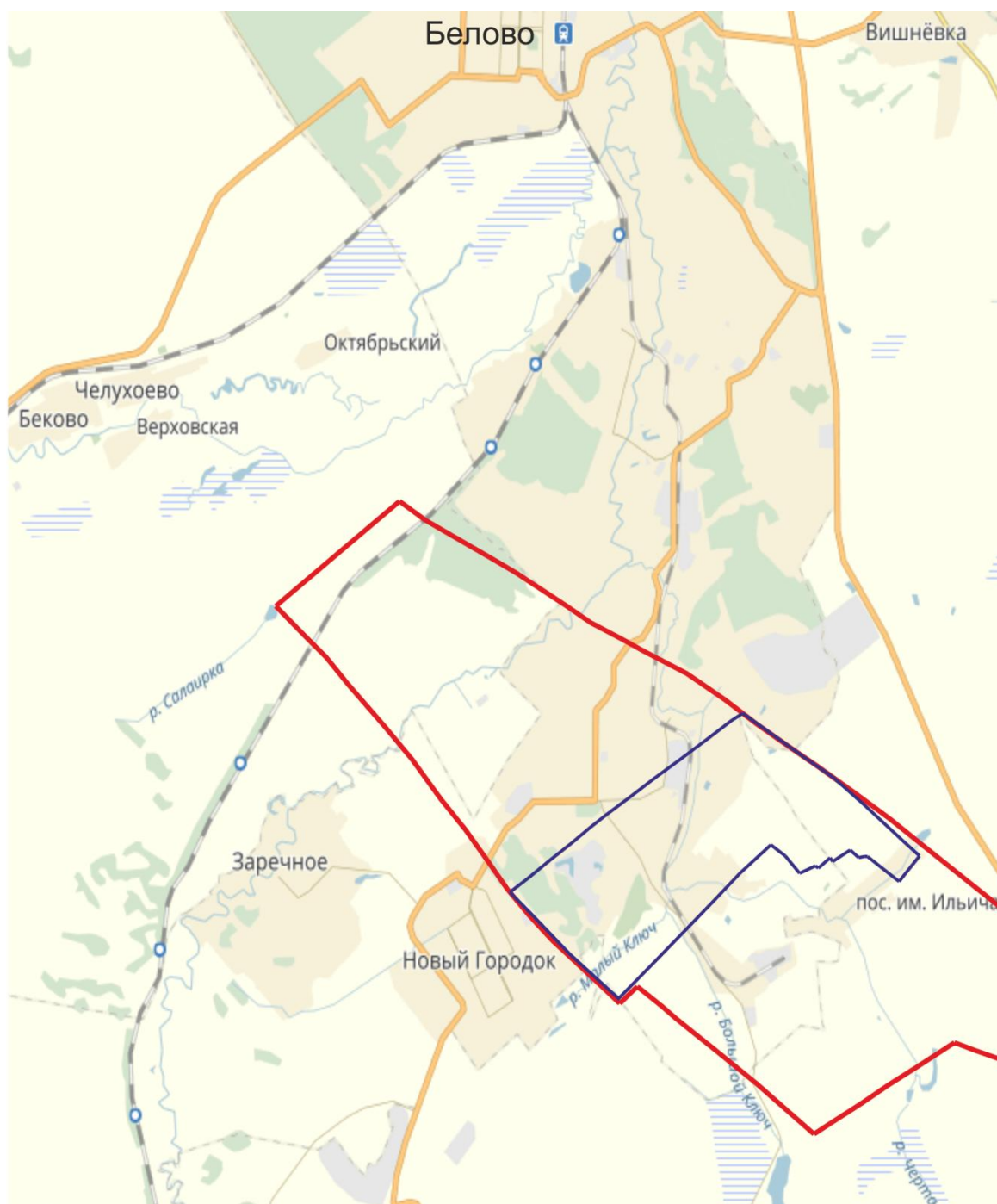
Участок большей частью расположен под поселком Чертинский. В 0,5 км на востоке от участка находится пос. Ильич, в 0,5 км к западу от участка находится пос. Новый Городок, в 3,5 км к югу – село Новобачаты. В 2...3 км к востоку от границ участка проходит автомобильная дорога Белово-Прокопьевск, в 4,5 км на северо-запад – железная дорога Белово-Артышта. Район хорошо обжит и экономически развит, имеет развитую сеть автодорог с асфальтовым покрытием и железнодорожные пути сообщения, соединяющих между собой крупные населенные пункты не только Кемеровской области, но и за её пределами (рис.1.1).

1.1.2. Рельеф, растительность, гидросеть

Рельеф местности представляет слабо всхолмленную равнину, расчлененную долинами рек и ручьев. Наиболее крупными являются Большой Бачат и Черта. Древесная растительность отсутствует почти на всей площади месторождения и только в долинах и логах сохранился мелкий низкорослый кустарник. В районе северо-западного замыкания структуры имеются лесонасаждения.

Долины рек неширокие, 100...200 м, ассиметричного строения, с крутым правым и пологим левым бортами. Превышение водораздельного пространства относительно вреза речной сети составляет 30...50 м. Реки немногочисленные, в летний период р. Черта и р. Большой Ключ сильно высыхают, распадаясь на

цепочку плесов. Водный режим характеризуется весенним половодьем, дождевыми паводками, кратковременной летней и четко выраженной зимней меженью. Рельеф местности преимущественно носит техногенный характер.



Условные обозначения



- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
|  | Граница Чертинского каменноугольного месторождения |  | Граница участка «Чертинский Глубокий» |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|

Рисунок 1.1 – Обзорная административная карта района.

Масштаб 1:100000

1.1.3. Климат

Климат района резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким, теплым летом. На климат большое влияние оказывает близость Салаирских гор, являющихся барьером на пути влажных западных ветров. Среднемесячная температура воздуха колеблется от плюс 18,60°С (июль) до минус 16,80°С (январь, февраль), при среднегодовой плюс 0,750°С (по данным метеостанции Кольчугино). Устойчивый снежный покров появляется в первых числах ноября и удерживается до половины апреля. Снеговой покров располагается неравномерно вследствие расчлененности местности и сильных ветров. В пониженных местах величина снежного покрова достигает более двух метров, а на возвышенностях, открытых местах снег почти отсутствует.

Среднегодовая годовая сумма осадков равна 388,6 мм. До 40% осадков приходится на летние месяцы.

Промерзание грунтов достигает 1,6...2,0 м и продолжается в течение пяти месяцев. Глубина промерзания неодинакова. Наибольшему промерзанию грунты подвергаются на возвышенностях, открытых местах до 2,30 м и наименьшему – 0,50 м в депрессиях рельефа.

Господствующими направлениями ветров в районе являются южное, юго-западное и юго-восточное со средней годовой скоростью 4,1 м/сек.

1.1.4. Экономическая характеристика района работ

Участок имеет общие границы с действующими угледобывающими предприятиями: шахтами «Чертинская - Коксовая» и «Чертинская - Южная». В непосредственной близости от участка находятся угольный разрез «Новобачатский» и Беловский каменный карьер. Все горнодобывающие предприятия имеют развитую инфраструктуру, подъездные автомобильные и железные дороги.

1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Начало разработки углей Чертинского месторождения совпадает с начальным периодом разведочных работ 1929–1932 гг.

Геологические исследования на площади участка проводились в несколько периодов, с некоторыми перерывами.

В 1950 г. геологами Беловской ГРП под руководством Янкелевича А.И. был обобщен большой фактический материал ранее проведенных работ, и составлен геологический отчет с подсчетом запасов угля по всему Чертинскому месторождению. Запасы утверждены ВКЗ, протоколом № 6599 от 16 января 1951г.

Из ранее пробуренных разведочных линий 1 р.л. и 1-2 р.л. попадают в современные границы участка Чертинский Глубокий. На них пробурено 4 скважины, общим объемом 2447,25 п.м.

Разведка описываемой площади проводилась скважинами механического колонкового бурения. Разведочные линии задавались вкрест простирания оси Чертинской брахисинклинали на расстоянии 700...900 м друг от друга.

Крупное шахтное строительство началось с 1945 г. и продолжилось до 1970 г.

Результаты этих работ послужили основой для закладки шахты Чертинской Южной, которая вступила в строй в 1956 г.

В ходе эксплуатационных работ, с увеличением глубины отработки пластов, возникали вопросы, которые решались в 1954–1958 гг. геологоразведочными работами. Выявилась недостаточная разведанность угольных пластов в замковых частях складок. Были продолжены разведочные работы на замковых частях Чертинской брахисинклинали и доразведка верхних горизонтов поля шахты Чертинской Южной.

Всего за период доразведки на площадь участка Чертинский Глубокий попадают 2 скважины, расположенные на 2 Промежуточной р.л. и 2-3 р.л., общим объемом 449,00 п.м..

Проведенные работы по доразведке шахтного поля сыграли положительную роль для проведения горных работ на верхнем горизонте. Однако выявилась недостаточная разведанность выходов пластов угля под наносы. Эта задача решалась в период с 1953 г. по 1970 г. разными геологоразведочными партиями.

В связи с реконструкцией шахт Чертинского месторождения в 1967–68 гг. силами Беловской ГРП треста Кузбассуглегеология была проведена доразведка глубоких горизонтов поля шахты Чертинской Западной и детальная разведка участка Чертинского Западного. Запасы угля поля шахты и участка были утверждены ГКЗ протоколом № 5803 от 31 октября 1969 года.

Из ранее пробуренных скважин 3 попадают в современные границы участка Чертинский Глубокий на 1 р.л. и 2 р.л., общим объемом 1801,30 п.м.

В период с 1968–1970 г. была проведена доразведка глубоких горизонтов поля шахты Чертинской Южной и предварительная разведка нижних пластов угля участка Чертинского Южного. Запасы угля поля шахты и участка были утверждены ГКЗ протоколом № 6227 от 14 апреля 1971 года.

Подсчет запасов произведен в соответствии с кондициями, утвержденными протоколом № 331 Госплана СССР 13.07.1960 г. Для балансовых запасов: минимальная мощность пласта 0,70 м; максимальная зольность 30%; для забалансовых запасов соответственно: 0,50 м и 50%.

Всего за период доразведки на площадь участка Чертинский Глубокий попадают 2 скважины, расположенные на 2-3 р.л., общим объемом 878,60 п.м..

В период с 1970–1972 г. была проведена доразведка поля шахты Чертинской. Запасы угля поля шахты и участка были утверждены ГКЗ протоколом № 6700 от 1 ноября 1972 года.

Из ранее пробуренных разведочных линий 1-2 р.л., 2 Промежуточная, 2 р.л. попадают в современные границы участка Чертинский Глубокий. На них пробурено 9 скважин, вскрывающих пласт 6, общим объемом 4251,70 п.м.

Поисковые работы на нижние пласты Чертинского месторождения были проведены в 1983–1987 г.г.. В современные границы участка Чертинский Глубокий попадают 4 скважины на 1-2 р.л. и 2-3 р.л., объемом 2649,00 п.м.

В ходе проведения геологоразведочных работ на участке Чертинский Глубокий решались задачи по изучению газоносности, уточнению гипсометрии, мощности и горно-геологических условий эксплуатации пласта 6, качественной характеристики угля.

В 2010 году были проведены геологоразведочные работы по угольному пласту 6 и нижележащим пластам угля 7 и 7а на участке Чертинский Глубокий (1 очередь). В границах участка пробурено 18 скважин, общим объемом 7748,00 п.м., средняя глубина скважин 430 м, на глубину до горизонта -350м (абс).

Скважины располагались на 4 разведочных линиях и между ними (1-2, 2, 2 Промежуточной, 2-3р.л.), ориентированных вкрест простирания оси Чертинской брахисинклинали, с расстояниями между ними 450...900 м. Расстояния между скважинами в линиях 350...550...1700 м.

С учетом работ всех перечисленных периодов, оцениваемая площадь, разведана неравномерно. С учетом геологоразведочных работ 1941–1972 г.г. до горизонта -250 м, -350 м (абс.), (глубина от дневной поверхности 120...300 м), плотность сети составляет: между линиями – от 450 до 900 м, между скважинами – 100...520 м. С учетом разведки в 2010 г. разведанность участка увеличилась в северо-восточном крыле Чертинской синклинали до гор. -350 м (абс), (глубина от дневной поверхности 150...300 м). Здесь плотность сети составляет: между разведочными линиями: от 450 м до 900 м, между скважинами – 60...120...180...470 м.

После проведения геологоразведочных работ в 2010 году, на 2 Промежуточной р.л., 2 р.л., 2-3 р.л., расстояния между скважинами сократились в 2–3 раза.

В соответствии с «Классификацией запасов» и «Положением о порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям» разведка осуществлялась скважинами механического колонкового бурения, расположенными на линиях, проходящих в крест простирания оси Чертинской брахисинклинали.

Из выполненных геологоразведочных работ в разные периоды на участке Чертинский Глубокий пробурено 42 скважины, общим объемом 20224,85 п.м. Глубина скважин от 220 м до 728 м, средняя 481 м. Расположены скважины на 5 разведочных линиях и профилях. Длина разведочных линий, в пределах описываемого участка, составляет от 1110 м до 2800. Расстояния между линиями от 420 до 900 м. Средние расстояния между скважинами по линиям разные: от 175...220 м до 310...400 м.

Все скважины выполнили свое основное геологическое задание.

В соответствии с инструкцией «Временное положение о порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям ВИЭМС, 1998 г.» разведанность участка следует отнести к III этапу (разведка и освоение месторождений) и стадии 4 (разведка месторождения).

По «классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых горючих ископаемых», ГКЗ, 1997 г., разведанный участок по сложности геологического строения, выдержанности морфологии пластов относится к первой группе месторождений.

1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1. Геолого-структурная характеристика

1.3.1.1. Литологическая характеристика района работ

Угленосная толща в пределах участка Чертинский Глубокий принадлежит отложениям кольчугинской серии верхнепермского возраста. С поверхности осадки палеозойского возраста перекрыты рыхлыми четвертичными отложениями.

Верхнепермские отложения

Отложения Чертинского месторождения отнесены к казанково-маркинской свите ильинской подсерии (P_{2il}) кольчугинской серии (P_1-P_2) Кузбасса. Нижняя граница свиты проходит по почве пласта 12а (рис.1.2).

Угленосная толща участка Чертинский Глубокий также относится к ильинской подсерии кольчугинской серии верхнепермского возраста (P_2) к казанково-маркинской свите (P_{2km}). Нижней границей участка Чертинский Глубокий принята почва пласта 6, верхней – почва пласта 5. В указанных границах мощность свиты составляет в среднем 14 м. Литологически свита представлена комплексом переслаивающихся пород, среди которых наибольшим распространением пользуются алевролиты (до 50%) и песчаники (до 30%). Остальная часть сложена аргиллитами, пластами и пропластками угля.

Толща вмещающих пород сложена средне- и мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, с приуроченностью алевролитов и аргиллитов к кровле и почве угольных пластов. Песчаники, в основном, слагают центральную часть межпластий с постепенным переходом к алевролитам мелким.

Песчаники мелкозернистые светло-серого, серого, темновато-серого цвета, в основном слоистые. Слоистость чаще обусловлена послойным скоплением углистого и растительного детрита, реже различной крупностью

зерна или различной окраской породы. Преобладает косая неясно выраженная слоистость, реже встречается горизонтальная. Иногда песчаники монолитные с беспорядочно-зернистой текстурой, обычно крепкие. Вблизи с пластом песчаник содержит большое количество обуглившихся растительных остатков, образующих ослабленные поверхности. К выходу под наносы песчаник слабый, подвержен выветриванию и вблизи к дневной поверхности сильно выветрелый.

По минералогическому составу песчаники довольно однообразны и являются типичными полимиктовыми, кварц-полевошпатовыми. Количественное соотношение основных порообразующих компонентов, в основном, везде сохраняется – кварц и полевые шпаты находятся в равных соотношениях.

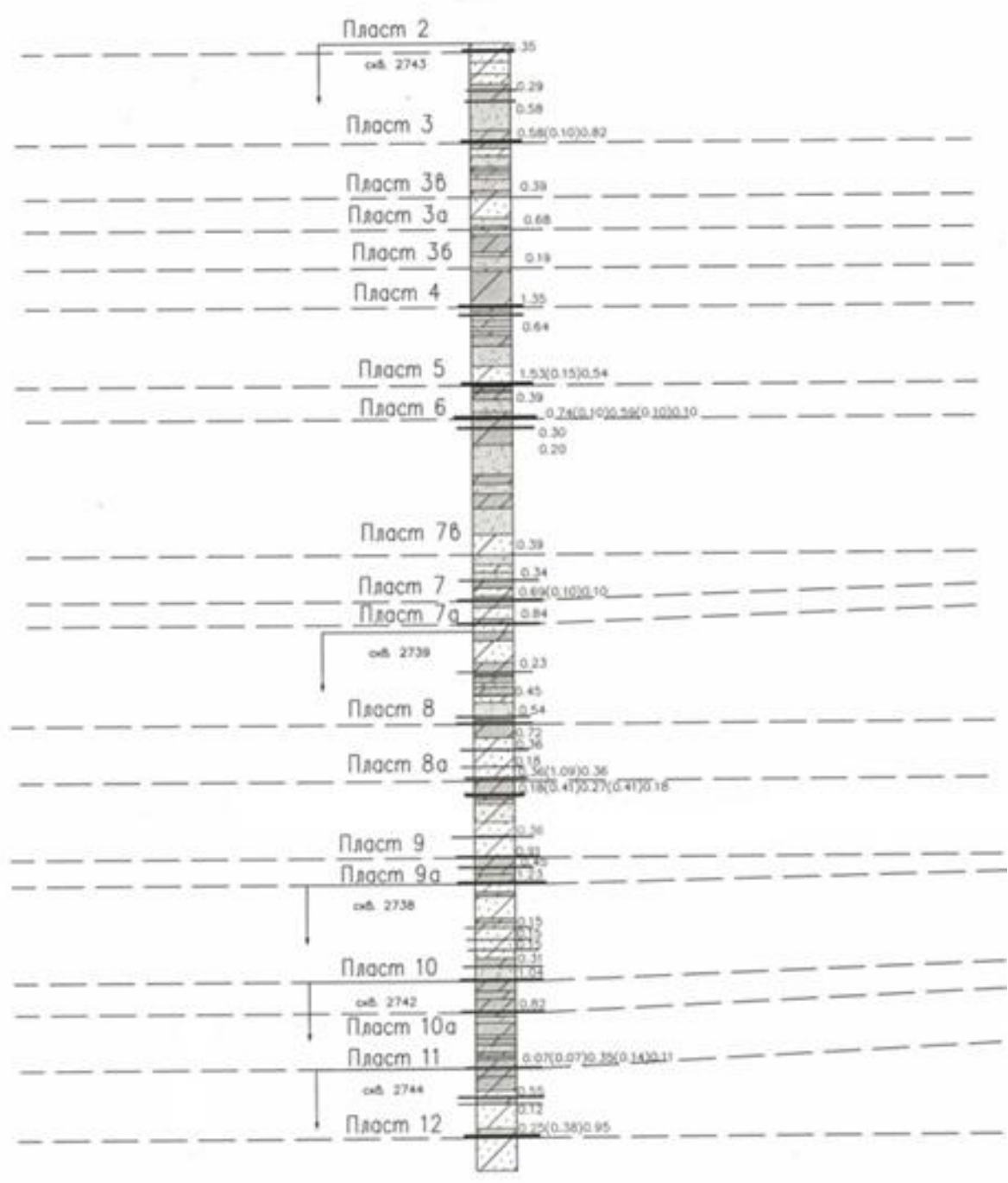
Цемент мелкозернистых песчаников, по составу входящих в него компонентов, является сложным и представляет собою различное количественное сочетание кремнистых, карбонатных, глинистых, слюдистых, редко углистых компонентов. Наиболее часто встречающийся состав цемента – карбонатно-глинистый, глинисто-карбонатный и глинистый, реже – кремнисто-глинисто-карбонатный.

По типу цементации преобладают контактный и порово-контактный.

Алевриты крупнозернистые серые и темно-серые, однородные, массивные, с редкими отпечатками флоры. Текстура преимущественно неслоистая, иногда с большим количеством (30%) псаммитового материала. По плоскостям наслоения скопления обуглившихся растительных остатков, по которым порода легко отделяется.

По вещественному составу ничем существенно не отличаются от мелкозернистых песчаников. Они также являются полимиктовыми, полевошпато-кварцевыми со сложным цементом. Доминирующим является цемент кремнисто-карбонатно-глинистый и глинистый. Тип цементации: базально-поровый, реже порово-базальный, базальный и коррозионный.

Казанково – маркинская свита – P₂^{км}



- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
|  | Песчаник |  | Алевролит мелкий |
|  | Алевролит крупный |  | Аргиллит |
|  | Пласт угля, справа – мощность его в метрах, в скобках – мощность породного прослойка. | | |

Рисунок 1.2 – Разрез угленосной толщи Чертинского месторождения

Алевролиты мелкозернистые темно-серые и серые, иногда с намечающейся неправильной слоистостью за счет примеси пелитового материала. По плоскостям наслоения отмечается различное количество растительного детрита, углистого материала и примазок пирита, за счет чего порода легко расслаивается. На контакте с пластом алевролит обычно слабый, трещиноватый, с большим количеством углистого материала.

По минералогическому составу алевролиты также являются полимиктовыми, полевошпато-кварцевыми со сложным по составу цементом. Цемент по составу входящих в него компонентов – углисто-глинистый, глинистый, карбонатный, кремнистый с различным количественным сочетанием. По типу цементации преобладающими являются базально-поровый или порово-базальный, редко базальный.

Текстура чаще всего слоистая за счёт смены гранулометрического состава и послойного расположения растительного детрита. Изредка наблюдается сгустковое или пятнистое сложение.

Аргиллиты темно-серые, до черных, плотные, массивные, однородные, реже – неоднородные. По плоскостям наслоения наблюдается скопление алевролитового и углистого материала, по которым происходит отслоение. Иногда намечается горизонтальная или линзовидно-штриховатая слоистость за счет изменения цвета, включения углистого детрита и глинистого материала. Излом неровный или полураковистый, реже – ступенчатый. Отделяются в виде обломков неправильной, остроугольной формы. Иногда отмечаются зеркала скольжения, борозды волочения и плоскости притирания.

Цемент глинисто-карбонатный, глинистый и карбонатно-глинистый с примесью углистого материала. По вещественному составу основной массы породы обладают равным количественным сочетанием глинистых, слюдистых, кремнистых, изредка углистых компонентов.

Контакт с углем чаще постепенный, изредка – резкий.

Аргиллиты углистые черные, темно-серые до черного, с прослойками и штрихами углистого материала, с остатками флоры. Иногда разбиты системой

трещин, по которым порода отделяется в виде обломков ступенчатой или остроугольной формы.

Излом неровный, полураковистый.

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения представлены рыхлой толщей и имеют повсеместное распространение на поле шахты. Мощность их изменяется в пределах 2,0...35,0 м. Они представлены суглинками, прослойками синезеленых глин и слоями разнозернистого песка. В основании толщи залегают слабоокатанные заиленные галечники мощностью 0,5...1,5 м.

1.3.1.2. Структура (тектоника) объекта

Участок Чертинский Глубокий располагается в Чертинском тектоническом блоке, ограниченном с юго-запада Киселевским и на северо-востоке Кутоновским взбросами. В структурном отношении участок Чертинский Глубокий представляет крупную ассиметричную брахисинклинальную складку, ось которой вытянута с северо-запада на юго-восток. Ширина складки в плане, считая по выходу пласта 6, равна 3,5 км, максимальный размах крыльев складки отмечен по 2-3 р.л., наибольший прогиб дна синклинали (около 640 м.) – в районе 1 р.л. Брахисинклиналь имеет ясно выраженную ассиметричную форму: юго-западное крыло ее определяется углами падения 60...65 градусов и выходит за границы участка I очереди, углы падения северо-восточного крыла не превышают 25...45 градусов. Чертинская брахисинклиналь по своему тектоническому строению относится к первой группе месторождения. Геологоразведочные и эксплуатационные работы в пределах шахтных полей, охватывающие верхнюю группу пластов (2–6) на площади центральной части месторождения, подтвердили этот вывод.

Тектоническое строение участка простое. Падение пласта 6 на северо-восточном крыле в основном не превышает 45 градусов, а к оси складки постепенно выполаживается до 0 градусов. Площадь шахтного поля можно

разделить на два участка: участок наклонного падения (45...25 градусов) и участок полого падения (25...0 градусов).

Крупные тектонические нарушения отсутствуют, хотя более мелкие нарушения (с амплитудой от 0,10 до 2 м) по горным работам встречаются довольно часто. Об этом свидетельствует повышенная трещиноватость, установленная по эксплуатационным квершлагам.

По сложности геологического строения участок Чертинский Глубокий отнесен к 1 группе месторождений по классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых.

1.3.1.3. Угленосность

Основная промышленная угленосность месторождения относится к казанково-маркинской свите ильинской подсерии кольчугинской серии. В границах участка продуктивные отложения включают три основных угольных пласта (снизу вверх): 7а, 7 и 6. По мощности все пласты относятся к группе тонких пластов (по средним значениям 0,91, 0,83 и 1,0 м соответственно). Пласты в основном простого строения, относительно выдержанные. Кроме того в границах участка выделяются пласты 7б, 7в, запасы угля по которым не подсчитывались или являются забалансовыми по мощности и зольности в обособленных изолированных блоках. Характеристика пластов приводится в таблицах 1.1 и 1.2.

Непосредственная почва и кровля угольных пластов почти всегда слагается алевритами, иногда переходящими в алевритовые песчаники. Смена алевритов и песчаников чаще отмечается в почве угольных пластов, в кровле же такие случаи весьма редки.

В соответствии с ГОСТ 25543-88 угли пластов участка относятся к марке Ж, технологической группе 2Ж. Согласно ГОСТ 21489-76 стадия метаморфизма углей II-III и III. Зольность углей пластов по средним значениям изменяется в пределах 11,8...12,6%, выход летучих по среднепластовым

значениям от 34,2 до 35,1% толщина пластического слоя 30...32 мм. Среднее по пластам значения высшей удельной теплоты сгорания 35,87...36,29 МДж/кг. Угли пластов характеризуются очень трудной степенью обогатимости. Содержание фосфора 0,013...0,032%, серы – 0,39...0,87%. Основное направление использование углей – коксохимическое.

Таблица 1.1 – Основные показатели качества углей по отчету Масленникова А.А. "Чертинское месторождение", 1987г.

Пласты	Влага аналит. W, %	Зольность рядовая A, %	Зольность флотирован. угля A _{фл} , %	Выход летучих V, %	Пластометрия		Удельная теплота сгорания Q _s , ккал/кг	Сера	Фосфор
					У, мм	Х, мм			
6	$\frac{0,7...1,6}{1,4(12)}$	$\frac{23,6...53,2}{32,5(12)}$	$\frac{9,3...17,5}{118,(8)}$	$\frac{32,7...37,6}{35,1(11)}$	$\frac{26...38}{30(6)}$	$\frac{12...33}{20(6)}$	$\frac{8530...8640}{8570(5)}$	$\frac{0,25...0,65}{0,39(4)}$	$\frac{0,006...0,022}{0,013(4)}$
7	$\frac{0,6...1,7}{1,2(14)}$	$\frac{14,8...36,4}{23,6(14)}$	$\frac{10,0...15,3}{12,6(11)}$	$\frac{32,0...36,2}{34,2(14)}$	$\frac{27...40}{32(11)}$	$\frac{2...25}{13(11)}$	$\frac{8550...8830}{8670(5)}$	$\frac{0,25...0,59}{0,46(7)}$	$\frac{0,012...0,054}{0,032(7)}$
7а	$\frac{0,6...1,7}{1,2(12)}$	$\frac{16,0...44,5}{26,8(13)}$	$\frac{8,4...15,1}{11,7(7)}$	$\frac{31,6...37,8}{35,0(13)}$	$\frac{26...36}{32(9)}$	$\frac{0...21}{11(9)}$	$\frac{8560...8710}{8630(3)}$	$\frac{0,28...0,86}{0,58(8)}$	$\frac{0,008...0,077}{0,030(8)}$

Таблица 1.2 – Характеристика пластов

Наименование пластов	Нормальное расстояние до нижележащего пласта, м	Мощность пластов, в м			Строение пласта	Характер выдержанности пласта
		<u>Минимальная - максимальная</u>				
		средняя				
Рабочие	Забалансовые	Неподсчетные				
По отчету "Поле шахты Чертинской-Южной и участок Чертинский-Южный (нижние пласты)" на 1.07.1970 г.						
пласт 6	80...88	$\frac{0,71...1,43}{0,83}$	$\frac{0,58...0,69}{0,63}$	$\frac{0,0...0,40}{0,30}$	простой и сложный из 2-х пачек	относительно выдержанный
пласт 7	12...18	$\frac{0,71...1,04}{0,83}$	$\frac{0,53...1,13}{0,64}$	$\frac{0,15...0,45}{0,30}$	простой и сложный из 2-х пачек	относительно выдержанный
пласт 7а	112...124	$\frac{0,75...1,19}{0,91}$	$\frac{0,55...0,69}{0,64}$	$\frac{0,36...0,42}{0,39}$	простое и сложное из 2-х пачек	относительно выдержанный
По отчету "Поле шахты Чертинская" на 1.01.1972 г.						
пласт 6	14	$\frac{0,70...1,13}{0,85}$	$\frac{0,50...0,69}{0,60}$	$\frac{0,34...0,49}{0,40}$	простое и сложное от 2 до 4 пачек	относительно выдержанный

1.3.2. Гидрогеологическая характеристика района работ

Площадь участка Чертинский Глубокий расположена в пределах западной части Кузнецкого артезианского бассейна пластово-блоковых вод. Здесь развиты трещинно-пластовые воды, приуроченные в основном к верхней наиболее выветрелой зоне пород.

Наиболее крупными водными артериями являются реки Большой Бачат и Черта. Долины рек хорошо разработаны, русла меандрирующие, течение спокойное. Водный режим характеризуется высоким весенним половодьем, дождевыми паводками, кратковременной летней и четко выраженной зимней меженью.

По степени обводненности и обеспеченности питания подземных вод участок Чертинский Глубокий может быть разделен на две различные гидрогеологические зоны. Южная часть участка, представляющая собой водораздел, находится в благоприятных гидрогеологических условиях. Часть участка, приуроченная к долинам рек Большой Бачат и Черта, характеризуется более сложными гидрогеологическими условиями.

Продуктивные отложения повсеместно покрыты рыхлыми образованиями четвертичного возраста. Последние по генетическим признакам разделяются на два комплекса: делювиальные отложения водоразделов и аллювиальные отложения долин рек Б. Бачат и Черта.

В пределах участка работ выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы:

- слабоводоносный делювиально-пролювиальный горизонт отложений бачатской свиты ($dp Q_{II-III} bc$);
- слабоводоносный аллювиальный горизонт отложений краснобродской свиты ($a Q_{III} kr$);
- проницаемый слабоводоносный (сдренированный) верхне-четвертичный-современный субаэральный горизонт отложений еловской свиты ($sa Q_{III-IV} el$);

- слабоводоносный современный аллювиально-делювиальный горизонт временных водотоков (ad Q_{IV});

- водоносный современный аллювиальный комплекс отложений пойменных террас (a Q_{IV}).

На фоне общей низкой обводненности четвертичных отложений максимально обводнена русловая фация аллювиальных отложений в долинах рек Б. Бачат, Черта и их притоков.

В связи с наличием горно-эксплуатационных работ на участке естественное направление подземного потока значительно изменилось. Разгрузка подземных вод лишь частично осуществляется в речную сеть, в большей мере подземные воды дренируются горными выработками.

По сложности гидрогеологических условий участок относится к третьей группе.

1.3.3. Горно-геологические условия

Горно-геологические условия отработки участка прогнозируются как относительно сложные. Угольные пласты склонны к самовозгаранию и внезапным выбросам угля и газа, с глубины 150 м от поверхности отнесены к угрожаемым по горным ударам, опасные по взрываемости угольной пыли, вмещающие породы силикозоопасные. Верхняя граница метановой зоны залегает на глубинах от 60 до 140 м от поверхности.

За многолетнюю эксплуатацию угольных пластов Чертинского месторождения, в юго-восточной части которого находится участок Чертинский Глубокий, накоплен большой опыт добычи угля в различных горно-геологических условиях и на различных горизонтах. В настоящее время верхние горизонты в основном отработаны и на следующем этапе, согласно геологического задания, планируется прирезка и отработка запасов угля по пластам 6, 7 и 7а.

Условия ведения горных работ на нижележащих горизонтах усложняются в связи с увеличением горного давления и газообильности в горных выработках. Верхней границей участка «Чертинский Глубокий» является дневная поверхность и нижняя граница горных отводов шахт «Чертинская-Южная» и «Чертинская-Коксовая».

1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ

1.4.1. Топографо-геодезические работы

Работы будут заключаться в выноске проектных точек на местность и привязке скважин.

На участке и вблизи него расположено несколько пунктов полигонометрии и триангуляции, поэтому сгущение сети производиться не будет.

Топографо-геодезические работы будут выполняться как в нормализованный, так и в ненормализованный период времени. При работе в ненормализованный период времени будет применен коэффициент – 1,11. Категория трудности проведения работ в районе участка при пересеченном рельефе согласно ССН-93, вып.9 – 2,3.

1.4.1.1. Определение проектного положения скважин на местности

Определение проектного положения скважин на местности будет производиться инструментально от пунктов триангуляции и полигонометрии. Производиться аналитический расчет выноски, все данные заносятся в пикетажную книжку (журнал) и вынесенные точки на местности сдаются буровому мастеру и участковому геологу.

Всего необходимо вынести 68 проектных точек. Из них в нормализованный период времени 36 и в ненормализованный период 32.

Закрепление точек осуществляется деревянными сторожками.

1.4.1.2. Аналитическая привязка скважин

Привязка скважин будет производиться инструментально с пунктов триангуляции и полигонометрии способом прямых засечек, не менее чем с 3-х пунктов. Измерение углов будет осуществляться одним полным приемом с перестановкой лимба на 180° или одним круговым приемом.

Ошибка в определении координат геологических выработок относительно пунктов рабочего обоснования – 2,0 м в плане и 0,5 м по высоте.

Подлежит привязке 68 скважины, из них в нормализованный период 36 и в ненормализованный период 32.

1.4.1.3. Проложение теодолитных ходов

Для выноски и привязки скважин требуется проложить теодолитные ходы точностью 1:2000.

Всего запроектировано 4,0 км, из них 2 км. В нормализованный период времени. Все работы будут производиться теодолитом ТНЕО 020В.

Для измерения расстояния будет применяться 50 метровая рулетка. Максимальная угловая невязка не должна превышать $1,5\sqrt{n}$, где n – число измеренных углов в ходе. Длины линий должны быть не меньше 20 м и не больше 500 м. Горизонтальные углы будут измеряться одним полным приемом с переводом трубы через зенит, т. е. с перестановкой лимба на 180° , вертикальные углы одним полным приемом.

Длина запроектированных теодолитных ходов находится в допуске. Теодолитные ходы будут опираться на пункты государственной геодезической сети.

Передача высот на точки теодолитных ходов будет производиться тригонометрическим нивелированием.

Перед началом полевых работ будет осуществляться компорирование ленты и поверки теодолита.

Для топографо-геодезических работ будет использоваться транспорт УАЗ-469 или УРАЛ-4320.

1.4.1.4. Камеральные работы

Камеральные работы будут состоять из следующих видов:

- расчет выноски скважин в натуру;
- вычисление теодолитного хода;
- вычисление технического нивелирования;
- вычисление координат и высот скважин.

1.4.2. Работы геологического содержания

1.4.2.1. Буровые работы

Геологической задачей данного проекта является проведение разведки пластов 6, 7 и 7а на участке Чертинский Глубокий Чертинского каменноугольного месторождения в Беловском геолого-экономическом районе Кузбасса.

Бурение скважин будет производиться тремя передвижными буровыми установками. Проектом предусматривается пробурить 68 скважин общим метражом 29735 п.м.. Все скважины являются вертикальными. Работы будут производиться в два этапа. Первая очередь – 9434 п.м. и 21 скважина. Вторая очередь – 20301 п.м. и 47 скважин.

1.4.2.2. Гидрогеологические работы

Гидрогеологические работы запроектированы согласно рекомендациям «Инструкции по изучению и прогнозированию гидрогеологических условий угольных месторождений при геологоразведочных работах», Ростов-на-Дону, 1983 г., с учетом стадии работ, размера площади изучаемого участка и сложности гидрогеологических условий.

Глубина отработки пластов угля 6, 7 и 7а более 600 м.

В связи с проходкой выработок горнодобывающих предприятий образовались масштабные дренажные системы (большие колодцы с общим водосбором).

В описанных условиях наблюдается перетекание из верхней гидродинамической зоны в нижнюю. Обводненные зоны формируются на глубине более 200 м от поверхности земли.

При такой глубине залегания подземных вод, согласно «Инструкции...» опробования следует производить с помощью пластоиспытателей.

Проектом предусмотрены следующие гидрогеологические исследования:

1. Элементарных гидронаблюдениях при бурении скважин.
2. Пластоиспытании прибором КИИ – 65.

Элементарные гидронаблюдения.

С целью предварительного прослеживания водоносных зон в разрезе и построения пьезометрической поверхности, необходимо производить замеры уровня подземных вод и интервалов поглощения промывочной жидкости при бурении во всех разведочных скважинах.

Уровень промывочной жидкости следует замерять после каждого подъема бурового инструмента, согласно рекомендации «Справочного руководства гидрогеолога», 1979 г., В.М. Максимов. В разведочных скважинах длина рейса принимается 6 м, в гидрогеологических (при бурении трехшарошечным долотом) длина рейса принимается 30 м. По окончании

бурения в скважине необходимо восстановить уровень до статического. Измерение уровня воды в одиночной горной выработке производится электроуровнемером.

1.4.2.3. Опробование каменных углей

Предусматривается опробование угольных пластов 6, 7, 7а по каждому пластопересечению и по породным прослоям по разведочным скважинам в границах лицензионного участка.

Пласты предусматривается перебуривать специальными двойными колонковыми снарядами и укороченными рейсами, не более 1 м.

Угольный керн после подъема из скважины промывается чистой водой, укладывается в специальные керновые ящики с перегородками. Документируется, выделяются угольные пачки и породные прослойки. Каждая пачка и породные прослойки отбираются в отдельные полиэтиленовые мешочки и с этикетками переправляются на базу. Здесь проба просматривается, очищается от кусочков породы, при необходимости промывается чистой водой, подсушивается при комнатной температуре. Затем объемным или весовым методом определяют выход керна линейный и в процентах. Составляется паспорт пробы на каждое пластопересечение в отдельности.

1.4.2.4. Изучение физико-механических свойств

Для изучения физико-механических свойств пород, с целью прогнозирования условий устойчивости кровли и почвы угольного пласта, проектом предусматривается отбор проб коренных пород из разведочных скважин п.т. 15, 22, 32, 33, 36, 57.

Схема расположения скважин на изучение физико-механических свойств вмещающей толщи позволит установить изменение прочностных свойств по глубине и площади участка.

Бурение коренных пород производится укороченными рейсами и относится к бурению в сложных условиях. Выход керна должен быть не менее 80%. Керн тщательно просматривается и документируется: литологическая принадлежность слоёв и тип их контактов, мощность, элементы залегания, цвет, слоистость, трещиноватость, нарушенные интервалы. Изучению подлежат толщи пластов 6, 7, 7а.

Особо детальному изучению подлежат непосредственные кровля и почва пласта:

- изучается каждый литологически обособленный слой мощностью более 0,3 м;
- отдельно изучаются слои мощностью 0,1...0,3 м, залегающие в кровле рабочего пласта.

Детальному изучению подлежат основные кровля и почва угольного пласта:

- одна проба берётся с каждой литологической разности мощностью 1...3м;
- при мощности слоя более 3 м отбирается по одной пробе с каждых полных и неполных 3-х метров.

Интервалы и степень детальности изучения физико-механических свойств пород по скважинам непосредственно связаны с величиной мощности угольного пласта. Угольные пласты 6, 7 и 7а относятся к тонким пластам, менее 3,5м.

По пласту 6 (п.т. 15, 32) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 10 м, основная почва 4 м. Всего будет отобрано – непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 3 пробы, основная почва – 1 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 8 проб, по 2 скважинам.

По пласту 6 (п.т. 36) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 8 м, основная почва 3 м. Всего будет отобрано –

непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 3 пробы, основная почва – 1 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 8 проб.

По пласту 7 (п.т. 32, 36) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 8 м, основная почва 3 м. Всего будет отобрано – непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 3 пробы, основная почва – 1 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 8 проб, 2 скважины.

По пласту 7 (п.т. 15) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 12 м, основная почва 5 м. Всего будет отобрано – непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 4 пробы, основная почва – 2 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 10 проб.

По пласту 7а (п.т. 15, 32) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 8 м, основная почва 3 м. Всего будет отобрано – непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 3 пробы, основная почва – 1 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 8 проб, 2 скважины.

По пласту 7а (п.т.36) – непосредственная кровля и почва составят по 1,50 м; основная кровля 5 м, основная почва 2 м. Всего будет отобрано – непосредственная кровля – 2 пробы, основная кровля – 2 пробы, основная почва – 1 проба, непосредственная почва – 2 пробы. Итого 7 проб.

По каждой породной пробе предусматривается определить водно-физические свойства – объемный вес, удельный вес, влажность, абразивность; прочностные характеристики (предел прочности на сжатие, предел прочности на растяжение определяют по каждому образцу), крепость (методом толчения). Коэффициент пористости – расчетным путем.

1.4.3. Прогноз горно-геологических условий отработки угольных пластов

Определение $\sigma_{сж}$ углевмещающих пород и прогноз устойчивости кровли и почвы угольных пластов предусматривается выполнить по стандартному

комплексу ГИС по геолого-геофизической методике. В состав работ по прогнозу горно-геологических условий отработки угольных пластов входят:

1. Обработка данных параметрических скважин (3 скважины, 1260 м).
2. Установление связей вещественного состава и ФМС горных пород с их геофизическими параметрами.
3. Определение $\sigma_{сж}$ горных пород в рядовых скважинах по геофизическим данным.
4. Прогнозная классификация кровли и почвы целевых пластов.
5. Составление прогнозных карт.
6. Составление главы для геологического отчета.

1.4.3.1. Определение ФМС горных пород полевой лабораторией

Определение ФМС горных пород полевой лабораторией будет осуществляться на 3-х скважинах (п.т. 57, 22, 33) по всей глубине, исключая верхние 100 метров, в каждой скважине по образцам свежеподнятого керна. Исходя из опыта прошлых лет, для расчета количества проб с одного пробуренного метра исследуется в среднем 3 образца.

По каждому образцу определяется:

- a) предел прочности на одноосное сжатие ($\sigma_{сж.}$);
- b) определение объемной плотности на электронных весах ВБЭ ($\delta_{об.}$);
- c) скорость продольных волн на приборе УК-10ПМ (V_p).

Геофизические исследования будут проводиться с использованием аппаратуры:

- пресс гидравлический П-125;
- прибор УК-10ПМС;
- весы ВЭ-1.

1.4.3.2. Камеральные работы

Камеральные работы предусматриваются на обобщение материалов ГИС для составления главы к геологическому отчету. При окончательной обработке материалов ГИС будут использованы каротажные диаграммы по вновь пробуренным скважинам (203 пластопересечения) с привлечением каротажных материалов прошлых лет, включающих дополнительно 80 пластопересечений (всего 283 пластопересечения). При этом предусматривается выполнение корреляционной увязки разрезов скважин и переинтерпретация пластопересечений, принятых ранее к подсчету запасов.

1.4.4. Геофизические исследования в скважинах (ГИС)

Высокая разрешающая способность каротажных исследований на современном этапе позволяет решать следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение в разрезах скважин угольных пластов, определение их мощности, строения и глубины залегания.
3. Увязка разрезов скважин, определение синонимии угольных пластов, выделение тектонических нарушений.
4. Определение температуры горных пород.
5. Радиационно-гигиеническая оценка пород участка, включающая в себя лабораторные работы по определению содержания естественных радионуклидов горных пород.
6. Выделение водоносных горизонтов, определение их взаимодействия, мощности и дебита.
7. Определение технического состояния скважин, их диаметра, состояния обсадных труб, уровня бурового раствора, диаметра скважин, их пространственного положения и др.

На проектируемом участке работ для решения всех задач предусматривается опробованный в Кузнецком угольном бассейне рациональный комплекс ГИС, включающий: каротаж p_k, b_k , ГК, ГГК, кавернометрию, инклинометрию (в скважинах глубиной более 300 метров) и акустический каротаж с ФКД (50% от общего числа скважин) в поисковом масштабе 1:200.

В детализационном масштабе 1:50 предусматриваются методы p_k, b_k , ГК, ГГК, ГГКС, кавернометрия и акустика с ФКД. Интервал детализации определен как суммарная мощность угольного пласта плюс 5 м кровли и 3 м почвы.

Согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах», М.:«Недра 1985 г.» на угольных месторождениях, в скважинах глубиной 500 м и более необходимо проводить термометрию. В связи с этим в 18 скважинах проектируется проведение термометрии.

Для решения гидрогеологических задач предусматриваются методы расходомерии, резистивиметрии, кавернометрии.

Расходомерия будет проводиться при одном понижении уровня воды во время откачки (прокачки) и при естественном переливе в скважине. Во всех скважинах, независимо от интервала, расходомерия производится по всей глубине для определения герметичности обсадной колонны и ее башмака. Измерение расхода воды производится дискретно с шагом 2 м. В интервалах с постоянным расходом (счетом) допускается увеличение расстояния до 5...10 м. На границе водоносных зон шаг измерения уменьшается до 0,5...1,0 м. До, во время и после расходомерии производятся измерения расхода воды на устье скважины объемным методом и замеры динамического уровня (не менее 3-х замеров).

Резистивиметрия будет проводиться для определения взаимодействия водоносных зон при статическом уровне, а также для исследования интервалов, перекрытых водоподъемными или воздушными трубами при расходомерии. Измерения будут проводиться при статическом уровне. В случае слабого взаимодействия водоносных зон или низкой скорости

фильтрации, допускается проведение кратковременных понижений (повышений) уровня воды в скважине.

Обычно, при проведении расходомерии и резистивиметрии изменяется конструкция скважины (разбурка, обсадка фильтра и др.) и поэтому предусматривается кавернометрия.

Все ГИС будут выполняться с использованием аппаратуры:

- БКР-3М (p_k, b_k , ГК., ГГК);
- РУР-2 (ГГК-С);
- КМ-2, КМ-3 (кавернометрия);
- МИР-36 (инклинометрия);
- ТЭГ-36 (термометрия);
- АК-42ЦУ (акустический каротаж с фазокорреляционными диаграммами);
- расходомер РЭТС-2 (расходомерия);
- резистивиметр РС-01-36 (резистивиметрия).

Дополнительные сведения по условиям записи кривых (скорость, размеры зондов, мощность источников и др.) будут выноситься на подлинники и копии сводных диаграмм.

1.5. Методика, объемы и условия проведения буровых разведочных работ

1.5.1. Методика проведения буровых работ

Геологической задачей данного проекта является проведение разведки пластов 6, 7 и 7а на участке Чертинский Глубокий Чертинского каменноугольного месторождения в Беловском геолого-экономическом районе Кузбасса.

Работы намечается провести путем разбуривания участка скважинами механического колонкового бурения. Проектом предусматривается пробурить 68 скважин общим объёмом 29735 п.м.. Будут разбуриваться как

существующие разведочные линии: 0, 1, 0-1, 2, 1-2, 3, 2-3, 4, 1 промежуточная, 2 промежуточная, 1 заречная, 2 заречная и 3 заречная, так и новая продольная разведочная линия. Линии расположены вкрест простирания угленосной толщи, кроме продольной разведочной линии. Расстояние между разведочными линиями составляет в основном 400...450 м, расстояние между скважинами составляет 400...650 м. Все проектируемые разведочные скважины вертикальные. Некоторые проектные точки расположены не в линии, это связано с невозможностью бурения их на местности, т.к. они попадают в поселок (жилые дома, огороды, дороги, коммуникации, электролинии и т.д.). В связи с этим точки снесены.

Проектом предусматривается 5 резервных точек объемом 2450 п.м.: 3 скважины группы 4 (0-500), 2 скважины по 425 п.м. и 1 скважины 420 п.м., и 2 скважины группы 5 (0-800) глубиной 590 п.м. каждая. Планирование резервных точек объясняется тем, что земельные площадки под бурение скважин не согласованы полностью и есть вероятность, что не все будет согласовано с владельцами земельных участков. В этих случаях проектные точки будут сноситься, а регулироваться необходимое расстояние между разведочными скважинами будет бурением дополнительных точек. Бурение резервных точек и изменение расположения проектных точек будет в обязательном порядке согласовываться с заказчиком.

Предусматривается бурение с отбором керна по всему стволу с целью определения более точного разреза месторождения.

В свете современных требований ГКЗ выход керна по углю планируется не менее 70%, по породам не менее 80%. В зонах нарушенных пород допускается снижение выхода керна по углю до 58% и по вышележащим породам до 65%.

Бурение разведочных скважин укороченными рейсами предусматривается при проходке 6, 7 и 7а пластов угля, а также 5 м пород кровли и 5 м их почвы. Это необходимо для повышения выхода керна с целью более достоверного изучения состава и строения кровли и почвы пластов,

литотипов и качества угля. Кроме того, укороченными рейсами бурятся интервалы детального изучения физико-механических свойств породы по 15, 22, 32, 33, 36, 57 п.т. Бурение укороченными рейсами следует относить к бурению в сложных условиях. К бурению в сложных условиях следует отнести бурение по отработанным пластам 5 м пород кровли и 5 м пород их почвы.

Все разведочные скважины после окончания бурения, опробования и проведения геофизических исследований подлежат ликвидационному тампонажу.

1.5.2. Объемы буровых работ

Бурение скважин будет производиться тремя передвижными буровыми установками.

Проектом предусматривается пробурить 68 скважин общим метражом 29735 п.м.. Все скважины являются вертикальными. Работы на данном этапе производятся в два этапа. Первая очередь – 9434 п.м. и 21 скважина. Вторая очередь – 20301 п.м. и 47 скважин. Скважины первой очереди делятся на 4 группы.

1. скважины группы 0-300, кол-во 2 скв., общий метраж 530 м ;
2. скважины группы 0-500, кол-во 13 скв., общий метраж 5304 м;
3. скважины группы 0-500 (ФМС), кол-во 1 скв., общий метраж 490 м;
4. скважины группы 0-800, кол-во 5 скв., общий метраж 3110 м.

Скважины второй очереди делятся на 9 групп.

1. скважины группы 0-100, кол-во 1 скв., общий метраж 75 м;
2. скважины группы 0-300, кол-во 7 скв., общий метраж 1862 м;
3. скважины группы 0-300 (ФМС), кол-во 1 скв., общий метраж 280 м;
4. скважины группы 0-300 (ФМС)+геофизические исследования, кол-во 1 скв., общий метраж 280 м;
5. скважины группы 0-500, кол-во 23 скв., общий метраж 9752 м;

6. скважины группы 0-500 (ФМС)+геофизические исследования, кол-во 1 скв., общий метраж 420 м;
7. скважины группы 0-800, кол-во 11 скв., общий метраж 6512 м;
8. скважины группы 0-800 (ФМС), кол-во 1 скв., общий метраж 560 м;
9. скважины группы 0-800 (ФМС), геофизические исследования, кол-во 560 м.

В качестве бурового снаряда будут применяться бурильные трубы КССК-76.

1.5.3. Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза

Фактическая категоричность пород по ранее пробуренным скважинам на участке работ с распределением по группам глубин приведена в таблице 1.3. Распределение проектируемых объемов бурения по категориям буримости приведено в таблице 3.20.

Таблица 1.3 – Фактическая категоричность пород по разведочным скважинам

№ скважины	Глубина	Группа скважины	Категория								Средняя категория
9742	79	2 (0-100)	0,4	-	8,6	6,2	33,2	13,5	17,1		
82	88	"-	0,3	-	19,2	7,4	16,9	16,3	27,9		
379	90		0,5	-	5,6	3,6	14,8	41,2	24,3		
	257,00		1,20	-	33,40	17,20	64,90	71,00	69,30		5,47
	100		1,23	-	13,00	6,69	25,25	27,63	26,96		100,76
	293,80	3(0-300)	0,4	-	18,8	8,3	47,42	94,3	95,20	29,38	
	229,00	"-	0,2	-	1,5	5,2	86,9	79,9	53,3	2,0	
4791	255,80	"-	0,4	-	12,6	6,0	102,35	70,5	61,95	2	
300	270,30	"-	0,4	-	17,6	23,85	69,8	50,35	76,2	32,1	
293	230,75		0,4	-	14,6	10,85	44,85	23,6	133,91	2,54	
4714	220,00		0,3	-	21,2	6,35	66,8	8,05	115,25	2,1	
164	1499,65		2,1	-	86,30	60,55	418,1	326,7	535,81	70,12	5,9
303			0,14	-	5,75	4,04	27,88	21,79	35,73	4,68	100,0
											Проект
	488,60	4(0-500)	0,5	-	13,2	29,3	151,9	96,3	192,6	4,8	
	490,00	"-	0,4	-	32,0	20,4	101,65	239,0	91,65	4,9	
4706	458,90	"-	0,5	-	16,2	23,35	94,1	136,6	139,35	48,8	
2925Г	470,60	"-	0,4	-	9,1	29,6	155,05	109,65	162,1	4,7	
4708	442,00		0,4	-	17,6	11,45	132,7	154,75	50,05	75,05	

Продолжение таблицы 1.3

№ скважины	Глубина	Группа скважины	Категория								Средняя категория
1413	415,00		0,4	-	15,1	29,6	105,65	95,75	164,4	4,1	
2902	2765,10		2,60	-	103,20	143,70	741,05	832,05	800,15	142,35	5,9
2289			0,09	-	3,73	5,20	26,80	30,09	28,94	5,15	100,00
											Проект
	623,00	6(0-800)	-	-	20,0	19,0	75,2	200,0	288,1	20,7	
	771,00	"-	-	-	16,0	29,6	101,5	313,7	226,2	84,0	
8989	628,00	"-	-	-	20,0	18,8	104,7	227,1	237,2	20,2	
8997	728,00	"-	-	-	16,0	26,3	133,1	276,8	212,8	63,0	
8987	683,00		-	-	20,0	20,6	97,2	166,7	346,2	32,3	
9010	730,00		0,4	-	8,6	25,76	303,76	224,48	159,7	7,3	
8991	4163,00		0,40	-	100,60	140,06	815,46	1408,78	1470,20	227,50	6,1
9742			0,01	-	2,42	3,36	19,59	33,84	35,32	5,46	100,00

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 1954–1972 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 Чертинский Глубокий 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 б, 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

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.

Буровые работы контролировались каротажем. Геофизические исследования начали проводиться с 1943 г., и проводились ограниченным комплексом методов.

В 60-х годах каротаж проводился электрическими методами. В период с 1954 по 1971 г., решались задачи только выделения угольных пластов, определения их мощности, строения и глубины залегания, т.е. комплекс не позволял достоверно определить внутреннее строение угольных пластов. В дальнейшем, из комплекса каротажа исключаются устаревшие методы и заменяются на более эффективные. В 70-е годы внедряется радиоактивный метод, круг задач значительно расширяется, улучшается интерпретация пласта и т.д.

Лабораторные работы в разные этапы выполнялись по другим ГОСТам. С 1972 г. по 2010 г. комплекс не менялся, лабораторные достаточны для достоверного определения марки углей.

Во время проведения разведки на участке Чертинский Глубокий (1 очередь) было запроектировано 20 скважин. В границах участка пробурено 18 скважин, общим объемом 7748,0 п.м..

Большинство скважин, начиная с 1960 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

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 622 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 трех интервалов бурения, два из которых будут укрепляться обсадными колоннами.

Первый интервал от 0 до 4 м бурится под направление и укрепляется обсадными трубами с последующей цементацией по всей длине. Вторым интервалом от 4 до 17 м необходимо пробурить для дальнейшего перекрытия обсадными трубами рыхлых отложений. Последний интервал от 17 м до проектной глубины будет пробурен открытым стволом без крепления обсадными трубами.

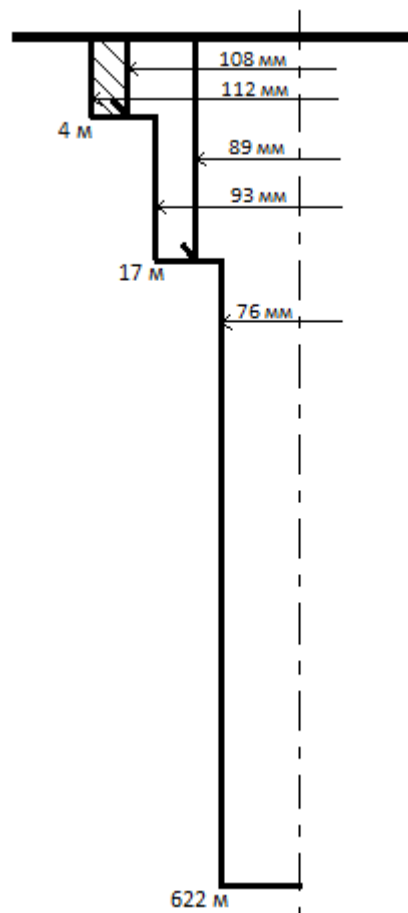


Рисунок 2.1 – Схема типовой конструкции скважины

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:

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

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

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

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

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

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 четыре сильнотрещиноватых интервала. При перебурке этих интервалов возможно сильное поглощение промывочной жидкости. Для предотвращения возможных поглощений на данных интервалах будет производиться тампонирующее 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°) геолого-разведочных 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°C до плюс 40°C .

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 гидropатронами.

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 кернаприемником 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	Муфтово-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 качестве промывочной жидкости могут применяться глинистые растворы, эмульсии и вода. Насос применяется для перекачки жидкостей с удельным весом (плотностью) до $1,2 \text{ г/см}^3$; вязкостью до 35 с по СПВ-5, содержанием песка и шлама до 4,5% (по весу). При постановке шаровых клапанов, входящих в комплект поставки, насос может быть использован для закачки цементных и глиноцементных тампонажных растворов с параметрами: удельный вес (плотность) до 2 г/см^3 ; вязкостью до 60 с по СПВ-5 с содержанием твердых частиц до 10%.

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

Подача л/мин с плунжером Ø 70 мм	20; 25; 50; 95; 162
Полача 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 спуско-подъемных операциях. Укрытие оборудовано отопительно-вентиляционной установкой ОВ-95.

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

2.5.1. Проходка горных пород

Геологический разрез участка месторождения состоит из рыхлых пород III категории буримости (первые 15 м) и перемежающихся горных пород V-VIII категорий буримости. Мощность пластов не превышает 20 м.

Скважина будет состоять из трех интервалов.

Первый интервал от 0 до 4 м бурится для последующей установки направления. Породы по буримости не превышают третьей категории, следовательно, выбираем твердосплавную коронку М-1 Ø112 мм. Получение керна будет производиться с помощью простой одинарной колонковой трубы ОКС-108.

Второй интервал от 4 до 17 м будет вестись также по рыхлым породам с забуркой в твердые породы на 2 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.

Третий интервал от 17 м до проектной глубины 622 м будет буриться алмазными коронками 17А4 Ø76 мм, которые подходят для комплекса КССК-76.

Приведем некоторые технические характеристики выбранного породоразрушающего инструмента.

Твердосплавная коронка М1-112:

Диаметры наружный/внутренний – 112 мм/73 мм.

Число основных резцов m – 8.

Удельная нагрузка G_y – 0,5...0,6 кН.

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

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

Твердосплавная коронка М1-93:

Диаметры наружный/внутренний – 93 мм/57 мм.

Число основных резцов $m - 8$.

Удельная нагрузка $G_y - 0,5 \dots 0,6$ кН.

Окружная скорость $V - 1,0 \dots 1,5$ 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 $G_y - 0,5 \dots 0,8$ 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.

Произведем расчет режимных параметров для каждого интервала бурения.

Твердосплавная коронка М1-112:

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

$$G_0 = G_y \cdot t \quad (2.3)$$

$$G_{01} = 0,5 \cdot 8 = 4 \text{ кН}; G_{02} = 0,6 \cdot 8 = 4,8 \text{ кН}$$

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

$$n = 20V/D_c \quad (2.4)$$

$$n_1 = 20 \cdot 1/0,0925 = 216,2 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; n_2 = 20 \cdot 1,5/0,0925 = 324,3 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Расход промывочной жидкости Q (л/мин) определяется из выражения:

$$Q = q_d \cdot D_n \quad (2.5)$$

$$Q_1 = 8 \cdot 11,2 = 89,6 \text{ л/мин}; Q_2 = 12 \cdot 11,2 = 134,4 \text{ л/мин}$$

Твердосплавная коронка М1-93:

Осевая нагрузка на коронку G_0 (кН):

$$G_{01} = 0,5 \cdot 8 = 4 \text{ кН}; G_{02} = 0,6 \cdot 8 = 4,8 \text{ кН}$$

Частота вращения коронки n (об/мин):

$$n_1 = 20 \cdot 1/0,075 = 266,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; n_2 = 20 \cdot 1,5/0,075 = 400 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

Расход промывочной жидкости Q (л/мин):

$$Q_1 = 8 \cdot 9,3 = 74,4 \frac{\text{л}}{\text{мин}}; Q_2 = 12 \cdot 9,3 = 111,6 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

Твердосплавная коронка СА1-93:

Осевая нагрузка на коронку G_0 (кН):

$$G_{01} = 0,5 \cdot 16 = 8 \text{ кН}; G_{02} = 0,8 \cdot 16 = 12,8 \text{ кН}$$

Частота вращения коронки n (об/мин):

$$n_1 = 20 \cdot 0,6/0,084 = 142,9 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; n_2 = 20 \cdot 1,5/0,084 = 357,1 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

Расход промывочной жидкости Q (л/мин):

$$Q_1 = 8 \cdot 9,3 = 74,4 \frac{\text{л}}{\text{мин}}; Q_2 = 12 \cdot 9,3 = 111,6 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

Алмазная коронка 17А4-76:

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

$$G_0 = \alpha \cdot G_y \cdot S, \quad (2.6)$$

где α – коэффициент, учитывающий трещиноватость и абразивность пород ($\alpha = 1$); S – рабочая площадь торца алмазной коронки, см^2 .

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

где β – коэффициент уменьшения площади торца коронки за счет промывочных каналов ($\beta = 0,8$).

$$S = 0,8 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (7,6^2 - 4^2) = 26,23 \text{ см}^2$$

$$G_{01} = 1 \cdot 0,5 \cdot 26,23 = 13,12 \text{ кН}; \quad G_{02} = 1 \cdot 0,75 \cdot 26,23 = 19,67 \text{ кН}$$

При проходке промежутков трещиноватых пород осевая нагрузка должна быть уменьшена на 20...30%.

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

$$n = 20V/D_c \quad (2.8)$$

$$n_1 = 20 \cdot 3/0,058 = 1034,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; \quad n_2 = 20 \cdot 4/0,058 = 1379,3 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

Количество подаваемой на забой скважины промывочной жидкости Q (л/мин) рассчитывается по формуле:

$$Q = k \cdot q_T \cdot D_H, \quad (2.9)$$

где k – коэффициент, учитывающий абразивность и трещиноватость горных пород ($k = 1$).

$$Q_1 = 1 \cdot 8 \cdot 7,6 = 60,8 \frac{\text{л}}{\text{мин}}; \quad Q_2 = 1 \cdot 12 \cdot 7,6 = 91,2 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

При проходке промежутков трещиноватых пород количество подаваемой промывочной жидкости должно быть увеличено на 30...40%.

При бурении алмазными коронками необходимо подобрать эффективное сочетание создаваемой осевой нагрузки и частоты вращения коронки. При необходимости изменения одного из этих параметров нужно придерживаться принципу – при увеличении осевой нагрузки уменьшать частоту вращения, и наоборот.

Таблица 2.4 – Данные расчета режимных параметров бурения.

№ п/п	Интервал, м	Тип ПРИ	Диаметр ПРИ D_H , мм	Осевая нагрузка, кН			Частота, об/мин			Расход ПЖ, л/мин		
				удельная S_u	расчетная G_p	уточненная G_o	окружная V , м/с	расчетная n , об/мин	уточненная n , об/мин	q , л/мин на 1 см D_H	расчетная Q	уточненная Q
1	0...4	M1	112	0,5...0,6	4...4,8	4...4,8	1,0...1,5	216,2... 324,3	250–300	8...12	89,6... 134,4	95
2	4...15	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
3	15...17	CA1	93	0,5...0,8	8...12,8	8...12,8	0,6...1,5	142,9... 357,1	150–350	8...12	74,4... 111,6	95
4	17...622	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 съёмным кернаприёмником 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 кернаприёмником 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 съёмные кернагазонаборники.

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

Съёмный 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 угольного 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 противодавления на стенки скважины, и следовательно, предотвращение обвалов породы и проникновения в скважину пластового флюида из разбуриваемых 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 комовых глин и бентонитовых глинопорошков в процессе приготовления.

Для очистки бурового раствора от шлама будет использоваться естественный метод очистки. Естественный метод очистки основан на выпадении частиц выбуренной породы под действием силы тяжести в циркуляционной системе скважины. Циркуляционная система, наиболее часто используемая в практике бурения геологоразведочных скважин на уголь,

состоит из желобов и отстойников объемом 18...22 м³. Принципиальная схема представлена на рисунке 2.2.

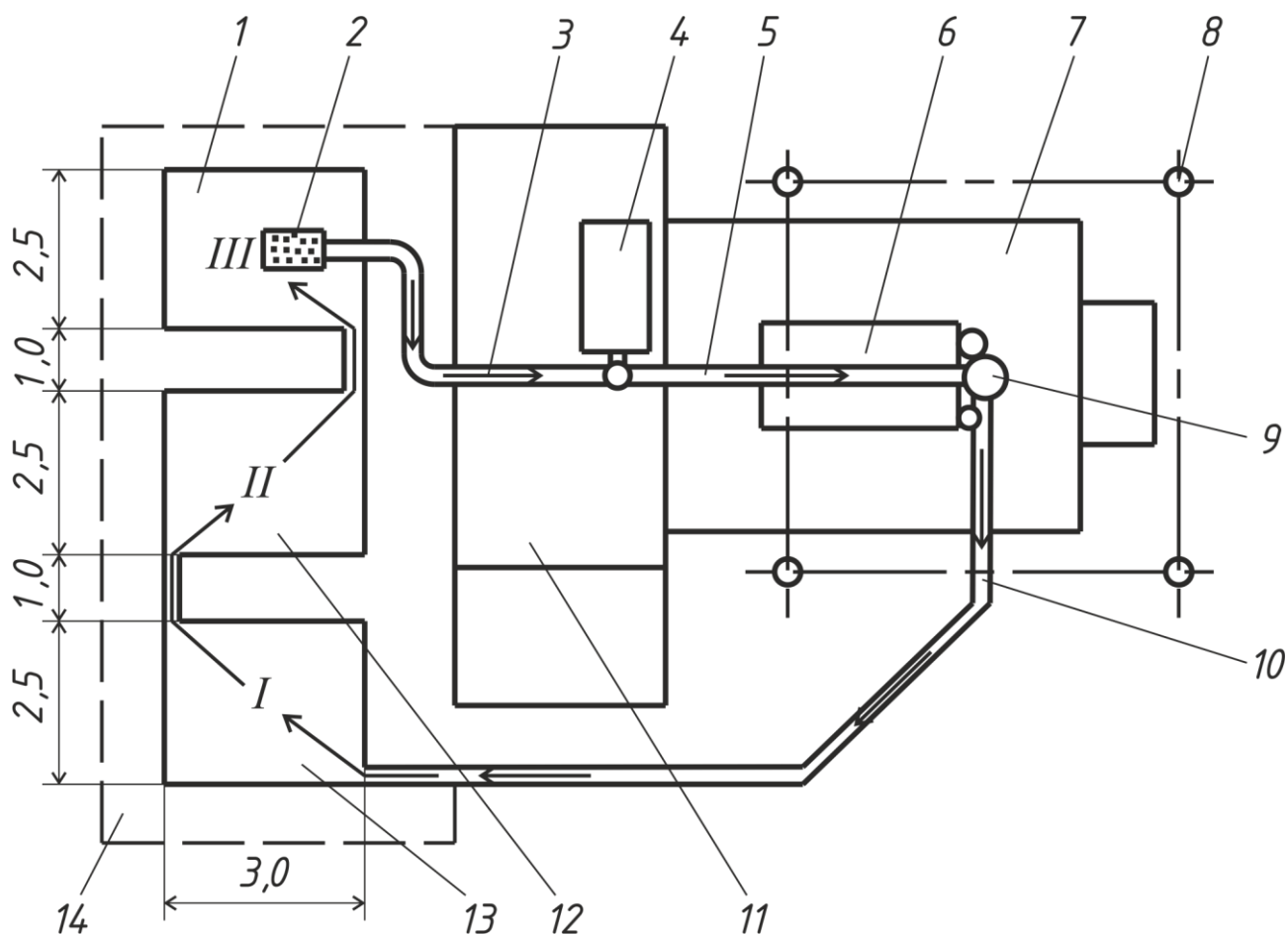


Рисунок 2.2 – Типовая схема циркуляционной системы очистки промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин на уголь:

1, 12, 13 – отстойники; 10 – хrapок бурового насоса; 3, 5 – всасывающая и нагнетательная линии; 4 – буровой насос; 6 – буровой станок; 7 – блок бурового станка; 8 – буровая вышка; 9 – устье скважины; 10 – желоба; 11 – блок бурового насоса; 14 – ограждение отстойников; I, II, III – номера отстойников

При бурении скважин глубиной до 1000 м общий объем отстойника равен 44 м³, а число отстойников – 2.

Для контроля показателей промывочной жидкости и управления ее свойствами будет использоваться комплекс приборов устройств ЛГР-3. Полевая лаборатория ЛГР-3 предназначена для оперативного контроля

параметров глинистого раствора и может использоваться как в помещении, так и на открытом воздухе под навесом.

В состав ЛГР-3 входит:

- вискозиметр ВБР-2;
- прибор ВМ-6;
- цилиндр стабильности ЦС-2;
- ареометр АБР-1;
- отстойник ОМ-2;
- цилиндр с носиком 100 мл;
- емкость 0,5 л для масла;
- мерная кружка 1 л со шкалой;
- бумага индикаторная универсальная;
- секундомер;
- термометр СП-2.

Периодичность контроля тех или иных показателей промывочной жидкости на участке бурения определяется условиями бурения и сложностью гидрогеологических условий.

Таблица 2.6 – Частота измерений показателей промывочной жидкости в скважине

Показатели	Частота измерений при		
	неосложненном бурении	бурении в осложненных условиях	начавшихся осложнениях
Плотность	1 раз в смену	1-2 раза в смену	Через 1-2 ч
Показатель фильтрации	1 раз в смену	Через 2 ч	Через 1-2 ч
Условная вязкость	1 раз в смену	Через 2 ч	Через 1-2 ч
Статическое напряжение сдвига	1 раз в смену	Через 2 ч	Через 1-2 ч
Концентрация рН	1 раз в смену	Через 2 ч	Через 1-2 ч

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

При сооружении скважины планируется крепление обсадными трубами двух интервалов бурения – от 0 до 4 м установка обсадной колонны с последующей цементацией затрубного пространства, от 4 до 17 установка обсадной колонны без цементирования затрубного пространства.

Цементирование затрубного пространства в интервале 0...4 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.

Скважина пересекает забутованные горные выработки группы А – зона влияния выработки представлена равномерно трещиноватыми породами, породы склонны к обрушению, возможно сильные поглощения промывочных жидкостей. Мощность пересекаемых горных выработок 0,6...2,9 м.

Для того, чтобы перекрыть интервалы горных выработок будет использован снаряд для перекрытия зон поглощения СПП. Снаряд предназначен для беспрепятственной доставки в зону поглощения и установки в заданном интервале высокопрочной ячеистой оболочки, а также для обеспечения подъема снаряда из зоны тампонирувания.

Таблица 2.7 – Технические характеристики снаряда СПП

Номинальный диаметр снаряда, мм	76
Длина снаряда, мм	4000
Длина оболочки, мм	3000
Длина зоны перекрытия за 1 рейс, мм, не более	2500
Диаметр зоны перекрытия, мм, не более	500
Масса снаряда, кг	30

Принцип работы снаряда заключается в том, что высокопрочная капроновая оболочка закрепляется на перфорированной трубе перемещается в

зону перекрытия при прокачивании через снаряд промывочной жидкости с последующим заполнением оболочки тампонирующей смесью и наполнителями, закачиваемыми через бурильные трубы.

С целью образования в зоне поглощения каркаса капроноцементной крепи интервал скважин, подвергающийся перекрытию, должен быть разбурен расширителем.

В качестве расширителя будет использован снаряд РГУ-76/140 лопастного типа. Принцип работы расширителя РГУ-46/140 заключается в следующем. После спуска снаряда на заданную глубину в скважину, включения бурового снаряда и прокачивания через него промывочной жидкости последняя при своем прохождении к забою приводит в работу высокочастотную гидроударную машину, которая передает энергию ударов на раздвигающиеся под действием гидравлического давления лопасти расширителя. Последние начинают раздвигаться, врезаясь в стенки скважины.

2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования

2.7.1. Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{тр}} + N_{\text{рз}}, \quad (2.10)$$

где $N_{\text{ст}}$ – затраты мощности для привода бурового станка, кВт; $N_{\text{тр}}$ – мощность на вращение буровой колонны, кВт; $N_{\text{рз}}$ – мощность на разрушение забоя, кВт.

Потери мощности в станке

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

$$N_{\text{ст}} = N_{\text{дв}}(0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (2.11)$$

где $N_{\text{дв}}$ – номинальная мощность привода двигателя (станка), кВт; n – частота оборотов шпинделя, об/мин.

$$N_{\text{ст}} = 37 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 1350) = 8,77 \text{ кВт.}$$

Мощность на вращение буровой колонны

При высоких частотах вращения по формуле:

$$N_{\text{тр}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8}) \cdot (1 + 0,6 \cdot i) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02\delta)}{1 + 0,013\delta} \right] \cdot D_{\text{д}} E J 0,16 \cdot n 1,85 \cdot L 0,75 \cdot 1 + 0,44 \cdot \sin \theta_{\text{ср}} + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G, \right. \quad (2.12)$$

где L – длина буровой колонны, м; $L = 622$ м;

K_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности (1,10 – при применении нормальных глинистых растворов);

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины (каверны желоба, наличие обсадных труб) на затраты мощности (1,2 – скважина пройдена в монолитных плотных породах, разбуривание не превышает 1,5 мм);

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности (1,3 – для муфтово-замкового соединения бурильных труб);

K_4 – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности (1,5 – для бурильных труб муфтово-замкового соединения заводского изготовления);

K_5 – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение труб о стенки скважины (1,0 – для стальных труб);

i – интенсивность искривления;

δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами – 2,2 мм:

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}), \text{ мм}, \quad (2.13)$$

где D – диаметр скважины по расширителю, мм; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр бурильных труб, мм.

$$\delta = 0,5 \cdot (76 - 70) = 3 \text{ мм};$$

$D_{\text{д}}$ – наружный диаметр ПРИ, мм;

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

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4), \text{ см}^4, \quad (2.14)$$

где d – наружный диаметр БТ, см; d_1 – внутренний диаметр БТ, см.

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (7^4 - 6^4) = 54,24 \text{ см}^4;$$

n – частота вращения бурового вала, об/мин;

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

G – усилие подачи, кгс.

$$N_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1 \cdot$$

$$\begin{aligned} & \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8}) \cdot (1 + 0,6 \cdot 0) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02 \cdot 3)}{1 + 0,013 \cdot 3} \right] \right. \\ & \cdot \left[\frac{76}{(2 \cdot 10^6 \cdot 54,24)^{0,16}} \right] \cdot 1350^{1,85} \cdot 622^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin 0) + 2 \\ & \left. \cdot 10^{-7} \cdot 3 \cdot 1350 \cdot 1998,6 \right\} \\ & = 2,574 \cdot (1,6 \cdot 10^{-8} \cdot 0,924 \cdot 3,94 \cdot 618,18 \cdot 124,55 + 1,62) \\ & = 4,18 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Мощность на разрушение забоя

Мощность на разрушение забоя определяется по формуле:

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \left(\mu_0 + \frac{16,7 \Omega v_{\text{мех}}}{n} \right) (D_1 + D_2) G n, \quad (2.15)$$

где μ_0 – коэффициент, характеризующий трение породоразрушающего инструмента о породу; Ω – коэффициент, учитывающий физико-технические свойства горных пород и характер их разрушения; $v_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/ч; D_1 и D_2 – наружный и внутренний диаметр коронки, мм.

Таблица 2.8 – Значения коэффициентов Ω и μ_0 для различных коронок

№ п/п	Тип коронки	Ω	μ_0
1	Алмазная импрегнированная	5,0...8,0	0,05...0,1

№ п/п	Тип коронки	Ω	μ_0
2	Алмазная однослойная коронка	2,4...3,5	0,03...0,05
3	Алмазная однослойная коронка при ударно-вращательном бурении	1,6	0,03
4	Твёрдосплавная коронка	2,0	0,1
5	Твёрдосплавная коронка типа ГПИ	0,32	0,04
6	Коронки других типов	–	–

Таблица 2.9 – Значения $v_{\text{мех}}$ для различных пород

Категория ГП по буримости	$v_{\text{мех}}$, м/ч	Категория ГП по буримости	$v_{\text{мех}}$, м/ч
I	23,0...30,0	VII	1,9...2,0
II	11,0...15,0	VIII	1,3...1,9
III	5,7...10,0	IX	0,75...1,2
IV	3,5...5,0	X	0,5...0,75
V	2,5...3,5	XI	0,3...0,5
VI	1,5...2,5	XII	0,15...0,25

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \left(0,04 + \frac{16,7 \cdot 3 \cdot 1,6}{1350} \right) (76 + 40) \cdot 1998,6 \cdot 1350 = 8,3 \text{ кВт.}$$

$$N_6 = 8,77 + 4,18 + 8,3 = 21,25 \text{ кВт.}$$

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

2.7.2. Расчет мощности привода насоса

Мощность электродвигателя для привода насоса определяется по формуле:

$$N = \frac{10QH}{102\eta}, \quad (2.16)$$

где Q – производительность насоса, л/с; H – давление на выкиде насоса (суммарные гидравлические сопротивления), кг/см²; η – КПД насоса ($\eta = 0,75...0,8$).

Величина H определяется по формуле:

$$H = \frac{(L+1500)v_{\text{тж}}}{2g} \left(\frac{\lambda_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} + \frac{\xi}{1} \right), \quad (2.17)$$

где $d_{\text{тр}}$ – внутренний диаметр бурильных труб, м; L – длина трубопровода, м; l – длина бурильной трубы, м; ξ – коэффициент местных сопротивлений; $v_{\text{тж}}$ – скорость течения жидкости, л/мин; $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Скорость течения жидкости $v_{\text{тр}}$ может быть определена по формуле:

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \left(\frac{Q}{d_{\text{тр}}^2} \right), \quad (2.18)$$

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \left(\frac{1,58}{0,060^2} \right) = 0,0092 \text{ л/с.}$$

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

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \left(\frac{10^{-4}}{d_{\text{тр}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.19)$$

где Re – режим течения жидкости:

$$Re = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{тр}}}{\gamma}, \quad (2.20)$$

где γ – кинематическая вязкость жидкости (для применяемой промывочной жидкости $\gamma = 0,217 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

$$Re = \frac{0,0092 \cdot 0,06}{0,217 \cdot 10^{-6}} = 2543,78.$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left(\frac{10^{-4}}{0,06} + \frac{68}{2543,78} \right)^{0,25} = 0,236.$$

Коэффициент местных сопротивлений ξ определяется по формуле Борда-Карно:

$$\xi = 1,5 \left[\left(\frac{d_{\text{тр}}}{d_{\text{зам}}} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (2.21)$$

где $d_{\text{зам}}$ – внутренний диаметр ниппеля или замка (или высаженной части трубы в месте соединения труб и муфты), м. Для бурильных труб КССК-76 $d_{\text{зам}} = 0,053$ м.

$$\xi = 1,5 \cdot \left[\left(\frac{0,06}{0,053} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,12.$$

$$H = \frac{(622 + 1500) \cdot 0,552}{2 \cdot 9,8} \left(\frac{0,236}{0,06} + \frac{0,12}{1} \right) = 229,07 \text{ кг/см}^2.$$

$$N = \frac{10 \cdot 1,58 \cdot 229,07}{102 \cdot 0,8} = 44,35 \text{ кВт.}$$

2.7.3. Проверочные расчеты грузоподъемности мачты

Расчет и выбор схемы талевой системы

Талевая система предназначена для подъема и поддержания на весу тяжелого бурового инструмента. Она представляет собой полиспастный механизм, который состоит из кронблока, установленного на вышке или мачте, талевого блока и талевого каната, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой и подъемным крюком, подвешенным к талевому блоку. Под оснасткой талевой системы понимается навеска каната на шкивы кронблока и талевого блока в определенной последовательности, которая исключала бы перекрещивание каната и трение его ветвей друг о друга.

Исходные данные:

- длина колонны, L , м – 622;
- средний зенитный угол θ , ° – 0;
- коэффициент доп. сопротивлений, α_2 – 1,2;
- удельный вес ПЖ, $\gamma_{ж}$, г/см³ – 1,15;
- мощность двигателя, N , кВт – 37;
- коэффициент перегрузки, λ – 2;
- грузоподъемность лебедки, $Q_{л}$, тс – 4,5;
- тип бурового станка – СКБ-5130;
- время разгона элеватора, t , с – 1,8;
- типоразмер бурильных труб – КССК-76;
- длина свечи, $l_{св}$, м – 6;
- вес подвижного груза, $G = 54,6$ кГс
- вес 1 м бурильных труб – 8,3 кгс;

Число рабочих ветвей определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр.Σ}}{Q_л η}, \quad (2.22)$$

где $Q_{кр.Σ}$ – нагрузка на крюке при подъёме колонны бурильных труб из скважины, кГс; $Q_л$ – грузоподъемность лебедки, кГс; $η$ – КПД талевой системы.

$$Q_{кр.Σ} = Q_{кр.д} + G_д, \quad (2.23)$$

где $Q_{кр.д}$ – вес бурового снаряда с учетом динамических сил, кГс; $G_д$ – вес подвижного груза с учетом динамических сил, кГс.

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 + \frac{V}{gt}\right), \quad (2.24)$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, кГс; V – max скорость подъема элеватора согласно ТБ, $V = 4,02$ м/с; g – ускорение свободного падения; t – время разгона элеватора.

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 qL \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f t g \theta_{ср}), \quad (2.25)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1 = 1,1$; α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений; q – вес 1 метра труб; $\gamma_{м}$ – удельный вес металла, $\gamma_{м} = 7,85$ кГс; f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_д = G \left(1 + \frac{V}{gt}\right), \quad (2.26)$$

где G – вес подвижного груза, кГс.

$$G = m_э + m_н, \quad (2.27)$$

где $m_э$ – масса элеватора, кГс; $m_н$ – масса наголовника, кГс.

$$G = 50 + 4,6 = 54,6 \text{ кГс}$$

Совместим все формулы в одну:

$$Q_{кр.Σ} = \alpha_1 \alpha_2 qL \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f t g \theta_{ср}) + G \left(1 + \frac{V}{gt}\right), \quad (2.28)$$

$$Q_{кр.Σ} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 8,3 \cdot 622 \cdot \left(1 - \frac{1,15}{7,85}\right) \cdot \cos 0 \cdot (1 + 0,3 \cdot t g 0) + 54,6 \cdot \left(1 + \frac{4,02}{9,8 \cdot 1,8}\right) = 6814,63 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1 + 54,6 \cdot 1,23 = 5859,48 \text{ кГс}$$

$$\frac{Q_{кр.Σ}}{Q_л} = \frac{5859,48}{4500} = 1,3, \quad (2.29)$$

Исходя из формулы 2.29 и методических указаний принимаем КПД талевой системы равный 0,950.

$$m = \frac{5859,48}{4500 \cdot 0,950} = 1,37.$$

Принимаем число рабочих ветвей $m = 2$.

На основании произведенных расчетов, предусматривается применение талевой системы ТС 1x2.

Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы на прямом канате (кГс), нагрузка на вышку, определяется по формуле:

$$Q_0 = Q_{кр} + P, \text{ кГс}, \quad (2.30)$$

где $Q_{кр}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии:

$$Q_{кр} = \alpha_1 qL \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right), \text{ кГс}. \quad (2.31)$$

$$Q_{кр} = 1,1 \cdot 8,3 \cdot 622 \cdot \left(1 - \frac{1,15}{7,85}\right) = 4846,93 \text{ кГс}.$$

Учитывая, что направление действия сил $P_{л}$ и $P_{н}$ практически вертикально и в статическом состоянии все струны ТС нагружены равномерно, усилие в лебедочном конце каната принимаем:

$$P_{л} = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{ кГс}, \quad (2.32)$$

где G – вес подвижного груза, $G = 54,6$ кГс.

$$P_{л} = \frac{4846,93 + 54,6}{2} = 2450,8 \text{ кГс}.$$

$$Q_0 = 4846,93 + 2450,8 = 7297,7 \text{ кГс}.$$

Расчет усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на мачту

Расчет усилий в статическом состоянии

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой P (кГс):

$$P = \frac{4846,93 + 54,6}{2} = 2450,8 \text{ кГс}.$$

Расчет усилий при подъеме инструмента

Усилия в рабочей ветви обозначается P_1 , в лебедочном конце каната $P_{л}$:

$$P_1 = \frac{P_l}{\beta}, \text{ кГс}, \quad (2.33)$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната, $\beta = 1,04$.

Вес бурового снаряда определяется по формуле:

$$Q_{\text{кр.}\Sigma} = P_l \frac{\beta^{m-1}}{\beta^m(\beta-1)}, \text{ кГс}, \quad (2.34)$$

Выражаем P_l из формулы 2.34 и получаем:

$$P_l = Q_{\text{кр.}\Sigma} \frac{\beta^m(\beta-1)}{\beta^{m-1}}, \text{ кГс}. \quad (2.35)$$

$$P_l = 4846,93 \cdot \frac{1,04^2 \cdot (1,04 - 1)}{1,04^2 - 1} = 4846,93 \cdot \frac{0,043264}{0,0816} = 2569,82 \text{ кГс}.$$

Таким образом усилия в рабочей ветви:

$$P_1 = \frac{2569,82}{1,04} = 2471 \text{ кГс}.$$

Расчет усилий при спуске инструмента

При спуске инструмента происходит перераспределение усилий, при этом максимальное усилие будет иметь место на прямом конце каната, а минимальное – в лебедочном:

$$P_l = Q_{\text{кр.}\Sigma} \frac{\beta-1}{\beta(\beta^m-1)}, \text{ кГс}. \quad (2.36)$$

$$P_1 = Q_{\text{кр.}\Sigma} \frac{\beta^m(\beta-1)}{\beta^{m-1}}, \text{ кГс}. \quad (2.37)$$

$$P_l = 4846,93 \cdot \frac{1,04 - 1}{1,04 \cdot (1,04^2 - 1)} = 4846,93 \cdot \frac{0,04}{0,084864} = 2284,56 \text{ кГс}.$$

$$P_1 = 4846,93 \cdot \frac{1,04^2 \cdot (1,04 - 1)}{1,04^2 - 1} = 4846,93 \cdot \frac{0,043264}{0,0816} = 2569,82 \text{ кГс}.$$

Определение грузоподъемности мачты

Грузоподъемность в статическом состоянии определяется по формуле:

$$Q_0 = Q_{\text{кр}} + G + P_1, \text{ кГс}. \quad (2.38)$$

$$Q_0 = 4846,93 + 54,6 + 2596,82 = 7498,35 \text{ кГс}.$$

Грузоподъемность при подъеме инструмента:

$$Q_0 = \Sigma P = P_{л} + P_1, \text{кГс.} \quad (2.39)$$

$$Q_0 = 2284,56 + 2569,82 = 4854,38 \text{ кГс.}$$

Определение грузоподъемности талевой системы

Производится в зависимости от скорости навивки каната на барабан лебедки – $V = 4,02$ м/с.

Грузоподъемность талевой системы Q_i при загрузке двигателя до номинальной мощности и скорости подъема крюка определяется по формуле:

$$Q_i = \frac{102N_0\eta\eta_{тс}}{V_{кр}}, \text{кГс,} \quad (2.40)$$

где N_0 – номинальная мощность двигателя, $N_0 = 37$ кВт; η – КПД передачи от вала двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,85$; $\eta_{тс}$ – КПД талевой системы, $\eta_{тс} = 0,950$; $V_{кр}$ – скорость подъема талевого блока, м/с.

$$V_{кр} = \frac{V}{m}, \text{м/с,} \quad (2.41)$$

где V – скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с.

$$V_{кр} = \frac{4,02}{2} = 2,1 \text{ м/с.}$$

$$Q = \frac{102 \cdot 37 \cdot 0,85 \cdot 0,95}{2,1} = 1451,19 \text{ кГс.}$$

Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производится по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_k \geq kP_{л.маx}, \text{кГс,} \quad (2.42)$$

где k запас прочности ТК по технике безопасности, $k = 2,5$; $P_{л.маx}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$P_{л.маx} = \frac{1000N_0\lambda\eta}{V_{min}}, \text{кГс,} \quad (2.43)$$

где λ коэффициент перегрузки двигателя, $\lambda = 2$.

$$P_{л.маx} = \frac{1000 \cdot 37 \cdot 2 \cdot 0,95}{0,74} = 95000 \text{ кГс.}$$

$$R_k \geq 2,5 \cdot 95000 = 237500 \text{ кГс.}$$

В качестве талевого каната будет использован канат 17-Г-1-Н-176,4(180) ГОСТ 2688, который идет в комплекте с буровой установкой УКБ-5С.

2.7.4. Проверочный расчет бурильных труб на прочность

Проверочный расчет бурильных труб заключается в определении запаса прочности в трех характерных сечениях колонны – верхнем, нижнем и нулевом.

Запас прочности в любом сечении сжатой части колонны

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

$$n_{сж} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma c}} \geq 1,7, \quad (2.44)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала бурильных труб, кГс/см^2 ; $[\sigma_T] = 5000 \text{ кГс/см}^2$; $\sigma_{\Sigma c}$ – суммарное напряжение от одновременного действия сил сжатия, изгиба и кручения.

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2}, \quad (2.45)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, кГс/см^2 ; $\sigma_{изг}$ – напряжение изгиба, кГс/см^2 ; $\tau_{кр}$ – напряжение кручения, кГс/см^2 .

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi P_{сж}}{F}, \quad (2.46)$$

где φ – коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы в месте нарезки резьбы, $\varphi = 1$; $P_{сж}$ – усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кГс ; F – сечение бурильных труб, $F = 10,2 \text{ см}^2$.

$$P_{сж} = qz \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) (\cos\theta_{ср.z} - f_{тр} \sin\theta_{ср.z}), \quad (2.47)$$

где q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг ; $\gamma_{ж}$ и $\gamma_{м}$ – удельный вес промывочной жидкости и металла бурильных труб; z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, $z = 207 \text{ м}$; $\theta_{ср.z}$ – средний зенитный угол участка z ; $f_{тр}$ – коэффициент трения буровой колонны о лежащую стенку скважины.

$$P_{\text{сж}} = 8,3 \cdot 207 \cdot \left(1 - \frac{1,15}{7,85}\right) (\cos 0 - f_{\text{тр}} \sin 0) = 1466,4$$

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{1 \cdot 1466,4}{10,2} = 173,76 \text{ кГс/см}^2.$$

Напряжение изгиба вызывается потерей устойчивости буровой колонны и определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{\text{изг}}}, \quad (2.48)$$

где E – модуль продольной упругости, $E = 2 \cdot 10^6$ кГс/см²; J – экваториальный момент инерции сечения бурильных труб, см⁴; f – стрела прогиба бурильных труб в рассматриваемом сечении, см; l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см; $W_{\text{изг}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе, см³.

$$J = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (2.49)$$

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

$$J = \frac{\pi}{64} (7^4 - 6^4) = 181,48 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2}.$$

$$f = 0,5(D - d_{\text{н}}), \quad (2.50)$$

где D – диаметр скважины с учетом разработки стенки, $D = 7,6$ см.

$$f = 0,5 \cdot (7,6 - 7) = 0,3 \text{ см.}$$

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{-0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}}, \text{ м.} \quad (2.51)$$

где ω – угловая скорость вращения, $\omega = 141,37 \text{ с}^{-1}$.

$$\begin{aligned}
l &= \frac{10}{141,37} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 207 + \sqrt{0,25 \cdot 207^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 181,48 \cdot 141,37^2}{10^3 \cdot 8,3 \cdot 9,8}}} \\
&= 0,0707 \cdot \sqrt{-103,5 + \sqrt{42849,25 + 89180 \cdot 10^3}} \\
&= 0,0707 \cdot \sqrt{-103,5 + \sqrt{8922,285 \cdot 10^4}} = 0,0707 \cdot \sqrt{-103,5 + 9446} \\
&= 0,0707 \cdot 96,66 = 6,83 \text{ м.}
\end{aligned}$$

Длина полуволны прогиба бурильных труб длины бурильной трубы, поэтому значение l принимаем равное длине бурильной трубы – $l = 6$ м.

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}}. \quad (2.52)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{7^4 - 6^4}{7} = 0,098 \cdot 157,85 = 15,47 \text{ см}^3.$$

Подставляем полученные значения в формулу 2.48 и получаем:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 181,48 \cdot 0,3}{600^2 \cdot 15,47} = 193 \text{ кгс/см}^2.$$

Напряжение кручения определяется по формуле:

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \text{ кгс/см}^2, \quad (2.53)$$

где $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент на вращение части колонны и на вращение ПРИ, кгс·см; $W_{\text{кр}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при кручении, см³.

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}}. \quad (2.54)$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{7^4 - 6^4}{7} = 0,196 \cdot 157,85 = 30,94 \text{ см}^3.$$

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{N}{n}, \text{ кгс} \cdot \text{см}, \quad (2.55)$$

где N – мощность на вращение части колонны и на работу ПРИ, $N = 12,45$ кВт; n – частота оборотов, об/мин.

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{12,45}{1350} = 873,34 \text{ кгс} \cdot \text{см}.$$

$$\tau_{кр} = \frac{873,34}{30,94} = 28,23 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2}.$$

Суммарное напряжение:

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(173,76 + 193)^2 + 4 \cdot 28,23^2} = 371,08 \text{ кГс/см}^2.$$

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части:

$$n_{сж} = \frac{5000}{371,08} = 13,47 \geq 1,7.$$

Запаса прочности бурильных труб в любом сечении растянутой части колонны

Запас прочности n_p для любого сечения растянутой части буровой колонны определяется по формуле:

$$n_p = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1,4, \quad (2.56)$$

где $\sigma_{\Sigma p}$ – суммарное напряжение, кГс/см²; $[\sigma_T]$ – предел текучести материала бурильных труб, кГс/см²; $[\sigma_T] = 5000$ кГс/см².

По третьей теории прочности суммарное напряжение равно:

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \leq [\sigma_T], \quad (2.57)$$

где σ_p – напряжение растяжения, кГс/см².

$$\sigma_p = \frac{\varphi P_p}{F}, \quad (2.58)$$

где P_p – усилие растяжения в рассматриваемом сечении, кГс.

$$P_p = qz \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) (\cos\theta_{ср.z} - f_{тр} \sin\theta_{ср.z}) = 1466,4 \text{ кГс.}$$

$$\sigma_p = \frac{1 \cdot 1466,4}{10,2} = 173,76 \text{ кГс/см}^2.$$

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}} = 0,0707 \cdot \sqrt{103,5 + 9446} = 0,0707 \cdot 97,72$$

$$= 6,91 \text{ м.}$$

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 EJf}{l^2 W_{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 181,48 \cdot 0,3}{600^2 \cdot 15,47} = 193 \text{ кГс/см}^2.$$

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{кр}} = \frac{873,34}{30,94} = 28,23 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2}.$$

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} = \sqrt{(173,76 + 193)^2 + 4 \cdot 28,23^2} = 371,08 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2} \\ \leq [\sigma_{\tau}] = 5000 \text{ кГс/см}^2.$$

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_{\sigma} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (2.59)$$

где n_{σ} и n_{τ} – запас прочности по нормальным и касательным напряжениям, соответственно.

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{изг} k_y} \geq 1,3, \quad (2.60)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала бурильных труб при изгибе с симметричным циклом, $[\sigma_{-1}] = 0,41[\sigma_{\tau}] = 2050 \text{ кГс/см}^2$; k_y – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $k_y = 1,5$; $\sigma_{изг}$ определяется по формуле 2.48, однако для нулевого сечения $z = 0$, следовательно для определения необходимой длины полуволны l используем формулу:

$$l = \frac{10^4}{\omega} \sqrt{\frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}. \quad (2.61)$$

$$l = \frac{10}{141,37} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 181,48 \cdot 141,37^2}{10^3 \cdot 8,3 \cdot 9,8}} = 0,0707 \cdot 97,18 = 6,87 \text{ м.}$$

Значение длины полуволны принимаем равным 6 м.

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 181,48 \cdot 0,3}{600^2 \cdot 15,47} = 193 \text{ кГс/см}^2.$$

$$n_{\sigma} = \frac{2050}{193 \cdot 1,5} = 7,08 \text{ кГс/см}^2 \geq 1,3.$$

Запас прочности n_{τ} определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{кр}} \geq 1,3, \quad (2.62)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, $[\tau] = 2500 \text{ кГс/см}^2$; $\tau_{\text{кр}}$ – напряжение кручения, $\tau_{\text{кр}} = 28,23 \text{ кГс/см}^2$.

$$n_{\tau} = \frac{2500}{28,23} = 88,56 \text{ кГс/см}^2 \geq 1,3.$$

Таким образом, запас прочности бурильных труб в нулевом сечении равен:

$$n_0 = \frac{7,08 \cdot 88,56}{\sqrt{7,08^2 + 88,56^2}} = \frac{627}{88,84} = 7,06 \geq 1,3.$$

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, пlyingуны, 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 правой резьбой	В-42	–	–	+
	В-50	+	+	+
	Г-50	+	+	+
	Д-73; 89	+	+	+
	Д-108	–	–	+
Колокол ловильный с правой резьбой	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	+	+	+

Инструмент	Типоразмер	Местонахождение		
		Буровая	База	
			участка	экспедиции
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 соединением 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.

Установленная в природе мощность двигателей внутреннего сгорания или электрических – основной его параметр. В зависимости от первичного источника приводы делятся на автономные и зависимые от внешнего источника снабжения. К автономным относятся двигатели внутреннего сгорания – дизельные, бензиновые или газотурбинные.

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 вблизи поселений и вдоль участка проходит воздушная линия электропередач мощностью 110 кВт. Таким образом, в качестве источника электроэнергии возможно подключение к имеющейся ЛЭП.

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-М4УЗ (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» 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

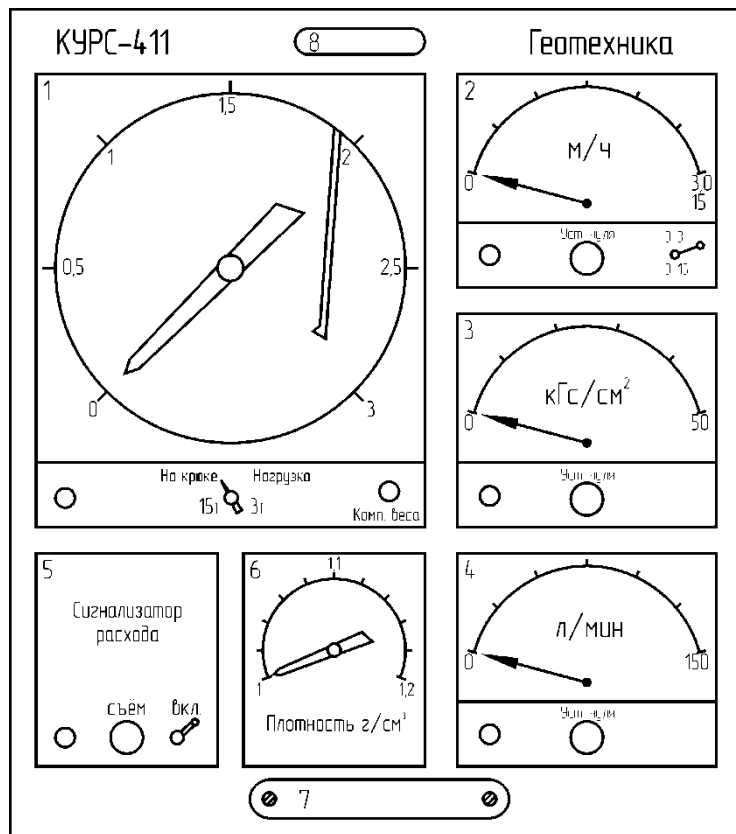


Рисунок 2.3 – Лицевая панель пульта КУРС-411

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 готовиться с помощью бурового насоса и мерной емкости или с помощью цементовочного агрегата. При закачивании в интервал тампонирующей глиноцементной смеси одновременно дозированно подается жидкое стекло с помощью специального устройства или вставного клапана. Смесь транспортируется по колонне буровых труб или обсадных труб.

При тампонирующей 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 давлением в течение 20...30 минут.

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

3.1. Введение

Участок «Чертинский Глубокий» находится в Беловском геолого-экономическом районе Кузбасса в границах Чертинского каменноугольного месторождения.

На участке «Чертинский Глубокий» будут проводиться геологоразведочные работы. Бурение скважин будет проводиться с помощью самоходной передвижной буровой установки УКБ-5С.

Климат района резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким, теплым летом. Среднемесячная температура воздуха колеблется от плюс 18,60°С (июль) до минус 16,80°С (январь, февраль), при среднегодовой плюс 0,750°С (по данным метеостанции Кольчугино). Устойчивый снежный покров появляется в первых числах ноября и удерживается до половины апреля. Снеговой покров располагается неравномерно вследствие расчлененности местности и сильных ветров. В пониженных местах величина снежного покрова достигает 2 и более метра, а на возвышенностях, открытых местах снег почти отсутствует.

Господствующими направлениями ветров в районе являются южное, юго-западное и юго-восточное со средней годовой скоростью 4,1 м/сек.

Рельеф местности представляет слабо всхолмленную равнину, расчлененную долинами рек и ручьев. Наиболее крупными являются Большой Бачат и Черта. Древесная растительность отсутствует почти на всей площади месторождения и только в долинах и логах сохранился мелкий низкорослый кустарник. В районе северо-западного замыкания структуры имеются лесонасаждения.

3.2. Производственная безопасность

Геологоразведочные работы тесно связаны с опасностью производственных процессов. Основным свойством производственной безопасности является четкая и слаженная работа сотрудников, а также своевременное и быстрое получение информации о безопасности персонала.

Чем сложнее производственный процесс, тем он опаснее, и тем более качественной и комплексной должна быть защита. При проведении геологоразведочных работ самую большую опасность вызывают техногенные факторы, вызванные рабочим процессом большого количества оборудования и инструмента. Такие факторы называют опасными или вредными.

Опасные факторы отличаются от вредных тем, что при действии опасного фактора на человека возможно получение последним травм или резкого ухудшения здоровья. Вредные факторы, при действии на рабочего в тех или иных условиях, могут привести к ухудшению здоровья или уменьшению работоспособности.

В ГОСТ 12.0.003-74 приведена классификация опасных и вредных производственных факторов. По своей природе опасные и вредные факторы подразделяют на:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психологические.

В таблице 3.1 приведены элементы производственного процесса геологоразведочных работ на участке «Чертинский Глубоки», которые могут представлять опасность.

Таблица 3.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении геологоразведочных работ на участке «Чертинский Глубокий»

Этап работ	Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		
		Опасные	Вредные	Нормативные документы
I	Транспортировка, монтаж-демонтаж оборудования	Движущиеся машины, грузоподъемные механизмы	Отклонение показателей микроклимата на открыто воздухе. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.008-78. Биологическая безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация СНиП П-12-77. Защита от шума. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.
II	Бурение скважины и вспомогательные работы	Движущиеся машины, подвижные части различного оборудования, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. Электричество. Острые предметы, острые части предметов.	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе и в буровом здании. Превышении уровня шума и вибрации. Недостаточное освещение рабочей зоны. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация СНиП П-12-77. Защита от шума. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.

3.2.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

При выполнении монтажных и демонтажных работ обязательно соблюдение «Техники безопасности в строительстве» СНиП III-4-80".

Движущиеся машины и механизмы

При выполнении монтажно-демонтажных работ возможны различные механически 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;
- предохранительные пояса;
- диэлектрические перчатки;
- кирзовые сапоги;

- резиновые сапоги;
- рукавицы брезентовые;
- костюм х/б;
- защитные очки;
- респиратор;
- аптечка.

Применение индивидуальных средств защиты обязательно во всех случаях.

Поражение электричеством

Большую опасность на участке геологоразведочных работ представляют поражения электрическим током. Для исключения поражения персонала током необходимо соблюдать некоторые правила:

- все оголенные провода, токоведущие части должны изолироваться в шкафах, либо быть поднятыми на высоту;
- использовать устройства заземления и зануления;
- использовать коллективные и индивидуальные средства защиты от электрического тока.

Расчет заземления

Расчет сопротивления одного электропровода производится по формуле:

$$R_{\text{э}} = 0,336 \left(\frac{\rho}{L} \right) \left(\lg \left(\frac{2L}{d} \right) + \left(\frac{1}{2} \right) \ln \left(4h + \frac{L}{4h} - L \right) \right), \quad (3.1)$$

где L – длина электропровода, $L = 3$ м; d – диаметр электропровода, $d = 0,05$ м);
 ρ – удельное сопротивление грунта, $\rho = 80$ Ом·м; h – глубина заложения, $h = 1$.

$$R_{\text{э}} = 0,336 \cdot \left(\frac{80}{3} \right) \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 3}{0,05} \right) + \left(\frac{1}{2} \right) \cdot \ln \left(4 \cdot 1 + \frac{3}{4 \cdot 1} - 3 \right) \right) = 21,14 \text{ Ом.}$$

Необходимое число заземлений:

$$n = \frac{R_{\text{э}}}{R_{\text{доп}}}, \quad (3.2)$$

где $R_{\text{доп}}$ – допустимое сопротивление заземления, $R_{\text{доп}} = 4$ Ом.

$$n = \frac{21,14}{4} = 5,28 \text{ шт.}$$

Необходимое число заземлений принимаем 5 штук.

Сопротивление соединительной полосы равно:

$$R_{\Pi} = 0,036 \left(\frac{\rho}{L} \right) \lg \left(2 \cdot \frac{L_{\Pi}^2}{L_0 h_{\Pi}} \right) \eta, \quad (3.3)$$

где L_{Π} – длина одного участка полосы, м; L_0 – общая длина полосы, м; h_{Π} – ширина полосы, $h_{\Pi} = 0,8$ м; η – сезонный коэффициент, $\eta = 2$.

Длина одного участка полосы находится по формуле:

$$L_{\Pi} = 2,1L. \quad (3.4)$$

$$L_{\Pi} = 2,1 \cdot 3 = 6,3 \text{ м.}$$

Общая длина полосы находится по формуле:

$$L_0 = L_{\Pi} n. \quad (3.5)$$

$$L_0 = 6,3 \cdot 5 = 31,5 \text{ м.}$$

В результате сопротивление соединительной полосы равно:

$$R_{\Pi} = 0,036 \cdot \left(\frac{80}{6,3} \right) \cdot \lg \left(2 \cdot \frac{6,3^2}{31,5 \cdot 0,8} \right) \cdot 2 = 4,25 \text{ Ом.}$$

Общее заземление находится по формуле:

$$R = \frac{1}{\frac{n_{вз} \cdot n}{R_э} + \frac{n_{эт}}{R_{\Pi}}}, \quad (3.6)$$

где $n_{вз}$ – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование, $n_{вз} = 0,8$; $n_{эт}$ – коэффициент экранирования труб, $n_{эт} = 0,8$.

$$R = \frac{1}{\frac{0,8}{21,14} \cdot 5 + \frac{0,8}{4,25}} = 2,63 \text{ Ом.}$$

$R < R_{доп}$, что говорит о том, что рассчитанную схему заземления возможно использовать на данном участке.

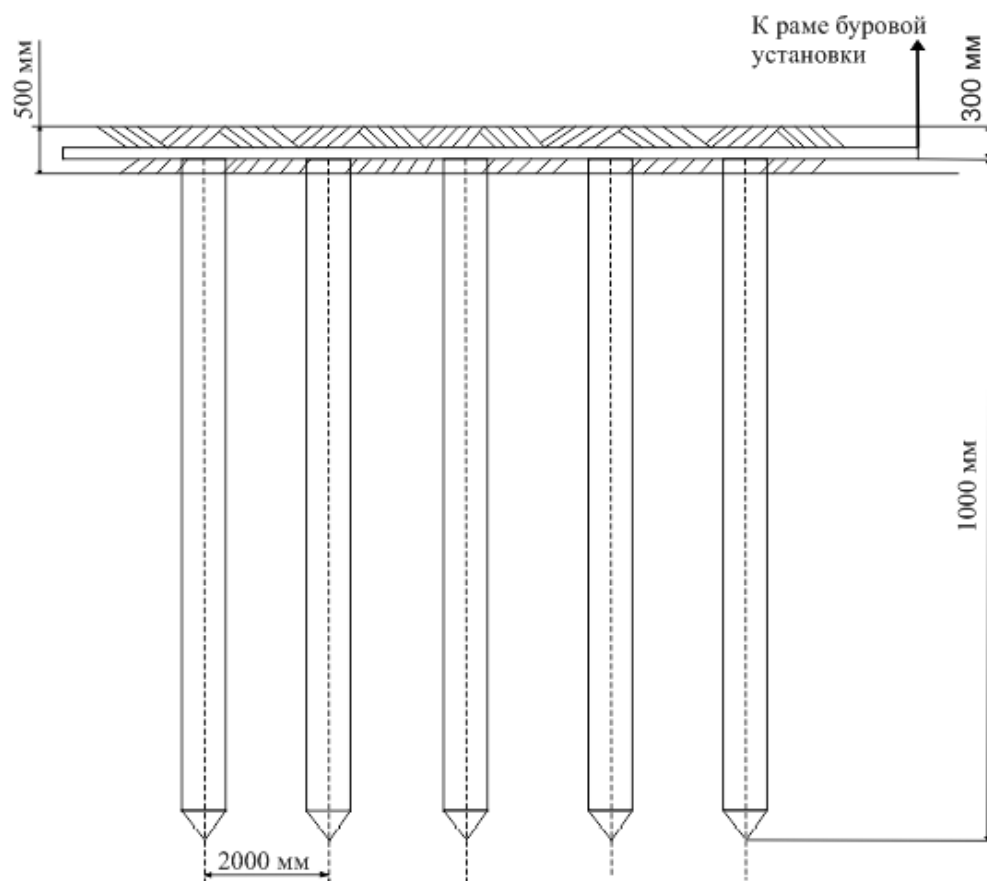


Рисунок 3.1 – Схема заземления

Наибольшую опасность на буровом участке представляют буровые насосы. Части насосов испытывают высокие нагрузки при работе насоса, в особенности шланги, по которым в скважину поступает промывочная жидкость.

Перед началом работ насосы и все их части должны быть опрессованы на 1,5 расчетного давления, но не выше максимально допустимого давления, заданного техническими характеристиками. При опрессовке проверяется надежность всех частей насоса и срабатывание предохранительного клапана.

3.2.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе и в помещении

Среднемесячная температура воздуха на данном участке колеблется от плюс 18°С летом до минус 18°С зимой. При этом в летнее время температура может подниматься до плюс 35°С, а в зимнее время опускаться до минус 40-45°С. Поэтому необходимо обеспечить сотрудников специальной одеждой – легкой в летнее время, и теплой в зимнее время.

В холодный период времени наиболее эффективной мерой является создание искусственного микроклимата в буровых и жилых помещениях. Создание искусственного микроклимата в зимнее время должно обеспечиваться отоплением помещений с помощью электрических обогревателей и кондиционеров.

Таблица 3.2 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Скорость движения воздуха
Холодный	Легкая	19...21	40...60	0,1
	Тяжелая	16...18	40...60	0,3
Теплый	Легкая	20...22	40...60	0,1
	Тяжелая	18...20	40...60	0,3

Недостаточная освещенность рабочей зоны

В действующих нормах по проектированию искусственного освещения минимальную освещенность на рабочих местах устанавливают с учетом размеров объектов размещения, разряда работы, контраста объекта различия с фоном и светлоты фона.

Исходя из СНиП 23-05-95 работа персонала, относящаяся к 2-3 разряду, имеет освещенность не менее 200-300 лк. В остальных местах буровой установки работа относится к 4-5 разряду с освещенностью 50...80 лк.

Недостаток освещенности на рабочем месте значительно затрудняет деятельность персонала, ухудшает их ориентировку в пространстве, а также снижает производительность и качество труда, приводя к авариям и получению травм.

Таблица 3.3 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Рекомендуемая освещенность, лк
Буровой стол	II	200
Щит КИП	I	220
Полати верхового рабочего	II	150
Путь талевого блока	IV	80
Кронблок	IV	80
Буровое помещение	II	200
Глиномешалки	III	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	50

Повышенный уровень шума и вибрации

При проведении буровых работ используется машины и механизмы, работа которых часто вызывает повышение уровня шума и вибрации. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на человека.

Длительное воздействие шума на организм человека вызывает нарушение нормальной деятельности нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной систем, нарушение слуха, а также вызывает переутомление. Длительное воздействие вибрации может вызвать вибрационную болезнь.

Для снижения уровня шума и вибрации необходимо выполнять профилактические осмотры и ремонт всего оборудования. При невозможности снижения шума и вибрации необходимо использовать антишумовые и антивибрационные кожухи и экраны, пользоваться средствами индивидуальной защиты.

Таблица 3.4 – Предельно допустимые уровни звука в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65

Категория напряженности трудового процесса	Категория трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженный труд 1 степени	60	60	–	–	–
Напряженный труд 2 степени	50	50	–	–	–

Повреждения от укусов насекомых

В летнее время в районе работ присутствует большое количество кровососущих насекомых, возможно наличие энцефалитных клещей. Во избежание укуса насекомых сотрудники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как сетчатые маски и аэрозоли против насекомых.

Во избежание заболеваний вирусом энцефалита каждый сотрудник должен быть привит.

3.3. Экологическая безопасность

Настоящим проектом предусматриваются мероприятия по охране недр и окружающей среды.

3.3.1. Гидрогеологические работы

Вода, используемая для питьевых нужд буровой бригады – привозная.

Полевые работы будут вестись на непроработанной толще пород с использованием технологии замкнутой циркуляции воды «скважина-зумпф». По окончании бурения зумпф ликвидируется, путем засыпки извлеченного из него ранее грунта.

При проведении опытных работ в гидрогеологических скважинах: прокачке, воды из скважины - откачиваемая вода через временный водопровод будет подаваться в местный приемник. С течением времени вода из водоприёмника инфильтруется в горный массив, а «приемник» - ликвидируется, путем засыпки извлеченного грунта. После прокачки, подземная вода достаточно очищена от шлама и загрязняющих веществ, которые могли попасть при бурении, обсадке труб скважины, поэтому ее можно квалифицировать как природную подземную воду без загрязняющих компонентов. Для предотвращения размыва почвенно-растительного слоя будут использоваться струигасители.

С целью избежания загрязнения подземных вод через скважину, при ликвидационном тампонаже, предусматривается водоносные зоны перекрывать сплошной цементацией ствола скважины.

3.3.2. Земля, почва

По проекту заложено 68 проектных точек. Плодородный слой будет сниматься полностью до его нижней границы, но только в местах возможного нарушения или загрязнения почвенного покрова. Снятый слой будет складироваться рядом с буровой с обеспечением его сохранности. Разработка грунта будет производиться бульдозером с перемещением до 20 м грунта 2 категории, мощность снимаемого слоя 0,40 м. За 1 маш/смену бульдозером Т-170 снимается и перемещается грунт в объеме 1000 м³.

Восстановление земель будет начато после того, как вывезут оборудование. Выбуренный шлам хоронится в зумпфах и отстойниках, которые затем засыпаются грунтом до глубины вспашки. Вся площадка планируется и засыпается складированным плодородным слоем почвы. По опыту работ за 1 маш/смену бульдозером Т-170 планируется 10500 м² площадок.

Место складирования грунта при копке зумпфов для одной скважины в объеме 12,5 м³ расположено рядом с зумпфом.

Объемы рекультивации приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.5 – Объемы рекультивации

Виды работ	Кол-во скважин	Нора площади	Расстояние с перемещение по категориям	Объем работ (м³, м²) мощн. 0.4 м	Объем работ маш/см.
Снятие плодородного слоя	68	900 м ³	20 м	24480	24,48
Нанесение плодородного слоя	68	900 м ³	20 м	24480	24,48
Итого по участку				48960	48,96

Потери сельскохозяйственного производства, убытки землепользователю, стоимость аренды для площадок бурения и подъездных дорог будут возмещаться недропользователем.

3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке работы возможны техногенные чрезвычайные ситуации. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является пожар. Кроме этого, бурение производится на уголь, поэтому возможно выделение газа метана, вплоть до сильных выбросов. Следовательно, нельзя исключать возможность возгорания газа и возникновения взрывов.

Основными факторами появления пожаров является халатность сотрудников, курение в неположенных местах, возгорание от короткого замыкания.

Во избежание возможности пожаров необходимо руководствоваться правилами пожарной безопасности и инструкциями по эксплуатации технических средств.

Должны быть отведены специальные места для курения, курение на рабочем месте запрещается. Запрещается на рабочем месте использовать открытый огонь. В непосредственной близости скважины запрещаются сварочные работы, а на рабочем месте должен находиться измеритель концентрации газа. При высоких показаниях газа работа должна быть приостановлена до восстановления нормальной концентрации.

Противопожарный щит должен быть установлен на расстоянии не более 10 м от бурильщика и находиться с наружной части бурового здания.

Весь противопожарный инвентарь буровой должен состоять из:

1. Пенные огнетушители ОП-4 – 2 шт.
2. Углекислотные огнетушители ОУ-2 – 2 шт.
3. Ящик с песком объемом 0,5 м³.
4. Емкость с водой объемом 250 л.
5. Комплект шанцевого инструмента:
 - a. лопаты – 2 шт;
 - b. багры – 2 шт;
 - c. ломы – 2 шт;
 - d. топоры – 2 шт.
6. Противопожарные ведра – 2 шт.
7. Противопожарный щит.

Весь инвентарь должен постоянно находиться на своем месте. Нельзя пользоваться противопожарным инвентарем в случаях, не предусмотренных его назначением. Все подходы к противопожарному инвентарю должны быть расчищены.

Места хранения горючего топлива должны располагаться не менее, чем в 50 м от буровой, на ровной площадке, либо в низине, во избежание растекаемости топлива.

Буровое здание обязательно должно иметь запасный выход. Внутри и снаружи здания должны висеть огнетушители на высоте не более 1,5 м от пола и расстоянии не менее метра от края открытой двери.

3.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

3.5.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен.

При работе в полевых условиях каждый сотрудник должен быть привит от эпидемических заболеваний, в особенности от клещевого энцефалита.

Каждый сотрудник обязан проходить инструктажи по безопасности труда:

- первичный инструктаж при приеме на работу;
- в процессе работы не реже раза в установленное время правилами компании;
- при введении новых правил, при появлении нового оборудования, при перерывах в работу более 60 дней, при неоднократном нарушении правил техники безопасности.

При работе в условиях повышенной опасности сотрудник должен иметь специальный допуск с указанием необходимых мер безопасности.

3.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При ведении буровых работ на участке буровые установки должны быть обеспечены необходимыми контрольно-измерительной аппаратурой, средствами механизации и автоматизации, инструментом. Размеры площадок должны быть достаточными для размещения на них всего необходимого оборудования и инструмента, иметь с разных сторон достаточных размеров подъезды для транспорта. Перед началом опасных работ или работ требующих повышенного внимания, рекомендуется провести дополнительный инструктаж на рабочем месте. Инструктаж должен проводить буровой мастер.

4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА

4.1. Организация ремонтной службы

На базе бурового участка, расположенной в двух километрах от города, имеется все необходимое оборудование для создания мелкого и простого инструмента и запасных частей – металлообрабатывающие станки, сварочный цех.

При поломке того или иного инструмента, буровой мастер делает запрос на его изготовление. Если изготовление инструмента возможно силами работников базы, то оно должно проводиться вне очереди. Изготовление инструмента должно проводиться в максимально короткие сроки с соблюдением необходимого качества.

Технические осмотры, профилактические и экстренные ремонты бурового оборудования и прочей техники проводятся силами буровой бригады непосредственно на буровых площадках, либо при необходимости на территории базы.

4.2. Организация энергосбережения

Обеспечение электроэнергией силовых приводов буровой установки и средств освещения рабочих мест будет осуществляться при помощи дизельной электростанцией, входящей в комплект буровой установки.

Несмотря на близкое расположение ЛЭП, к ним будут подключены только жилые вагоны, которые практически не будут менять своего местоположение. Подключение к ЛЭП буровой установки не целесообразно вследствие частого ее перемещения. При каждом переезде буровой установки электрические кабели придется протягивать заново, что может их повредить. Последнее может привести к коротким замыканием, и как следствие поражениям электрическим током персонала бурового участка.

4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов

При бурении скважин на данном участке будет использоваться глинистый буровой раствор. Замешивание глинистого раствора будет производиться силами буровой бригады непосредственной на буровой.

Для обеспечения водой будет использоваться «водовозка» на базе автомобиля КамАЗ. Вода будет доставляться с насосной станции, которая откачивает воду из действующих шахт, расположенных в непосредственной близости. Такая вода будет использована исключительно для технических нужд и приготовления бурового раствора.

Обеспечение буровой питьевой водой будет осуществляться силами буровой бригады – недалеко от участка проведения есть достаточно большое количество питьевых колонок с открытым доступом.

4.4. Транспортный цех

Для организации работ на участке будет использоваться следующее транспортное оборудование:

1. Бульдозер Т-17 – для организации площадок под буровые установки и, при необходимости, перевозки бурового оборудования.
2. Водовозный транспорт на базе автомобиля КамАЗ – для доставки технической воды на буровую.
3. Служебный транспорт, УАЗ-2207 – для доставки различного персонала к месту проведения работ.
4. Грузовой транспорт, «длинновозы» на базе КамАЗ, УАЗ-2207 – для доставки всех необходимых грузов к месту проведения работ.

При желании персонал буровой может пользоваться личным транспортом для прибытия к месту проведения работ.

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.

1. Для выполнения поставленных задач диспетчерская служба осуществляет следующие функции:

2. Приём, анализ, обработка и распределение информации о состоянии производства работ, необходимой для составления и корректировки планов, а также регулирования производства;

3. 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 обслуживаемыми цехами, обеспечение заказчиков ресурсами со складов организации, доставка необходимых ресурсов заказчику;

4. Ведение ежедневного учёта выполняемых работ;

5. Передача распоряжений руководителей организации.

Участок буровых работ находится в достаточной близости с населенными пунктами, поэтому связь участка буровых работ с базой будет осуществляться с помощью мобильных телефонов. Также мобильные сети позволяют при необходимости осуществлять связь между буровыми бригадами и руководящим персоналом без участия диспетчерской службы, что может ускорить процессы решения различных вопросов.

5. АНАЛИЗ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОРОД И ПРОБ ГАЗА

Известно, что в угольных пластах и породах определенных комплексов содержится то или иное количество природного газа. Основной задачей буровой разведки в этом случае является получение керногазовых проб с сохранением пластовых условий. Но при подъеме керна в обычных колонковых снарядах по мере снижения гидростатического давления газ теряется и представительность керна уменьшается. С целью получения достоверных данных о содержании газа в угольных пластах или породах-коллекторах используются различные методы. Наиболее надежным из них является метод прямого количественного определения по кернавому материалу при сохранении в нем или улавливании природного газа, что достигается с помощью специальных колонковых снарядов. При этом используются снаряды, конструкции которых позволяют: улавливать газ, выделяющийся из керна во время подъема снаряда; уменьшать газовыделение путем замораживания керна; герметизировать кернаприемную трубу затиркой керна или с помощью специального устройства.

5.1. Герметичные сосуды

Герметичные сосуды предназначены для быстрой и надежной герметизации проб углей и пород в забоях горных выработок, а также из керна, поднятого на поверхность обычными колонковыми снарядами или двойными колонковыми трубами. В них отбираются пробы массой 200...300 г из частей угольных пластов, находящихся в зоне газового выветривания и в верхней части зоны метановых газов, для определения качественного состава газов угольных пластов, а также пробы угля, шлама и пород для определения их остаточной газоносности при изучении газоносности угольных пластов и вмещающих пород комплексным методом МГРИ.

Конструкции герметических сосудов весьма разнообразны. Чаще всего используются металлические сосуды (рис. 6.1, *а*).

Металлический стакан 1, в который помещается проба, герметизируется крышкой 3 с прокладкой 2. На патрубок крышки надевается отрезок вакуумной трубки 4, пережимаемой зажимом 5. На выступ крышки навинчивается предохранительный колпачок 6.

Возможно использование стеклянных сосудов. Достоинством их является отсутствие новообразований газов за счет реакций угля, воды и металла при термовакуумной дегазации проб. Схема стеклянного герметического сосуда приведена на рисунке 6.1, *б*. Стандартная стеклянная банка 1 емкостью 250...350 см³ с коническим горлышком герметизируется резиновой пробкой 2, разжимаемой в горлышке банки винтовым зажимом 3. Через пробку проходит патрубок 4, на который надет отрезок вакуумной трубки 5 с зажимом 6.

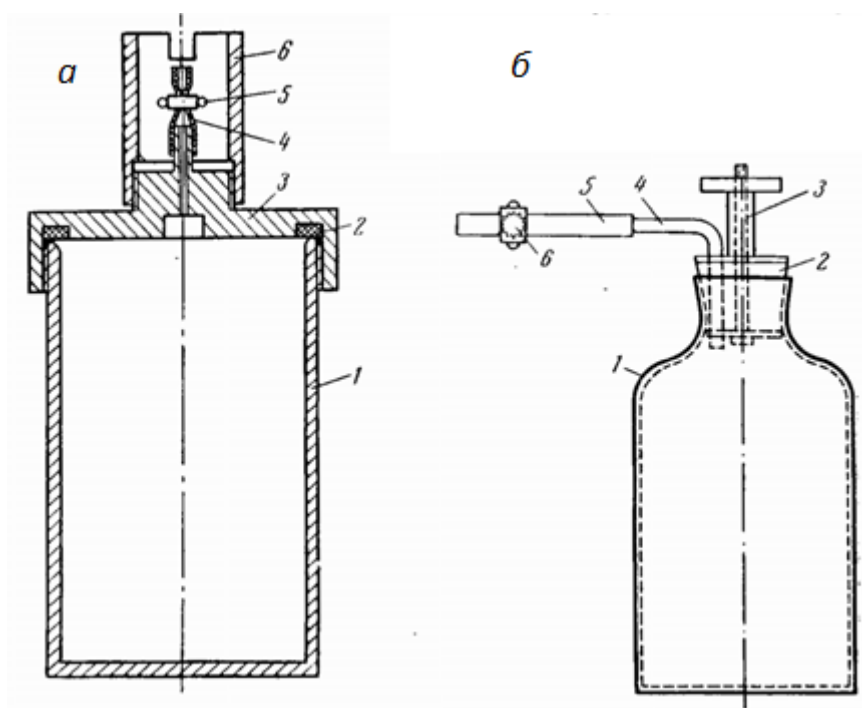


Рисунок 5.1 – Герметические сосуды:

а – металлический герметический сосуд Г-60; *б* – стеклянный герметический сосуд

Для предотвращения попадания воздуха в свободное пространство сосуда в процессе отбора пробы применяются герметические сосуды более сложной конструкции. На рисунке 6.2 приведена схема сосуда СГ-58-В.

В заполненный водой металлический стакан 1 помещается проба. На стакан навинчивается крышка 6. Нижнее отверстие в крышке закрыто резиновым диском 3, зажатым гайкой 2. Избыток воды при завинчивании крышки выливается через Г-образно отверстие 5. В верхнее отверстие крышки 6 ввинчивается корпус вентиля. В верхнее отверстие корпуса вентиля вводится резец 4.

В крышку вентиля 10 ввинчивается нажимной винт 11, в который вводится направляющий шток 14, закрепляемый гайкой 12 и контргайкой 13. На верхний выступ полого штока 7 надевается резиновая мембрана 9. Шток 7 свинчивается с направляющим штоком 13. Крышка вентиля 10 с собранными деталями соединяется с корпусом вентиля 8. В лаборатории из вентиля откачивается воздух. Ввинчиванием нажимного винта 11 прорезается резцом 4 резиновый диск 3 и производится дегазация герметического сосуда в обычном порядке.

Достоинством данной конструкции является отсутствие пересчетов при определении состава газа пробы для введения поправки на воздух в свободном пространстве сосуда (воздухом, растворенным в воде, пренебрегают). Недостатками герметического сосуда СГ-59-В являются необходимости выпаривания воды, что достигается довольно продолжительной дегазацией проб, и опасность разрыва сосуда при замерзании воды.

Пробы направляются в лабораторию не позднее, чем через сутки после отбора. Сосуды перевозятся в специальном ящике с ячейками и крышкой.

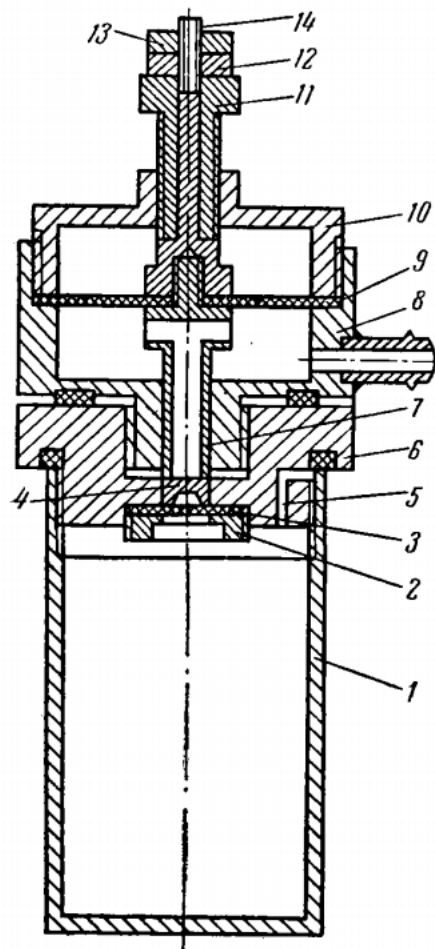


Рисунок 5.2 – Металлический герметический сосуд СГ-59-В

5.2. Вылавливание газа из кернового материала

Для вылавливания газа, выделяющегося из кернового материала, используются снаряды, именуемые керногазонаборниками. На рисунке 6.3, *a* приведена принципиальная схема керногазонаборника. Снаряд состоит из разъемного переходника 1, двух наружных труб 4, 5, баллона-газонаборника 3, керноприемника 6 и коронки 7. Перед спуском снаряда в скважину через кран 2 из баллона 3 вакуумным насосом откачивают воздух и она заполняется промывочной жидкостью. После этого снаряд спускают в скважину. По мере заполнения керноприемника 6 керном выделяющийся из него газ будет поступать в газосборник 3, вытесняя из него жидкость через отверстие *a* в

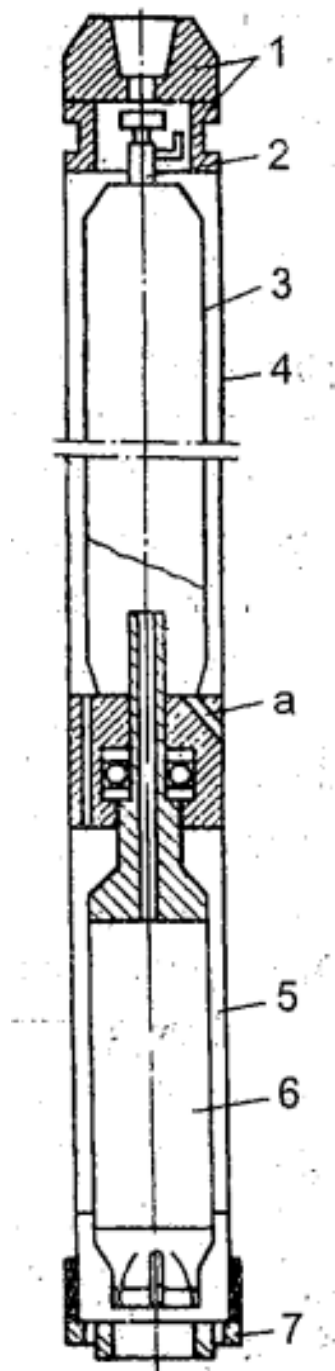


Рисунок 5.3 – Схема бурового снаряда для получения керногазовых проб с керноприемником и газосборником

переходнике. При подъеме снаряда в скважину необходимо доливать промывочную жидкость с тем, чтобы это отверстие не сообщалось с атмосферой. После подъема снаряд, не извлекая из устья скважины, подвешивают, отсоединяют переходник 1 и через кран 2 откачивают газ из газосборника 3. Затем извлекают керноприемник с керном и герметизируют его. Газ из керна и газосборника составляет пробу, характеризующую газоносность исследуемого пласта.

К такому типу снарядов относятся керногазонаборники КГ-55, КГН-2-56, КГН-2-57, КГН-3-58М, КА-61, КГД-5, КГ-55/120-К-62 и др. Все они имеют невращающийся при бурении керноприемник и газосборник (колокол), расположенный над керноприемником, и отличаются схемой движения промывочной жидкости и дренажа ее из керноприемника, способом заполнения жидкостью перед спуском снаряда в скважину, использованием в качестве керногазосборника наружной или внутренней трубы и др. Но всем этим снарядам присущ один недостаток – они не обеспечивают полного сохранения газа, теряющегося при подъеме за счет выноса в растворенном состоянии и на поверхности при извлечении газонаборника и керноприемника и их герметизации. Кроме того, такие снаряды не обеспечивают полной сохранности самого керна.

5.2.1.Керногазонаборник КГ-55/120-К-62

Конструкция. Керногазонаборник (рис. 6.4) состоит из корпуса, керноприемника и газосборника («колокола»).

Корпус включает в себя переходник 1, переходник-держатель 5, кожух 7, распределитель 9, нижнюю трубу 14 и буровую коронку 26.

Керноприемник собирается из переходника 16, трубы керноприемника 23 и керноформирующей коронки 25 с пружинами 24. В верхней части керноприемника имеется клапанное устройство 18-22.

Газосборник представляет собой трубу 8, соединенную с распределителем 9, на которую навинчена и затем приварена головка газосборника 6. В верхней части последней имеется газоотводный кран, который состоит из вакуумной трубки 4, надетой на штуцер и пережимаемой винтом 2. Газосборник с керноприемником соединяется при помощи упорного патрубка 11, который уплотнен в распределителе 9 сальником 12, предохраняющим два упорных подшипника 10. Регулировка зазора между внутренней гранью буровой коронки и керноформирующей коронкой осуществляется подбором соответствующего числа колец подшипника 10.

Таблица 5.1 – Техническая характеристика керногазонаборника КГ-55/120-К-62

Длина керногазонаборника, мм	3600
Наружный диаметр, мм	89
Наружный диаметр по выступающим победитовым резцам, мм	92
Длина керноприемника, мм	1200
Полезная емкость колокола, см ³	7000
Масса керногазонаборника, кг	65

Принцип действия. Керногазонаборник опускается в скважину, заполненную до устья промывочной жидкостью. Для вытеснения воздуха из керноприемника и газосборника у устья скважины производится заполнение керногазонаборника буровым раствором.

Промывочная жидкость при бурении идет через отверстие в переходнике 1 в межтрубное пространство между кожухом 7 и газосборником, затем через систему вертикальных отверстий в распределителе 9 направляется в межтрубное пространство между керноприемником и трубой 14 и далее через отверстие в коронке к забою скважины.

Вращение от бурильных труб при бурении передается переходнику 1, переходнику-держателю 5, кожуху 7, распределителю 9, трубе 14 и буровой коронке 26. При этом керноприемник, опираясь на угольный керн и упорные подшипники 10, не вращается.

Угольный керн во время бурения поступает в полость керноприемника и через канал упорного патрубка 11 вытесняет в газосборник промывочную жидкость, которая далее уходит через отверстия в распределителе 9 в скважину. Одновременно с подъемом керногазонаборника производится закачка в скважину промывочной жидкости, которая должна заполнять скважину до устья для того, чтобы препятствовать потере газа в газосборнике.

Газ, выделяющийся из угольного керна при подъеме инструмента, поступает в газосборник и собирается в его верхней части, а вытесненная газом жидкость уходит через отверстия в распределителе 9.

После подъема бурового инструмента керногазонаборник устанавливается на устье скважины и из газосборника отбирается свободный газ. Затем керногазонаборник извлекается из скважины и с него снимается нижняя труба. Керноприемник снизу герметизируется колпаком, на котором имеется газоотводная трубка. Затем керноприемник отсоединяется, при этом клапанное устройство 18-22 перекрывает керноприемник в верхней части. В таком виде керноприемник направляется в газовую лабораторию, где производится дегазация пробы по принятой методике.

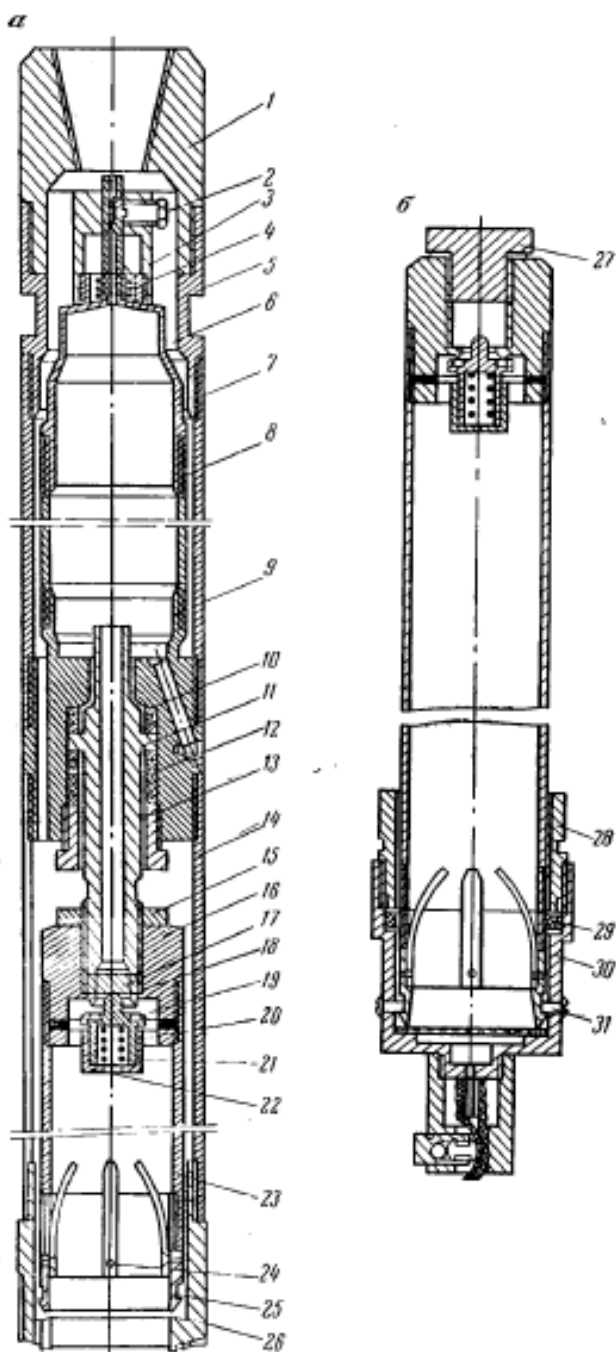


Рисунок 5.4 – Кернагазонаборник КГ-55/120-К-62

Непосредственно на буровой вышке керноприемник с углем подключается к газовому мернику для установления зависимости выделения газа во времени. Эта зависимость, представленная в виде кривой, может быть использована для определения потерь газа из керна за время герметизации керноприемника.

5.2.2. Керногазонаборник КА-61М

Конструкция. Керногазонаборник Щегловской ГРП типа КА-61 состоит из корпуса, керноприемника, газосборника и узла вспомогательных механизмов.

Корпус трубы включает в себя буровую коронку 40, наружную трубу 35, переходник 5, предохранительный кожух 2 и верхний переходник 1.

Керноприемник состоит из трубы 36, на нижний конец которой навинчена керноформирующая коронка 37, а на верхний – переходник 21, к которому присоединен колпак клапана 24 с клапаном 23, пружиной 25 и направляющим штоком 26; внутри трубы 36 между керноформирующей коронкой и верхним клапаном находится кассета 34 с упорным кольцом 33 (кассета состоит из двух половин); в нижний конец керноформирующей коронки вставлен предохранительный колпак 41, который закреплен заклепкой. Для предохранения керна от выпадения служит паук 39.

Газосборник состоит из трубы 27, к нижнему и верхнему конца которой присоединены клапаны; с внутренней стороны в нижней части трубы 27 припаяна трубка 28, верхний конец которой введен через трубу 27.

В узел вспомогательных механизмов входят штанга 4, внутренний переходник 8, соединительный патрубков 13, ниппель 17, упор 9, амортизатор 10, подпятник 12, опорный шток 14, наружный шток 15, отводная шпилька 16, отжимной крючок 19 и отжимной шток 22.

Таблица 5.2 – Техническая характеристика керногазонаборника КА-61

Длина керногазонаборника, мм	2500
Наружный диаметр, мм	73
Наружный диаметр по выступающим победитовым резцам, мм	75
Полезная длина керноприемника, мм	900
Диаметр выбуриваемого керна, мм	40
Полезная емкость газосборника, см ³	1100
Масса кернонаборника, кг	45

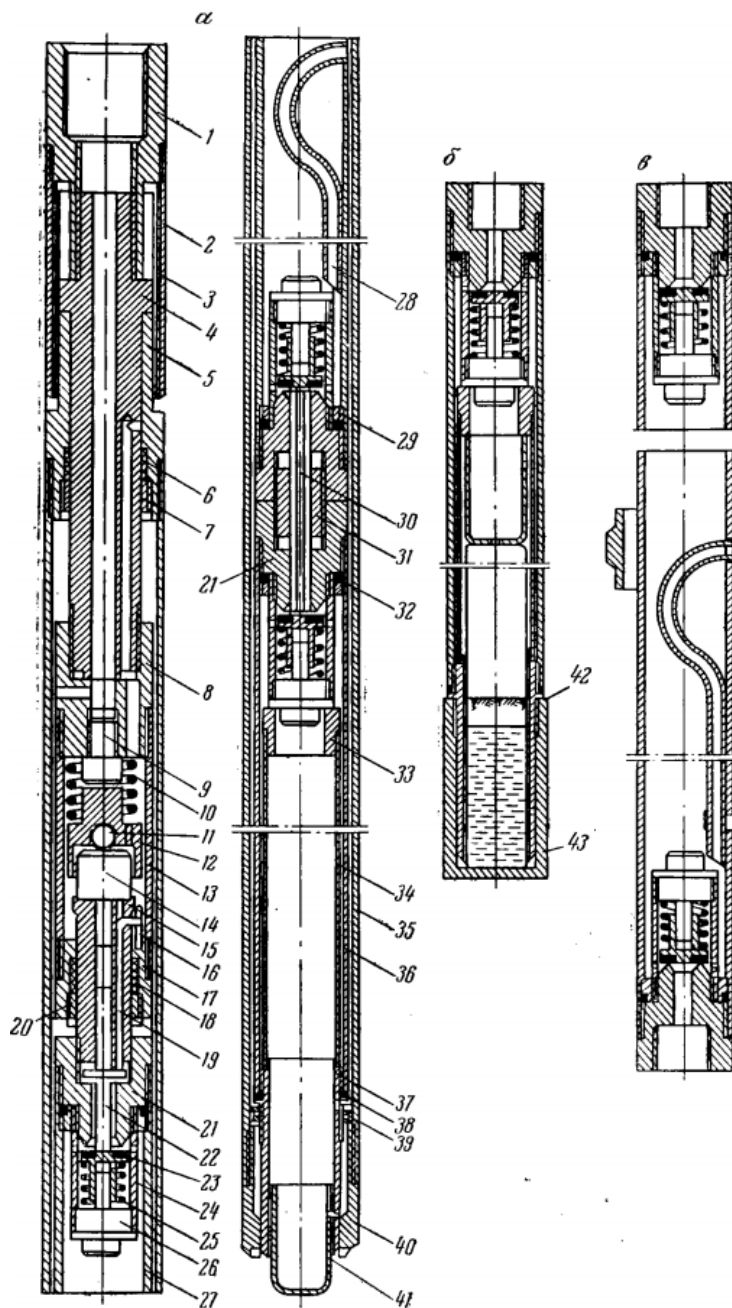


Рисунок 5.5 – Керногазонаборник КА-61:

а – керногазонаборник; б – керноприемник; в – газосборник

Принцип действия. Керногазонаборник опускается в скважину на обычных бурильных трубах. Корпус его связан с внутренними деталями телескопически, поэтому при спуске и подъеме он смещается вниз относительно внутренних деталей, при этом паук, связанный с корпусом, прикрывает снизу своими пружинами керноформирующую коронку.

При постановке снаряда на забой внутренние детали перемещаются вниз под действием массы инструмента, толкая керноформирующую коронку. При этом последняя выходит вперед по отношению к буровой коронке на величину, установленную перед спуском согласно крепости угля. При опускании керноформирующая коронка раздвигает пружины паука, которые размещаются между коронками.

При спуске в скважину керногазонаборника все три клапана находятся в открытом состоянии, поэтому промывочная жидкость, входя через отверстия в предохранительном колпаке, вытесняет воздух из керноприемника и газосборника, который поступает далее по каналам в деталях 15. 8 и 4 в скважину.

Верхний клапан газосборника закрывается в начале бурения. Керноприемник и газосборник вместе с наружным штоком 15 и опорным штоком 14 во время бурения не вращаются. Это происходит благодаря упору приемной коронки в забой. При вращении ниппеля 17 шпилька 16, запрессованная в ниппеле, нажимает и поворачивает отжимной крючок 19 по Г-образному пазу, который попав головкой в продольный паз, под действием пружины уходит вверх, а клапан 23 плотно прижимается к корпусной выточке переходника 21.

Промывочная жидкость поступает через верхний переходник 1, продольное отверстие в штанге 4, боковые отверстия внутреннего переходника 8 в межтрубное пространство и далее уходит в скважину через отверстия в коронке.

В процессе бурения керноформирующая коронка вдавливаются без вращения в уголь усилием подачи инструмента, а наружная коронка 40 вращается вокруг керноформирующей коронки и разбуривает уголь. Вращающиеся детали отделяются от невращающихся шариком 11.

По мере поступления угольного керна промывочная жидкость из керноприемника вытесняется в газосборник через центральные отверстия в переходниках 21. В газосборнике газ собирается в верхней части, а

промывочная жидкость вытесняется через трубу 28. При подъеме инструмента необходимо закачивать промывочную жидкость до устья скважины.

5.3. Герметизация керноприемной трубы

Герметизация керноприемной трубы ДКС может осуществляться закупоркой ее керном при помощи специального механического устройства. В первом случае используются обычные двойные колонковые снаряды с вращающейся внутренней трубой, имеющие незначительные конструктивные изменения. Верхнюю часть керноприемника в этом случае снабжают специальным клапаном, а нижний конец – опережающей коронкой с внутренним конусом. По окончании углубки таким снарядом производят затирку керна в коронке керноприемника, чем и достигается закупорка пробы. Успех такой операции зависит от многих факторов, учесть которые далеко не всегда представляется возможным. К ним относятся и конструктивные особенности снаряда, и характер породы, затираемой в коронке, и опытность бурового мастера. Все это делает успех отбора качественной пробы весьма случайным. Неизбежные потери газа, учесть которые практически невозможно, делают этот способ практически малоприменимым для использования.

Наиболее надежным способом получения керна с содержанием газа является способ, основанный на применении герметизируемых керногазоприемников с помощью специального механического устройства. Снаряды, действие которых основано на этом принципе, состоят из двух взаимоподвижных в осевом направлении частей с вращающимися или невращающимися при бурении несъемным или несъемным керногазонаборником. К этому типу относятся снаряды с несъемным керноприемником системы МакНИИ, КС-1, КС-2А, КС-2М, ГКА-1, ГКМ, ПГ-108 и др.

Принципиальная схема снарядов такого типа приведена на рисунке 3.21, в. Наружная часть снаряда состоит из переходника 1 с шейкой (проточкой) 2,

наружной колонковой трубы 3 с коронкой 4 и клапанным затвором 7. Внутренняя часть снаряда подвешивается с помощью штока 4 на подшипниковой опоре 5 с керногазоприемником 6 и кернозахватывающим устройством лепесткового типа. Клапанный затвор 7, располагающийся при бурении между керноприемником 6 и коронкой 8, снабжен свинцовой шайбой, в которую вдавливаются торец керногазонаборника по окончании углубки с помощью специального механизма. При этом вначале внутренняя часть снаряда смещается вверх относительно наружной и клапан 7 выпадает из межтрубного зазора, занимает горизонтальное положение. Затем внутренняя часть опускается и под действием некоторого усилия торец керногазонаборника задавливается в свинцовую шайбу, герметизируя керногазонаборник. После подъема бурового снаряда на поверхность газ из газонаборника извлекается через шаровой клапан 5.

5.3.1. Герметические керногазонаборники ГКМ

Конструкция. Герметические керногазонаборники ГКМ (рис. 6.6) состоят из корпуса, керноприемника и устройства для отвода промывочной жидкости при входе в керноприемник керна.

Корпус включает буровую коронку 44, трубы (нижнюю 39, среднюю 38, полусреднюю 17 и верхнюю 12), переходник 26, муфту 9, защитную трубу 4 и переходник 1, соединенный шпилькой 2 с опорой 3.

Керноприемник состоит из нижнего клапана, керноформирующей коронки (наконечника приемной трубы) 43, приемника 37 с корпусом верхнего клапана 35 и головкой клапана 30, главной пружины 25, упорного диска 24, фиксатора 23.

Для отвода жидкости из керноприемника служат ребристый шток 18, пружина штока 13 и штанга 8.

Таблица 5.3 – Техническая характеристика керногазонаборников ГКМ

	ГКМ-73	ГКМ-92
Длина керногазонаборника, мм	1800	1900
Наружный диаметр, мм	73	89
Наружный диаметр по выступающим победитовым резцам, мм	76	92
Длина керноприемника, мм	550	550
Диаметр получаемого керна, мм	28	35
Масса керногазонаборника, кг	45	65

Принцип действия. Керногазонаборник опускают в скважину на обычных бурильных трубах. При установке керногазонаборника в скважине создают давление на керногазонаборник до 1800...2000 кгс при помощи массы бурового инструмента. Если этого недостаточно, используют механизм подачи бурового инструмента. При этом латунные установочные шпильки 7 срезаются и происходит взаимодействие частей керногазонаборника: штанга 8 движется вниз до тех пор, пока поводок 6 не упрется в заплечики муфты 9; соединительная трубка 19 и соединительная муфта 22, сжимая главную пружину 25, подают керноприемник на забой скважины. Главная пружина при сжатии давит на керноприемник с усилием 200...250 кгс. При этом наконечник приемной трубы 43 внедряется в уголь без вращения, опережая на несколько миллиметров вращающуюся буровую коронку 44. При наличии твердых включений в угле наконечник керноприемника за счет большого сжатия главной пружины утапливается в полость буровой коронки и находится в таком положении до тех пор, пока резцы буровой коронки не разрушат твердое включение.

При движении штанги 8 вниз ребристый шток 18, сжимая пружину 34, открывает верхний клапан. При сильном сжатии главной пружины в момент, когда наконечник керноприемника касается твердых прослоев, ребристый шток сжимает пружину 13. Вращательное движение от бурильных труб передается корпусу керногазонаборника, в то время как керноприемник, опираясь на забой, не вращается. Разобщение вращающихся деталей от не вращающихся производится с помощью упорного подшипника 28.

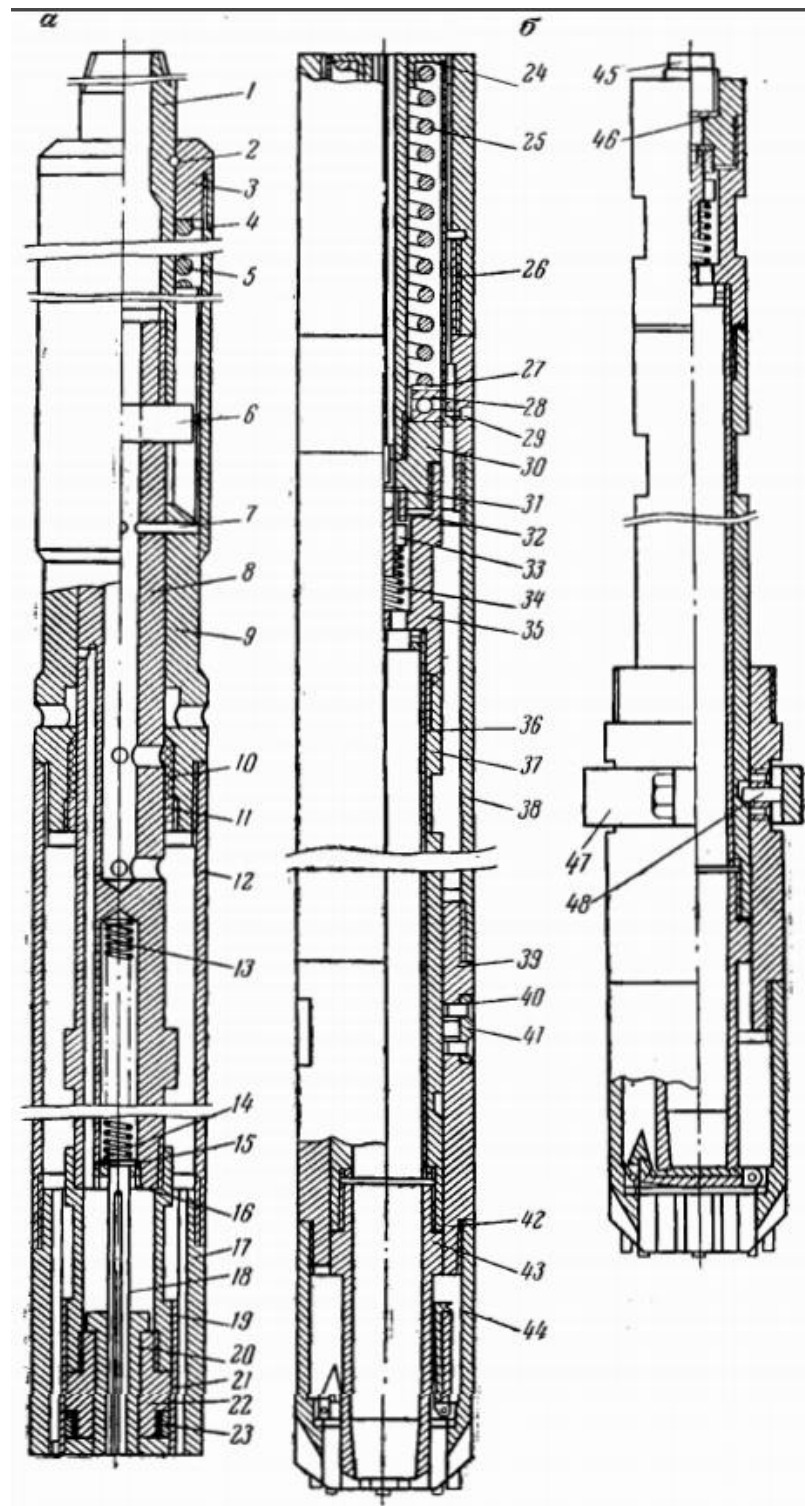


Рисунок 5.6 – Герметический кернагазонаборник типа ГКМ:

а – кернагазонаборник; б – кернаприемник.

Угольный керн, по мере его образования, входит в кернаприемник, вытесняя промывочную жидкость в скважину через отверстие в дне корпуса

клапана 35, центральный канал в головке клапана 30, пазы ребристого штока 18, отверстие в штанге 8 и через боковое отверстие в муфте 9.

После перебурки 0,55 м угольного пласта, керногазонаборник приподнимается над забоем скважины на 0,8...1,0 м. При этом происходит отрыв керна от массива. В это время пружины 5, 13, 25 и 34 разжимаются; ребристый шток 18 отходит вверх, и пружина 34 прижимает шток верхнего клапана 33 к прокладке 31, закрывая верхний клапан; муфта 9, трубы 12, 17, 38 и 39, предохранительный кожух 21 и буровая коронка 44 с нижним клапаном отжимаются пружиной 5 вниз.

Когда буровая коронка 44 занимает крайнее нижнее положение, нижний клапан со свинцовым диском выходит из зацепления с наконечником приемной трубы 43 и падает на чашку нижнего клапана под действием пружины; нижний клапан, падая, отжимает защелку, которая под действием пружины возвращается в первоначальное положение и не дает возможности нижнему клапану открыться даже при значительном нажатии на него снизу; фиксатор поднимается выше предохранительного кожуха.

Затем керногазонаборник вновь опускается на забой и на него создается давление 1600...2000 кгс массой бурового инструмента или, если последнего недостаточно, механизмом подачи станка. При этом пружины 5, 13, 25 и 34 сжимаются, переходник 1, штанга 8, соединительная труба 19, соединительная муфта 22 с фиксатором 23, ребристый шток 18 и приемная часть опускаются до упора наконечника приемной части в свинцовый диск. Усилием, передаваемым через фиксатор 23 на предохранительный кожух 21, срезаются шпильки 29 и сталкивается вниз предохранительный кожух. Когда главная пружина сжимается, фиксатор входит в гнездо трубы 17 и фиксирует неизменное положение наконечника приемника в свинцовом диске, создавая герметическое перекрытие приемной части снизу.

При подъеме керногазонаборника промывочная жидкость из буровых штанг вытекает в скважину через совпадающие боковые отверстия в стенках штанги 8 и муфты 9.

5.4. Замораживание керна на забое

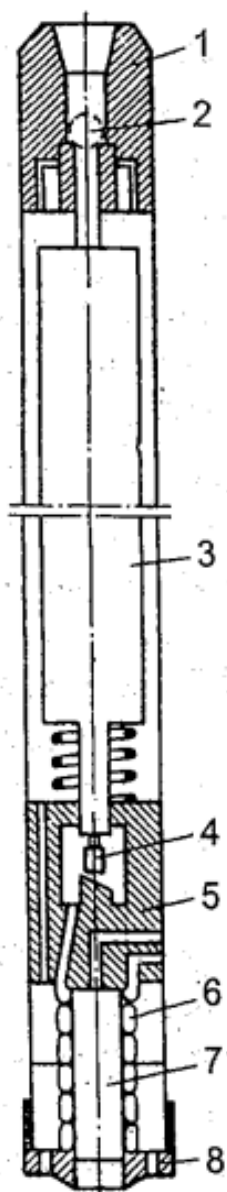


Рисунок 5.7 – Схема буровой установки для получения керногазовых проб с замораживанием керногазовой пробы

Керногазонаборники, работающие с замораживанием керна на забое с целью увеличения сорбционной способности углей, что приводит к меньшему выделению газа во время подъема керна из скважины, имеют специальные холодильные устройства. К такому типу снарядов относится керногазонаборники конструкции ВостНИИ и БК-54.

В качестве охлаждающего агента в этом случае используют жидкую углекислоту, помещаемую в специальном баллоне 3 (рис. 6.7). По окончании углубки в снаряд сбрасывают шарик 2 и давлением жидкости, нагнетаемой насосом, баллон осаживается вниз. При это ниппель 4 отламывается, упираясь в наклонную поверхность специального выступа в переходнике 5, и жидкая углекислота попадает в змеевик 6. Здесь происходит испарение углекислоты, что приводит к замораживанию керна, находящегося в керноприемнике 7.

После подъема снаряда на поверхность керноприемник извлекают и помещают в специальный герметичный сосуд. В лаборатории после оттаивания керна берут необходимые пробы. Однако такой способ отбора газовых проб также не обеспечивает достаточной надежности в связи с тем, что не всегда достигается необходимая степень замораживания керна или преждевременное его размораживание. Кроме того, этот способ имеет ограниченную область применения – в скважинах до глубины 500...600 м и

только в разрезах с пластовым давлением газа до 4 Мпа. Наконец, использование этого способа сопряжено с большими трудностями при его реализации.

5.5. Съемные керногазонаборники

Для бурения на уголь снарядами со съемными керноприемниками (КССК и ССК), опробования угольных месторождений были разработаны и получили широкое применение съемные керногазонаборники:

- СКГН-59 и СКГН-76 для снарядов ССК-59 и КССК-76;
- КГНС для комплексов КССК-76.

Несмотря на преимущества съемных керногазонаборников, выражающиеся в сокращении затрат времени на опробование, отмечаются следующие основные недостатки:

- малый диаметр керна и объем пробы;
- отсутствие герметизации отобранной керногазовой пробы непосредственно на забое.

В связи с несовершенством прямых методов изучения газоносности с помощью керногазонаборников в настоящее время широкое применение находит косвенный метод определения потенциальной газоносности угля и вмещающих пород в процессе бурения с использованием испытателей пластов, опускаемых на трубах или кабеле.

5.5.1. Съемный керногазонаборник СКГН-76А

Съемный керногазонаборник СКГН-76А конструкции ПГО «Запсибгеология», показанный на рисунке 6.8, состоит из керноприемной трубы 18 и газонаборника (колокола) 15 с узлом подвески, закрепляемой в рабочем положении защелкой 1, сигнализатором момента посадки съемного керногазонаборника на рабочее место (детали 2, 3), узлом захвата (детали 6, 7,

8, 9), клапаном (детали 10, 11, 12, 13, 14) и водяным затвором 17. Размещается съемный керногазонаборник в наружной колонковой трубе 19, имеющей коронку 20 обуривающего типа.

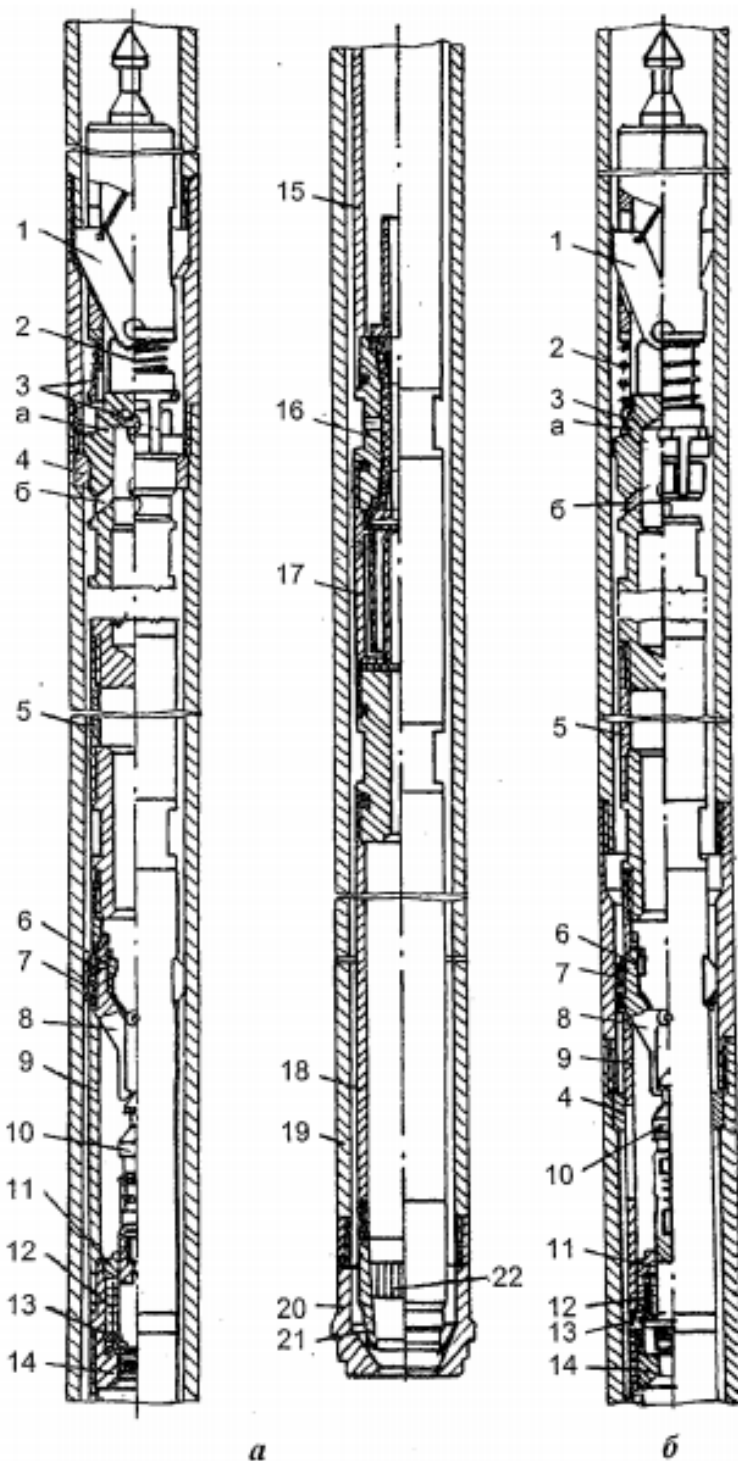


Рисунок 5.8 – Съемный керногазонаборник СКГН-76А

Спуск съемной части керногазонаборника осуществляется потоком промывочной жидкостиЮ нагнетаемой насосом по бурильным трубам. При

этом клапан колокола находится в открытом положении, а клапан сигнализатора момента посадки керногазонаборника на рабочее место 3 – в закрытом, как это показано на рисунке 3.22, б. положение клапана колокола в открытом состоянии обеспечивается лапами 8, удерживающими клапан за головку 10 в зафиксированном положении с помощью фиксатора 7. При движении захватных лап 8 через кольцевую опору (выступ) 4 фиксаторы 7 утапливаются внутрь керноприемника, верхние концы захватного устройства сближаются и захватные лапы 8 освобождают головку 10 клапана 13 который под действием пружины 12 закрывается, как показано на рисунке 3.22, а. Вслед за этой выступающей частью втулки 3 сигнализатора момента посадки керногазонаборника на рабочее место упирается в кольцевую опору 4 втулки, сжимая пружину 2, останавливается, а керногазонаборник смещается вниз относительно клапана и втулки 3 сигнализатора. При этом открывается канал *a* в корпусе узла подвески и промывочная жидкость свободно поступает через отверстия *a*, *б* в межтрубное пространство и на забой. В момент открытия канала *a* в корпусе узла подвески резко падает давление в циркуляционной системе, что отмечается по манометру насоса. Это и служит сигналом установки керногазонаборника в рабочее положение. В случае зависания снаряда в бурильных трубах при спуске давление в циркуляционной системе резко возрастает. Это будет свидетельствовать о том, что керногазонаборник не достиг рабочего места и требуется его извлечение на поверхность. В процессе спуска СКГН внутренняя часть его промывается потоком жидкости, циркулирующей по керноприемнику и колоколу через открытый клапан 13 и нижнее отверстие *б* в корпусе узла подвески. При бурении по газоносному пласту и подъеме керногазонаборника газ поступает в газонаборник 15 (колокол), вытесняя из него жидкость через водяной затвор 17.

Величина углубки по углю в одном рейсе рекомендуется в пределах 0,45...0,5 м. При бурении по углю керноприемник оснащается штампом, заостренный торец которого должен быть расположен на одном уровне с торцом коронки или опережать его на 1...2 мм. При бурении по породе следует

применять коронку обуривающего типа, а между торцом керноприемной трубы (стакана) 21 и коронкой устанавливать зазор в пределах 2...4 мм.

Таблица 5.4 – Рекомендуемые режимы бурения снарядом СКГН-76А

Параметры режима	По углю	По вмещающим породам
Частота оборотов, об/мин	120...250	600...800
Осевая нагрузка, даН	400...600	1500...2000
Интенсивность промывки, л/мин	30...40	40...60

Заклинивание угольного керна осуществляется его затиркой при бурении с увеличенной осевой нагрузкой до 800 даН в интервале не более 3...5 см. Затем керн отрывается от забоя подъемом снаряда. При бурении по более прочному углю или породам используется кернорвательное кольцо 22, вставляемое в стакан 21 керноприемника.

Спуск керногазонаборника в скважину с низки статическим уровнем жидкости (более 30...40 м) осуществляется на тросе с помощью лебедки и ловителя в компоновке с освобождающейся трубой. При достижении керногазонаборником уровня жидкости скорость его движения резко снижается и ловитель за счет действия освобождающейся трубы отсоединяется и извлекается на поверхность вместе с трубой. Затем включается насос и дальше керногазонаборник продвигается к рабочему месту вместе с потоком промывочной жидкости по описанной ранее схеме.

Подъем керногазонаборника производится ловителем, спускаемым на канате. После извлечения керногазонаборника на поверхность производится герметизация керна в керноприемнике, для чего на его конец навинчивается заглушка. Затем в бурильные трубы устанавливается съемная пробка-сальник и внутрь заливается 10...12 л воды. После этоо керногазонаборник опускается в бурильные трубы и подвешивается на подкладной вилке, после чего отсоединяется корпус захватного узла 9 и к клапану газосборника присоединяется трубка от загомерника. После дегазации керна газонаборник отсоединяется и на верхний конец керноприемника быстро навинчивается специальная заглушка. Герметичность керноприемника проверяется

погружением его в воду. Если в течение 30...40 мин появятся пузырьки газа, то заглушки следует подтянуть и устранить утечку газа. После этого керноприемник отправляется в лабораторию для исследований.

Таблица 5.5 – Технические характеристики СКГН-76А

Длина снаряда, мм	6000
Наружный диаметр, мм	48
Длина керноприемника, мм	425
Емкость газосборника, см ³	3000
Масса, кг	33

5.5.2. Съемный керногазонаборник КГНС

Съемный керногазонаборник КГНС (рис. 6.6) предназначен для отбора угольного керна и газа при бурении геологоразведочных скважин комплексами КССК-76 на угольных месторождениях с целью определения природной газоносности угольных пластов.

Съемный керногазонаборник КГНС состоит из четырех основных узлов: головки-фиксатора *I* с сигнализатором посадки, регулятора *II*, газосборника *III*, совмещенного с водяным затвором, и керноприемника *IV*. Головка-фиксатор соединяется с водным затвором посредством двух удлинителей 4, ниппеля 5, переходника 3 со стопорной гайкой 2. Все это составляет общую длину керногазонаборника с колонковым набором комплекса КССК-76. Керноприемник соединяется с газосборником ниппелем 14, внутри которого размещен шток 13, открывающий и закрывающий клапаны газосборника и керноприемника при свинчивании и развинчивании этих узлов.

Керногазонаборник опускается на забой скважины по колонне бурильных труб потоком промывочной жидкости. При спуске керногазонаборника в скважину клапан 9 открыт, что дает возможность промывочной жидкости свободно вытеснять воздух из внутренних полостей керноприемника и газосборника через продольные пазы корпуса 10. При посадке керногазонаборника на опорное кольцо колонкового набора опорный

бурт и резиновый шар головки-фиксатора перекрывают поток промывочной жидкости, что приводит к повышению давления, которое регистрируется на манометре бурового насоса.

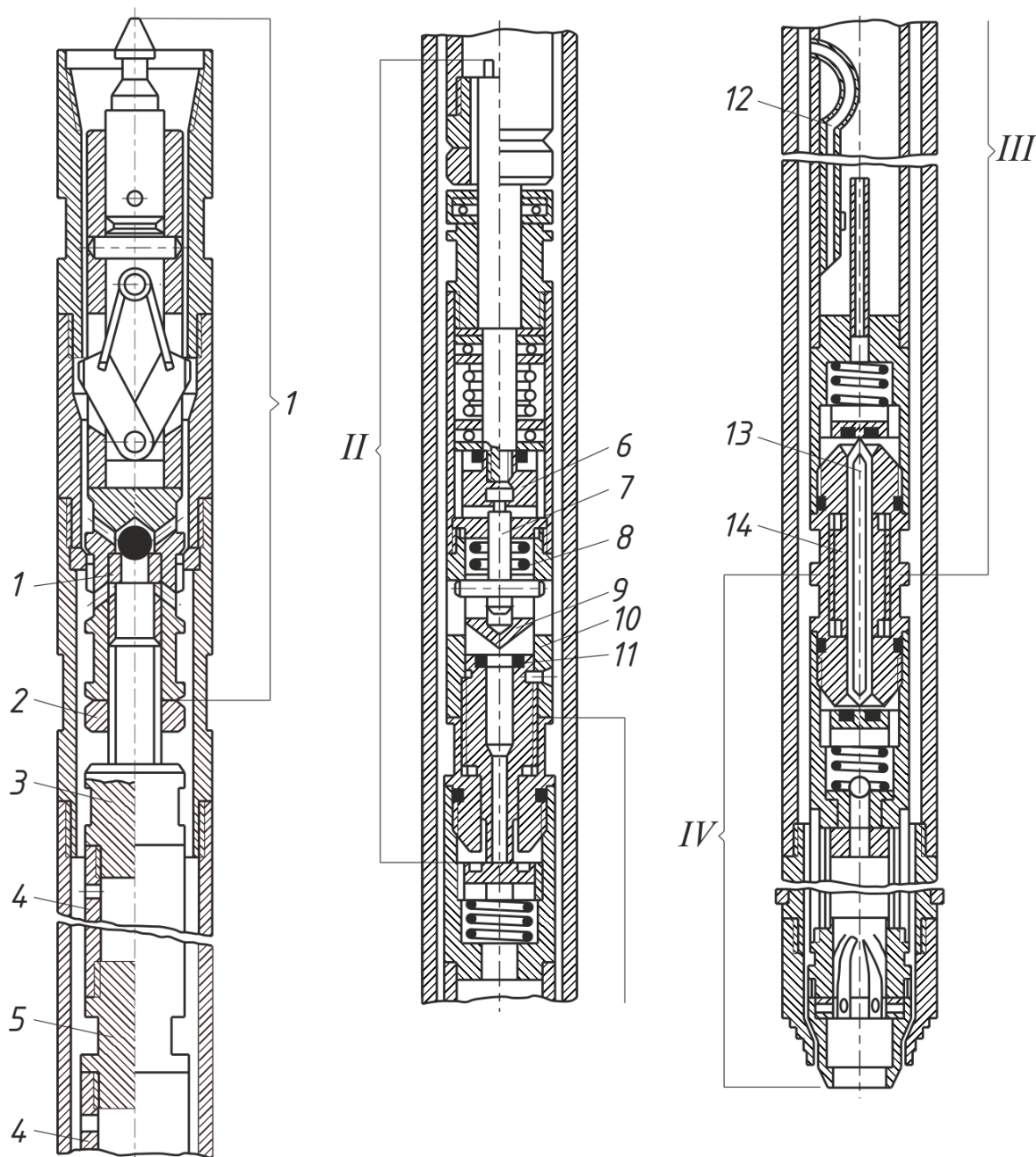


Рисунок 5.9 – Съемный керногазонаборник КГС

Промывочная жидкость продавливает шар через отверстие втулки 1. Продавливание шара сопровождается снижением давления, фиксируемым на манометре, и свидетельствует о занятии керногазонаборником рабочего положения. После этого включают вращение колонны бурильных труб с

одновременным забуриванием. Керн отбирается штампованием углей наконечником-штампом под действием осевой нагрузки, создаваемой пружиной регулятора. При вращении штока 7, соединенный левой резьбой с гайкой 6, вывинчивается из нее и пружина 8 прижимает клапан 9 к уплотняющему элементу 11. При этом герметизируется верхняя часть газосборника.

В процессе бурения и подъема керногазонаборника на поверхность газ, выделяющийся из угольного керна, поступает в газосборник. По мере заполнения газосборника газом промывочная жидкость вытесняется через отводную трубу 12, уравнивая давление газа в газосборнике с давлением жидкости в затрубном пространстве. После перебуривания пласта керногазонаборник при помощи ловителя извлекается из скважины. На поверхности керноприемник керногазонаборника герметизируют колпаком, а отверстие водяного затвора газосборника – хомутом, затем отсоединяют керноприемник от газосборника, а газосборник – от регулятора и направляют их в лабораторию.

Преимуществом съемных керногазонаборников над не съемными в том, что последние невозможно использовать в составе комплексов ССК или КССК. Благодаря использованию съемных керногазонаборников значительно уменьшаются время и трудозатраты на выполнение спуско-подъемных операций, что важно при выполнении большого объема геологоразведочных работ и бурении достаточно глубоких скважин.

Недостатком съемных керногазонаборников является небольшой диаметр получаемого керна, по сравнению с не съемными керногазонаборниками. В условиях данного геологического задания маленький диаметр компенсируется большим количеством разведочных скважин, что в результате практически не скажется на достоверности информации о полезном ископаемом.

Съемный керногазонаборник КГНС разработан специально для комплекса КССК, что делает его использование в этом комплексе конструктивно предпочтительнее.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия

Общество с ограниченной ответственностью «Белон-геология» – геологоразведочное предприятие, находящееся в г. Белово Кемеровской области. Предприятие входит в группу компаний ОАО «Белон». Открытое акционерное общество «Белон» является одной из крупнейших компаний, работающих в угледобывающей промышленности и производстве стройматериалов.

ООО «Белон-геология» занимается в основном геологоразведочными работами на угольных месторождениях Кузбасса, а также инженерно-геологическими изысканиями и бурением эксплуатационных скважин для будущих и работающих угольных шахт.

6.2. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

6.2.1. Технический план

Согласно геологическому заданию на разведочные работы на участке «Чертинский Глубокий» весь комплекс проектируемых работ можно представить таблицей 6.1.

Таблица 6.1 – Виды и объемы проектируемых работ

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Объем
1	Проектно-сметные работы:		
	• составление предварительных графических материалов	лист/дм ²	30/335
	• машинописные работы	стр.	230

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Объем
2	Полевые работы		
	• буровые работы	м	29735
	• опробование углей	м	5951
	• гидрогеологические работы	измер.	4943

6.2.2. Расчет затрат времени труда по видам работ

Проектно-сметные работы. Расчет затрат времени и труда на проектно-сметные работы приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет затрат времени на проектно-сметные работы

Вид и состав работ	Един. измерен.	Норма, чел/см.	Объем	Затраты всего, чел/см	Затраты всего, месяц
Составление графических приложений:					
построение геологических разрезов	дм ²	1,16	613	711,08	33,86
построение карты выходов пластов угля под наносы	дм ²	1,14	365	416,1	19,81
построение подсчетных планов	дм ²	1,14	1,25	11,98	11,18
Машинописные работы:					
печатание без вертикального графления	100 стр.	4,28	1,25	11,98	0,57
печатание с вертикальным графлением:	100 стр.				
• количество граф до 4-5		4,52	0	0,00	0,00
• количество граф до 6-7		5,33	0,07	0,37	0,02
• количество граф до 8-10		6,23	0,24	1,50	0,07
• количество граф до 11-13		7,28	0,12	0,87	0,04
• количество граф до 14-16	8,59	0,37	3,18	0,15	
Итого:				1379,92	65,71
Графические приложения – копирование					32,43
Всего:					98,14

Буровые работы. На бурение скважин будет задолжено три передвижные буровые установки. Работы намечается провести путем разбуривания участка скважинами механического колонкового бурения. Проектом предусматривается пробурить 68 скважин общим объемом 29735 п.м. Будут разбуриваться как существующие разведочные линии: 0, 1, 0-1, 2, 1-2, 3, 2-3, 4, 1 промежуточная, 2 промежуточная, 1 заречная, 2 заречная и 3 заречная, так и новая продольная разведочная линия.

Расчет затрат времени на буровые работы приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет затрат времени на колонковое бурение скважины

№	Виды работ	Един. измерен.	Объем работ
1 очередь			
1	Механическое бурение скважин гр. 0-300	ст/см (п.м.)	67,23 (530)
2	Механическое бурение скважин гр. 0-500	ст/см (п.м.)	575,63 (5304)
3	Механическое бурение скважин (ФМС) гр. 0-500	ст/см (п.м.)	61,49 (490)
4	Механическое бурение скважин гр. 0-800	ст/см (п.м.)	988,02 (3110)
2 очередь			
5	Механическое бурение скважин гр. 0-100	ст/см (п.м.)	8,4 (75)
6	Механическое бурение скважин гр. 0-300	ст/см (п.м.)	148,31 (1862)
7	Механическое бурение скважин (ФМС, геофиз.) гр. 0-300	ст/см (п.м.)	40,14 (280)
8	Механическое бурение скважин (ФМС) гр. 0-300	ст/см (п.м.)	34,34 (280)
9	Механическое бурение скважин гр. 0-500	ст/см (п.м.)	1029,23 (9752)
10	Механическое бурение скважин (ФМС, геофиз.) гр. 0-500	ст/см (п.м.)	69,17 (420)
11	Механическое бурение скважин гр. 0-800	ст/см (п.м.)	827,25 (6512)
12	Механическое бурение скважин (ФМС) гр. 0-800	ст/см (п.м.)	79,55 (560)
13	Механическое бурение скважин (ФМС, геофиз.) гр. 0-800	ст/см (п.м.)	172,9 (560)
Всего:		ст/см (п.м.)	3501,7 (29735)

Монтажно-демонтажные работы. На бурение скважин будет задолжено три передвижные буровые установки. Расстояние до участка работ 2 км. На участке будут сделаны перевозки на расстояние до 1 км. Монтаж,

демонтаж и перемещение буровой установки с мачтой, смонтированной вместе со зданием, будет осуществляться одним блоком, без разборки. Расчет затрат труда на монтаж, демонтаж и перемещение буровых установок приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.4 – Расчет затрат труда на монтаж-демонтаж буровых установок.

Условия перевозки	Кол-во перевозок	Норма на 1-ый км перевозки	Поправочный коэф. зимних удорожаний	Итого, ст/см
До участка работ	3	5,09	1,18	18,37
Гр. 0-800, зимой	2	5,09	1,18	12,012
Гр. 0-500, зимой	5	5,09	1,18	30,026
Гр. 0-500, летом	9	5,09		45,81
Гр. 0-300, летом	2	2,2		4,40
2 очередь				
Гр. 0-500, летом	15	5,09		76,35
Гр. 0-500, зимой	9	5,09	1,18	54,06
Гр. 0-300, зимой	7	3,88	1,18	32,05
Гр. 0-800, зимой	6	5,09	1,18	36,045
Гр. 0-800, летом	7	5,09		35,63
Гр. 0-100, летом	1	2,2		2,2
Гр. 0-300, летом	2	2,2		4,4
Итого				351,4

Вспомогательные работы. Вспомогательными работами во время бурения являются спуско-подъемные операции, в том числе спуск-подъем обсадных труб, промывка скважин перед каротажем и непосредственно сам каротаж.

Расчет затрат труда на вспомогательные работы приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет затрат труда на вспомогательные работы

№	Виды работ	Един. измерен.	Объем работ
1 очередь			
1	Вспомогательные работы, гр. 0-300	ст/см	3,37
2	Вспомогательные работы, гр. 0-500	ст/см	97,62

№	Виды работ	Един. измерен.	Объем работ
1 очередь			
3	Вспомогательные работы, гр. 0-800	ст/см	61,51
2 очередь			
4	Вспомогательные работы, гр. 0-100	ст/см	0,44
5	Вспомогательные работы, гр. 0-300	ст/см	29,69
6	Вспомогательные работы, гр. 0-500	ст/см	162,96
7	Вспомогательные работы, гр. 0-800	ст/см	193,61
Всего			495,20

Гидрогеологические работы. С целью предварительного прослеживания водоносных зон в разрезе и построения пьезометрической поверхности, необходимо производить замеры уровня подземных вод и интервалов поглощения промывочной жидкости при бурении во всех разведочных скважинах.

Проектом предусмотрены следующие гидрогеологические исследования:

1. Элементарных гидронаблюдениях при бурении скважин.
2. Пластоиспытании прибором КИИ-65.

Расчет затрат труда на гидрологические работы (замеры уровня жидкости) приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Расчет затрат труда на гидрогеологические работы

Группа скважин	Кол-во скважин	Средняя глубина, м	Всего к-во замеров	Норма времени, ст/см	Всего затрат времени, ст/см
1 очередь					
0-300	2	265	88	0,024	2,11
0-500	14	408	952		22,85
0-800	5	622	518		12,43
2 очередь					
0-100	1	75	13	0,024	0,31
0-300	9	269	404		9,70

Группа скважин	Кол-во скважин	Средняя глубина, м	Всего к-во замеров	Норма времени, ст/см	Всего затрат времени, ст/см
2 очередь					
0-500	24	424	1696		40,70
0-800	13	587	1272		30,53
Всего	68		4943		118,63

Опробование. Предусматривается опробование угольных пластов 6, 7, 7а по каждому пластопересечению и по породным прослоям по разведочным скважинам в границах лицензионного участка. Пласты предусматривается перебуривать специальными колонковыми снарядами и укороченными рейсами.

Расчет затрат труда по отбору проб из горной массы приведен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Затраты труда по отбору проб из угольной и породной массы

Наименование породы	Категория по буримости	Кол-во метров керна	Нормы времени на 100 м керна	Всего, бр/см
Уголь	IV	176,15	2,4	4,228
Породные прослойки	VI	16,55	3,21	0,531
Итого				4,759

Топо-геодезические работы. Определение проектного положения скважин на местности будет производиться инструментально от пунктов триангуляции и полигонометрии. Производиться аналитический расчет выноски, все данные заносятся в пикетажную книжку (журнал) и вынесенные точки на местности сдаются буровому мастеру и участковому геологу.

Расчет затрат времени на производство топо-геодезических работ приведен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Объем топо-геодезических работ и расчет затрат времени на их производство

№	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ	Норма на един. работ, бр/дн	Коэффициент отклонения от нормы	Затраты на объем, бр/дн
1	Проложение теодолитных ходов точности 1:2000	км	2	0,27	–	0,54
			2	0,27	1,11	0,60
2	Техническое нивелирование	км	2	0,1	–	0,20
			2	0,1	1,11	0,22
3	Вычисление теодолитных ходов точности 1:2000	км	4	0,34	–	1,36
4	Вычисление технического нивелирования	км	4	0,05	–	0,2
5	Перенесение на местность проекта расположения точек	точка	36	0,06	–	2,16
			32	0,08	1,11	2,84
6	Аналитическая привязка скважин	скв.	36	0,12	–	4,32
			32	0,12	1,11	4,26
7	Закрепление на местности точек	точка	36	0,11	–	3,96
			32	0,11	1,11	3,91
8	Вычисление координат скв.	скв.	68	0,16	–	10,88
Всего						23,01

6.2.3. Расчет затрат труда на доставку персонала и грузов

Время полевого периода составит 20,37 месяца или 611 дней. Будет работать три передвижные буровые установки, каждая разное количество времени исходя из линейного графика бурения. Персонал будет доставляться на участок работ на автомобиле УАЗ-2206. Заезд на каждую буровую будет осуществляться раз в три дня. В каждый заезд на участок должны заехать:

- буровой мастер – 1 чел.;
- техник-геолог 1 чел.;
- машинист буровой установки – 2 чел.;
- помощник машиниста буровой установки – 2 чел..

Всего число заездов составит 602 заезда.

Также для контроля буровых работ необходимо присутствие начальника участка периодичностью раз в три дня. Для его перемещения также будет использован УАЗ-2206. Соответственно заездов начальника участка – 204 заезда.

До участка работ 2 км. Пробег вахтовой машины в оба конца составит 3224 км. При средней скорости движения автомобиля 60 км/ч, затраты транспорта составят 53,73 маш/час или 7,68 маш/см.

Транспортировка грузов разделяется на внешнюю до участка работ и на производственный транспорт по участку работ.

Количество необходимых грузов составляет: цемент – 57,65 тн; уголь – 86,28 тн; лес – 143,8 тн (из расчета $1 \text{ м}^3 = 1 \text{ тн}$); ГСМ (исходя из среднего на одну вышку на месяц (6,5 тонн) и трех буровых вышек на участке) – 391,04 тн; металлы – 1108,14 тн. Итого – 1786,91 тн основных грузов без воды. Необходимое количество воды – 72769,54 тн.

Таблица 6.9 – Расчет затрат труда на транспортировку грузов

Груз	Лес	Уголь	ГСМ	Металл	Цемент	Вода	Всего
Расстояние	30	70	20	310	340	6	
К-во груза	143,8	86,28	391,04	1108,14	57,65	72769,54	74556,45

Продолжение таблицы 6.9

Грузоподъемность	8	8	6	8	8	4,5	
К-во рейсов	18	11	66	139	8	16172	
Скорость автомоб.	30	30	30	30	30	20	
Время загрузки/выгрузки	2+2	1+1	0,5+0,5	0,5+0,5	2+2	1+0,5	
Обеденный перерыв	1	1	0,25	1,5	2	0,25	
Общее время на рейс, час	6	5,33	1,92	12,83	17,33	2,05	
Время на все рейсы, час	108	58,63	126,72	1783,37	138,64	33152,6	35367,96
К-во маш/см	15,43	8,38	18,1	254,77	19,81	4736,09	5052,58

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

В состав буровой бригады входят: буровой мастер, техник-геолог, два машиниста буровой установки и два помощника машиниста буровой установки. Следовательно, исходя из количества бригад, общее количество рабочего персонала в один заезд вахты – 3 буровых мастера, 3 техника-геолога, 6 машинистов буровой установки и 6 помощников машиниста буровой установки. Проводить контроль всех полевых работ будет начальник бурового участка.

Полный расчет затрат времени на буровые работы, расчет производительности и расчет затрат труда приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.10 – Расчет затрат времени на буровые работы расчет производительности, расчет затрат труда

№	Наименование работ	Ед. изм.	1 очередь				2 очередь									Всего
			0-300	0-500	0-500 ФМС	0-800	0-100	0-300	0-300 ФМС	0-300 ФМС +г.	0-500	0-500 ФМС +г.	0-800	0-800 ФМС	0-800 ФМС +г.	
			2 скв.	13 скв.	1 скв.	5 скв.	1 скв.	7 скв.	1 скв.	1 скв.	23 скв.	1 скв.	11 скв.	1 скв.	1 скв.	
1	Бурение	ст/см	67,2	575,6	61,5	388,1	8,4	148,3	34,3	40,2	1029,2	69,2	827,3	79,6	172,9	3502
2	Замеры уровня жидкости	ст/см	2,1	21,2	1,6	12,4	0,3	7,5	1,1	1,1	39,0	1,7	25,8	2,4	2,4	118,6
3	Гидрогеологич. работы	ст/см	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Геофизические исследования	ст/см	3,3	32,9	3,1	19,3	0,5	11,5	1,7	1,7	60,4	2,6	40,3	3,5	3,5	184,2
5	Вспомогательные работы	ст/см	3,4	88,9	8,7	61,5	0,4	23,7	2,9	2,9	156,5	6,5	118,5	10,6	10,6	495,2
6	Перевозка	ст/см	4,4	69,8	6,1	30,4	2,2	32,1	2,2	2,2	124,4	6,1	59,7	6,0	6,0	351,4
	Всего	ст/см	81,8	1024,2	108,2	755,8	12,1	258,9	47,5	54,7	1781,9	106,7	1514,6	140,9	249,3	6137
	Итого на 1 скв.	ст/см	40,9	78,8	108,2	151,2	12,1	37,0	47,5	54,7	77,5	106,7	134,7	140,9	249,3	90,3
7	Объем бурения	м	530	5304	490	3110	75	1862	280	280	9572	420	6512	560	560	29735
8	Расчетное количество месяцев работы	мес.	0,4	2,8	1,1	2,9	0,1	1,2	0,5	0,5	6,1	1,1	6,6	1,4	2,4	19,7
9	Расчет производительности	м/мес.	1325	1887,5	461,9	1050,4	625	1633,3	601,3	521,9	1619,9	401,4	964,8	405,5	229,1	2972
10	Количество буровых бригад	бриг.	2	3	3	3	1	3	1	1	3	1	3	1	1	3

6.3. Расчет сметной стоимости

6.3.1. Общий расчет сметной стоимости проектируемых геологоразведочных работ

Общая сметная стоимость всего комплекса геологоразведочных работ приведена в таблице 6.8.

Таблица 6.11 – Общая сметная стоимость разведочных работ на участке «Чертинский Глубокий»

№	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Объем работ	Единичные расценки, руб.	Сметная стоимость, руб.
I	Основные расходы				128590315
A	Геологоразведочные работы				124070559
1	Предполевые работы				1690192
	Составление проектно-сметной документации				1649960
	Рекогносцировка				40232
2	Полевые работы				101515448
	Опробование				19471
	Гидрогеологические работы				502452
	Разведочное бурение	ст/см	3501,68	19499,07	68279553
		п.м.	29735	2296,27	
	Геологическая документация керна	бр/см	8,87	74343,60	659428
	Вспомогательные работы	ст/см	495,20	19425,85	9619680
	Дополнительные материалы				19658873
	Монтаж, демонтаж, перемещение				2280142
	Зимнее удорожание работ	ст/см	920332	415,59	382479
	Топоработы				113370
3	Организация и ликвидация работ				1827278
	Организация полевых работ	%	1,00		1015154
	Ликвидация полевых работ	%	0,80		512124
4	Камеральные работы				19037641
	Топоработы				61292
	Геологические материалы для ТЭО кондиций				12629686

	Составление геологического отчета 1 очереди			3049185
	Составление геологического отчета			3297478
Б	Сопутствующие работы и затраты			4519756
	Транспортировка вахт	маш/см	7,68	3466,26
	Транспортировка грузов			4493135
П	Накладные расходы	%	20	25718063
Итого основных и накладных расходов				154308378
Ш	Плановые накопления	%	20	30861676
Всего				185170053
IV	Компенсированные затраты			1981743
	Полевое довольствие по расчету			1981743
V	Прочие расходы			390136
	Командировочные расходы			121000
	Рекультивация земель			269136
Всего				187541933
VI	Подрядные работы			19201758
	Лабораторные работы			4895220
	Геофизические работы			9423749
	Дополнительные ГИС (ФМС)			4882789
Итого				206743691
VII	НДС	%	18	37213864
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ				243957555

6.4. Организация, планирование и управление буровыми работами

6.4.1. Календарный план

Время полевого периода составит 20,37 месяца или 611 дней.

Будет работать три передвижные буровые установки, каждая разное количество времени исходя из линейного графика бурения. На каждой буровой установке будет работать по одной бригаде в 2 смены.

Таблица 6.12 – Календарный план выполнения работ

№	Виды работ	Исходная информация		Месяцы																					
		Вре-мя	К-во бригад	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Организация буровых работ	20 дн.	3	1																					
2	Буровые работы, монтаж-демонтаж,, вспомогательные работы:	19,7 мес.	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1 очередь	6,45 мес.	3																						
	2 очередь	13,4 мес.	3							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

6.4.2. Организация производства

Организация работы вспомогательных цехов.

Основная задача организации вспомогательного производства на предприятии заключается в рациональном обслуживании основного производства с целью обеспечения успешной производственно-торговой деятельности, снижения непроизводительных затрат.

На территории производственной базы «Белон-геология» находятся склады, гаражи для транспорта, стоянки для буровых установок, а также офисное здание.

Плановые ремонтные работы необходимо проводить в дни, когда техника и оборудование не используется в заказах. Кроме того, ремонтные и подготовительные работы необходимо проводить непосредственно перед началом и после выполнения работ.

Режимы труда и отдыха.

Оптимальный режим труда и отдыха – важнейшее условие поддержания высокой работоспособности человека. Под режимом труда понимают порядок чередования и продолжительность периодов труда и отдыха.

Режимы рабочего времени и отдыха определяются правилами внутреннего распорядка, сменами, установленными работодателем.

При проведении геологоразведочных работ на данном участке используется вахтовый метод. Вахты меняются раз в 3 дня. Во время одной вахты работает 2 смены по 12 часов каждая. Таким образом, продолжительность рабочего времени равна 36–48 часов в неделю.

В течение смены работникам предоставляется перерыв для отдыха и питания равный 1,5 часа, который включается в рабочее время.

Для каждого работника предоставляется ежегодный оплачиваемый отпуск длительностью 28 дней.

Мотивация и стимулирование. Хорошо продуманная система мотивации позволяет эффективно управлять деловым поведением персонала, обеспечивая

процветание организации. Высокий уровень заработной платы и предложение полноценного социального пакета не всегда достаточно для мотивированной деятельности персонала.

Задача повышения производительности труда напрямую связана с необходимостью усиления мотивации. Для этого у предприятия на балансе должно быть три фонда экономического стимулирования трудовой деятельности персонала: фонд материального поощрения, фонд социально-культурных мероприятий и фонд развития производства.

Фонд материального поощрения является самым значимым фондом. Его размер зависит от размера прибыли и из него выплачиваются различные денежные премии персоналу.

Денежные премии персоналу могут выплачиваться за выполнение норматива раньше поставленных сроков, за качественно выполненную работу или за снижение затрат на производство.

Таким образом, размер фонда материального поощрения и непосредственно размер премий тесно связаны с мотивацией трудовой деятельности персонала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены все разделы для осуществления поисково-оценочного 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 «Чертинский Глубокий» Чертинского каменноугольного месторождения. В работе представлено описание выбранной буровой установки УКБ-5С 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 произведен анализ колонковых снарядов для получения образцов пород и проб газа и выбран снаряд, подходящий для использования в данных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В. Г. Храменков, В. И. Брылин; – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 244 с.
2. Расчеты в бурении: справочное пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Н. И. Сердюк; – М.: РГГРУ, 2007. – 668 с.
3. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учебное пособие / С. С. Сулакшин; – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284 с.
4. Бурение со съемными керноприемниками. / В. В. Григорьев; – М.: Недра, 1986. – 197 с.
5. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. / Институт горного дела им. А. А. Скочинского; – М.: Недра, 1977. – 96 с.
6. Справочник по бурению скважин на уголь. / Г. П. Новиков и др.; – М.: Недра, 1988. – 256 с.
7. Справочник монтажника буровых установок. / А. Н. Гноевых и др.; – М.: Недра, 1997. – 491 с.
8. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. / А. Д. Бренц, В. Е. Тищенко; – М.: Недра, 1986. – 511 с.
9. Автоматизация производственных процессов. / В. Г. Храменков; – Томск: ТПУ, 2011. – 343 с.
10. Буровая установка УКБ-5С: [Электронный ресурс] // URL: <http://www.ukb5s.ru/>.
11. Оптимизация процесса разведочного бурения. / Е. А. Козловский; – М.: Недра, 1975. – 303 с.
12. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. / И. С. Афанасьев, Г. А. Блинов, П. П. Пономарев и др.; – Спб.: Недра, 2000. – 712 с.

13. ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
15. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
16. ГОСТ 12.1.030-81: Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
17. СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение».
18. СанПиН 2.2.2.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
19. ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования.
20. Правила безопасности при геологоразведочных работах. ПБ ГРР, – 2005 г.
21. Белов С.В., А.В. Ильницкой А.В., Морозова Л.Л., Павлихин Г.П., Якубович Д.М., Козьяков А.Ф. Безопасность жизнедеятельности. Учебник. МГТУ им. Н.Э. Баумана.