

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Кафедра Бурение скважин
Специальность Технология геологической разведки

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника проведения геологических разведочных работ для разведки угля на участке «Камышанский Северный» (Кемеровская область)

УДК_553.94:550.8(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Ивашечкин Артем Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шестеров Виктор Петрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Организация, планирование и управление буровыми работами»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

По разделу «Производственная и экологическая безопасность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

По разделу «Геолого-методическая часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ГРПИ	Гаврилов Роман Юрьевич	Кандидат геолого-минералогических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

и. о. зав. кафедрой БС	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	Кандидат технических наук		

Томск 2017 г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) – Технология геологической разведки

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

и. о. зав. кафедрой Ковалев Артем Владимирович

«___» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Ивашечкин Артем Вадимович

Тема работы:

Технология и техника проведения геологических разведочных работ для разведки угля на участке «Камышанский Северный» (Кемеровская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы	30.05.2017 г.
---	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе: <i>наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.</i>	Объект исследования – участок «Камышанский Северный», расположенный в пределах Караканского и Северо-Талдинского каменноугольных месторождений (Кемеровская область); ранняя изученность объекта; режим работы – вахтовый метод; полезное ископаемое – каменный уголь.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: <i>постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе.</i>	Геологическое изучение объекта; разработка технологии проведения геологоразведочных работ на объекте; решение вопросов производственной и экологической безопасности при проведении геологоразведочных работ на объекте; решение вопросов организации и управления работ на объекте; решение специальных вопросов для эффективного выполнения работ на объекте.
Перечень графического материала	Геологоразведочный план участка «Камышанский Северный»; геологический разрез объекта; геолого-технический наряд, план расположения бурового оборудования, лист по спец. вопросу
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Геолого-методическая часть	Гаврилов Роман Юрьевич
Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ	Немцова Ольга Александровна
Организация, планирование и управление буровыми работами	Кочеткова Ольга Петровна

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) – технология геологической разведки
Уровень образования – специалитет
Кафедра бурения скважин
Период выполнения – весенний семестр 2016/2017 учебного года
Форма представления работы – дипломный проект

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2017 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2017-15.05.2017	Геолого-методическая часть	20%
10.03.2017-22.05.2017	Технология и техника проведения буровых работ	40%
4.05.2017-12.06.2017	Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ	5%
20.04.2017-22.04.2017	Вспомогательные и подсобные цехи	5%
25.05.2017-30.05.2017	Специальный раздел проекта. Керногазонаборники	15%
1.05.2017-20.05.2017	Организация, планирование и управление буровыми работами	15%

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шестеров Виктор Петрович			

СОГЛАСОВАНО:

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	Кандидат технических наук		

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

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Ивашечкину Артему Вадимовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
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	Ивашечкин Артем Вадимович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Ивашечкину Артему Вадимовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рассчитать сметную стоимость проектируемых геологоразведочных работ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе геологоразведочных работ
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Свод видов и объемов геологоразведочных работ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сформировать календарный план выполнения работ

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	Ивашечкин Артем Вадимович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
222В	Ивашечкину Артему Вадимовичу

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> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. – Повреждения в результате контакта с насекомыми. – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. <i>Опасные факторы:</i> – Движущиеся машины и механизмы различного оборудования. – Давление в пневмосистеме. – Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов и труб. – Поражение электрическим током.
2. Экологическая безопасность:	– Уничтожение и повреждение почвенного слоя. – Загрязнение почвы. – Усиление эрозионной опасности. – Уничтожение растительности. – Лесные пожары. – Загрязнение подземных вод
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Пожары.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– 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	Ивашечкин А.В.		

Перечень терминов, используемых в проекте с соответствующими определениями

Скважина – цилиндрическая горная выработка, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше ее глубины.

Конструкция скважины – схема устройства скважины с указанием начального, конечного и промежуточного диаметров поинтервально, с указанием диаметров колонн обсадных труб и глубиной их спуска и интервалов тампонирования затрубного пространства.

Буровая установка – комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

Буровой станок – агрегат, предназначенный для подачи вращения и осевой нагрузки на забой через бурильные трубы и для производства спуско-подъемных операций.

Буровой насос – насос, применяемый на буровых установках с целью обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине.

Буровая мачта – сооружение, используемое для спуска и подъема бурового инструмента, обсадных труб при бурении скважин.

Буровая коронка – породоразрушающий инструмент, предназначенный для вращательного бурения геологоразведочных скважин кольцевым забоем с отбором керна.

Керн – образец горной породы цилиндрической формы, извлеченный из скважины посредством специально предназначенного вида бурения.

Очистной агент (промывочная жидкость, буровой раствор) – сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Талевая система – система, предназначенная для подъема и поддержания на весу бурового инструмента, представляющая из себя полиспастный механизм.

Буровая лебедка – основной исполнительный механизм для подъёма-спуска бурильной колонны и удержания навеса, спуска бурильных и обсадных колонн.

Бурильная свеча – часть бурильной колонны, неразъёмная во время спускоподъемных операций, состоящая из двух и более бурильных труб.

Бурильная колонна – спущенные в скважину последовательно соединённые бурильные трубы, обеспечивающие гидравлическую и механическую связь работающего на забое породоразрушающего инструмента и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием.

Труборазворот – механизм, предназначенный для скручивания и раскручивания бурильных труб.

Элеватор – приспособление для соединения бурильной колонны, отдельной свечи или трубы с механизмом, осуществляющим спуск и подъём бурового инструмента.

Перечень обозначений и сокращений, используемых в проекте с соответствующими расшифровками

ТЗР – тарифная заработная плата;

ОКС – одинарный колонковый снаряд;

ССК – снаряд со съёмным кернаприемником;

НБ – насос буровой;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ДЭС – дизельная электростанция;

БТ – бурильная труба;

БКИА – буровая контрольно-измерительная аппаратура;

СПО – спуско-подъемные операции.

п.ш. – поле шахты

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 183 страницы, 53 таблицы, 24 рисунка, 28 источников, 6 графических материалов формата А1.

Перечень ключевых слов: УКБ-5СА, участок «Камышанский Северный», уголь, газ, КССК-76, КГНС.

Объектом исследования является участок «Камышанский Северный» Караканского и Северо-Талдинского каменноугольных месторождений в Кемеровской области.

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-5СА и оборудования, входящего в комплект установки; приведены технические характеристики; приведен состав и технические характеристики технологического инструмента.

Значимость работы: проведение работ на участке «Камышанский Северный» позволит спроектировать добычу угля. Необходимость добычи обусловлена гражданскими нуждами и потребностью в угле предприятий Сибирского региона.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Геологическое задание.....	15
Введение.....	19
1. Геолого-методическая часть.....	20
1.1. Географо-экономические условия проведения работ.....	20
1.1.1. Административное положение и экономическая характеристика объекта работ.....	20
1.1.2. Географо-климатическая характеристика района работ.....	22
1.1.3. Коэффициенты, определяемые условиями проведения работ.....	22
1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ.....	23
1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ.....	23
1.3.1. Геологическое строение района и проектного участка.....	23
1.3.2. Стратиграфия.....	24
1.3.3. Тектоника.....	28
1.3.4. Угленосность.....	29
1.3.5. Гидрогеологические условия.....	31
1.3.6. Сопутствующие полезные ископаемые.....	32
1.3.7. Группа сложности для целей разведки.....	32
1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ.....	32
1.4.1. Геологические задачи и методы их решения.....	32
1.4.2. Перечень проектируемых геологоразведочных видов работ.....	33
1.5. Методика, объемы и условия проведения буровых разведочных работ.....	37
1.5.1. Методика проведения буровых работ.....	37
1.5.2. Определение профилей (траекторий) обычных и многозабойных скважин.....	39

					ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-001				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Разраб.		Ивашечкин А.В.			Технология и техника проведения геологических разведочных работ для разведки угля на участке «Камышанский Северный» (Кемеровская область)				
Руковод.		Шестеров В. П.							
Утв.		Ковалев А.В.			НИ ТПУ ИПР БС Группа 222В				

1.5.3. Расчет объемов буровых работ.....	40
1.5.4. Обоснование метода подсчета запасов полезного ископаемого.....	44
1.5.5. Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза.....	45
2. Технология и техника проведения буровых работ.....	49
2.1. Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения.....	49
2.2. Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	51
2.3. Разработка типовых конструкций скважин.....	52
2.3.1. Определение конечного диаметра скважин.....	53
2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению.....	56
2.3.3. Этапы разработки конструкции скважины.....	58
2.4. Выбор буровой установки и бурильных труб.....	59
2.4.1. Буровой станок.....	61
2.4.2. Выбор бурильных труб.....	63
2.4.3. Буровой насос.....	64
2.5. Выбор технологического и бурового инструмента и расчет технологических и режимных параметров бурения.....	65
2.5.1. Проходка горных пород.....	67
2.5.1.1. Бурение твердосплавными коронками.....	67
2.5.1.2. Бурение алмазными коронками.....	70
2.5.2. Технология бурения по полезному ископаемому.....	72
2.5.3. Техника и технология направленного бурения скважин.....	73
2.5.4. Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения.....	74
2.6. Реализация намеченных мероприятий по закреплению стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами.....	75

2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования.....	77
2.7.1. Проверочный расчет мощности привода бурового станка.....	77
2.7.2. Расчет мощности привода насоса.....	80
2.7.3. Проверочные расчеты грузоподъемности мачты.....	82
2.7.3.1. Расчет талевой системы.....	82
2.7.3.2. Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии.....	85
2.7.3.3. Определение усилий в ветвях талевой системы.....	86
2.7.3.4. Определение нагрузки на мачту при подъеме инструмента.....	87
2.7.3.5. Расчет талевого каната.....	87
2.7.3.6. Определение числа свечей поднимаемых на каждой скорости.....	88
2.7.4. Проверочный расчет бурильных труб на прочность.....	90
2.7.4.1. Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении.....	91
2.7.4.2. Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении.....	94
2.7.4.3. Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении.....	96
2.7.4.4. Определение предельного диаметра керна.....	99
2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин.....	99
2.9. Выбор источника энергии.....	105
2.10. Механизация спуско-подъемных операций.....	106
2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА).....	108
2.12. Монтаж и демонтаж бурового оборудования.....	109
2.13. Ликвидация скважин.....	110
3. Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ.....	111
3.1. Производственная безопасность.....	111

					ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-001	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

3.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	112
3.2.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	112
3.2.2. Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов (трубы, кувалды, ключи, и др.).....	113
3.2.3. Электрический ток.....	114
3.2.4. Пожарная опасность.....	118
3.3. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	120
3.3.1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	120
3.3.2. Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	121
3.3.3. Тяжесть физического труда.....	122
3.3.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	123
3.3.5. Превышение уровней шума и вибрации.....	125
3.4. Экологическая безопасность.....	127
3.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	129
4. Вспомогательные и подсобные цехи.....	131
4.1. Организация ремонтной службы.....	131
4.2. Организация энергоснабжения.....	133
4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов.....	134
4.4. Транспортный цех.....	135
4.5. Связь и диспетчерская служба.....	136
5. Специальный вопрос: Керногазонаборники.....	137
5.1. Общие сведения по изучению газоносности.....	137
5.2. Конструкции керногазонаборников.....	138
5.2.1 Керногазонаборник КА-61.....	139
5.2.2. Герметические керногазонаборники ГКМ.....	142
5.2.3. Керногазонаборник КГН-3-58 и КГН-3-70/76.....	145
5.2.4. Керногазонаборник КГ-55/120-К-62.....	148
5.2.5. Съёмный керногазонаборник СКГН-76А.....	150

5.2.6. Кернагазонаборник СГН-48 (КГНС).....	153
5.3. Отбор кернагазовых проб на участке «Камышанский Северный».....	156
6. Организация, планирование и управление буровыми работами.....	158
6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия.....	158
6.2. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ.....	160
6.2.1. Технический план видов и объёмов работ по проекту.....	160
6.2.2. Расчёт затрат времени по разным видам работ.....	161
6.2.3. Расчет производительности труда, времени и количества бригад по видам работ.....	162
6.2.4. Календарный план и продолжительность использования бурового оборудования.....	164
6.2.5. Транспортировка грузов.....	165
6.2.6. Транспортировка буровых вахт.....	165
6.2.7. Строительство технологически связанное с производством полевых работ.....	166
6.2.7.1. Обустройство буровых площадок.....	166
6.2.7.2. Строительство дорог.....	167
6.2.7.3. Расчистка дорог и площадок под буровые вышки от снега в зимний период, устройство дорог по снегу.....	167
6.2.7.4. Строительство площадок временного хранения ГСМ емкостью 100 м ³	169
6.3. Сводный расчет сметной стоимости проектируемых геологоразведочных работ и затрат по объекту.....	169
Заключение.....	171
Список литературы.....	172
Приложения.....	175
Спецификация.....	182

Геологическое задание

Геологическим заданием являются выполнение работ по разведке и составление геологического отчета с подсчетом запасов каменного угля участка «Камышанский Северный» Караканского и Северо-Талдинского каменноугольных месторождений в Кемеровской области [1].

Основание выдачи геологического задания – Лицензия КЕМ 01851.ТЭ с целевым назначением и видами работ – разведка и добыча каменного угля на участке «Камышанский Северный» Караканского и Северо-Талдинского каменноугольных месторождений.

Целевое назначение работ:

1. Изучение геологического строения, технологических свойств каменного угля, природной газоносности угольных пластов, горно-геологические и гидрологические условия, физико-механические свойства угля и вмещающих пород.

2. Составление ТЭО постоянных разведочных кондиций, утверждение их в ГКЗ, составление геологического отчета, подсчет запасов угля и прохождение государственной экспертизы запасов в установленном порядке.

Пространственные границы участка работ:

Участок находится в Прокопьевском муниципальном районе Кемеровской области.

Границы Лицензионного участка в плане ограничены угловыми точками с географическими координатами, указанными в таблице 1.

Таблица 1 – Координаты угловых точек границы Лицензионного участка

Номера угловых точек	Северная широта			Восточная долгота		
	Градусы	Минуты	Секунды	Градусы	Минуты	Секунды
1	54	17	39	86	57	20
2	54	17	35	86	57	30
3	54	17	24	86	57	47
4	54	17	12	86	58	9
5	54	17	6	86	58	17
6	54	17	2	86	58	20
7	54	16	40	86	58	49
8	54	16	29	86	58	57
9	54	16	21	86	59	10

продолжение таблицы 1

Номера угловых точек	Северная широта			Восточная долгота		
	Градусы	Минуты	Секунды	Градусы	Минуты	Секунды
10	54	16	12	86	59	24
11	54	16	5	86	59	29
12	54	15	30	86	59	44
13	54	15	50	86	59	53
14	54	15	45	86	59	56
15	54	15	20	87	0	31
16	54	15	9	87	0	28
17	54	14	55	87	0	17
18	54	14	50	87	0	17
19	54	14	43	87	0	12
20	54	14	57	86	59	52
21	54	15	0	86	59	49
22	54	15	24	86	59	15
23	54	15	27	86	59	7
24	54	15	36	86	58	55
25	54	15	44	86	58	41
26	54	16	48	86	57	16
27	54	17	1	86	57	4

Верхняя граница Лицензионного участка – дневная поверхность, нижняя граница – горизонт +100 (абс.).

Площадь Лицензионного участка в указанных границах составляет 6,03 км².

Основные оценочные параметры:

Мощность и строение угольных пластов, форма и размер тектонических нарушений, показатели качества и технологических свойств углей, параметры обводненности и водопроницаемости вмещающих пород, физико-механические свойства горных пород и природная газоносность угольных пластов.

Основные геологические задачи:

- уточнение геологического строения и структурно-тектонических условий лицензионного участка;
- уточнение вещественного состава и характеристических показателей каменных углей;
- уточнение строения, мощности угольных пластов, качества угля, а также структурно-тектонических условий его залегания;

- уточнение качества и технологических свойств угля в соответствии с современными требованиями, определение марочного состава угля (по ГОСТ 25543-88);

- уточнение физико-механических свойств вмещающих пород и угля;

- уточнение природной газоносности угольных пластов;

- уточнение гидрогеологических и горно-геологических условий эксплуатации;

- уточнение содержания редких, токсичных и рассеянных элементов.

Последовательность и основные методы решения геологических задач:

Подготовить и утвердить с Заказчиком проект разведочных работ, в котором методику и объемы буровых и опробовательских работ по изучению строения и качества угля, газоносности, гидрогеологических условий эксплуатации и т.д. предусмотреть в соответствии с действующими методическими указаниями, инструкциями и другими нормативными документами. Проект разведочных работ должен получить необходимые экспертизы и согласования в соответствии с действующими нормативными документами.

Для решения основных геологических задач предусмотреть механическое бурение колонковых скважин с поверхности с применением стандартного комплекса геофизических исследований (ГИС).

Обеспечить нормальный выход керна по углю не менее 80%, по вмещающим породам 90%. В зонах ослабленных пород выход керна допускается по углю не менее 60%, по вмещающим породам не менее 70%.

По всем полученным пластопересечениям выполнить рациональный комплекс опробовательских и лабораторных работ.

Составить геологический отчет с подсчетом запасов угля и представить запасы на государственную экспертизу в установленном порядке.

При планировании и выполнении разведочных работ использовать действующие нормативные документы:

– методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (углей и горючих сланцев). МПР РФ, 2007.

– требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов твердых полезных ископаемых. Приказ МПР РФ №378 от 23.05.2011.

– требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов, ГКЗ СССР. М., 1982.

– ГОСТ 25543-88 Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. М., 1998.

Ожидаемые результаты работ:

В результате проведения работ будет выполнен и апробирован в установленном порядке подсчет запасов угля по категориям не ниже С₁. Будут получены протоколы ГКЗ Роснедра об утверждении кондиций и балансовых запасов каменного угля на лицензионном участке «Камышанский Северный».

Сроки выполнения работ:

1. Подготовка, согласование и утверждение проекта разведочных работ – июль 2017 года – август 2018 года.

2. Геолого-разведочные работы – сентябрь 2018 года – сентябрь 2020 года.

3. Завершение разведочных работ на Лицензионном участке и представление подготовленных ТЭО постоянных разведочных кондиций и геологического отчета с подсчетом запасов каменного угля на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых не позднее января 2021 года.

Введение

ОАО «СУЭК-Кузбасс» является недропользователем лицензионного участка недр «Камышанский Северный» Караканского и Северо-Талдинского месторождений на основании лицензии КЕМ 01851 ТЭ от 04.12.2014 г. на право пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля. Исполнитель геологоразведочных работ – ОАО «Кузбассгипрошахт».

Основной целью дипломного проекта является разработка технологии и выбор техники для разведки каменного угля на участке «Камышанский Северный». В проекте подробно описывается технология сооружения скважин, подбор техники и организация работ. В специальной части рассматриваются общие сведения по изучению газоносности угольных пластов и приводится обзор технических средств изучения газоносности – керногазонаборников. Также дается полное описание производственной и экономической безопасности при проведении геологоразведочных работ, описание вспомогательных и подсобных цехов, а также организация, планирование и управление буровыми работами.

1. Геолого-методическая часть

1.1. Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1. Административное положение и экономическая характеристика объекта работ

Участок недр «Камышанский Северный» расположен на территории Прокопьевского муниципального района Кемеровской области Российской Федерации (рисунок 1). Город Новокузнецк находится в 52 км к юго-востоку от границ участка, города Прокопьевск и Киселёвск – соответственно в 37 и 32 км к юго-западу, город Белово – в 45 км к северо-западу. Ближайшие населённые пункты к границам участка: с. Котино, п. Тыхта, д. Кыргай, с. Большая Талда, п. Октябрь Большеталдинского и Кузбасского сельских поселений и др. Населённые пункты на территории участка отсутствуют.

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ.

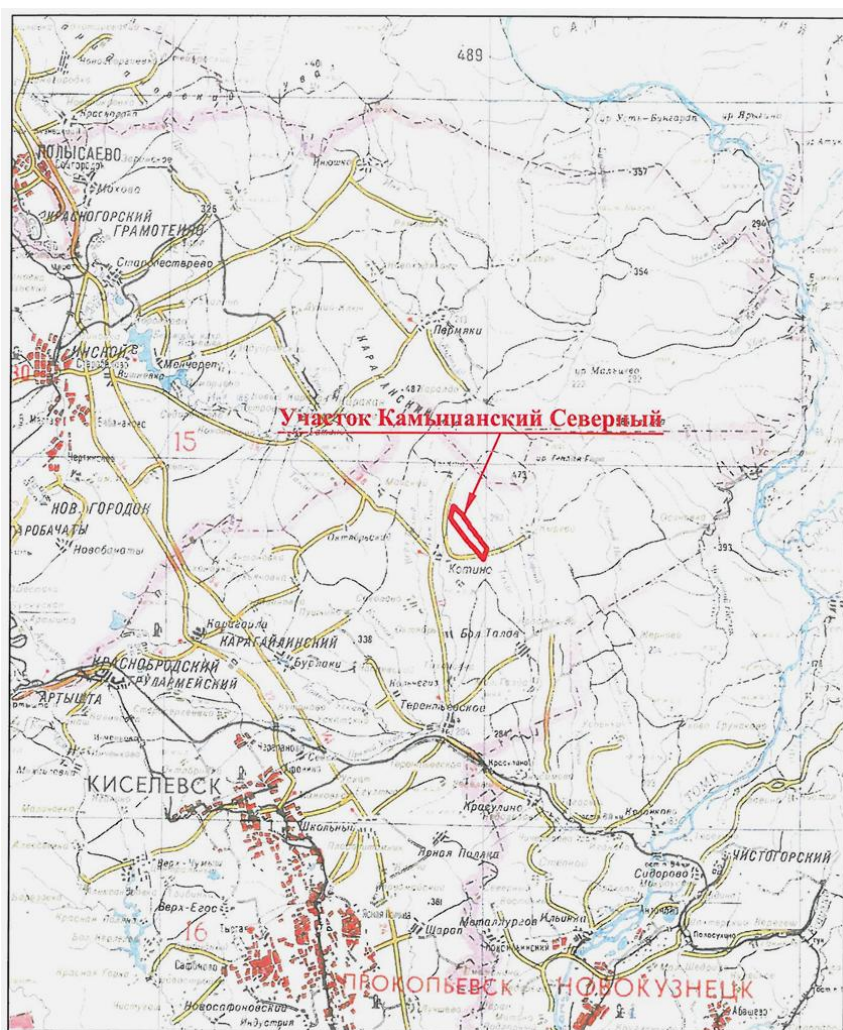


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ. Масштаб 1:500000

Участок Камышанский Северный расположен в районе с развитой транспортной инфраструктурой. Населённые пункты района связаны автомобильными дорогами с улучшенным покрытием. Железнодорожная магистраль Новокузнецк-Новосибирск располагается в 18 км к юго-западу от участка; автомобильная трасса Новокузнецк-Кемерово – в 23 км к юго-западу; автомобильная трасса Прокопьевск-Белово (через с. Терентьевское) – в 4 км к юго-западу (рисунок 1). База ОАО "Кузбассгипрошахт" расположена в с. Верхнетомское Кемеровского района Кемеровской области. Расстояние от базы до участка работ 184 км.

Район размещения участка Камышанский Северный освоен угледобывающей промышленностью.

На рисунке 2 приведена схема расположения участка Камышанский Северный относительно соседних лицензионных участков.

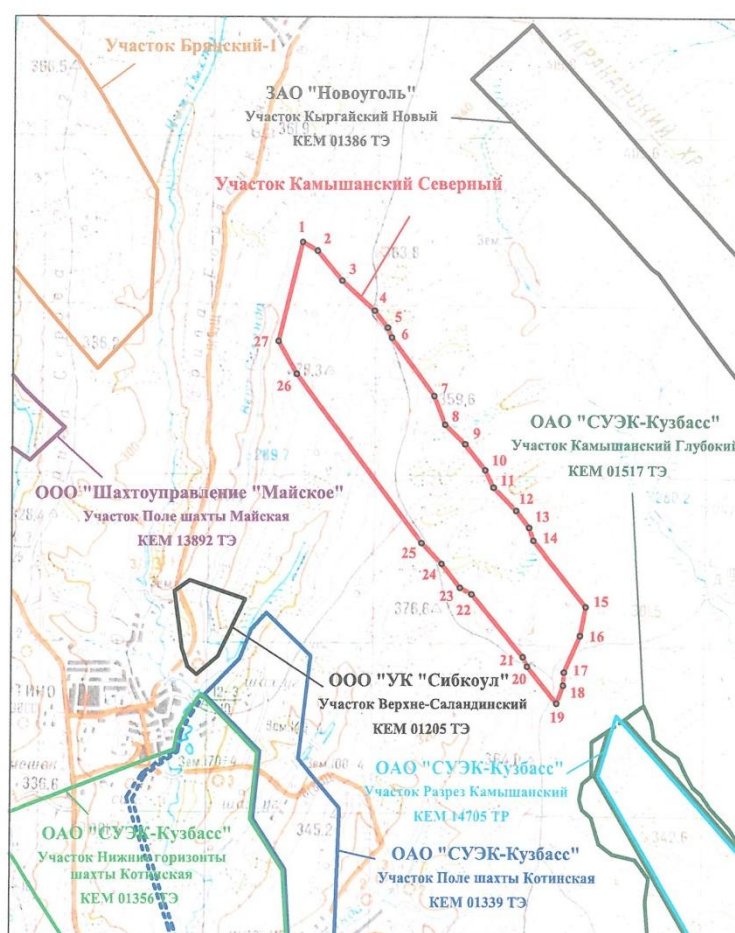


Рисунок 2 – Схема расположения участка Камышанский Северный Северо-Талдинского и Караканского каменноугольных месторождений

1.1.2. Географо-климатическая характеристика района работ

Среднегодовая температура воздуха равна $+0,3^{\circ}\text{C}$. Глубина промерзания почвы – от 0,4 до 2,5 м, в зависимости от суровости зимы и толщины снежного покрова. Среднегодовое количество осадков – 514 мм.

По географическому положению участок Камышанский Северный расположен в лесостепной ландшафтной зоне на водоразделе рек Талда и Нижняя Тыхта. Рельеф участка расчленен поперечными участку логами и долинами ручьёв, которые направлены в долину реки Талда. Абсолютные отметки дневной поверхности в пределах участка изменяются от +300 до +380 м над уровнем моря. Климат района резко континентальный, со значительной амплитудой среднемесячных температур, холодной длительной зимой и жарким летом.

Сейсмичность района 6 баллов.

Леса покрывают около трети территории Прокопьевского района. Большая часть их расположена на западе, в пределах Салаирского кряжа. Лиственных лесов (береза и осина) до 40 %, хвойные 60% (пихты, ель, кедр).

1.1.3. Коэффициенты, определяемые условиями проведения работ

Определение сметной стоимости видов работ выполнено по нормативам ССН-92, СНОР-93, а по видам работ, на которые отсутствуют нормы, по сметно-финансовым расчетам. При расчете сметной стоимости единицы работ приняты коэффициенты:

- районный к заработной плате – 1,3;
- ТЗР к материальным затратам – 1,17;
- ТЗР к амортизации – 1,00;
- утвержденные на 2017 г. нормативы накладных расходов и плановых накоплений.

Приведение сметной стоимости видов работ к текущим ценам выполнено по утвержденным индексам удорожания на 2017 г.

1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

На Северо-Талдинском каменноугольном месторождении в 1983-1985 годах силами Левобережной ГРП Южно-Кузбасской ГРЭ Западно-Сибирского ПГО были проведены поисково-оценочные работы. По результатам работ в 1986 г. был составлен геологический отчёт с подсчётом запасов угля по категориям изученности C_1+C_2 до горизонта -100 м «Северо-Талдинское месторождение в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса. Отчёт по результатам поисково-оценочных работ по состоянию на 01.10.1986 год».

Караканское каменноугольное месторождение выделено в составе геологического участка «Караканский Южный», наряду с другими месторождениями каменного угля в границах геологического участка. На геологическом участке «Караканский Южный» в 1978-1981 годах Беловской ГРП Северо-Кузбасской ГРЭ ПГО «Запсибгеология» выполнены детальные поисковые и поисково-оценочные работы. По результатам работ в 1982 году был составлен геологический отчёт с оценкой запасов и прогнозных ресурсов угля по категориям C_2+P_1 – «Участок Караканский Южный в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса. Отчёт по детальным поискам и поисково-оценочным работам по состоянию на 01.01.1982».

По состоянию на 01.01.2015 Государственным балансом запасов полезных ископаемых запасы каменного угля геологического участка "Караканский Южный" (до гор. -300м) учтены запасы в количестве 6024372 тыс. тонн по категории C_2 .

1.3. Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1. Геологическое строение района и проектного участка

Геолого-тектоническое строение Ерунаковского района определяется его переходным положением от сложной Присалаирской зоны к относительно спокойной Центральной части Кузнецкой впадины.

1.3.2 Стратиграфия

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

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

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

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

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

Нижняя – *казанково-маркинская* (P_2kzm) свита занимает обширные площади между Ерунаковским, Тагарышским и Красулинским месторождениями и почти повсеместно лишена рабочей угленосности. Только в пределах западных месторождений в самой верхней части разреза свиты иногда присутствуют 1-2 угольных пласта (пласты «а» и «б») с рабочими значениями. Мощность отложений свиты достигает 990...1100 м.

Верхняя – *ускатская свита* (P_2usk) полностью вскрыта и изучена на Ерунаковском, Тагарышском и Красулинском месторождениях. В береговом разрезе р.Томи осадки свиты соответствуют интервалу от пласта 4 до 38, который стратиграфически увязывается с пластами Тагарышский 28 и Кыргайский 45. Мощность свиты составляет 500...900 м. Литологический состав ее типичный для бассейна. Циклы осадконакопления небольшие,

отдельные слои песчаников достигают мощности 3...5 м. В разрезе преобладают глинистые разности. Отличается от осадков нижележащей свиты тем, что из 40 угольных пластов и пропластков 5-14 имеют устойчивую рабочую мощность 0,7...2,40 м.

Стратиграфически выше ильинской залегает *ерунаковская подсерия* (P_{2-3er}), которая очень широко распространена почти на всей площади района, за исключением юго-западной части, где угленосные осадки свиты, уничтожены процессами денудации. Нижняя граница свиты принята по кровле угольного пласта 38 (Тагарышского 28, Кыргайского 45), а верхняя проводится по слою отбеленных пород (древней коры выветривания), залегающих в 10...15 м выше самого верхнего пласта 103. Разрез ерунаковской подсерии представлен осадками трех свит: ленинской, грамотеинской и тайлуганской.

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

Грамотеинская свита (P_{3gr}) Сложена циклическим переслаиванием песчаников, алевролитов и пластов углей. Наиболее крупные циклы осадконакопления приурочены к верхним горизонтам свиты, где отдельные слои песчаников и алевролитов достигают мощности 60 м. В разрезе свиты содержится до 12 пластов угля мощностью, в основном, 2...12 м. Рабочая угленосность достигает величины 10 и более %. Верхняя граница свиты установлена по почве пласта 78. Мощность свиты – 340...510 м.

Тайлуганская свита (P_{3tl}) является самым верхним стратиграфическим горизонтом не только подсерии и кольчугинской серии,

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

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

Верхнепалеозойские (пермские) отложения по границе с Центральным районом, и на Кыргай-Георгиевской синклинали Ерунаковского района перекрываются осадками *нижнемальцевской свиты* (T_1m) мальцевской серии триасового возраста. Граница между пермскими и триасовыми отложениями проводится по литологическим признакам в 16...20 метрах выше самого верхнего угольного пласта по появлению туфогенных пород или по слою отбеленного алевролита древней коры выветривания. Исходя из того, что туфогенные породы триаса оказались более подвержены процессам выветривания, чем осадки пермского возраста, мощность отложений нижнемальцевской свиты в районе достигает 535 м.

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

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

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

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

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

1.3.3. Тектоника

В структурно-тектоническом плане участок Камышанский Северный приурочен к северо-восточному крылу Караканской синклинали (рисунок 3).

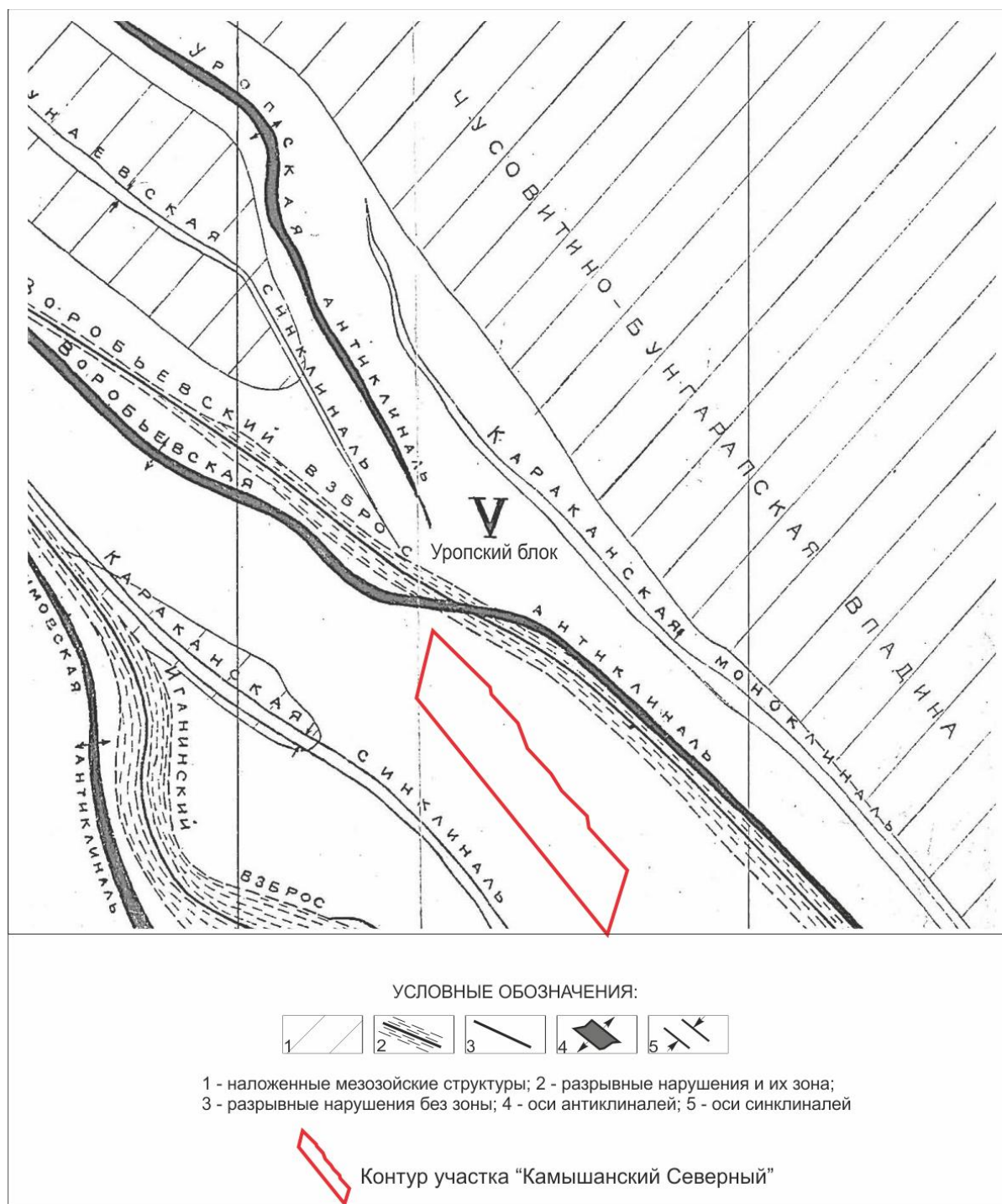


Рисунок 3 – Тектоническая схема участка работ

Падение пластов угля на юго-запад. Углы падения изменяются от 25 до 48°. В юго-западной части участка, в связи с приближением к замковой зоне Караканской синклинали, падение пластов более пологое – 25...40°, чем

в северо-восточной – 35...48°. Проведёнными ранее геологоразведочными работами выявлены единичные разрывные нарушения взбросового типа. По аналогии, можно прогнозировать усложнение (по отношению к данным поисковых и поисково-оценочных работ) дизъюнктивной нарушенности по результатам разведки участка Камышанский Северный.

1.3.4. Угленосность

Угленосность участка Камышанский Северный связана с ленинской (P2-3ln), грамотеинской (P3gr) и тайлуганской (P3tl) свитами ерунаковской подсерии Кузбасса. В границах участка продуктивные отложения включают (с учётом распачкования) порядка 35 угольных пластов (снизу вверх): от 56 до 85 в синонимике принятой в отчёте "Северо-Талдинское месторождение по состоянию на 01.10.1986". В границах геологического участка "Караканский Южный" по отчёту "Участок Караканский Южный по состоянию на 01.01.1982" им соответствуют пласты от 13 до Караканского 1 (К 1). Основные по запасам пласты участка Камышанский Северный характеризуются по отчёту "Северо-Талдинское месторождение по состоянию на 01.10.1986" следующими значениями средней мощности: пласт 63 (2,37 м), пласт 66 (5,06 м), пласт 67 (4,58 м), пласт 68 (6,52 м), пласт 69 (6,82 м), пласт 70а (2,12 м), пласт 70 (3,59 м), пласт 70-70а (6,98 м), пласт 71 (3,06 м), пласт 73-72 (11,57 м), пласт 78 в.п.+с.п.+н.п. (19,68 м). По мощности пласты относятся к средней и мощной группам. Имеют в основном сложное строение, относительно выдержанные. Характеристика угольных пластов приведена в таблице 2. Геологический разрез по 7 разведочной линии представлен в приложении 2.

Таблица 2 – Характеристика угольных пластов

№ п.п.	Пласт	Межпластовое расстояние, м	Мощность пласта от-до, м среднее, м		Строение пласта (количество пачек)	Степень выдержанност и пласта
			Полезная (угольных пачек)	Общая (полная)		
1	2	3	4	5	6	7
1	84	-	<u>3,24-4,82</u> 4,03	-	сложное (7)	
2	83	-	<u>1,44-2,46</u> 1,95	-	простое (1)	невыдержанн ый
3	82 в.п + н.п.		1,64	3,25	сложное (3-7)	
4	81	20-25	<u>1,14-1,78</u> 1,46	<u>2,46-2,66</u> 2,56	сложное (1-7)	
5	80 в.п.	15-20	<u>3,89-4,0</u> 3,95	<u>4,14-5,74</u> 5,07	очень сложное (7-15)	относительно выдержанный
6	80 н.п.	-	<u>0,74-0,84</u> 0,79	<u>0,74-0,84</u> 0,79	простое (1)	относительно выдержанный
7	79 (78 в.п.)	15-20	<u>2,91-3,02</u> 2,97	<u>3,29-4,35</u> 3,82	сложное (5-7)	относительно выдержанный
8	78 в.п + ср.п	30-45	<u>6,48-8,67</u> 7,74	<u>6,77-9,12</u> 8,25	очень сложное (7-9)	относительно выдержанный
9	78 н.п	1,5-31	<u>8,10-11,75</u> 10,00	<u>8,45-14,09</u> 11,42	очень сложное (4-12)	относительно выдержанный
10	73-72	30-55	<u>9,76-11,75</u> 10,83	<u>10,36-2,72</u> 11,57	очень сложное (5-16)	невыдержанн ый
11	71	40-60	<u>2,11-3,39</u> 2,77	<u>2,34-4,05</u> 3,06	очень сложный (7-15)	относительно выдержанный
12	70-70a	55-80	<u>5,28-6,74</u> 5,74	<u>6,33-9,17</u> 6,98	очень сложный (9-17)	относительно выдержанный
13	70	-	<u>2,69-3,79</u> 3,26	<u>2,85-4,11</u> 3,59	сложное (5-6)	выдержанный
14	70a	2-35	<u>1,89-2,05</u> 1,98	<u>2,09-2,15</u> 2,12	сложное (3-5)	выдержанный
15	69	40-60	<u>2,82-10,15</u> 6,25	<u>3,36-10,34</u> 6,82	сложное (3-5)	относительно выдержанный
16	68	35-90	<u>5,86-7,28</u> 6,33	<u>5,94-7,60</u> 6,52	сложное (3-7)	относительно выдержанный
17	67	30-65	<u>3,48-6,35</u> 4,45	<u>3,57-6,50</u> 4,58	сложное (3)	относительно выдержанный
18	66-65	30-75	<u>7,40-7,46</u> 7,43	<u>8,39-8,60</u> 8,50	очень сложное (7-13)	относительно выдержанный
19	63	25-30	<u>1,81-2,63</u> 2,30	<u>1,97-2,63</u> 2,37	сложное (1-5)	относительно выдержанный
20	60 (60 в.п)	45-60	<u>2,00-3,74</u> 2,64	<u>2,16-4,18</u> 2,90	сложное (3-5)	относительно выдержанный
21	60 н.п	20-35	<u>2,42-2,68</u> 2,58	<u>2,61-2,79</u> 2,69	сложное (3-7)	относительно выдержанный

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	59	20-35	$\frac{1,51-3,28}{2,74}$	$\frac{2,30-3,36}{2,86}$	сложное (1-5)	относительно выдержанный
23	58-57	40-70	$\frac{5,91-7,06}{6,51}$	$\frac{5,91-7,06}{6,53}$	простое, сложное (1-3)	относительно выдержанный
224	56	30-45	$\frac{2,47-4,51}{2,95}$	$\frac{2,49-4,59}{3,01}$	простое, сложное (1-3)	относительно выдержанный

Угли всех пластов участка Камышанский Северный относятся к технологическим маркам Д, ДГ, Г (ГОСТ 25543-88). Основное направление использования углей – энергетическое.

Природная метаноносность в зоне метановых газов колеблется в пределах в основном от десятых и сотых долей до $1.0 \text{ м}^3/\text{т с.б.м}$ (1 кубический метр газа на 1 тонну сухой беззольной массы), что характерно для углей невысокой степени метаморфизма марок Д и ДГ. Верхняя граница метановой зоны (газоносность $3...5 \text{ м}^3/\text{т}$) на северо-восточном крыле Караканской синклинали находится на глубинах 250...260 м.

1.3.5. Гидрогеологические условия

Гидрогеологические условия отработки запасов угля участка Камышанский Северный по прогнозной оценке являются относительно простыми. Прогнозные притоки воды в выработку размером 800х500 м на гор +200 м (абс.) могут составить $250...290 \text{ м}^3/\text{час}$. Основной водоприток в карьер ожидается из зоны активного водообмена (до глубины 80...90 м). Подземные воды участка по химическому составу относятся к типу гидрокарбонатных кальциево-магниевых и кальциево-натриево-магниевых с общей минерализацией $0,35...0,57 \text{ г/л}$. Воды слабощелочные, неагрессивные к металлу и бетону, жёсткие, жёсткость устранимая. Могут использоваться для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

По расчёту ЗАО Гипроуголь" ("Предварительная геологическая информация по участку "Камышанский-Северный") в первый год эксплуатации водоприток подземных вод составит $80 \text{ м}^3/\text{час}$ с возможным увеличением в 2 раза весной и в периоды дождей.

1.3.6. Сопутствующие полезные ископаемые

Сопутствующие полезные ископаемые изучены предшествующими исследователями в полном объёме. Настоящими работами изучение сопутствующих полезных ископаемых не предусмотрено.

1.3.7. Группа сложности для целей разведки

По сложности геологического строения проектируемый участок относится ко II группе сложности, согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов твёрдых полезных ископаемых» (2006 г.). К этой группе относятся месторождения угля с относительно простыми горно-геологическими условиями разработки: с преобладанием в разрезе выдержанных рабочих пластов, приуроченных к простым складчатым или крупноблоковым структурам; с преобладанием мощных и средней мощности выдержанных и относительно выдержанных пластов в разрезе продуктивных толщ, слагающих сложно-складчатые и осложненные разрывными нарушениями структуры.

1.4. Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ

1.4.1. Геологические задачи и методы их решения

Основные геологические задачи проектируемых работ:

- уточнение геологического строения и структурно-тектонических условий лицензионного участка;
- уточнение вещественного состава и характеристических показателей каменных углей;
- уточнение строения, мощности угольных пластов, качества угля, а также структурно-тектонических условий их залегания;
- уточнение качества и технологических свойств угля в соответствии с современными требованиями, определения марочного состава угля (по ГОСТ 25543-88);
- уточнение физико-механических свойств вмещающих пород и угля;

- уточнение природной газоносности угольных пластов;
- уточнения гидрогеологических и горно-геологических условий эксплуатации;
- уточнение содержания редких и токсичных элементов.

Последовательность и основные методы решения геологических задач:

Разработать, согласовать и утвердить проект разведочных работ. В соответствии с проектом на разведку Лицензионного участка определить объем и местоположение разведочных выработок.

Провести бурение разведочных скважин с поверхности земли, в объеме 16500 м, во второй и третий год действия лицензии для достоверного изучения тектонического, морфологического, гипсометрического положения угольных пластов. Бурение сопровождать комплексом геофизических, опробовательских и лабораторных работ.

По результатам разведочных работ будут составлены технико-экономические кондиции (ТЭО) и отчет по всему участку с апробацией в ГКЗ в установленном порядке с постановкой запасов на государственный баланс.

1.4.2. Перечень проектируемых геологоразведочных видов работ

В перечень проектируемых работ входят определенные виды работ для решения поставленных задач, к числу которых относятся:

- ***Буровые работы***

Проектом предусмотрено бурение разведочных и гидрогеологических скважин. Всего проектируется пробурить 134 разведочных скважины общим объёмом 16500 п. м.

- ***Геофизические исследования в скважинах***

Геофизические исследования на участке выполняются для решения следующих задач:

- Выделение в разрезах скважин угольных пластов, определение их мощности, строения и глубины залегания;
- Литологическое расчленение разрезов скважин с выделением основных литотипов;
- Увязка разрезов скважин, определение синонимии угольных пластов, выявление тектонических нарушений;
- Определение пространственного положения стволов скважин.

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

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

Перечисленный комплекс ГИС является стандартным для угольных месторождений Кузбасса [1].

Для определения пространственного положения стволов скважин во всех скважинах проектируется инклинометрия.

ГИС будут выполняться каротажной станцией СК-1-74м, ПКС-5-01Э или ПКС-2Э с использованием следующих скважинных приборов: БКР-3М (КС, ГК, ГГК), КУРА-2 (ГГКС), КМ-3 (кавернометрия). Масштабы регистрации физических величин и скорости подъема кабеля будут определяться технической инструкцией на проведение каротажа. Инклинометрия будет выполняться аппаратурой с цифровой записью – ИММН-42, или с аналоговой записью – КИТ-3. При выполнении расходомерии будет использован прибор – РЭТС-2.

На каждую скважину предусматривается по одному выезду бригады ГИС.

- ***Гидрогеологические и инженерно-геологические работы***

Гидрогеологические работы заложены согласно рекомендациям «Инструкции по изучению и прогнозированию гидрогеологических условий угольных месторождений при геологоразведочных работах», 1985г, с учетом стадии работ, размера площади изучаемого участка и сложности гидрогеологических условий. На участке работ намечено проведение комплекса гидрогеологических исследований, которые заключаются в проведении: элементарных гидронаблюдениях при бурении скважин, опытных работ, гидрогеофизических исследованиях в скважинах, определении химического состава подземных вод и из реки Кыргай.

Одиночные откачки проводятся в 4 разведочных гидрогеологических скважинах. При этом в 3 скважинах проводятся поинтервальные откачки – в интервалах 0-120 м и более 120 м. Всего планируется проведение 7 опытов. В конце каждой откачки из скважин отбирается проба воды на химический анализ.

- ***Опробовательские работы***

Опробование в скважинах будет проводиться трех видов: для изучения качественных показателей и технологических свойств углей, для определения природной газоносности угольных пластов и для изучения физико-механических свойств углей и вмещающих пород.

Всего проектируется отобрать 2132,50 п.м угольного и породного керна.

Изучение природной газоносности угольных пластов будет проводиться двумя методами: испытания пластоиспытателями (КИИ-65) и методом прямого определения природной газоносности опробованием керногазонаборниками (КГНС). Планируется провести испытания пластоиспытателями 12 скважин, керногазонаборниками отбирается 81 проба (32,40 п.м).

- ***Лабораторные и технологические исследования***

Проектом работ предусмотрены следующие лабораторные исследования:

- лабораторные исследования углей (определение влаги аналитической и зольности угля);
- исследования агрохимических свойств почв и суглинков (виды анализов: влага, РН, гумус, сера общая, азот по Тюрину, фосфор, калий, обменный Са, Mg, уголекислота общая);
- исследования проб воды (полный химический анализ, токсикологический анализ и микрокомпоненты, бактериологический анализ);
- исследования физико-механических свойств пород (по породам рыхлой толщи предусматривается определить: срез (сдвиг), трехосное сжатие, угол естественного откоса, предел ползучести, компрессию и водопроницаемость, естественную влажность и пористость, плотность, гранулометрический состав, число пластичности. По пробе коренных отложений предусматривается определить: срез (сдвиг), трехосное сжатие, естественную влажность и пористость, абразивность; прочностные характеристики – предел прочности на сжатие, предел прочности на растяжение);
- исследования четвертичных отложений (Определение устойчивости бортов карьера в верхней части разреза. По монолитам в исследовательской лаборатории будет определены: влага общая, набухание, усадка, фильтрационные свойства, размокаемость, удельный вес, пластичность, гранулометрический состав, удельное сцепление, угол внутреннего трения, модель деформации);
- исследования на петрографический состав углей;
- исследования на определение газоносности угольных пластов (газоносность угля, анализ газа и технический и химический анализ угля).

- ***Топографо-геодезические работы***

В процессе осуществления топографо-геодезических работ необходимо выполнение следующих видов работ:

- выноска в натуру проектного положения устьев разведочных скважин и закрепление их на местности, всего – 134 точек;
- планово-высотная привязка устьев разведочных скважин всего – 134 точек;
- составление каталога координат и высот устьев скважин – 134 точек;
- составление раздела «Топографо-геодезические работы» в отчет по разведке участка.

- ***Камеральные работы***

- камеральная обработка полевой геологической документации.
- подготовка геологических материалов для выполнения ТЭО постоянных кондиций, подготовка ТЭО постоянных кондиций и их утверждения в ГКЗ МПР.
- обобщение материалов геологического изучения и составление геологического отчета с подсчетом запасов каменного угля и представлением их на Государственную экспертизу ГКЗ.

1.5. Методика, объемы и условия проведения буровых разведочных работ

1.5.1. Методика проведения буровых работ

Участок «Камышанский Северный» по аналогии с сопредельными разведанными участками по сложности геологического строения предположительно отнесен, согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых...» [2], ко 2-й группе. Основным методом разведочных работ будет являться колонковое бурение вертикальных скважин по разведочным профилям, ориентированным в крест простирания угленосной толщи. Расстояние между профилями в плане

составляет 400...600 м, а расстояния между скважинами на профилях приняты в среднем 200 м. Плотность разведочной сети принята по рекомендации Заказчика и с учетом необходимости получения минимум двух подсечений по основным пластам, а также с целью получения перекрытого разреза угленосных пород в разрезе и предварительных данных о тектоническом строении угленосной толщи участка.

Карта выхода пластов угля под наносы с элементами рельефа приведена в приложении 3.

Всего проектируется пробурить 134 разведочных скважин общим объёмом 16500 п. м., в том числе:

- а) группа 0 – 100 71 скважина общим объёмом 4410 пог. м.;
- б) группа 0 – 300 63 скважины общим объёмом 12090 пог. м.

Все проектные скважины вертикальные, максимальный диаметр бурения 96 мм, конечный диаметр бурения 76 мм. Нормальный выход керна по углю 70 %, по породам 80 %. В зонах нарушенных пород и в зоне интенсивного выветривания – «сажистого» угля допускается снижение выхода керна по углю до 60 %, по вмещающим породам до 70 %.

Бурение скважин будет производиться самоходной буровой установкой УКБ-5СА с применением колонковых снарядов КССК-76. Техническая вода на скважины будет доставляться автотранспортом (автомобиль УРАЛ-4320 с автоцистерной). Привод буровых установок от индивидуальных дизельных двигателей. Промывка скважин будет осуществляться полимерными растворами.

Для обеспечения проведения опытных гидрогеологических работ 4 разведочные скважины будут переоборудованы под гидрогеологические. В гидрогеологических скважинах будут выполнены поинтервальные откачки (скв. 132, 45; 39 и 115) по специальной технологии.

По окончании проходки и проведения каротажных работ стволы разведочных скважин будут затампонированы заливкой глинисто-цементным раствором.

Буровой керн из всех скважин после документации будет ликвидирован.

1.5.2. Определение профилей (траекторий) обычных и многозабойных скважин

Предусматривается бурение одноствольных скважин. Построение профилей скважин производится исходя из величины естественного искривления, которое на данном участке составляет 1,5°/100 м. Углы падения изменяются от 25 до 48°. В юго-западной части участка падение пластов более пологое – 25...40°, чем в северо-восточной – 35...48°.

Допустимый угол встречи с угольным пластом $\beta \geq 40^\circ$.

Определим угол встречи угольного пласта 69 и сравним с допустимым для скважины 89 на 7 разведочной линии.

Угол встречи пластов β определяется:

$$\beta = \theta_B + \theta_{пл} = \theta_B + (90 - \gamma), \quad (1)$$

где θ_B – зенитный угол скважины на глубине L_1 при встрече последнего пласта полезного ископаемого, град, это угол между вертикалью и касательной к оси скважины в точке встречи пласта; $L_1 = 215$ м (скважина 89); $\theta_{пл}$ – зенитный угол пласта, град.; γ – угол падения пласта, град, $\gamma = 35^\circ$ (пласт 69).

$$\theta_0 = \theta_B - \frac{(L_1 - L_2) \cdot i}{100}, \quad (2)$$

где i – интенсивность естественного зенитного искривления, град/100м, $i = 0,3^\circ/100$ м; L_2 – глубина обсадной колонны, м, $L_2 = 24$ м; θ_0 – начальный зенитный угол, град, $\theta_0 = 0^\circ$ (самоходная буровая установка).

$$\theta_B = 0 + \frac{(215 - 24) \cdot 1,5}{100} = 2,86 \text{ град};$$

$$\theta_{ПД} = 90 - 35 = 55 \text{ град};$$

$$\beta = 55 + 2,86 = 57,86 \text{ град} \geq 40 \text{ град}.$$

Применение специальных средств по контролю искривления скважины не предусматривается, все разведочные скважины вертикальные.

1.5.3. Расчет объемов буровых работ

В таблице 3 приводится перечень проектируемых разведочных скважин с определением условий бурения проектного геологического разреза и подсчетом предполагаемого количества пересекаемых угольных пластов и бурения по углю.

Таблица 3 – Перечень проектных скважин

Наименование разведочной линии	Номер проектной точки	Проектная глубина, м	Бурение по породам, м				Бурение по углю	
			Рыхлые отложения	Монолитные породы	Трещиноватые породы	Разрушенные породы	Пластов пересечения	Суммарная мощность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа 0 - 100 м (вертикальные)								
1	1	100	7	5	60,5	27,5	4	20,2
	8	100	9	5	55,7	30,3	3	10,3
	9	35	10		10	15	1	5
2	10	90	9	5	36	40	3	20
	16	70	8		32,4	29,6	2	9,6
	18	35	7		14,5	13,5	1	3,5
	19	90	7	5	46,6	31,4	2	11,4
	20	40	8		15,6	16,4	1	6,4
	21	35	8		13,6	13,4	1	3,4
3	25	35	12		8,4	14,6	1	8,4
	27	35	6		13	16	1	6
	29	40	8		14,8	17,2	1	14,8
	31	40	9		16,3	14,7	1	4,7
	33	90	9	5	47,7	28,3	2	8,3
	34	45	8		23,1	13,9	1	3,9

продолжение таблицы 3

Котинск ая	35	40	8		16,1	15,9	1	5,9
	37	40	8		16,5	15,5	1	5,5
	38	45	4		23,7	17,3	1	7,3
	39	90	10	5	43,2	31,8	2	43,2
4	40	65	15		31	19	2	9
	41	90	13	5	45	27	2	17
	44	110	11	5	62,6	31,4	2	11,4
	46	55	9		17,7	28,3	1	17,7
	48	60	9		15,7	35,3	2	15,7
	50	45	8		9	28	2	9
	51	105	7	5	60,1	32,9	2	12,9
	52	80	7		38,1	34,9	2	14,9
	53	35	8		12,4	14,6	1	4,6
5	54	75	6		39	30	2	10
	55	110	7	5	45,2	52,8	3	22,8
	57	90	11	5	41,4	32,6	2	12,6
	59	35	9		8,8	17,2	1	7,2
	61	40	9		12,2	18,8	1	8,8
	63	55	9		21,1	24,9	2	14,9
	64	85	8		58,2	18,8	2	8,8
	65	35	8		13,9	13,1	1	3,1
	66	35	7		9,6	18,4	1	9,6
6	67	65	7		15,3	42,7	3	12,7
	69	35	5		14,2	15,8	1	5,8
	72	40	20		5,5	14,5	1	5,5
	74	50	17		12	21	1	11
	76	35	11		8,8	15,2	1	5,2
	78	70	7		40,7	22,3	2	12,3
	79	40	6		13	21	1	11
	80	35	8		11,8	15,2	1	5,2
I профиль	82	40	5		15,9	19,1	2	15,9
	85	50	6		28,5	15,5	1	5,5
	86	80	20		27,1	32,9	2	12,9
7	90	100	17	5	43,6	34,4	2	14,4
	92	105	9	5	50,1	40,9	2	20,9
	94	35	9		11	15	1	5
	97	90	7	5	41,6	36,4	2	16,4
8	98	80	8		37,2	34,8	3	14,8
	99	90	9	5	41,6	34,4	2	14,4
	100	105	9	5	43,1	47,9	3	20,9
	103	35	10		8,7	16,3	1	6,3
	106	40	10		10,3	19,7	1	10,3
	108	45	10		12,5	22,5	1	12,5

продолжение таблицы 3

9	111	70	12		33,6	24,4	2	4,4
	112	75	12		21,5	41,5	3	15,5
	117	45	14		16	15	1	5
	119	105	14	5	38,2	47,8	2	27,8
	122	70	13		34,7	22,3	2	12,3
II профиль	123	35	8		13,1	13,9	2	1,9
	124	90	8	5	19	58	5	17
	126	50	11		15,2	23,8	1	13,8
	128	90	7	5	40	38	2	18
	129	80	5		36,4	38,6	2	18,6
	130	35	6		12	17	1	12
Итого:	70	4410	646	100	1871,3	1792,7	120	807,6
На 1 скважину:		63	9,2	1,4	26,7	25,6	2	11,5
Группа 0 - 300 м (вертикальные)								
1	2	120	10	22	39,8	48,2	3	24,8
	3	205	13	72,5	71,4	48,1	3	18,1
	4	210	10	89	56,2	54,8	3	24,8
	5	215	5	95,5	59	55,5	3	25,5
	6	175	8	68,1	47,3	51,6	3	21,6
	7	140	10	45,3	43,1	41,6	3	11,6
2	11	180	8	67,6	38,9	65,5	4	25,9
	12	185	9	75	44,7	56,3	4	20,3
	13	230	9	109,3	56,9	54,8	3	24,8
	14	245	7	106,6	56,1	75,3	4	35,3
	15	260	8	110,2	47,2	94,6	6	34,6
	17	165	8	56,5	55,3	45,2	4	15,2
3	22	115	9	13,1	41,5	51,4	3	21,4
	23	140	12	28,5	29,8	69,7	4	29,7
	24	205	14	94	34,4	62,6	4	22,6
	26	235	9	108,4	56,2	61,4	3	31,4
	28	280	9	136,7	48,5	85,8	5	42,6
	32	175	9	64,2	43,3	58,5	4	18,5
Котинская	36	175	12	54,7	39,5	68,8	4	28,8
4	42	160	10	46,9	46,5	56,6	3	26,6
	43	250	12	122,3	35,5	80,2	4	40,2
	45	275	9	87,8	53,9	124,3	6	60,6
	47	210	10	58,6	51,4	90	6	33,5
	49	130	9	27,9	37,4	55,7	4	15,7
5	56	240	10	110,8	46,3	72,9	4	32,9
	58	260	9	124,6	55,5	70,9	4	30,9
	60	250	8	104,2	49,2	88,6	5	38,6
	62	160	9	52,1	35,1	63,8	4	23,8

продолжение таблицы 3

6	68	150	7	37,5	28,8	76,7	4	36,7
	70	210	8	95,9	38,1	68	4	36,6
	71	220	18	84,1	41,8	76,1	4	36,1
	73	220	19	88,4	42,9	69,7	4	29,7
	75	240	14	91,9	47,6	86,5	5	36,5
	77	155	9	42,7	35,8	67,5	4	27,5
I профиль	81	125	7	11,3	39,6	67,1	4	34,8
	83	235	5	99,6	60,1	70,3	4	30,3
	84	175	17	69,1	34,6	54,3	3	24,3
7	87	140	11	18,7	22,2	88,1	5	38,1
	88	145	8	31,6	31,8	73,6	4	37,3
	89	235	20	100,8	24,1	90,1	5	40,1
	91	215	19	81,7	42	72,3	4	32,3
	93	190	7	60,7	54,5	67,8	4	27,8
	95	130	12	18,1	32,6	67,3	4	27,3
	96	140	6	40,1	41,7	52,2	3	22,2
8	101	130	10	25,1	33	61,9	3	31,9
	102	255	11	114,7	43,3	86	5	36
	104	225	11	91,6	40,3	82,1	5	32,1
	105	140	9	29,1	48,5	53,4	3	23,4
	107	150	10	34,4	54,3	51,3	3	21,3
	110	145	9	32,7	51,3	52	3	22
9	113	130	14	6,2	50,1	59,7	3	29,7
	114	160	13	39,2	26,4	81,4	4	44,7
	115	225	13	89,3	27,5	95,2	5	45,2
	116	125	14	31,8	35,9	43,3	3	13,3
	118	225	15	82,5	51,8	75,7	4	35,7
	120	225	14	104,1	35,7	71,2	4	31,2
	121	195	15	77,7	33,8	68,5	4	28,5
II профиль	125	200	7	72,5	22,5	98	6	38
	127	160	9	42,6	46,9	61,5	3	31,5
10	131	165	11	57,8	37,7	58,5	3	32,3
	132	205	14	90,9	33,7	66,4	3	36,4
	133	195	15	79,2	47	53,8	3	23,8
	134	130	15	34,6	34	46,4	3	16,4
Итого:	64	12090	690	4327,3	2724,4	4348,3	250	1903
На 1 скважин у:		189	10,8	67,6	42,6	67,9	4	29,7
Итого на весь объем:	134	16500	1336	4427,3	4595,7	6141	370	2710,6

Предусматривается пробурить 134 вертикальные разведочные скважины общим объемом 16500 п.м. Две группы скважин: 0-100 здесь 70 скважин, средняя глубина 63 м, объем бурения 4410 п.м, средняя мощность угля по скважине 11,5 м, среднее количество пласто-пересечений – 2; 0-300 – 64 скважины, средняя глубина 189 м, объем бурения 12090 п.м, средняя мощность угля по скважине – 29,7 м, , среднее количество пласто-пересечений – 4.

1.5.4. Обоснование метода подсчета запасов полезного ископаемого

Подсчет запасов будет произведен в соответствии с «Методическими рекомендациями по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы» (ФГУ ГКЗ, 2007).

В данном случае для подсчета запасов угля будет применен метод вертикальных разрезов, так как из 24 пластов: 15 имеют сложное строение, 7 очень сложное строение, мощный пласт 73-72 имеет невыдержанное строение, поэтому применение способа среднего арифметического является затруднительным.

В целом сущность способа разрезов состоит в определении объема полезного ископаемого, заключенного между разведочными линиями (вертикальными разрезами) путем перемножения расстояния между линиями на некоторую усредненную площадь сечения пластов по ним. Переход от объема угля к весовому количеству осуществляется путем его умножения на кажущуюся плотность [2].

Основными параметрами кондиций для угольных месторождений являются:

- минимальная истинная мощность пласта угля в пластопересечении, определяемая по сумме мощностей вынимаемых совместно угольных слоев,

внутрипластовых породных прослоев и непосредственно залегающих в почве или кровле углистых пород;

- максимальная истинная мощность внутрипластовых породных прослоев или разубоженных интервалов разреза угольных пластов, включаемая в пластопересечение;

- минимальная истинная мощность породных прослоев, разделяющих пласты угля в зонах расщепления на объекты самостоятельной разработки;

- максимальная зольность угля по пластопересечению с учетом засорения вынимаемыми совместно с углем породами внутрипластовых и прикровельных (припочвенных) слоев;

- границы подсчета запасов углей, такие как: глубина подсчета, предельный коэффициент вскрыши, контур разработки (границы карьера, шахтного поля и т. п.).

Параметры кондиций устанавливаются по результатам разработки ТЭО кондиций, порядок выполнения которых определен специальными методическими рекомендациями [2].

В границах участка «Камышанский Северный» запасы угля технологических марок Д, ДГ и Г составляют порядка 110 млн. тонн по категории С₂ [1].

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

Геологический разрез представлен комплексом часто переслаивающихся песчано-глинистых пород, пропластков, линз и пластов угля. Количество последних в разрезе в границах участка достигает 24. Падение пластов угля на юго-запад. Углы падения изменяются от 25 до 48°. Аргиллиты, мергели и сидериты играют подчиненную роль, встречаясь в толще в виде очень тонких прослоек и линз. Основная часть вмещающих пород – мелкие, средние и реже крупные алевролиты и мелко-среднезернистые песчаники. На участке работ развиты рыхлые четвертичные

отложения мощностью до 30 м, зона трещиноватых выветрелых пород распространена до глубины 40 м от дневной поверхности.

Почвенно-растительный слой – порода I-II категории по буримости, состоящая главным образом из самого ПРС с включением гравия, мелкой гальки (до 15%) или с древесными корнями, глинистым материалом. Породы неабразивные, неустойчивые, склонные к набуханию и кавернообразованию. Плановый выход керна не менее 80%.

Алевролит – сцементированная, уплотненная и претерпевшая некоторые диагенетические изменения осадочная порода, сложенная более чем наполовину частицами алевритовой размерности. Категория по буримости IV-V. Плановый выход керна не менее 90%.

Аргиллит – твердая глинистая горная порода, образовавшаяся в результате уплотнения, дегидратации и цементации глин при диагенезе и эпигенезе. По химическому составу сходны с глинами, но отличаются большей твердостью и неспособностью размокать в воде. Категория по буримости – V-VI. Плановый выход керна не менее 90%.

Уголь – плотная порода черного, иногда серо-черного цвета, образовавшиеся из продуктов разложения органических остатков высших растений, претерпевших изменения (метаморфизм) в условиях давления окружающих пород земной коры и сравнительно высокой температуры. Категория по буримости – IV-V. Плановый выход керна не менее 80%.

Песчаник – осадочная обломочная горная порода, образуется за счет естественной цементации песка. По размеру зерен – мелкозернистый (2-1 мм), среднезернистый (1-0,5 мм). Категория по буримости – V-VII. Плановый выход керна не менее 90%.

Усредненные геологические разрезы по разведочным скважинам групп 0-100 и 0-300 приведены в геологических колонках типовых геолого-технических карт (рис. 4).

Категории пород по буримости определены с учетом данных по сопредельным участкам, а также согласно материалов проведённых ранее буровых работ. В таблице 4 приведены основные литологические типы горных пород, залегающие на оцениваемых участках, с определением категории пород по буримости в соответствии с ССН-93, вып. 5 прил.1.

Шкала глубин, м	Геологическая колонка	Мощность слоя, м	Наименование пород	Категории пород
10		9.2	Суглинки, глины	III
20		9.8	Алевролиты мелкозернистые	IV
30		5.0	Уголь	III
40		13.0	Алевролиты мелкозернистые	IV
50		6.5	Песчаники мелко-среднезернистые	VI
60		3.0	Алевролиты мелкозернистые	V
63.0		6.5	Уголь	V
		4.0	Алевролиты мелкозернистые	V
		10.0	Переслаивание алевролитов	VI

Шкала глубин, м	Геологическая колонка	Мощность слоя, м	Наименование пород	Категории пород
10		11.0	Суглинки и глины	III
20		8.0	Алевролиты мелкозернистые	IV
30		8.4	Уголь	III
40		7.0	Алевролиты мелкозернистые	V
50		5.0	Песчаники мелко-среднезернистые	VI
60		10.0	Алевролиты мелкозернистые	V
70		6.0	Алевролиты крупнозернистые	VI
80		14.6	Песчаники мелко-среднезернистые	VI
90		12.0	Алевролиты мелкозернистые	V
100		5.0	Уголь	V
110		20.0	Алевролиты мелкозернистые	V
120		42.8	Песчаники мелко-среднезернистые	VII
130				
140				
150				
160		3.0	Алевролиты мелкозернистые	V
170		11.1	Уголь	V
180		9.9	Алевролиты мелкозернистые	V
189		5.2	Уголь	V
		10.0	Алевролиты мелкозернистые	V

Рисунок 4 – Усредненные геологические разрезы по разведочным скважинам групп 0-100 (слева) и 0-300 (справа)

Таблица 4 – Распределение горных пород участка по буримости

По классификации ССН-93 (Приложение 1)		Местоположение в разрезе угленосной толщи	Литологическая характеристика
Наименование пород	Категория по буримости		
1	2	3	4
1. Суглинки и глины с примесью обломочного материала, уголь	III	Покровные четвертичные отложения, угольные пласты	Суглинки и плотные гли- ны с обломочным материалом, уголь.
2 Галечники, алевролиты плотные глинистые, аргиллит, аргиллит углистый, уголь.	IV	Русловые отложения водотоков, зоны выветривания коренных пород, кровля и почва угольных пластов.	Галечники, затронутые выветриванием алевролиты, аргиллиты, уголь.
3. Алевролиты мелкозернистые, углистые аргиллиты и алевролиты, уголь.	V	Межпластья, основная и непосредственная кровля и почва угольных пластов	Углистые аргиллиты и алевролиты, угли, алевролиты мелкозернистые.
4. Алевролит крупнозернистый, переслаивание алевролитовых разностей, переслаивание алевролита и песчаника	VI	Межпластья, основная и непосредственная кровля угольных пластов	Алевролиты крупнозерни- стые, переслаивания разнозернистых алевролитов, переслаивание алевро- литов и песчаников
5. Песчаники на кварцево-карбонатном цементе	VII	Межпластья, основная кровля угольных пластов	Песчаники плотные мелко-среднезернистые кварц-карбонатные

2. Технология и техника проведения буровых работ

Технология и техника проведения буровых работ является основой для сооружения скважин. Сложность ведения буровых работ требует оптимального выбора технологий. Основной упор на выбор технологии и техники делается исходя из удобства эксплуатации и экономической целесообразности. Основными критериями, влияющими на выбор технологии и техники, являются:

- проектная глубина скважины;
- конечный диаметр скважины;
- геологическое строение;
- геологические осложнения.

Все критерии рассматриваются и анализируются в соответствии с геолого-методической частью и ранее изученными материалами (гл. 1).

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

На Северо-Талдинском каменноугольном месторождении в 1983-1985 годах силами Левобережной ГРП Южно-Кузбасской ГРЭ Западно-Сибирского ПГО проводились поисково-оценочные работы, где была получена низкая эффективность геологической информации по результатам бурения скважин [1]. Это связано с низким выходом керна, который составлял менее 80%, а также низкой представительностью кернового материала. Основной причиной низкого качества керна стало несовершенство технологического процесса бурения с использованием одинарного колонкового снаряда. Прохождение слабосцементированных участков пород сопровождалось затяжками, прихватами и частичной или полной потерей промывочной жидкости, что приводило к авариям. Поэтому проектом предусматривается проходить неустойчивые интервалы с применением полимерных растворов и с последующим креплением неустойчивых горизонтов обсадными трубами. Для увеличения выхода и

представительности керна будет применен снаряд со съемным кернаприемником.

Организация буровых работ – это сложный процесс, требующий применения сложной техники и наличия знаний узкого профиля. Для правильной организации буровых работ необходимо знать, какими породами сложены почвенные слои и как глубоко располагается полезное ископаемое. В зависимости от этого выбирается способ бурения и соответствующее буровое оборудование.

Организация буровых работ, при различных условиях, имеет различный уровень сложности и требует значительных затрат, связанных с эксплуатацией буровых станков и других технических средств.

Современная организация буровых работ заключается:

- в эксплуатации современной техники различного назначения для выполнения различного рода операций;
- в своевременном выполнении всех необходимых, сопутствующих, вспомогательных и непосредственно связанных с бурением работ;
- в привлечении к работе высококвалифицированных специалистов;
- в своевременном составлении всей необходимой документации, необходимой для реализации работ (ГТН, рабочие графики, графики планового ремонта, инструкции по технике безопасности и др.);
- в своевременном обеспечении объектов расходным материалом и запасными частями;
- в создании постоянного контроля над всеми видами работ путем руководства.

Буровые работы на участке Камышанский Северный будут реализовываться на основании данных принципов организации буровых работ.

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

Эффективность бурения геологоразведочных скважин существенно зависит от способа разрушения горных пород, способа бурения и типа породоразрушающего инструмента. При выборе способа бурения и типов породоразрушающего инструмента необходимо руководствоваться данными, характеризующими их эффективность, основными из которых являются: механическая скорость бурения, проходка за рейс, проходка на ПРИ.

Основное преимущество колонкового бурения перед другими способами – возможность получения качественного керна, изучение которого в сочетании с другими исследованиями в скважинах позволяет с большой точностью и достоверностью подсчитать запасы полезного ископаемого, определить его качество и условия залегания.

Применение вращательного способа бурения и снарядов со съёмными кернаприёмниками позволяют увеличить механическую скорость бурения, за счёт сокращения времени на спуско-подъёмные операции. Данные снаряды, позволяют получать представительные образцы пород, с сохранением их структуры и свойств, с выходом керна до 100%.

Исходя из геологических условий, на участке Камышанский Северный будет применён вращательный способ бурения с применением снарядов со съёмными кернаприёмниками.

Бурение скважин будет осуществляться с применением гидравлического способа удаления продуктов разрушения прямой схемы циркуляции, при котором продукты разрушения выносятся потоком промывочной жидкости через затрубное пространство.

2.3. Разработка типовых конструкций скважин

Конструкция скважины определяется [3]:

- поставленной геологической задачей, минимальным диаметром по полезному ископаемому с целью качественного опробования и прохождения геофизических зондов;
- глубиной скважины и сложностью геологического разреза;
- способом, техникой и технологией бурения;
- конкретной характеристикой точки заложения;
- необходимостью извлечения обсадных труб при ликвидации скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- выполнение геологической задачи;
- проведение геологических исследований: возможность использования на любом интервале глубины скважины основных видов скважинной аппаратуры и приборов, необходимых для проведения геофизических, гидрогеологических и других исследований;
- надлежащую изоляцию горизонтов друг от друга и от поверхности, надежное закрепление проницаемых и ослабленных интервалов;
- достижение запланированной глубины;
- реализация запроектированных методов и режимов бурения, высокие скорости проходки;
- минимальные энергетические и материальные затраты (электроэнергия, ГСМ, обсадные трубы, глина, реагенты, коронки и др.);
- соблюдение требований охраны недр и защиты окружающей среды.

Разведка на данном участке будет осуществляться двумя группами скважин: 0-100 и 0-300. Типовые конструкции скважин по усредненным геологическим разрезам представлены на рисунке 5.

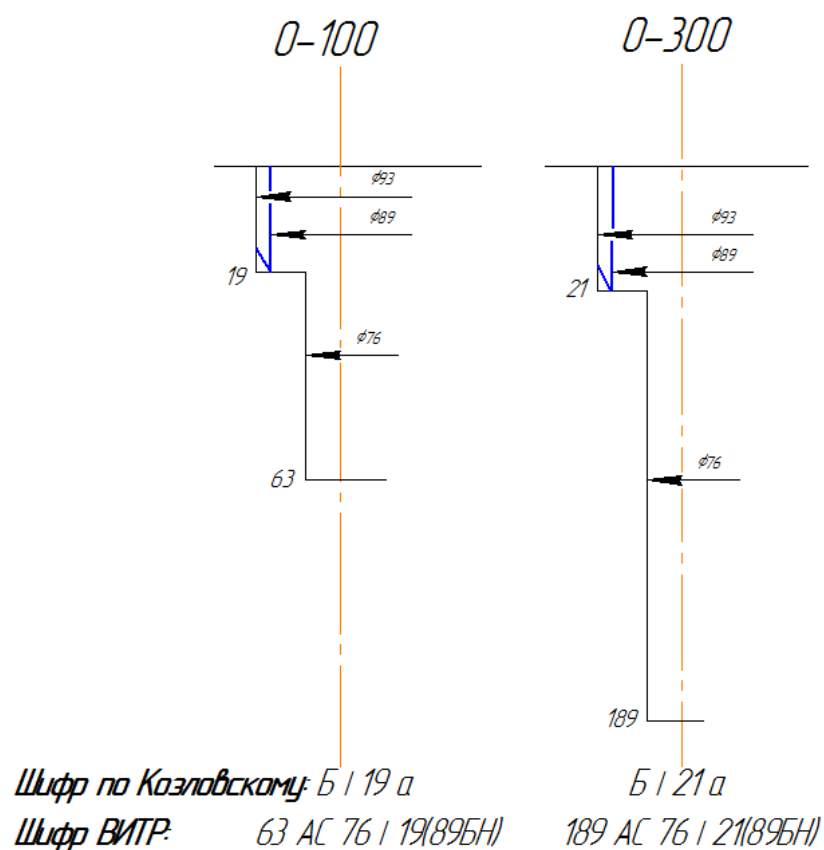


Рисунок 5 – Типовые конструкции скважин по усредненным геологическим разрезам

Расшифровываются следующим образом. Скважины 0-100: По Козловскому – Б – конечный диаметр 76 мм, I – число колонн обсадных труб в конструкции (1), 19 – глубина спуска колонн (м), а – количество смены диаметра ПРИ в открытом стволе (1). По ВИТР – 63 – глубина скважины (м), АС – бурение комплексами КССК на конечной глубине, 76 – конечный диаметр скважины (мм), I – сложность конструкции скважины по числу обсадных колонн, 19 – глубина спуска обсадной колонны (м), (89БН) – диаметр обсадных труб (мм) и тип соединения (безнипельные).

2.3.1. Определение конечного диаметра скважин

Конечный диаметр скважины обусловлен минимально допустимым диаметром керна по последнему пласту полезного ископаемого, обеспечивающего необходимую достоверность опробования. Одновременно

должна быть обеспечена возможность применения на любом интервале скважины основных видов скважинной аппаратуры.

Порядок определения диаметра скважины для бурения нижнего (последнего) пласта полезного ископаемого:

1. Определяется минимально допустимый диаметр керна $d_{k \min}$ для конкретного вида полезного ископаемого.

Определение $d_{k \min}$ производится по данным литературных источников (таблица 5) [3].

Таблица 5 – Минимально допустимый диаметр керна в зависимости от типа месторождения и полезного ископаемого

Генетические типы месторождений	Промышленные типы руд (полезных ископаемых)	Рекомендуемый минимальный диаметр керна $d_{k \min}$, мм
Осадочные	Угли крепкие средней крепости	32

2. Определяется минимально возможный внутренний диаметр коронки $D_{v \min}$, необходимый для получения минимально допустимого диаметра керна $d_{k \min}$.

Полученный керн всегда имеет меньший диаметр, чем внутренний диаметр коронки – D_v . Это уменьшение зависит от применяемого инструмента и технологии бурения. Но основным являются свойства полезного ископаемого, в частности, категория горной породы по буримости [2].

Для определения $D_{v \min}$ используется выражение:

$$D_{v \min} = d_{k \min} + \Delta, \quad (3)$$

где Δ – уменьшение диаметра керна в зависимости от категории горной породы по буримости f . Величина Δ принимается из данных литературных источников или определяется по формуле:

$$\Delta = 20 - 8 \cdot \ln f, \quad (4)$$

где f – категория по буримости угля.

$$\Delta = 20 - 8 \cdot \ln 5 = 7,1 \text{ мм};$$

$$D_{в\ min} = 32 + 7,1 = 39,1\ \text{мм}.$$

3. Определяется минимально возможный диаметр скважины $D_{с\ min}$ по типу используемой в данной интервале скважины геофизической или другой скважинной аппаратуры.

Минимально допустимый диаметр определяется:

$$D_{с\ min} > (1,03 - 1,05) * D_a, \quad (5)$$

где D_a – диаметр применяемой аппаратуры. Геофизические исследования в скважинах будут проводиться каротажной станцией Геофит-1003. Исходя из габаритов скважинной аппаратуры, для определения минимального диаметра скважины рассмотрим прибор радиоактивного каротажа КУРА 2.

Таблица 6 – Размеры и условия работы прибора КУРА 2[25]

Максимальная температура	120 °С
Диаметр прибора	48 мм
Длина	2210 мм
Максимальное давление	30 МПа
Минимальный диаметр скважины	72 мм
Максимальный диаметр скважины	150 мм
Масса прибора	14,1 кг

$$D_{с\ min} = 1,03 * 48 = 49,5\ \text{мм};$$

Исходя из условий работы прибора КУРА 2, минимальный диаметр скважины $D_{с\ min} = 72\ \text{мм}$.

4. Необходимо выбрать тип технического средства или метода, обеспечивающего кондиционный выход керна по полезному ископаемому.

При выборе технических средств учитывается:

– техническое средство или метод отбора керна должны соответствовать конкретным горно-геологическим условиям. Степень защиты керна от воздействия разрушающих факторов данного средства должна соответствовать структурным и текстурным признакам горной породы, ее трещиноватости и физико-механическим характеристикам;

– применение технического средства должно быть экономически целесообразным. Этому критерию удовлетворяют, как правило, серийно выпускаемые колонковые снаряды;

– техническое средство, обеспечивая поставленную задачу, должно быть максимально простым и надежным.

Исходя из выбора полученных значений $D_{в\ min}$ и $D_{с\ min}$ принимается $D_c = 76\text{ мм}$.

Для бурения скважин выбран снаряд со съёмным керноприёмником КССК-76 с внутренним диаметром коронки – 40 мм. Для забурки скважины предусматривается применение снаряда ОКС диаметром 93 мм.

2.3.2. Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению

Для определения интервалов осложнения и последующего выбора мероприятий по их предупреждению, необходимо опираться на обзор, анализ и оценку ранее проведенных работ, руководствоваться геологической документацией. Геологический разрез (скважина 89) сложен горными породами, приведенными в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика горных пород геологического разреза (скв. 89)

№ п/п	Мощность			Название горных пород и полезного ископаемого, краткая характеристика	Кат.по буримост и
	от	до	всего		кат.
1	2	3	4	5	6
1	0	0,3	0,3	Почвенно-растительный слой	I
2	0,3	18,6	18,3	Суглинки и глины	III
3	18,6	25,7	7,1	Алевриты мелкозернистые трещиноватые	IV
4	25,7	32,9	7,2	Уголь п. 73	III
5	32,9	38,6	5,7	Алевриты мелкозернистые	IV-VI
6	38,6	45,7	7,1	Уголь, п. 72	V
7	45,7	52,7	7	Алевриты мелкозернистые	V

продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
8	52,7	57,7	5	Песчаники мелко-среднезернистые	VI
9	57,7	67,9	10,2	Алевролиты мелкозернистые	V
10	67,9	73,9	6	Алевролиты крупнозернистые	VI
11	73,9	86,5	12,6	Песчаники мелко-среднезернистые	VI
12	86,5	92,9	6,4	Алевролиты мелкозернистые	V
13	92,9	97,2	4,3	Уголь п. 71	V
14	97,2	117,4	20,2	Алевролиты мелкозернистые	V
15	117,4	149,9	32,5	Песчаники мелко-среднезернистые	VII
16	149,9	152,9	3	Алевролиты мелкозернистые	V
17	152,9	161,5	8,6	Уголь п. 70-70а	V
18	161,5	171,4	9,9	Алевролиты мелкозернистые	V
19	171,4	191,5	20,1	Песчаники мелко-среднезернистые	VII
20	191,5	200,1	8,6	Алевролиты мелкозернистые	V
21	200,1	208,7	10	Уголь 69 в.п.+н.п.	V
22	208,7	235	26,3	Алевролиты мелкозернистые	V

На данном геологическом разрезе участками осложнения являются интервалы: от 0 до 18,6 м; от 18,6 до 25,7 м. Интервал от 0 до 18,6 м сложен ПРС и суглинками, данный интервал является слабоустойчивым, склонным к размыванию, набуханию.

В интервале от 18,6 до 32,9 м находится зона трещиноватых выветрелых пород. Породы слабоустойчивы и склонны к обрушению и оползанию. В этих условиях процесс бурения осложняется, происходит потеря промывочной жидкости, обвал стенок скважины и прихват бурового инструмента, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

В качестве промывочной жидкости при бурении скважины будут использованы полимерные растворы.

Интервал четвертичных отложений проходится с применением полимерных растворов. Полимерный раствор обладает ингибирующей способностью, что важно при бурении неустойчивых глинистых пород. Адсорбируясь на глинистых частицах, полимер создает малопроницаемые корки, чем препятствует их гидратации и набуханию и тем самым,

создающих длительную устойчивость стенок скважины. Интервал закрепляется обсадными трубами диаметром 89 мм до глубины 20,5 м и тампонируются вязкой глиной по всей длине.

Зону трещиноватых выветрелых пород для предотвращения осложнений также можно проходить с применением полимерных растворов, опытные работы с которыми проводились на поле шахты «Заречная» и участке «Барзасский». Применение полимерных растворов позволяет снизить осевую нагрузку на бурильную колонну, а так же снижает вибрацию бурильных труб, лучше чем глинистый раствор очищает забой скважины от шлама и является экологически чистым продуктом (через 7-10 суток разлагается без нанесения вреда окружающей среде). Для предотвращения осложнений в зоне трещиноватых выветрелых пород будут применены БСС, и дальнейшее бурение будет проходить без смены диаметра.

2.3.3. Этапы разработки конструкции скважины

При проведении разведочных работ проектируется бурение скважины №89 глубиной 235 м (рисунок 6). Бурение предусматривается с применением снаряда со съемным кернаприемником КССК-76. Определяется минимальный диаметр керна (32 мм), обеспечивающий представительное опробование. При применении этого снаряда диаметр скважины составит 76 мм. Данный диаметр сохраняется до проектной глубины.

При конечном диаметре 76 мм, исходя из ассортимента обсадных труб, необходимо производить забурку скважины твердосплавной коронкой диаметром 93 мм с последующей постановкой направляющей обсадной трубы диаметром 89 мм до глубины 20,5 м. Затрубное пространство тампонируется вязкой глиной по всей длине.

Дальнейшее бурение до проектной глубины 235 м осуществляется диаметром 76 мм. Интервал от 18,6 до 35,9 м (+ 3 м ниже зоны трещиноватых выветрелых пород) закрепляется с помощью БСС.

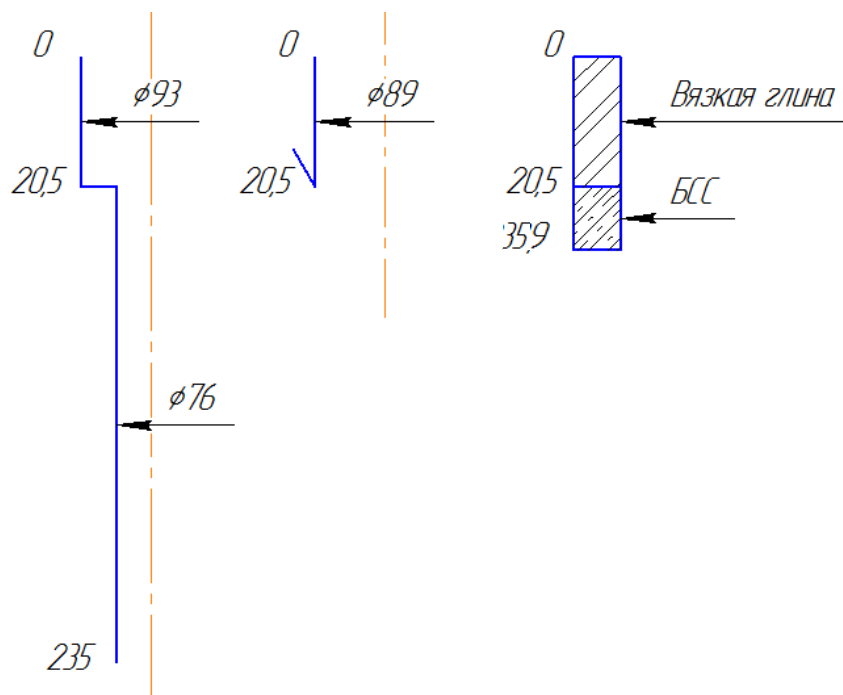


Рисунок 6 – Проектная конструкция скважины

2.4. Выбор буровой установки и бурильных труб

Процесс бурения скважин осуществляется с помощью бурового оборудования, представляющего собой сложный комплекс машин, механизмов и силового привода.

В состав буровой установки входят:

- узлы, механизмы и сооружения для спуска, наращивания и подъема бурильных колонн и для спуска обсадных труб;
- узлы и механизмы для вращения и подачи инструмента;
- механизмы, приспособления и инструмент для механизации спуско-подъемных операций;
- оборудование для промывки (продувки) скважины, приготовления и очистки промывочной жидкости от шлама (при вращательном бурении);

- силовой привод для приведения в действие буровых машин и механизмов.

Буровая установка должна соответствовать климатическим, геологическим и дорожным условиям, запроектированной конструкции скважины и целям бурения. На участке Камышанский Северный при данном геологическом разрезе, способе бурения, схеме очистки забоя скважины, глубине и конечном диаметре скважин, предусматривается применение буровой установки УКБ-5СА.

Самоходная буровая установка УКБ-5СА (пр.1 рис. 1) предназначена для бурения вертикальных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые колонковым способом. Все механизмы установки смонтированы на общей раме, закрепленной на шасси автомобиля «Урал-4320». Установка укомплектована станком СКБ-5113. Также в комплект входит мачта, буровой насос НБ4-160/6,3, труборазворот РТ-1200М, лебедка керноприемника, дизельная электростанция АД-60С. Подъем и опускание мачты, а также жесткая фиксация ее в рабочем положении производится с помощью двух гидроцилиндров. Спускоподъемные операции производятся при помощи полуавтоматического элеватора с работой «на вынос». Укрытие установки, имеющее теплоизоляцию, систему отопления, воздушную завесу крыши проемов обеспечивает возможность эксплуатации её при низких температурах окружающего воздуха, защищает обслуживающий персонал и оборудование от внешних воздействующих факторов. Технические характеристики буровой установки УКБ-5СА приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика буровой установки УКБ-5СА

Наименование параметра или характеристики	Значение параметра или характеристики
Угол наклона к горизонту, градус	90
Наибольшее тяговое усилие на крюке, кН (т.с.)	120 (12,0)
Оснастка талевой системы	1х2
Длина свечи, м	9,5

продолжение таблицы 8

Буровой станок:	СКБ-5113
Глубина бурения номинальная, м:	
– при твердосплавном бурении коронками 93 мм	500
– при алмазном бурении коронками 59 мм	800
Частота вращения шпинделя, об/мин	122; 257; 340; 407; 539; 715; 1130; 1500
Усилие подачи шпинделя, кН (т. с):	
– вверх	88 (5,0)
– вниз	66 (4,0)
Подача инструмента на забой	Гидравлическая
Перехват ведущей трубы	Автоматический
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН (т.с):	
– номинальная	25 (2,5)
– максимальная	40 (4,0)
Промывочный насос	НБ-160/6,3
Подача, л/мин, тах	160
Давление на выходе, наибольшее, МПа (кгс/см ²):	6,3 (63)
Механизм свинчивания-развинчивания бурильных труб	РТ-1200
Максимальный крутящий момент, кгс·м	350
Частота вращения водила, об/мин	73
Диаметр проходного отверстия, мм	205
Источник электропитания	Генератор
Укрытие	каркасное, металлическое, утепленное с остекленными световыми проемами
Мачта Грузоподъемность мачты, т, максимальная	12
Подъем и опускание мачты	гидравлическое
Ходовая база установки	Шасси автомобиля «Урал- 4320-1912-30»
Габаритные размеры установки в рабочем положении, мм, более:	
– длина	9300
– ширина	2860
– высота	14100
Масса установки, кг	17900

2.4.1. Буровой станок

Самоходная буровая установка УКБ-5СА оснащена буровым станком СКБ-5113 (пр. 1, рис.2). Станок предназначен для бурения вертикальных и

наклонных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые вращательным способом.

Станок состоит из рамы, станины, коробки перемены передач, лебедки, вращателя, приводного электродвигателя, тормозов спуска и подъема, гидравлических пульта и блока управления, маслостанции, электрического пульта и шкафа управления.

Технические характеристики бурового станка СКБ-5113 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика бурового станка СКБ-5113

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра
1	2	3
Условная глубина бурения	м	800
Грузоподъемность лебедки на прямом канате:		
– номинальная	кН (кГс)	25 (2500)
– максимальная	кН (кГс)	40 (4000)
Скорость навивки каната на барабан лебедки	м/с	0,81; 1,3; 2,71; 3,61
Частота вращения бурового снаряда (шпинделя) ($\pm 10\%$)	об/мин	122; 257; 340; 407; 539; 715; 1130; 1500
Диапазон углов наклона вращателя к горизонту	град	90 ... 0°
Диаметр проходного отверстия шпинделя	мм	95
Подача инструмента на забой		гидравлическая
Перехват рабочей штанги		автоматический
Число патронов вращателя		2
Длина хода подачи не менее:		
– за ход шпинделя	мм	500
– с учетом автоперехвата		3000
Усилие подачи шпинделя:		
– вниз	кН (тс)	60 (6,0)
– вверх		80 (8,0)
Крутящий момент на вращателе, тах	кН/м (кгс/м)	3,15 (315)
Канатоемкость барабана лебедки при навивке в три слоя	м	36
Тип применяемого каната		Канат 17-Г-1-Н-1770 ГОСТ 3079-80 или другой равноценный
Перемещение станка вдоль рамы	мм	500
Приводной электродвигатель станка:		
электродвигатель		4АМ180М4У3
– мощность	кВт	30
– частота вращения	об/мин	1500

продолжение таблицы 9

Габаритные размеры станка, не более, – длина – ширина – высота	мм	2150
		1070
		1830
Масса станка, не более	кг	2800

2.4.2. Выбор бурильных труб

При использовании снаряда со съемным керноприемником применяются специальные бурильные трубы. Бурильные трубы отличаются внутренней гладкоствольностью, что необходимо для свободного перемещения керноприемника внутри труб.

Бурение скважин будет производиться снарядом КССК-76, поэтому выбираем трубы ТБС КССК-76 (рисунок 7, таблица 10). Тело трубы изготавливаются из стали 36Г2С, замок – сталь 40ХН со следующими механическими свойствами: предел текучести тела – 490 МПа, замка – 686 МПа; относительное удлинение – 12% и 15% соответственно. Резьбовые соединения труб карбонитрированы, что повышает сопротивление усталости. Трубы выпускаются длиной 1,5; 3; 4,5; 6,2 м длиной.

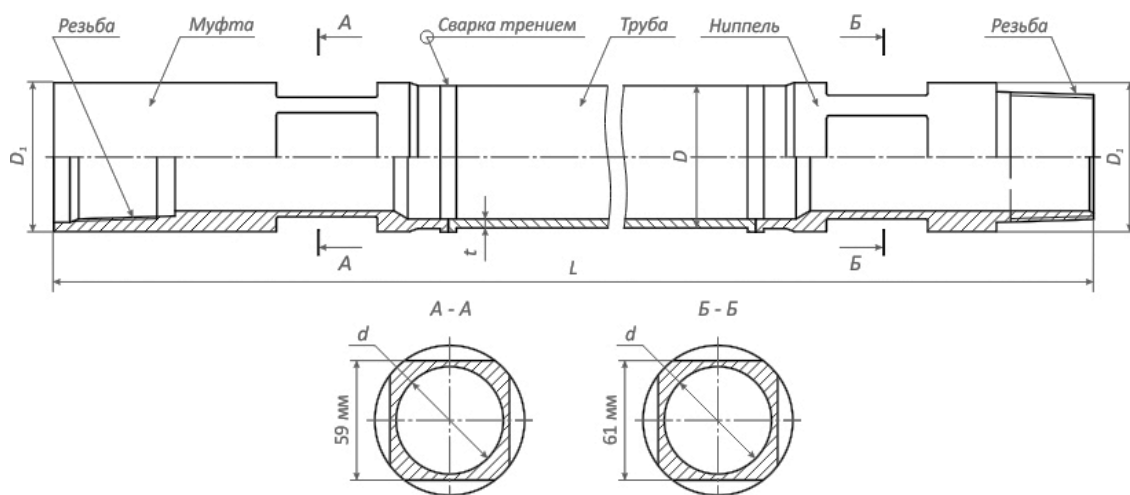


Рисунок 7 – Трубы ТБС КССК-76

Таблица 10 – Техническая характеристика бурильных труб ТБС КССК-76

Обозначение типоразмера	Основные размеры				Длина трубы L, м	Резьба специальная коническая
	Труба		Замок			
	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки S, мм	Наружный диаметр D ₁ , мм	Внутренний диаметр d ₁ , мм		
ТБС КССК-76	70	4,5	73	53	1,5-6,2	СпК-70

Длина свечи бурильных труб зависит от технических характеристик мачты буровой установки. Буровая установка является самоходной, спуско-подъемные операции производятся «на вынос». Учитывая габариты буровой установки и высоту буровой мачты, максимальная длина свечи составит 9 метров с учетом использования труб длиной 3 м.

Для забуривания скважины и бурения четвертичных отложений предусматривается использование бурильных труб СБТН-42 с колонковой трубой ОКС-89.

2.4.3. Буровой насос

Исходя из назначений и условий эксплуатации к буровым насосам предъявляются следующие требования:

- подача насоса должна быть постоянной, независимо от изменения давления в нагнетательной линии и регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;
- насос должен быть приспособлен для работы с абразивно- и маслосодержащими и химически обработанными промывочными жидкостями различной плотности;
- мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода гидравлических забойных двигателей;
- насос должен выкачивать из емкостей промывочную жидкость, уровень которой расположен на 3-4 м ниже насоса (при эксплуатации насосов самоходных буровых установок);

- узлы и детали, контактирующие с промывочной жидкостью, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;
- насос должен быть безопасным в эксплуатации, удобным в обслуживании и ремонте в полевых условиях.

В состав буровой установки УКБ-5СА входит буровой насос НБ4-160/6,3 (прил. 1, рис. 3). Технические характеристики бурового насоса приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики бурового насоса НБ4-160/6,3

НБ4-160/6,3	Показатели
Производительность, л/мин	32 / 55 / 88 / 125 / 162
Давление нагнетания:	
– с плунжером диаметром 45 мм	6,3 Мпа
– с плунжером диаметром 70 мм	5,5 Мпа
Приводная мощность	22 кВт
Масса	520 кг
Размеры	1230x830x1470 мм

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

По своему назначению буровой инструмент подразделяется на технологический, вспомогательный, аварийный, специальный. Технологический инструмент – буровой инструмент, при помощи которого осуществляется непосредственно процесс бурения скважины и транспортирования продуктов разрушения. Вспомогательный инструмент предназначен для закрепления стенок скважины и выполнения спуско-подъемных операций. Аварийный инструмент применяется при выполнении работ по ликвидации аварий в скважине. Специальный инструмент предназначен для выполнения специальных работ: тампонирования, искривления скважин и др.

Для бурения применяется колонковый набор со съемным керноприемником КССК-76 (прил. 1, рис. 4).

Колонковый набор разработан для бурения скважин диаметром 76 мм в породах V – IX категорий по буримости различной абразивности, и позволяет извлекать керн из скважины с помощью съемного керноприемника. Применение специальных съемных керногазонаборных снарядов СГН-48 (КГНС), разработанных для комплекса КССК-76, позволяют производить отбор угольных проб и газа. Наличие прорезей на замковых соединениях КССК позволяет использовать обычные средства механизации спускоподъемных операций – серийные полуавтоматические элеваторы и трубооборот РТ-1200М.

Снаряд КССК-76 существенно повышают производительность бурения и улучшают качество отбираемого кернового материала (выход керна до 100%). Повышение производительности бурения достигается главным образом за счет увеличения проходки за рейс без подъема бурильной колонны с забоя при высокой механической скорости. Качество кернового материала улучшается благодаря вращающейся внутренней колонковой трубе и возможности подъема керноприемника в случае самозаклинивания керна. Этот метод способствует также устойчивости стенок скважины и обеспечивает улучшение условий труда буровой бригады вследствие сокращения спуско-подъемных операций.

Комплекс КССК-76 включает в себя: колонковый набор со съемным керноприемником и ловителем; бурильные трубы и соединения; алмазный породоразрушающий инструмент и расширители; лебедка керноприемника; полуавтоматический элеватор с наголовниками; запасные части. Также в комплект входит керногазонаборный снаряд СГН-48 (КГНС).

Характеристики колонкового набора КССК-76 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Техническая характеристика колонкового набора КССК-76 [28]

Параметр	Значение
Глубина бурения, м	3000-3500
Диаметр коронки, мм	76
Внутренний диаметр съемного керноприемника, мм	42
Длина керноприемника, мм	6000
Наружный диаметр бурильной трубы, мм	70
Длина бурильных труб, мм	1500; 3000; 6200
Масса 1 м бурильной трубы, кг	7,35
Режим бурения:	
– максимальная частота вращения, об/мин	1000
– предельная осевая нагрузка, даН	2000
– расход промывочной жидкости, л/мин	30-100
Средний ресурс комплекса, тыс. м	6,0

2.5.1. Проходка горных пород

Основной задачей всех разведочных колонковых скважин является получение представительного керна из толщи полезного ископаемого, поэтому при бурении принимают все меры для получения необходимого количества керна. Успех получения представительного керна в тех или иных геологических условиях зависит от выбора способа бурения, типа забойного инструмента, конструкции бурового снаряда, способа транспортировки продуктов разрушения, качества промывочной жидкости и режима бурения.

2.5.1.1. Бурение твердосплавными коронками

В данном случае целесообразно производить расчет бурения по принятой конструкции скважины для данного геологического разреза. Геологический разрез имеет интервалы осложнений (п. 2.3.2). Забурка скважины производится до 20,5 м диаметром 93 мм. Данный интервал сложен породами III и IV категорий по буримости. Для забурки скважины предусматривается использование коронки СМ-4, для бурения данного интервала используется буровой снаряд ОКС. Техническая характеристика твердосплавной коронки СМ-4 приведена в таблице 13, удельные значения

режимных параметров в таблице 14. Все рассчитанные режимные параметры уточняются и заносятся в таблицу 15.

Таблица 13 – Техническая характеристика твердосплавной коронки СМ-4 и область ее применения [3]

Тип коронки	Категория пород по буримости	Свойства пород	Типичные представители пород	Наружный диаметр D_H , мм	Внутренний диаметр D_B , мм	Число осн. резцов m	Число подрезных резцов
СМ-4	V-VII	Малоабразивные, монолитные и перемежающиеся по твердости	Алевролиты, аргиллиты, глинистые и песчаные сланцы	93	74	9	3

Таблица 14 – Удельные значения режимных параметров для твердосплавной коронки СМ-4 [3]

Коронка	Категория пород по буримости	Число основных резцов m , для коронок диаметров 93 мм	Удельная нагрузка G_y , кН	Окружная скорость V_0 , м/с	Расход ПЖ q_T л/мин на 1см диаметра коронки, D_H
СМ-4	V-VII	9	0,8	1,3	10

Осевая нагрузка на коронку определяется по формуле [3]:

$$G_0 = G_y \cdot m, \quad (6)$$

где G_y – удельная нагрузка, кН; значения которой приведены в таблице 14; m – число основных резцов или вставок в коронке, значения приведены в таблице 14.

$$G_0 = 0,8 \cdot 9 = 7,2 \text{ кН.}$$

Частота вращения коронки определяется по формуле [3]:

$$n = \frac{20 \cdot V_0}{D_C} \text{ об/мин,} \quad (7)$$

где V_0 – окружная скорость вращения коронки (м/с), приведенная в таблице 14; D_C – средний диаметр коронки (м), который определяется по формуле 8 [3].

$$D_C = \frac{D_H + D_B}{2} \text{ мм}, \quad (8)$$

где D_H – наружный диаметр коронки, мм; D_B – внутренний диаметр коронки, мм.

$$D_C = \frac{93 + 74}{2} = 84 \text{ мм},$$

$$n = \frac{20 \cdot 1,3}{0,084} = 309 \text{ об/мин.}$$

Принимая во внимание технические характеристики бурового станка (табл. 9), уточненная частота вращения будет $n = 340$ об/мин.

Расход промывочной жидкости Q (л/мин) определяется из выражения [3]:

$$Q = q_T \cdot D_H, \quad (9)$$

где q_T – расход промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки (л/мин) из табл. 14.

$$Q = 10 \cdot 9,3 = 93 \frac{\text{л}}{\text{мин}}.$$

По производительности бурового насоса (табл. 11) принимаем расход промывочной жидкости $Q = 88$ л/мин.

Сведения по расчету режимных параметров твердосплавными коронками приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Сводные сведения по расчету режимных параметров
твердосплавными коронками

№ п/п	Интервал, м	Порода	Тип ПРИ	Наружный диаметр, D_H , мм	Осевая нагрузка, кН			Частота, об/мин			Расход ПЖ, л/мин		
					удельная G_y	расчетная G_0	уточненная G_0	окружная V_0	расчетная n	уточненная n	q_T л/мин на 1 см D_H	Расчетная Q	Уточненная Q
1	0-20,5	I, III, IV	СМ-4	93	0,8	7,2	7,2	1,3	309	340	10	93	88

2.5.1.2. Бурение алмазными коронками

Бурение от 20,5 до 235 м будет производиться снарядом КССК-76. Геологический разрез представлен переслаиванием песчаников и алевролитов IV-VII категорий по буримости. Средняя категория по буримости – V.

Для бурения выбирается алмазная коронка 17А4, предназначенная для бурения с комплексами КССК-76. Коронка применяется для бурения в породах средней твердости (VI-VIII категорий). Коронка ступенчатая алмазная, имеющая узкую (шириной 7 мм) и относительно высокую (6 мм) ребристую пилотную часть. Промывочная система коронки состоит из четырех сквозных каналов сечением 4х4 мм, которые проходят через всю алмазосодержащую матрицу, и восьми каналов сечением 4х3 мм, пересекающих только наружные ступени. При такой конструкции уменьшается общая опорная поверхность коронки, а ее ступенчатая часть разделяется на своеобразные зубья, армированные алмазами. Большое число каналов обеспечивает равномерное прохождение потока жидкости по всей наружной поверхности коронки. Техническая характеристика коронки 17А4 представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Техническая характеристика коронки 17А4 [3]

Тип	Диаметр, мм		Форма рабочего торца	Масса алмазов, кар	Твердость матрицы, HRC	Кат. пород по буримости
	наружный	внутренний				
17А4	76	40	многоступенчатая	15,1-22	25-35	VI-VIII

Режимы бурения коронками 17А4 комплексами КССК-76 приведены в таблице 17 [3].

Таблица 17 – Режимы бурения КССК-76 коронками 17А4 [3]

Типоразмер комплекса	Тип коронки	Частота оборотов п, об/мин	Осевая нагрузка Goc, кН	Расход жидкости Q, л/мин
КССК-76	17А4	400-600	15-20	30-100

В трещиноватых породах режимы бурения (окружная скорость и осевая нагрузка) снижаются на 20-30% [3]. Интервалы трещиноватых пород приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Трещиноватые породы геологического разреза, где необходимо снижение режимов бурения на 20-30%

п/п	Мощность			Название горных пород, краткая характеристика	Кат. по буримости
	от	до	всего		
3	18,6	25,7	7,1	Алевриты мелкозернистые трещиноватые	IV

При бурении скважин в монолитных или слаботрещинчатых породах VII-IX категорий по буримости увеличение частоты оборотов коронки обеспечивает более интенсивное приращение механической скорости, чем увеличение удельной нагрузки [3].

Исходя из рекомендаций [3], технических характеристик станка СКБ-5113 (табл. 9), бурового насоса НБ4-160/6,3 (табл. 11), режимов бурения КССК-76 коронками 17А4 (табл. 16), принимаем режимные параметры, которые приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Режимные параметры бурения алмазной коронкой 17А4

п/п	Интервал	Характеристика породы	Категория	Тип ПРИ	Частота, об/мин	Осевая нагрузка, кН	Расход ПЖ, л/мин
1	20,5-25,7	Зона трещиноватых выветрелых пород	IV	17А4	340	12	55
2	32,9-38,6	Устойчивые	V		407	15	55
3	45,7-52,7		V				
4	52,7-57,7		VI				
5	57,7-67,9		V				
6	67,9-86,5		VI				
7	86,5-92,9		V				
8	97,2-117,4		V				
9	117,4-149,9		VII		539	18	55
10	149,9-152,9		V		407	15	55
11	161,5-171,4		V				
12	171,4-191,5		VII		539	18	55
13	191,5-200,1		V		407	15	55
14	208,7-235		V				

2.5.2. Технология бурения по полезному ископаемому

Одним из показателей качества геологоразведочных работ является количество кренового материала. Для качественной встречи угольного пласта и отбора керна необходимо разработать специальные мероприятия.

1. Опираясь на вид полезных ископаемых и на выход керна, полезные ископаемые можно отнести к II классу по трудности получения керна (таблица 20).

Таблица 20 – Решаемые геологические задачи и критерии оценки качества креновых проб [3]

Класс	Геологическая задача, целевое назначение бурения скважин	Требования к креновому материалу
II	Получение полной геологической информации при разведке месторождений твёрдых полезных ископаемых любого генезиса	80-90% выход керна от углубки за рейс

2. Для данных геолого-технических условий, наиболее рациональным и целесообразным выбором являются снаряды со съёмным креноприёмником. КССК-76 позволяют получать выход керна до 100 %. Специальный съёмный креногазонаборный снаряд СГН-48 (КГНС) для КССК-76 позволяет производить отбор угольных проб и газа.

3. Длина рейса по углю не должна превышать 1 м. Для качественной встречи угольного пласта, за 5 м до него бурение будет вестись укороченными рейсами. Так же укороченными рейсами проводится бурение почвы пласта. Это необходимо для сохранения физических параметров керна для исследования почвы к оползанию в процессе добычи.

4. Необходима разработка специальных режимов бурения для получения планового выхода керна. При бурении по углю уменьшаются нагрузка на породоразрушающий инструмент, число оборотов бурильного вала, количество подаваемой промывочной жидкости. Режимные параметры при бурении по углю приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Режимные параметры бурения по углю

№ п/п	Интервал	Полезное ископаемое	Категория	Тип ПРИ	Частота, об/мин	Осевая нагрузка, кН	Расход ПЖ, л/мин
1	25,7-32,9	Уголь п. 73	III	17A4	257	5	32
2	38,6-45,7	Уголь, п. 72	V				
3	92,9-97,2	Уголь п. 71	V				
4	152,9-161,5	Уголь п. 70-70а	V				
5	200,1-208,7	Уголь 69 в.п.+н.п.	V				

2.5.3. Техника и технология направленного бурения скважин

Для качественного опробования пласта полезного ископаемого необходимо, чтобы угол встречи скважины β с кровлей пласта был как можно больше (в идеальном случае 90^0). Но это не всегда практически выполнимо и может быть экономически неоправданно. При большом угле встречи выше сохранность структуры керна и его выход.

Отклонение скважин от проектного положения может происходить: вследствие неправильного заложения оси скважины при забурировании или искривления в процессе бурения; причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины

Проектом предусматривается: обеспечение соосности вышки и оси скважины; прямолинейности ведущей трубы и бурильных труб.

Направленное бурение не производится вследствие небольших глубин скважин и малой интенсивности естественного искривления $i = 1,5^\circ/100 \text{ м}$, поэтому все скважины вертикальные. Расчет угла встречи скважины с кровлей пласта произведен в п. 1.5.2.

2.5.4. Обеспечение свойств очистного агента в процессе бурения

В качестве основной промывочной жидкости будут использованы полимерные растворы, опытные работы с которыми проводились на поле шахты «Заречная» и участке «Барзасский» [1].

Из опыта работ на п.ш. «Заречная» и участке «Барзасский» расход химических реагентов необходимых для приготовления полимерных растворов для бурения скважины следующий.

При средней скорости бурения 30 м/сут получим следующие значения:

$$t = \frac{L_{\text{скв}}}{v_{\text{ср.б.}}} = \frac{235 \text{ м}}{30 \text{ м/сут}} = 7,8 \text{ суток}, \quad (10)$$

где t – время бурения скважины, сутки; $v_{\text{ср.б.}}$ – средняя скорость бурения, м/сут.

Разовый расход полиакриламида А20/20 составляет 2кг на 4м^3 технической воды (1 замес).

Суточный расход бурового раствора – 4 замеса, т.е 8 кг полиакриламида ($A = 8 \text{ кг}$) и 16 м^3 технической воды ($B = 16 \text{ м}^3$).

Расход полиакриламида ($R_{\text{п}}$) на скважину глубиной 235 м составит:

$$R_{\text{п}} = A \cdot t = 8 \frac{\text{кг}}{\text{сут}} \cdot 7,8 \text{ сут} = 62,4 \text{ кг}, \quad (11)$$

Расход воды ($R_{\text{в}}$) на скважину глубиной 235 м составит:

$$R_{\text{в}} = B \cdot t = 16 \text{ м}^3 \cdot 7,8 \text{ сут} = 124,8 \text{ м}^3 \quad (12)$$

В качестве оборудования для приготовления промывочной жидкости будут применены металлическая емкость объемом 4 м³ и электрическая винтовая мешалка (прил. 1, рис. 5). Мешалка устанавливается непосредственно на емкости. Принцип работы установки аналогичен миксеру.

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

1 интервал – от 0 до 18,6 м является слабоустойчивым, склонным к размыванию, набуханию. От 0 до 0,3 м интервал сложен ПРС, от 0,3 до 18,6 м – суглинками. Во избежание осложнений в процессе бурения проектом предусматривается изоляция интервала от 0 до 20,5 м колонной обсадных труб, с учетом перебуривания на 1,9 метра (обсадную колонну требуется устанавливать в устойчивых породах). Для бурения данного интервала используется буровой снаряд ОКС с использованием твердосплавной коронки СМ-4.

Перед началом забуривания в точке заложения скважины выкапывают приямок глубиной 0,3-0,5 м для того, чтобы под шпindel можно было завести короткий забурочный снаряд, который соединён с ведущей трубой, проходящей через шпindel станка. При этом ведущая труба в зажимных патронах должна закрепляться строго соосно, в ином случае произойдёт отклонение ствола скважины от заданного направления. После установки забурочного снаряда проверяют правильность положения шпинделя и начинают бурение при небольших осевых нагрузках и минимальной частоте вращения. Забуривание производится «всухую» с подливом воды, рейсами 0,5-1,0 м.

Башмак обсадной колонны устанавливается в алевролиты с полным тампонированием затрубного пространства глиной.

В качестве обсадной колонны будут применены обсадные безнипельные трубы диаметром 89 мм (табл. 22).

Таблица 22 – Основные размеры обсадных безниппельных труб [3]

Наружный диаметр трубы, мм	89
Толщина стенки трубы, мм	5,0
Длина трубы, мм	1500-3500
Масса 1 м трубы, кг	10,36

2 интервал – от 20,5 до 25,7 м находится зона трещиноватых выветрелых пород. Для предупреждения геологических осложнений при проходке ослабленных трещиноватых зон и зон дробления, а также ликвидации поглощений применяется тампонажная смесь ЛП-2 производства ООО НПК «ГЕОТЕХНОЛОГИЯ», г. Санкт-Петербург. Смесь приготавливается на поверхности, а затем доставляется к месту тампонирувания.

Ликвидация поглощения промывочной жидкости тампонажной смесью ЛП-2, при бурении скважин комплексом со съемным керноприемником, производится следующим образом:

- При возникновении поглощения промывочной жидкости остановить бурение, извлечь керноприемник. В случае необходимости (добурить рейс) допускается углубка скважины, но не более чем на 1-2 м от возникновения зоны поглощения. После извлечения керноприемника приподнять снаряд от забоя на 0,3-0,5 м.
- В бурильную колонну установить нижнюю пробку из плотной бумаги. Протолкнуть её на глубину с учетом предполагаемого объёма заливаемой тампонажной смеси.
- В поставляемой таре перемешать тампонажную смесь до однородного состояния.
- Залить в бурильные трубы расчетное количество тампонажной смеси и установить верхнюю пробку.
- С помощью бурового насоса промывочной жидкостью продавить, доставив её в зону поглощения, после чего выключить насос. Сигналом доставки смеси в зону поглощения служит падение давления на манометре до минимального значения.

– Для активации тампонажной смеси и равномерного распределения ее в поглощающем интервале, произвести вращение снаряда с частотой порядка 150 об/мин в течение 2-3 мин без расходки.

– Включить насос и убедиться в восстановлении циркуляции промывки. Продолжить бурение.

Восстановление циркуляции промывочной жидкости после доставки смеси в зону поглощения и перемешивания (активации) ее с буровым раствором происходит в течение 3-5 минут.

Расчетное количество тампонажной смеси ЛП-2 на 1 метр скважины диаметром 76 мм составляет 0,5 литра.

2.7. Проверочные расчеты бурового оборудования

Данные расчетов позволяют сделать выводы о правильности выбора и назначения режима работы бурового оборудования, сделать выводы по оптимизации режима его работы.

2.7.1. Проверочный расчет мощности привода бурового станка

Потери мощности в станке

Затраты мощности для привода бурового станка $N_{ст}$, кВт [6]:

$$N_{ст} = A + B \cdot n, \quad (13)$$

где A – затраты мощности в звеньях силовой кинематики, не зависящие от частоты оборотов шпинделя, $A = 0,7$ кВт; B – коэффициент, учитывающий затраты мощности в звеньях силовой кинематики, $0,0025$ кВт·об⁻¹·мин⁻¹; n – частота оборотов шпинделя, $n = 539$ об/мин.

$$N_{ст} = 0,7 + 0,0025 \cdot 539 = 2,05 \text{ кВт}$$

Мощность на вращение буровой колонны

При высоких частотах вращения (свыше 500 об/мин) [6]:

$$N_{тр} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \left[\frac{(0,9+0,02\delta)}{1+0,013\delta} \right] \cdot \left[\frac{D_d}{(EI)^{0,16}} \right] \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin\theta_{ср}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G \right\}, \text{ кВт} \quad (14)$$

где L – длина буровой колонны, м; $L = 235$ м; K_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности (0,60 – при использовании эмульсионных растворов или антивибрационной смазки); K_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины (каверны желоба, наличие обсадных труб) на затраты мощности: $K_2 = 1,0$ – для нормального геологического разреза; K_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности: 1,0 – для ниппельного соединения; K_4 – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности: $K_4 = 1,1$ – для бурильных труб повышенного качества с ниппельным соединением; K_5 – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение труб о стенки скважины: $K_5 = 1,0$ – для стальных труб; S – средняя кривизна свечи, 0,4 мм/м; δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами, мм; n – частота вращения бурового вала, об/мин (табл. 19); E – модуль продольной упругости бурильных труб, кгс/см; I – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴; EI – жесткость бурильных труб, $E = 2 \cdot 10^6$ кгс/см²; $\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, град; G – усилие подачи, кгс (табл. 19); D_d – наружный диаметр ПРИ, мм (табл. 16).

Экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см⁴:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4) \text{ см}^4, \quad (15)$$

где d – наружный диаметр БТ, см (табл. 10); d_1 – внутренний диаметр БТ, см (табл. 10).

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (7^4 - 6,55^4) = 27,4 \text{ см}^4.$$

Средний зенитный угол:

$$\Theta_{\text{ср}} = (\Theta_0 + L_{\text{скв}} \cdot i/100)/2, \quad (16)$$

где Θ_0 – начальный зенитный угол скважины, $\Theta_0 = 0^\circ$; $L_{\text{скв}}$ – проектная глубина скважины (235 м); i – интенсивность зенитного искривления, $i = 1,5^\circ$.

$$\Theta_{cp} = (0 + 235 \cdot 1,5/100)/2 = 1,76^\circ.$$

Зазор, между стенками скважины и бурильными трубами определяется по формуле:

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_n), \text{ мм} \quad (17)$$

где D – диаметр скважины, мм; d_n – наружный диаметр бурильных труб, мм (табл. 10).

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

$$N_{тр} = 0,6 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,0 \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02 \cdot 3)}{1 + 0,013 \cdot 3} \right] \cdot \left[\frac{76 \cdot 7,35}{(2 \cdot 10^6 \cdot 27,4)^{0,16}} \right] \cdot 539^{1,85} \cdot 235^{0,75} (1 + 0,44 \sin 1,76) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 3 \cdot 539 \cdot 1800 \right\} = 5,83 \text{ кВт.}$$

Мощность на разрушение забоя

Определяется по формуле:

$$N_3 = 2,67 \cdot 10^{-7} \left(\mu_0 + \frac{16,7 \Omega v_{мех}}{n} \right) (D_1 + D_2) G n, \text{ кВт} \quad (18)$$

где μ_0 – коэффициент, характеризующий трение породоразрушающего инструмента о породу (табл. 2.20); Ω – коэффициент, учитывающий физико-технические свойства горных пород и характер их разрушения (табл. 23); $v_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/ч (табл. 24); D_1 и D_2 – наружный и внутренний диаметр коронки, мм (табл. 16).

Таблица 23 – Значения коэффициентов Ω и μ_0 для различных коронок [6]

№ п/п	Тип коронки	Ω	μ_0
1	Алмазная импрегнированная	5,0–8,0	0,05–0,1
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 24 – Значения $v_{\text{мех}}$ для различных пород [6]

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

$$N_3 = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(0,05 + \frac{16,7 \cdot 3,0 \cdot 2}{539}\right) (70 + 40) \cdot 1800 \cdot 539 = 6,72 \text{ кВт.}$$

Расчет затрат мощности на бурение скважин

Данные затрат мощности необходимы при выборе двигателя станка, определении состояния бурильной колонны, при оптимизации конструкции скважины и колонны бурильных труб, расчете допустимых режимных параметров.[6]

$$N_6 = N_{\text{ст}} + N_{\text{тр}} + N_3, \quad (19)$$

$$N_6 = 2,05 + 5,83 + 6,72 = 14,6 \text{ кВт.}$$

Мощность на бурение равна 14,6 кВт, что не превышает мощности выбранной установки (30 кВт).

2.7.2. Расчет мощности привода насоса

Мощность привода насоса рассчитывается по формуле [6]:

$$N = QH/102\eta, \quad (20)$$

где Q – подача бурового насоса, л/мин (табл. 19); H – потери давления в нагнетательной линии, кг/см²; η – общий КПД насоса.

Величина H определяется по формуле:

$$H = \frac{(L+1500)v_{\text{тжс}}}{2g} \left(\frac{\lambda_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} + \frac{\xi}{l} \right), \quad (21)$$

где $d_{\text{тр}}$ – внутренний диаметр бурильных труб, м (табл. 10); 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 подсчитана по формуле:

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \left(Q/d_{\text{тр}}^2 \right), \quad (22)$$

где Q – количество жидкости, подаваемое в скважину, л/мин.

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \left(\frac{55}{0,0655^2} \right) = 0,27 \text{ л/мин.}$$

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

$$Re = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{тр}}}{\gamma}, \quad (23)$$

где γ – кинематическая вязкость жидкости (для применяемой промывочной жидкости $\gamma = 0,785 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

$$Re = \frac{0,27 \cdot 0,0655}{0,785 \cdot 10^{-6}} = 22529$$

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

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \left(\frac{10^{-4}}{d_{\text{тр}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (24)$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \left(\frac{10^{-4}}{0,0655} + \frac{68}{22529} \right)^{0,25} = 0,028.$$

Коэффициент местных сопротивлений ξ определяется по формуле Борда-Карно:

$$\xi = 1,5 \left[\left(d_{\text{тр}}/d_{\text{зам}} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (25)$$

где $d_{\text{зам}}$ – внутренний диаметр ниппеля или замка (табл. 10), м.

$$\xi = 1,5 \left[\left(\frac{0,0655}{0,053} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,42,$$

$$H = \frac{(235 + 1500) \cdot 0,27}{2 \cdot 9,8} \left(\frac{0,028}{0,0655} + \frac{0,42}{1} \right) = 20,26 \text{ кг/см}^2$$

$$N = \frac{55 \cdot 20,26}{102 \cdot 0,8} = 13,66 \text{ кВт.}$$

Необходимая мощность привода бурового насоса составляет 13,66 кВт, что не превышает мощности промывочного насоса поставляемого в комплекте с установкой – 22 кВт.

2.7.3. Проверочные расчеты грузоподъемности мачты

2.7.3.1. Расчет талевой системы

Талевая система – это грузоподъемное устройство, состоящее из кронблока, талевого блока и каната, служащее для увеличения грузоподъемности на крюке при производстве спуско-подъемных операций. Талевая система преобразует вращательное движение барабана лебедки в поступательное перемещение элеватора при подъеме и спуске бурильных и обсадных труб и дает выигрыш в силе за счет уменьшения скорости перемещения элеватора.

Буровая мачта установки УКБ-5СА оснащается талевой системой с неподвижным концом каната конструкции “1Х2” (рис. 8).

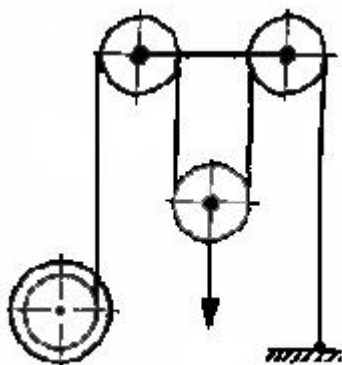


Рисунок 8 – Схема талевой системы буровой установки УКБ-5СА

Необходимо просчитать нагрузку на крюке и сравнить с грузоподъемностью талевой системы УКБ-5СА.

Исходные данные:

- длина колонны, L , м – 235;
- средний зенитный угол θ , град – 1,76;
- удельный вес ПЖ, $\gamma_{ж}$, кгс/см³ – 1,05;
- мощность двигателя, N , кВт – 30;
- коэффициент перегрузки, λ – 1,7;
- максимальная грузоподъемность мачты, t – 12;
- номинальная грузоподъемность лебедки на прямом канате, $Q_{л}$, кгс – 2500;
- тип бурового станка – СКБ-5113;
- время разгона элеватора, t , с – 1,8;
- вес подвижного груза, G , кгс – 203;
- типоразмер бурильных труб – ТБС КССК-76;
- длина свечи, $l_{св}$, м – 9;
- масса 1 м бурильных труб, q , кгс – 7,35;
- удельный вес материала труб $\gamma_{м}$, гс/см³ – 7,85;
- окружная скорость барабана, V , м/с – 0,81; 1,3; 2,71; 3,61.

Нагрузка на крюк определяется весом наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб, весом подвижного (постоянного) груза, в состав которого входят вес талевого блока, элеватора, крюка и т.д. Кроме того, при определении $Q_{кр. \Sigma}$ необходимо учитывать динамические силы, возникающие, в начале подъема снаряда, а также силы сопротивления движению колонны бурильных труб в скважине, обусловленные трением между трубами и стенками скважины, кривизной её ствола и возможностью прихвата бурового снаряда.[6]

$$Q_{кр. \Sigma} = \left[a_1 a_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \cos \theta_{cp} (1 + f \operatorname{tg} \theta_{cp}) + G \right] \left(1 + \frac{v}{gt} \right), \quad (26)$$

где $Q_{кр. \Sigma}$ – нагрузка на крюк, кгс; a_1 – коэффициент, учитывающий увеличение массы труб за счет соединений, $a_1 = 1,05$; a_2 – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме, обусловленные

искривлением скважины, $a_2 = 1,2$; q – вес одного метра бурильной трубы, кГс; L – длина колонны бурильных труб, м; $\gamma_{ж}$, $\gamma_{м}$ – удельный вес жидкости и материала бурильных труб; $\theta_{ср}$ – средний зенитный угол, град; f – коэффициент трения, $f = 0,3$; G – вес подвижной части талевой системы, кГс; v – максимальная скорость подъёма крюка или элеватора, м/с $v = 2$ м/с; t – время разгона крюка, с; g – ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,8$ м/с.

Подставляем значения в формулу (26), и получаем:

$$Q_{кр.Σ} = \left[1,1 \cdot 1,2 \cdot 7,35 \cdot 235 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) \cdot \cos 1,76 (1 + 0,3 \cdot \operatorname{tg} 1,76) + 203 \right] \left(1 + \frac{2}{9,82 \cdot 1,8} \right) = 2498 \text{ кГс.}$$

Для определения ориентировочного значения коэффициента полезного действия находим $Q_{кр.Σ} / Q_{л} = 2498 / 2500 \approx 1$. Его значение выбирается из таблицы 24. $\eta = 0,966$.

Таблица 24 – Ориентировочные значения коэффициента полезного действия талевых систем [6]

$Q_{кр.Σ} / Q_{л}$	1	1,01-2,0	2,01-3,0	3,01-4,0	4,01-5,0	5,01-6,0
η	0,966	0,950	0,934	0,918	0,903	0,880

Грузоподъемность многострунной талевой системы определяется по формуле:

$$Q_1 = \frac{102 \cdot N_0 \cdot \eta \cdot \eta_t \cdot m}{V_1}, \quad (27)$$

где N_0 – номинальная мощность двигателя, кВт; v – скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с; η – коэффициент полезного действия передач от вала двигателя до барабана лебёдки, $\eta = 0,934$; η_t – к.п.д. талевой системы; m – число рабочих струн.

$$\eta_t = \frac{\beta^m - 1}{m \cdot \beta^m (\beta - 1)}, \quad (28)$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика учитывает силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,03-1,04$.

$$\eta_{\tau} = \frac{1,04^2 - 1}{2 \cdot 1,04^2 (1,04 - 1)} = 0,943.$$

Подставим значения в формулу (27), получим:

$$Q_1 = \frac{102 \cdot 30 \cdot 0,934 \cdot 0,966 \cdot 2}{0,81} = 6817 \text{ кГс}.$$

$$Q_1 > Q_{\text{кр.}\Sigma}; 6817 \text{ кГс} > 2498 \text{ кГс}.$$

Данный расчет показал, что схема талевой системы удовлетворяет условиям бурения скважины и перепасовку талевой системы делать не нужно.

2.7.3.2. Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы с неподвижным концом каната, закрепленном к основанию мачты, нагрузка на мачту определяется[6]:

$$Q_0 = Q_{\text{кр}} + 2P_{\text{л}}, \quad (29)$$

где $P_{\text{л}}$ – усилие в лебедочном конце каната, кГс; $Q_{\text{кр}}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии:

$$Q_{\text{кр}} = \alpha_1 q L \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}} \right), \text{ кГс}; \quad (30)$$

$$Q_{\text{кр}} = 1,05 \cdot 7,35 \cdot 235 \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) = 1571,03 \text{ кГс}.$$

$$P_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{кр}} + G}{m}, \text{ кГс}; \quad (31)$$

$$P_{\text{л}} = \frac{1571,03 + 203}{2} = 887,01 \text{ кГс}.$$

Тогда

$$Q_0 = 1571,03 + 2 \cdot 887,01 = 3345,06 \text{ кГс}.$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что нагрузка на мачту в статическом состоянии не превышает грузоподъемность мачты (табл. 8).

2.7.3.3. Определение усилий в ветвях талевой системы

В статическом состоянии

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой [6]:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{кГс}; \quad (32)$$

$$P = \frac{1571,03 + 203}{2} = 887 \text{ кГс.}$$

При подъеме инструмента

Обозначим усилия в рабочих ветвях соответственно P_1, P_2 ; в лебедочном конце каната — $P_{\text{л}}$, в неподвижном конце каната — $P_{\text{н}}$ тогда:

$$P_1 = \frac{P_{\text{л}}}{\beta}, P_2 = \frac{P_1}{\beta} = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^2}, P_{\text{н}} = \frac{P_1}{\beta^{m+1}} \quad (33)$$

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

При этом вес бурового снаряда можно найти из выражения:

$$Q_{кр.\Sigma} = P_{\text{л}} \frac{\beta^m - 1}{\beta^m (\beta - 1)}, \text{кГс.} \quad (34)$$

Откуда:

$$P_{\text{л}} = Q_{кр.\Sigma} \frac{\beta^m (\beta - 1)}{\beta^m - 1}, \text{кГс}; \quad (35)$$

$$P_{\text{л}} = 2498 \cdot \frac{1,04^2 (1,04 - 1)}{1,04^2 - 1} = 1324,4 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{1324,4}{1,04} = 1273,5 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{1324,4}{1,04^2} = 1224,5 \text{ кГс};$$

$$P_{\text{н}} = \frac{1324,4}{1,04^3} = 1177,4 \text{ кГс.}$$

При спуске инструмента

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр.}\Sigma} \cdot \frac{\beta - 1}{\beta(\beta^m - 1)}, \text{кГс}; \quad (36)$$

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{кр.}\Sigma} \cdot \frac{\beta^m(\beta - 1)}{\beta^m - 1}, \text{кГс}; \quad (37)$$

$$P_{\text{л}} = 2498 \cdot \frac{1,04 - 1}{1,04(1,04^2 - 1)} = 1177,4 \text{ кГс};$$

$$P_{\text{н}} = 1765,39 \cdot \frac{1,04^2(1,04 - 1)}{1,04^2 - 1} = 1324,4 \text{ кГс}.$$

Соответственно:

$$P_1 = \frac{1177,4}{1,04} = 1132,1 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{1177,4}{1,04^2} = 1088,6 \text{ кГс};$$

2.7.3.4. Определение нагрузки на мачту при подъеме инструмента

Нагрузка на мачту при подъеме инструмента определяется по формуле:

$$Q_0 = \sum P = P_{\text{л}} + \sum_m P; \quad (38)$$

$$Q_0 = 1324,4 + (1273,5 + 1224,5 + 1177,4) = 4999,8 \text{ кГс}.$$

Максимальная грузоподъемность мачты составляет 12,0 тс, что удовлетворяет всем требованиям безопасного ведения работ.

2.7.3.5. Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производится по статическому разрывному усилию каната R_k , определяемому по формуле [6]:

$$R_k \geq k \cdot Q_{\text{л.макс}}, \quad (39)$$

где k – запас прочности талевого каната, соответствующий требованиям техники безопасности. Для условий бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые $k = 2,5$; $Q_{\text{л.макс}}$ – максимальное усилие,

развиваемое лебедкой на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки приводного двигателя, кГс.

$$Q_{л. max} = \frac{102 \cdot N_0 \cdot \lambda \cdot \eta}{V_{min}}, \quad (40)$$

где λ – коэффициент перегрузки двигателя: для асинхронных электродвигателей $\lambda = 1,6-2,0$; для ДВС $\lambda = 1,1-1,15$; η – коэффициент полезного действия передач от приводного двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,80-0,85$; V_{min} – минимальная скорость навивки каната на барабан лебедки (м/с), $V_{min} = 0,81$ м/с.

$$Q_{л. max} = \frac{102 \cdot 30 \cdot 1,6 \cdot 0,85}{0,81} = 5137,8 \text{ кГс};$$

$$R_k \geq 2,5 \cdot 5137,8 = 12844,4 \text{ кГс}.$$

Для оснастки талевой системы принимаем канат типа ЛК-Р (ГОСТ 2688-80) с разрывным усилием каната $R_k = 14000$ кГс, диаметром каната $D_k = 16,5$ мм, нераскручивающиеся, крестовой свивки.

2.7.3.6. Определение числа свечей поднимаемых на каждой скорости

Для определения количества свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки станками с коробкой переменных передач, необходимо знать:

- скорость подъема крюка для каждой скорости навивки каната на барабан лебедки;
- грузоподъемность лебедки для каждой скорости подъема крюка;
- условный вес одной свечи.

Скорость подъема элеватора на i -ой скорости навивки каната на барабан лебедки определяется по формуле[6]:

$$V_{kpi} = \frac{V_i}{m}, \quad (41)$$

где $v_{кр.i}$ – скорость подъема крюка, м/с; v_i – скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с; m – число рабочих струн талевой системы.

Грузоподъемность талевой системы на i -ой скорости при работе на многострунной талевой системе определяется по формуле (27).

Условный вес одной свечи можно определить из выражения:

$$q_{усл} = \frac{Q_{кр} \cdot l_{св}}{L}, \quad (42)$$

где $Q_{кр\Sigma}$ – нагрузка на крюк при подъеме колонны бурильных труб из скважины, кГс; $l_{св}$ – длина свечи, м; L – длина колонны бурильных труб, м.

$$q_{усл} = \frac{2498 \cdot 9}{190} = 95,67 \text{ кГс.}$$

Скорость подъема элеватора на каждой скорости навивки каната на барабан:

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{0,81}{2} = 0,4 \text{ м/с}; & V_2 &= \frac{1,3}{2} = 0,65 \text{ м/с}; \\ V_3 &= \frac{2,71}{2} = 1,35 \text{ м/с}; & V_4 &= \frac{3,61}{2} = 1,8 \text{ м/с}. \end{aligned}$$

Грузоподъемность талевой системы на каждой скорости:

$$Q_1 = \frac{102 \cdot 30 \cdot 0,934 \cdot 0,966}{0,4} = 690216 \text{ кГс}; \quad Q_2 = \frac{2760,9}{0,65} = 4247,49 \text{ кГс};$$

$$Q_3 = \frac{2760,9}{1,35} = 2045,11 \text{ кГс}; \quad Q_4 = \frac{2760,9}{1,8} = 1533,83 \text{ кГс}.$$

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что подъём бурового снаряда (с весом 2498 кГс) из скважины необходимо начинать с 2-ей скорости лебёдки.

Выбрав необходимую скорость лебедки для начала подъема снаряда из скважины по грузоподъемности талевой системы (это будет 2-я скорость), определяем количество свечей, поднимаемых на этой и последующих скоростях лебедки по формуле:

$$Z_i = \frac{Q_{кр} - Q_{i+1}}{q_{усл}}, \quad (43)$$

где Z_i – число свечей поднимаемых на i -ой скорости; Q_{i+1} – грузоподъемность на следующей скорости, кГс.

$$Z_2 = \frac{2498 - 2045,11}{95,67} = 4,73 \text{ шт.};$$

$$Z_3 = \frac{2045,11 - 1533,83}{95,67} = 5,34 \text{ шт.};$$

$$Z_4 = \frac{1533,83}{95,67} = 16,13 \text{ шт.}$$

Всего свечей:

$$n_{св} = \frac{L}{l_{св}} = \frac{235}{9} = 26,1 \text{ шт.} \quad (44)$$

Принимаем число свечей, поднимаемых на второй скорости $Z_2 = 5$ шт., на третьей скорости $Z_3 = 5$ шт., на четвертой скорости – $Z_4 = 16$ шт.

2.7.4. Проверочный расчет бурильных труб на прочность

Расчет бурильных труб сводится к определению запаса прочности в трех характерных сечениях колонны (верхнее, нижнее, нулевое).

Анализ исходных данных позволяет сделать вывод о том, что колонна БТ в процессе бурения скважин будет работать с дополнительной осевой нагрузкой, т.к. вес колонны (1571,03 кГс), определенный по формуле 30, не превышает оптимальную осевую нагрузку, равную 1800 кГс.

2.7.4.1. Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении

Запас прочности

В верхней части колонна бурильных труб проверяется на статическую прочность. Запас прочности n_{I-I} определяется по формуле [6]:

$$n_{I-I} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_\Sigma \cdot K_K} \geq 1,4, \quad (45)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ (предел текучести для стали 36Г2С составляет 4997 кГс/см²); σ_Σ – суммарное напряжение в верхней части БТ, кГс/см²; K_K – коэффициент концентрации напряжений, $K_K = 1,5$.

Суммарное напряжение согласно теории прочности

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}, \quad (46)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия в верхней части колонны, кГс/см²;
 $\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, определяемое центробежными силами, кГс/см²;
 τ – касательные напряжение, кГс/см².

Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{дон}}{F}, \quad (47)$$

где $P_{дон}$ – дополнительная осевая нагрузка, кГс; F – площадь сечения БТ, см².

$$P_{дон} = P_{ос} - Q_{кр}, \quad (48)$$

где $Q_{кр}$ – полный вес бурового снаряда по формуле 30 (кГс),
 $Q_{кр} = 1571,03$ кГс.

$$P_{дон} = 1800 - 1571,03 = 228,97 \text{ кГс.}$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d^2 - d_1^2), \quad (49)$$

где d – наружный диаметр БТ (табл. 10), см; d_1 – внутренний диаметр БТ (табл. 10), см.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (7^2 - 6,55^2) = 4,79 \text{ см}^2.$$

Исходя из этого рассчитываем по формуле 47 $\sigma_{сж}$:

$$\sigma_{сж} = \frac{228,97}{4,79} = 47,81 \text{ кГс/см}^2.$$

Напряжение изгиба

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}], \quad (50)$$

где E – модуль Юнга, $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$; I – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см^4 ; l – длина полуволны прогиба, см;
 $W_{из}$ – осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы, см^3 ; φ – стрела прогиба, см.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4), \text{ см}^4, \quad (51)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (7^4 - 6,55^4) = 27,4 \text{ см}^4.$$

$$\varphi = \frac{D - d}{2}, \text{ см}, \quad (52)$$

где D – диаметр скважины (табл. 12), см; d – наружный диаметр БТ (табл. 10), см.

$$\varphi = \frac{76 - 70}{2} = 0,3 \text{ см}.$$

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}, \quad (53)$$

где q – вес 1 м бурильных труб, кгс ; g – ускорение силы тяжести, м/с^2 ;
 ω – угловая скорость вращения, с^{-1} .

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \text{ с}^{-1}, \quad (54)$$

$$\omega = \frac{\pi \cdot 539}{30} = 56,44 \text{ с}^{-1}.$$

$$l = \frac{10}{56,44} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 27,4 \cdot 56,44^2}{10^3 \cdot 7,35 \cdot 9,82}} = 6,99 \text{ м}.$$

Длина полуволны прогиба более длины одной трубы, следовательно, по рекомендации Саркисова Г.М. [6], принимаем $l = 3 \text{ м}$.

$$W_{из} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d^4 - d_1^4)}{d}, \text{ см}^3, \quad (55)$$

$$W_{из} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(7^4 - 6,55^4)}{7} = 7,86 \text{ см}^3.$$

Тогда напряжение изгиба по формуле 50:

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 27,4 \cdot 0,3}{300^2 \cdot 7,86} = 229,4 \text{ кгс}.$$

Напряжение кручения

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}, \quad (56)$$

где $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения бурильных труб, см^3 ; $M_{кр}$ – крутящий момент, $\text{кгс} \cdot \text{см}$;

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d^4 - d_1^4)}{d}, \text{ см}^3, \quad (57)$$

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(7^4 - 6,55^4)}{7} = 15,72 \text{ см}^3.$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{N}{n}, \quad (58)$$

где N – полная мощность, кВт:

$$N = N_{от} + N_{рз}, \quad (59)$$

где $N_{от}$ – мощность, затрачиваемая на вращение колонны бурильных труб, кВт (формула 14); $N_{рз}$ – мощность, затрачиваемая на разрушение забоя скважины, кВт (формула 18).

$$N = 5,83 + 6,72 = 12,55 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{12,55}{539} = 2267,85 \text{ кгс} \cdot \text{см}.$$

Тогда напряжение кручения по формуле 56:

$$\tau = \frac{2267,85}{15,72} = 144,26 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем суммарное напряжение по формуле 46:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(47,81 + 229,4)^2 + 4 \cdot 144,26^2} = 400,11 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности в верхней части колонны бурильных труб по формуле 45:

$$n_{1-1} = \frac{4997}{400,11 \cdot 1,5} = 8,33 > 1,4.$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в верхнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.7.4.2. Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении

Запас прочности

Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении сводится к статическому расчету на сложное напряженное состояние. Запас прочности определяется по формуле [6]:

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_\Sigma K_\kappa} \geq 1,7, \quad (60)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ; σ_Σ – суммарное напряжение в нижней части БТ, $\text{кгс}/\text{см}^2$; K_κ – коэффициент концентрации напряжений, $K_\kappa = 1,5$.

Суммарное напряжение согласно теории прочности

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \geq [\sigma_T], \quad (61)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, $\text{кгс}/\text{см}^2$; $\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, $\text{кгс}/\text{см}^2$; τ – касательные напряжение, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{oc}}{F}, \quad (62)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на ПРИ, кгс ; F – площадь сечения БТ, см^2 .

$$\sigma_{сж} = \frac{1800}{4,79} = 375,78 \text{ кГс/см}^2.$$

Напряжение изгиба

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}],$$

где $\varphi = 0,3 \text{ см}$; $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кГс/см}^2$; $I = 27,4 \text{ см}^4$; $W_{из} = 7,86 \text{ см}^3$; l – длина полуволны для сжатой части БТ.

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \text{ м}, \quad (63)$$

где Z (м) находим по формуле 64:

$$Z = \frac{P_{ос}}{q(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}})} = \frac{1800}{7,35(1 - \frac{1,05}{7,85})} = 282,7 \text{ м}. \quad (64)$$

По формуле 2.62:

$$l = \frac{10}{56,44} \sqrt{-0,5 \cdot 282,7 + \sqrt{0,25 \cdot 282,7^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 27,4 \cdot 56,44^2}{10^3 \cdot 7,35 \cdot 9,81}}} = 6,68 \text{ м}.$$

Длина полуволны прогиба более длины одной трубы, следовательно, по рекомендации Саркисова Г.М. Ф[6], принимаем $l = 3 \text{ м}$.

Следовательно, $\sigma_{из}$ верхнего сечения БТ равно $\sigma_{из}$ нижнего сечения БТ:

$$\sigma_{из} = 229,4 \text{ кГс/см}^2.$$

Напряжение кручения

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}},$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент, $\text{кГс} \cdot \text{см}$; $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения БТ.

$$M_{кр} = 97400 \frac{N}{n}, \quad (65)$$

где N – затраты мощности, кВт.

$$N = 1,5 \cdot N_{pz}, \quad (66)$$

где N_{pz} – мощность на разрушение забоя, кВт (формула 2.17).

$$N = 1,5 \cdot 6,72 = 10,08 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{10,08}{539} = 1821,5 \text{ кгс} \cdot \text{см};$$

$$\tau = \frac{1821,5}{15,72} = 115,87 \text{ кгс/см}^2.$$

Суммарное напряжение

Суммарное напряжение определяется по формуле 61:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(375,78 + 229,4)^2 + 4 \cdot 115,87^2} = 648,03 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности

По формуле 60:

$$n_{II-II} = \frac{4997}{648,03 \cdot 1,5} = 5,1 > 1,7.$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в нижнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.7.4.3. Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении

В сечениях колонны, расположенных близко от нулевого сечения, бурильные трубы работают в более сложных условиях. В этих зонах возможно возникновение знакопеременных напряжений и динамических нагрузок за счет действия инерционных сил. Расчет бурильных труб в нулевом сечении ведется на выносливость, так как в этом сечении возникают знакопеременные нагрузки, которые определяются тем, что усилие растяжения переходят в усилия сжатия, кроме того, определённый отпечаток на величину знакопеременных напряжений накладывают изгибающие усилия. Всё это вместе взятое, приводит к “старению” материала, т.е. изменения внутренней структуры материала, который становится

крупнозернистой и сопровождается резким снижением прочностных характеристик [6].

Запас прочности

$$n_{0-0} = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (67)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям; n_{τ} – запас прочности по касательным напряжениям.

Запас прочности по нормальным напряжениям

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{из} K_D} \geq 1,3, \quad (68)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала при изгибе с симметричным циклом, кГс/см²; K_D – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $K_D = 1,5$.

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \cdot [\sigma_T]; \quad (69)$$

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \cdot 4997 = 2048,77 \text{ кГс};$$

$$n_{\sigma} = \frac{2048,77}{229,4 \cdot 1,5} = 5,95 > 1,3.$$

Запас прочности по касательным напряжениям

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\phi}} \geq 1,3, \quad (70)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, кГс/см²; τ_{ϕ} – напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб, кГс/см².

$$\tau_{\phi} = \frac{M_{кр}}{W_{\kappa}}.$$

При определении крутящего момента в нулевом сечении мощность будет равна сумме мощностей на разрушение забоя и на вращение части колонны бурильных труб от забоя до рассчитываемого сечения, то есть:

$$M_{кр} = 97400 \frac{N_z + N_{om}^1}{n}, \quad (71)$$

где N_{om}^1 – мощность на вращение колонны бурильных труб от забоя до нулевого сечения, кВт.

$$N_{6т}^1 = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \left[\frac{(0,9+0,02\delta)}{1+0,013\delta} \right] \cdot \left[\frac{D_d}{(EI)^{0,16}} \right] \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot \right. \\ \left. (1 + 0,44 \cdot \sin \theta_{cp}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G \right\}, \quad (72)$$

$$N_{6р}^1 = 0,6 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,0 \cdot \\ \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02 \cdot 3)}{1 + 0,013 \cdot 3} \right] \cdot \left[\frac{76 \cdot 7,35}{(2 \cdot 10^6 \cdot 27,4)^{0,16}} \right] \cdot 539^{1,85} \cdot \right. \\ \left. \cdot 235^{0,75} (1 + 0,44 \sin 1,76) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 3 \cdot 539 \cdot 1800 \right\} = 5,83 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{6,72 + 5,83}{539} = 2267,85 \text{ кгс} \cdot \text{см};$$

$$\tau = \frac{2267,85}{15,72} = 144,26 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности по касательным напряжениям по формуле 70:

$$n_\tau = \frac{2680}{144,26} = 18,57 > 1,3.$$

Условие прочности выполнено.

Суммарный запас прочности

$$n_{0-0} = \frac{5,95 \cdot 18,57}{\sqrt{5,95^2 + 18,57^2}} = 5,66 > 1,3.$$

Условие прочности выполнено.

2.7.4.4. Определение предельного диаметра керна

При заклинках и срыве керна к бурильным трубам прикладывается большой крутящий момент, он может достичь максимальной величины, если диаметр керна окажется большим или прочность горной породы очень высокой. Поэтому при бурении скважин нужно строго координировать

величину диаметра керна из конкретной горной породы с прочностными характеристиками материала бурильных труб.

Расчетная формула для определения предельного диаметра керна $D_{к.пр.}$, который может быть сорван данными бурильными трубами, изготовленными из материала с известными физико-механическими характеристиками [6]:

$$D_{к.пр.} = \sqrt[3]{\frac{[\tau] \cdot (d^4 - d_1^4)}{d \cdot \tau_6}}, \quad (73)$$

где $[\tau] = 2680 \text{ кГс/см}^2$; $\tau_6 = 280 \text{ кГс/см}^2$.

$$D_{к.пр.} = \sqrt[3]{\frac{2680 \cdot (7^4 - 6,55^4)}{7 \cdot 280}} = 9,15 \text{ см.}$$

Вывод: расчет предельного диаметра керна показал, что данными бурильными трубами может быть сорван керн диаметром до $D_{к.пр.} = 91,5 \text{ мм.}$

2.8. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

В процессе буровых работ возможными видами аварий являются:

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

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

3) Аварии, связанные с обсадными трубами: разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых или спущенных обсадных труб; разрыв труб по телу; падение обсадных труб в скважину; смятие и

протираание обсадных труб; прихваты обсадных колонн при спуске и подъеме; отвинчивание и обрыв башмаков;

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

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

Анализ причин обрывов бурового снаряда сводится к следующим группам:

1) *геологические*: повышенная кавернозность стенок скважины; прилипание бурового инструмента, вывалы породы;

2) *технические*: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;

3) *технологические*: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;

4) *организационные*: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обрывами бурильных труб:

- применение бурильных труб, соответствующих по своей прочности выбранному режиму бурения;

- проведение систематического шаблонирования бурильных труб и осмотра их соединений;

- обеспечение условия складирования и транспортировки бурильных труб, не допускающие их порчу (особенно резьбовых соединений);

- проведение систематической проверки состояния спуско-подъемного инструмента, механизмов для свинчивания и развинчивания труб;

- проведение мероприятий по исключению аномального искривления скважины.

Способы ликвидации с обрывами бурильных труб:

- применение отводных крюков, соединение с отдельными элементами и попытки извлечения их поочередно;

- разбуривание зоны расклинивания до накрытия расклиненного инструмента колонковой трубой, цементация интервала у верхнего конца бурильной колонны с последующим забуриванием нового ствола скважины;

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

Анализ причин прихвата бурового снаряда сводится к следующим группам:

- 1) *геологические*: присутствие в геологическом разрезе пород, склонных к набуханию;

- 2) *технологические*: высокая концентрация глинистых растворов; высокая водоотдача растворов;

- 4) *организационные*: недостаточный контроль за состоянием бурового раствора; неоптимальный подбор режима подачи бурового раствора в скважину.

Меры предупреждения аварий, связанных с прихватами бурильных колонн:

- принятие мер для исключения накопления и оседания шлама в скважине, для чего применять промывочные жидкости, соответствующие условиям бурения, в количестве, достаточном для выноса шлама;

- устройство циркуляционной системы, обеспечивающей очистку раствора;

- производство спуска инструмента в нижней части ствола скважины с промывкой и вращением;

- систематический осмотр бурильной колонны с целью выявления мест утечки промывочной жидкости;
- своевременное перекрытие обсадными трубами зон неустойчивых пород и поглощений;
- подбор промывочной жидкости, способствующей укреплению стенок скважины, и тампонажной смеси для ликвидации поглощений промывочной жидкости;
- проработка ствола скважины в зоне затяжек;
- производства спуска и подъема в этих интервалах вращением и интенсивной промывкой растворами с пониженной водоотдачей;
- принятие мер по исключению оставления бурового снаряда на длительное время на забое или в призабойной зоне при прекращении вращения и промывки.

Меры, предназначенные для ликвидации прихватов:

- ликвидация аварии натяжкой колонны;
- обуривание колонковой трубы.

Анализ причин аварий, связанных с обсадными трубами, сводится к следующим группам:

- 1) *технические*: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;
- 2) *технологические*: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;
- 3) *организационные*: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обсадными трубами:

- проверка обсадных труб перед спуском по диаметру, на целостность резьб и корпуса труб;
- проверка исправности бурового оборудования и спуско-подъемных приспособлений;
- производство кавернометрии скважины;

- облегчение глинистого раствора по возможности;
- принятие мер по исключению вращения обсадных труб и забивания их шламом;

Аварии данного типа ликвидируются применением различных смазок или разогревом обсадных труб с последующим их извлечением, и принятием мер, описанных выше.

Анализ причин аварий, связанных с породоразрушающим инструментом, сводится к следующим группам:

- 1) *геологические*: высокая твердость горных пород;
- 2) *технические*: применение изношенного породоразрушающего инструмента, применение некачественного породоразрушающего инструмента;
- 3) *технологические*: недостаточная подача промывочной жидкости; подбор неоптимальных режимов бурения;
- 4) *организационные*: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

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

- наблюдение за соответствием диаметров при замене породоразрушающего инструмента.

Способы ликвидации аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

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

Анализ причин аварий, связанных со скважинными работами, сводится к следующим группам:

- 1) *геологические*: повышенная кавернозность стенок скважины, вывалы породы;
- 2) *технические*: применение изношенного скважинного оборудования; применение некачественного скважинного оборудования;
- 3) *технологические*: прилипание снаряда в скважине за счет свойств бурового раствора; заклинивание скважинного оборудования за счет угла наклона ствола скважины;
- 4) *организационные*: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием скважинного оборудования.

Меры предупреждения аварий при скважинных работах:

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

- прекращение спуска скважинных приборов при их затяжках, поднятие приборов и повтор проработки скважины.

Способы ликвидации аварий при скважинных работах:

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

2.9. Выбор источника энергии

Для обеспечения энергии, необходимой для снабжения буровой установки, предусматривается применение дизельной электростанции АД-60С мощностью 60 кВт на базе ЯМЗ (прил. 1, рис. 6). АД-60С – электростанция, предназначенная для обеспечения электроэнергией буровой установки, входит в комплект буровой установки УКБ-5СА. Технические характеристики АД-60С приведены в таблице 25. Суммарная мощность основных приводных блоков бурового оборудования не превышает мощности электростанции.

Таблица 25 – Технические характеристики АД-60С (прил. 1, рис. 6)

Наименование параметра	Характеристика параметра
Основная мощность, кВт	60
Резервная мощность, кВт	66
Тип тока	3-фазный
Напряжение, В	400
Частота тока, Гц	50
Расход топлива (75% нагрузки)	14.2 л/ч
Габариты ДЭС, Д х Ш х В, мм	2190 х 1130 х 1600
Масса ДЭС, кг	1870

2.10. Механизация спуско-подъемных операций

Для производства спуско-подъемных операций, укомплектованностью буровой установки УКБ-5СА предусматривается применение труборазворота

РТ-1200М. Технические характеристики труборазворота представлены в таблице 26.

Для подъема и спуска бурильной колонны в скважину, предусматривается применение полуавтоматического элеватора Э-18/50 (прил.1, рис. 7). При производстве спуско-подъемных операций с элеватором, предусматривается применение наголовников для бурильных труб и шарнирных ключей. Технические характеристики элеватора приведены в таблице 27.

Для спуска и подъема керноприемной трубы предусматривается применение лебедки керноприемника. Технические характеристики лебедки приведены в табл. 28. Для производства операций по скручиванию и раскручиванию БТ предусматривается применение бурового вспомогательного инструмента (ключи, патрубки и др.).

Таблица 26 – Технические характеристики труборазворота РТ-1200М

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Максимальный крутящий момент (в момент удара), кгс/м	360
Частота вращения водила (без нагрузки), с ⁻¹	1,2
Время развинчивания и свинчивания одного соединения, с	4
Редуктор: тип передачи передаточное число	двухступенчатый цилиндрическая 19
Привод	электродвигатель
Мощность, кВт	3,2
Частота вращения вала, мин-1	1390
Управление	кнопочное
Диаметр отверстия в корпусе вращателя, мм	205
Габаритные размеры, мм:	
Длина	885
Ширина	495
Высота до верха ограждения	715
Высота до верхней кромки крышки	360
Масса, кг:	
Механизма без вилок	238
Полного комплекта	316

Таблица 27 – Техническая характеристика полуавтоматического элеватора Э-18/50

Наименование	Показатель
Грузоподъемность номинальная, кН	180
Допускаемая кратковременная нагрузка, кН	260
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	70
Размеры, мм: длина	705
диаметр корпуса	220
Масса, кг	55

Таблица 28 – Технические характеристики лебедки керноприемника

Наименование параметра	Характеристика параметра
1.Канатоемкость барабана, м Канат ф5,1мм Канат ф6,9мм	1500 1250
2.Тип каната	Нераскручивающийся крестовой свивки, ГОСТ 2688-80
3.Число скоростей подъема	2
4.Переключение скоростей	Преобразователь частоты ACS 350
5.Частота вращения барабана, мин ⁻¹ (с ⁻¹) 1 скорость 2 скорость	94(1,5) 134(2,2)

продолжение таблицы 28

6. Скорость подъема каната, м/с 1 скорость: На первом слое навивки На втором слое навивки 2 скорость: На первом слое навивки На втором слое навивки	0,98 2,19 1,4 3,13
---	-----------------------------

Укомплектованностью самоходной буровой установки УКБ-5СА не предусмотрено применение свечеприемников. Все спуско-подъемные операции производятся «на вынос», бурильные свечи укладываются на стеллаж для укладки бурильных труб. Для хранения бурильных труб предусмотрены специальные передвижной прицеп с защитными ограждениями для исключения вероятности повреждения бурильных труб.

2.11. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)

Укомплектованностью самоходной буровой установки УКБ-5СА предусмотрено применение контрольно-измерительной аппаратуры «Курс-411». Аппаратура "Курс-411" обеспечивает регистрацию нагрузки на породоразрушающий инструмент или на крюке на суточной диаграмме и отмечает моменты перехвата бурового снаряда, а также обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при уменьшении расхода промывочной жидкости ниже допустимого предела. Технические характеристики аппаратуры «Курс-411» приведены в табл. 29.

Таблица 29 – Технические характеристики аппаратуры «Курс-411»

Наименование	Показатель
Верхние пределы измеряемых параметров:	
Усилие на крюке, кН	80
Осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН	30
Давление промывочной жидкости, МПа	10
Расход промывочной жидкости, л/мин	150, 300
Механическая скорость бурения, м/ч	3, 15

2.12. Монтаж и демонтаж бурового оборудования

Демонтаж бурового оборудования осуществляется после полного проведения буровых работ, ликвидации или консервации скважины. Монтаж производится после перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку. Буровые установки перемещаются своим ходом; жилые вагоны, ДЭС, прицеп с бурильными и обсадными трубами перевозятся при помощи автомобилей УРАЛ.

Предусматривается расчистка площадок под буровые работы. В пределах участка подъездные пути присутствуют.

Все буровое и вспомогательное оборудование размещается на подготовленной площадке. Буровая установка устанавливается от дорог и

зданий на расстоянии не менее чем полуторная длина мачты. Нельзя располагать буровую установку вблизи линий высоковольтных передач. В центре площадки располагаем буровую установку, по бокам буровых мостков стеллажи бурильных и обсадных труб; в непосредственной близости – щит противопожарного инвентаря. Склад для ГСМ располагаем на расстоянии 50 м от буровой установки. Также на площадке располагается жилой вагон-домик и ДЭС. Схема размещения оборудования установки приведена в графической части проекта.

Для подключения жилого вагона-домика от буровой установки проектом предусматривается прокладка низковольтной (220 В) кабельной линии.

Основные мероприятия по оснащению отопления, освещения, устройства грозозащиты, заземления и расположения, и состава противопожарного инвентаря приведены в главе 3.

Монтаж бурового оборудования производит буровая бригада под руководством старшего бурового мастера в строгом соответствии с инструкцией по эксплуатации буровой установки и правилам техники безопасности.

После монтажа бурового оборудования производится проверка оборудования и инструктаж рабочего персонала. Работы по бурению скважины могут быть начаты только на законченной монтажом буровой установке при наличии геолого-технического наряда и при оформлении акта о приеме буровой установки в эксплуатацию.

2.13. Ликвидация скважин

По окончании бурения и исследований в скважинах предусматривается ликвидационное тампонирующее, обеспечивающее устранение проникновения в скважину поверхностных и подземных вод, а также предотвращение загрязнения водоносных горизонтов после извлечения обсадных труб.

Ликвидационному тампонированию подлежат разведочные скважины, законченные бурением и прокаrotированные. Извлечение обсадных труб производится гидравликой бурового станка. Ликвидационный тампонаж скважин будет проводиться методом сплошной цементной заливки. Четвертичные отложения забутовываются глиной.

Коренные породы тампонируются раствором базового тампонажного портландцемента ПЦТ (ГОСТ 1581–85). Технические характеристики тампонажного портландцемента ПЦТ приведены в табл. 30.

Таблица 30 – Технические характеристики тампонажного портландцемента ПЦТ

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

Четвертичные отложения будут тампонироваться бентонитовой глиной с установкой на устье скважины деревянного репера, длина которого будет составлять 3 м, из них 2 м опускаются в скважины и утрамбовываются глиной. На репере выжигается номер скважины.

Рекультивация буровых площадок предусматривает расчистку от порубочных остатков, использования в качестве топлива, расчистку от бытовых и технических отходов.

3. Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ

Участок недр «Камышанский Северный» расположен на территории Прокопьевского муниципального района Кемеровской области.

По географическому положению участок Камышанский Северный расположен в лесостепной ландшафтной зоне на водоразделе рек Талда и Нижняя Тыхта. Рельеф участка расчленен поперечными участку логами и долинами ручьёв, которые направлены в долину реки Талда. Абсолютные отметки дневной поверхности в пределах участка изменяются от +300 до +380 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, со значительной амплитудой среднемесячных температур, холодной длительной зимой и жарким летом. Среднегодовая температура воздуха равна $+0,3^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков – 514 мм.

3.1. Производственная безопасность

Безопасные условия труда на буровой обеспечиваются согласно следующим нормативным документам: «Трудовому кодексу» от 2003 года, согласно которого к буровым работам допускаются лица мужского пола, не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и имеющие квалификацию для ведения данного вида работ.

Во время проведения запроектированных работ люди подвергаются воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимаются явления, процессы и объекты, способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека. Эти опасности принято называть опасными и вредными производственными факторами.

Все рабочие перед выездом на полевые работы сдают экзамены по технике безопасности. Не сдавшие экзамены к полевым работам не допускаются. Рабочие, принимаемые на полевые работы, также проходят курс обучения и получают инструктаж по технике безопасности (вводный и на рабочем месте). Обучение и инструктаж фиксируются в специальном журнале. Повторный инструктаж рабочих проводится не реже одного раза в квартал.

При неправильной организации труда и несоблюдении технологии возможно травмирование работников и возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары, ожоги. Также возможно получение травмы из-за следующих причин: климатические условия, шум, вибрация, освещение, запыленность и загазованность.

Таблица 31 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении разведочных работ

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
Полевой	1. Транспортировка и монтаж-демонтаж оборудования 2. Бурение скважин и вспомогательные работы	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов 2. Электрический ток. 3. Пожаро-опасность	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Тяжесть физического труда 3. Превышение уровней шума и вибрации 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ 12.2.062-81.[10] ГОСТ 12.2.003-91.[11] ГОСТ 12.1.030-81.[12] ГОСТ 12.1.038-82.[13] ГОСТ 12.1.004-91.[14] НПБ 105-03.[15] ГОСТ 12.1.010-76.[16] 12.0.003-74.[17] СанПиН 2.2.4.548-96.[18] Р 2.2.2006-05.[19] СНиП 23-05-95.[20] ГОСТ 12.1.003–83.[21] ГОСТ 12.1.012-90. [22] ГОСТ 17.1.313-86. [23] ГОСТ 17.2.1 03-84. [24] ГОСТ 17.4.3.04-85. [25]

3.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

3.2.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ используются буровые станки СКБ-5113 и автомобильный транспорт различного назначения (Урал-4320, УАЗ-3741), в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [10] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры (см. таблицу 32) и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону.

Таблица 32 – Размеры и диаметры ограждений (ГОСТ 12.2.062 – 81) [10]

Диаметр окружности, вписанной в отверстие решетки (сетки), мм	Расстояние от ограждения до опасного элемента, мм
До 8	Не менее 15
Св. 8 до 10	Св. 15 до 35
" 10 " 25	" 35 " 120
" 25 " 40	" 120 " 200

При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [11].

3.2.2. Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов (трубы, кувалды, ключи, и др.)

Этот опасный фактор необходимо учитывать при проведении опробовательских работ, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов, таких как зубило, молоток и кайло. Также острые кромки имеют кернорватели, изношенные трубы в резьбовых соединениях.

Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются, соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами: работать в специальной одежде и перчатках (табл. 33.), соблюдение формы одежды (все пуговицы на спец. одежде должны быть застегнуты, полы одежды не болтаются), периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Буровая бригада должна быть снабжена средствами индивидуальной защиты, представленной в табл. 33.

Таблица 33 – Индивидуальные средства защиты

Наименование средств защиты	Нормативный документ
Каски	ГОСТ Р 12.4.207-99 ССБТ
Кирзовые сапоги	ГОСТ 26166
Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75
Костюм х/б	ГОСТ 27652
Защитные очки	ГОСТ 12.4.013
Респиратор ШБ-1 «Лепесток»	ГОСТ 12.4.028

3.2.3. Электрический ток

Электрические травмы – это местные поражения тканей и органов. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате непроизвольных судорожных сокращений мышц при протекании тока, а также электроофтальмия – воспаление глаз в результате воздействия ультрафиолетовых лучей электрической дуги.

Буровая работает от ДЭС, так как для работы станка, насоса, лебедки и пр. необходим электрический ток.

Воздействие тока на человека:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи);
- электрический удар;
- протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [3], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель,

соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5 м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить на менее чем два исполнителя.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок (переносные указатели напряжения, токоизмерительные клещи, брезентовые рукавицы и т.п.);
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Для защиты от поражения электрическим током используется система заземления, которая представляет собой контур шнуровых заземлений. Общее сопротивление заземления не должно превышать 4-х Ом для обеспечения безопасности работ. Для защиты от разрядов статического электричества, необходима спецодежда и средства индивидуальной защиты для безопасной работы в полевых условиях.

Защитное заземление – преднамеренное соединение с землей металлической конструкции не токоведущих частей, которые в случае аварии могут оказаться под напряжением. **Допустимое сопротивление контура заземления $R_0 \leq 4$ Ом.**

Расчет заземления (ГОСТ 12.1.030-81 [12]):

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле:

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (74)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, $\rho = 200$ Ом·м (поскольку отсыпка на скважине ведется с использованием преимущественно песков, поверхностного слоя грунта и глин);

- песок с $\rho=300$ Ом*м, 60% в теле насыпи;
- глина с $\rho=60$ Ом*м, 20% в теле насыпи;
- почвенный слой с $\rho=50$ Ом*м, 20% в теле насыпи.

Тогда:

$$\rho = (300 \cdot 60 + 60 \cdot 20 + 50 \cdot 20) / 100 = 200 \text{ Ом*м.}$$

l – длина электрода, $l = 2,5$ м;

d – диаметр электрода, $d = 0,05$ м;

h – расстояние от середины электрода до поверхности земли, $h = 2$ м.

$$R_T = 0,366 \frac{200}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 62,7 \text{ Ом.}$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле:

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_d \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (75)$$

где $\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранировки труб (электродов), $(0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9)$;

η_c – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока,

$\eta_c = 2$.

$$n = \frac{62,7 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 57.$$

Принимается 57 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формуле:

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (76)$$

где l_n – длина соединительной полосы, м; h_n – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (n-1) \cdot 2l \cdot 1,05, \quad (77)$$

$$l_n = (57-1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 294 \text{ м.}$$

По формуле (74):

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{200}{294} \cdot \lg \frac{2 \cdot 294^2}{0,8 \cdot 0,04} \cdot 2 = 3,35 \text{ Ом.}$$

Находится общее заземление контура по формуле:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (78)$$

где $\eta_{ЭП}$ – коэффициент экранировки полосы, $\eta_{ЭП} = 0,15$.

$$R_K = \frac{1}{\frac{0,55}{62,7} \cdot 57 + \frac{0,15}{3,35}} = 1,83 \text{ Ом.}$$

Расчётное сопротивление контура меньше допустимого сопротивления 4 Ом, что соответствует требованиям.

3.2.4. Пожарная опасность

Причинами возникновения пожаров являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса (ГОСТ 12.1.004-91 [14]).

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Для быстрой ликвидации возможного пожара буровая бригада должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (порошковый или пенный);
2. Ведро пожарное;
3. Топоры;
4. Ломы;
5. Ящик с песком емкостью 0,5 м³;
6. Бочку с водой на 250-300 л.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Согласно НПБ 105-03 [15]: по взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания – на категории А, Б, В, Г и Д.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории А_н, Б_н, В_н, Г_н и Д_н. Категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий определяются для наиболее неблагоприятного в отношении пожара или взрыва периода исходя из вида находящихся в аппаратах и помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, особенностей технологических процессов.

Определение пожароопасных свойств веществ и материалов производится на основании результатов испытаний или расчетов по стандартным методикам с учетом параметров состояния (давления, температуры и т.д.). Буровая относится к категории D_n (так как присутствуют/хранятся, перерабатываются, транспортируются в основном негорючие вещества или материалы в холодном состоянии и по перечисленным выше категориям она не относится к категориям A_n , B_n , V_n , G_n).

При проведении полевых работ должны быть приняты меры, обеспечивающие пожарную безопасность в лагере, а также направленные против возникновения лесных и полевых пожаров. Около 90 % лесных и полевых пожаров возникает из-за неосторожного обращения людей с огнем (при курении, от непотушенных костров), от искр, вылетающих из выхлопных труб автомобилей, проведения палов – выжигание травы на лесных полянах, прогалинах и т.д. наибольшей склонностью к возгоранию обладают хвойные леса, сухие торфяники и травостой.

Запрещается разводить костры в хвойных молодняках, старых горельниках, на участках поврежденного леса (ветровал, бурелом), торфяниках, в местах с посохшей травой и под кронами деревьев, а допускается – на площадках, окаймленных минерализованной (очищенной до минерального слоя почвы) полосой шириной не менее 0,5 м. Уходя, костер необходимо тщательно засыпать землей или залить водой до полного прекращения тления.

В лесу не разрешается бросать горящие спички, окурки, вытряхивать из курительных трубок горячую золу, употреблять при охоте пыжи из легковоспламеняющихся и тлеющих материалов, оставлять промасленный или пропитанный бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал, заправлять горючим топливом баки машин при работе двигателей, использовать машины с неисправной системой питания

двигателя горючим, а также курить или пользоваться открытым огнем вблизи заправляемых горючим машин.

Система организационных и технических мероприятий, а также средств по предупреждению пожаров установлена системой государственных стандартов ГОСТ 12.1.004 – 91[5] и ГОСТ 12.1.010 – 76 [16].

3.3. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

3.3.1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе (по ГОСТ 12.0.003-74)

Оптимальный микроклимат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма.

Работы будут производиться круглогодично. Буровые работы связаны с постоянной работой на открытом воздухе. Для защиты персонала от погодных явлений буровая установка должна быть оснащена подсобными помещениями.

В летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева предусматривается сооружение навеса (натягивается тент на буровую). Использование сезонной одежды, головных уборов, а также предусматривается сооружение навеса в жаркое время и теплых помещений в холодную и дождливую погоду.

В жаркие, солнечные дни, рабочие будут в одежде (из хлопчатобумажной или льняной ткани) и в головном уборе. Также для профилактики неблагоприятного влияния высокой температуры воздуха будут соблюдаться рациональное питание и правильный питьевой режим. В зимнее время работники будут обеспечены комплектом спецодежды.

3.3.2. Отклонение показателей микроклимата в помещении (по ГОСТ 12.0.003-74)

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются: температура воздуха; температура поверхностей, относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

Одним из необходимых условий нормальной жизнедеятельности человека является обеспечение нормальных метеорологических условий в помещениях, оказывающих существенное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В рабочей зоне производственного помещения (буровая) должны быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические параметры. Оптимальные параметры микроклимата обеспечиваются системами кондиционирования воздуха, а допустимые – обычными системами вентиляции и отопления. Оптимальные параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 34.

Согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96 [18] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

Таблица 34 – Оптимальные параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96) [18]

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Температура поверхностей, $^{\circ}\text{C}$	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб	21–23	20–24	60–40	0,1
	Іа	19–21	18–22	60–40	0,2
Тёплый	Іб	22–24	21–25	60–40	0,1
	Іа	20–22	19–23	60–40	0,2

- К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.
- К категории Pa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151-200 ккал/ч (175-232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

Человек чувствует себя хорошо и наиболее работоспособен, если температура окружающей среды находится в пределах 22 °С.

Во всех производственных и вспомогательных помещениях предусмотрена естественная вентиляция. Вентиляция создаёт условия воздушной среды, благоприятные для здоровья и самочувствия человека, отвечающие требованиям технологического процесса.

При небольшой загрязненности воздуха приток воздуха в буровое здание осуществляется при помощи естественной вентиляции.

В зимний период для поддержания микроклимата в помещениях используется отопительное оборудование: калориферы, обогреватели.

3.3.3. Тяжесть физического труда

Тяжесть физического труда наиболее всего проявляется при проведении работ по опробованию рудных ТВД. Основным при выполнении данного вида работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха.

Нормы предельно допустимых нагрузок для мужчин при подъеме и перемещении тяжестей вручную согласно Р 2.2.2006-05 [19]. И включает в себя следующие требования: при подъеме и перемещении тяжестей предельно допустимая масса груза составляет 30 кг; при подъеме и перемещении груза массой более 30 кг, а также при подъеме грузов на

высоту более 1,5 м необходимо использовать средства механизации. При перемещении грузов на тележках или в контейнерах прилагаемое усилие не должно превышать 30 кг на одного рабочего. В исключительных случаях допускается производить вручную погрузку (выгрузку) груза массой 60 кг при помощи двух рабочих

3.3.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны (по ГОСТ 12.0.003-74)

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Применение на рабочих местах одного местного освещения не допускается. Общее же равномерное освещение применяется для тех помещений, где работа производится по всей площади, и нет необходимости в лучшем освещении отдельных участков.

Система общего локализованного освещения применяется тогда, когда в производственном помещении есть участки, на которых проводятся работы с высоким зрительным напряжением.

Система комбинированного освещения применяется в помещении, где выполняются точные зрительные работы; в случае необходимости определённого, изменяемого в процессе работы направления света, а так же в помещениях с не высокой плотностью распределения рабочих мест.

При выборе расположения светильников необходимо руководствоваться двумя критериями:

- обеспечение высокого качества освещения, ограничение ослеплённости и необходимой направленности света на рабочие места;
- наиболее экономичное создание нормированной освещенности.

В тех случаях, когда одного естественного освещения недостаточно, устраивают совмещенное освещение. При этом дополнительное искусственное освещение применяют не только в темное, но и светлое время

суток. Для искусственного освещения помещений следует использовать светильники с люминесцентными лампами общего освещения – РНЛ-20, РНЛ-80. Для исключения засветки экранов дисплеев прямыми световыми потоками светильники общего освещения располагают сбоку от рабочего места, параллельно линии зрения оператора и стене с окнами.

На буровой применяется искусственное и естественное освещение. Источниками света являются лампы накаливания. Буровые должны быть оборудованы пылеводонепроницаемыми светильниками. Искусственное освещение буровой установки осуществляется под напряжением 12В.

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Нормы искусственного освещения приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95 [20])

Место освещения	Освещенность, лк	Место установки	Число светильников	Мощность светильников, Вт
Рабочие места у бурового станка	40	Сбоку от механизмов на высоте 2,2–2,5 м	2	200
Щиты контрольно-измерительных приборов	50	Перед приборами	1	100
Буровой насос	25	Над насосом	1	200
Зумпф, лестница, подход к буровой	10	На высоте 2,0–2,5 м	3	100

3.3.5. Превышение уровней шума и вибрации (по ГОСТ 12.0.003-74)

Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками (станками, буровыми насосами и дизельной электростанцией). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются

согласно ГОСТ 12.1.003–83 [21]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука ГОСТ 12.2.003–91 [21]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

Для уменьшения шума, согласно ГОСТ 12.1.003–83 [21], на буровом и вспомогательном оборудовании будут применены звукопоглощающие кожухи, против шумные подшипники, глушители, ежесменное смазывание трущихся поверхностей, а также будут использоваться средства индивидуальной защиты: наушники, беруши.

Вибрация ГОСТ 12.1.012-90 [22] в бурении возникает при спускоподъемных операциях от работающих двигателей (бурового станка, лебедок, насосов, миксеров). Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Различают местную и общую вибрацию. Общая вибрация наиболее вредна, чем местная. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Профилактика вибрационной болезни включает в себя ряд мероприятий технического, организационного и лечебно-профилактического характера.

Защита от вибрации включает в себя организационные, технические и медико-профилактические мероприятия. Гигиенические нормы уровней виброскорости приведены в таблице 37.

К организационным мероприятиям относится ограничение времени воздействия вибрации для лиц виброопасных профессий, разработка внутреннего режима труда, реализуемого в технологических процессах. Режим труда должен устанавливаться в показателе превышения вибрационной нагрузки на оператора не менее 1дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза). При показателе превышения более 12дБ запрещается проводить работы и применять машины, генерирующие такую вибрацию ГОСТ 12.1.012-90.

Таблица 37 – Гигиенические нормы уровней виброскорости
ГОСТ 12.1.012-90 [22]

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109
Общая транспортная:											
вертикальная	132	123	114	108	107	107	107	—	—	—	—
горизонтальная	122	117	116	116	116	116	116	—	—	—	—

Для борьбы с вибрацией на буровой установке устанавливаются виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

3.4. Экологическая безопасность

Важнейшее место в создании здоровых и безопасных условий труда, снижение трудоёмкости процессов и повышение культуры производства занимает выполнение мероприятий по охране труда, промышленной и экологической безопасности.

Соблюдение стандартов качества, промышленной экологической безопасности является обязанностью всех сотрудников компании и подрядных организаций ГОСТ 17.1.313-86 [23], ГОСТ 17.2.1. 03-84 [24], ГОСТ 17.4.3.04-85 [25].

Земельные участки

1. По окончании бурения скважины должна быть проведена рекультивация – комплекс мероприятий, направленных на восстановление земельных отводов, нарушенных производственной деятельностью, для дальнейшего землепользования.

2. Необходимо проводить горнотехническую и биологическую рекультивацию.

3. Горнотехническая рекультивация включает в себя подготовку освобождающейся от буровых работ территории для дальнейшего землепользования:

- отработанный глинистый раствор вывозится для дальнейшего использования на других скважинах и регенерируется;
- оборудование и железобетонные покрытия демонтируются и вывозятся;
- перекрытия амбаров для сброса шлама и нефти засыпаются слоем грунта не менее 0,6 м;
- земельные отводы, нарушенные производственной деятельностью, покрываются почвенным слоем и дерном;
- откосы в горных местностях укрепляются битумными эмульсиями, силикатными слоями, плетнями и засыпаются привозным грунтом слоем не менее 0,1 м.

Биологическая рекультивация предполагает мероприятия по восстановлению плодородия нарушенных земель, их озеленение и возвращению в сельскохозяйственное и лесное пользование.

Проектирование и проведение работ по рекультивации осуществляется в соответствии с инструкциями или техническими условиями,

согласованными с местными сельско-, лесо- или водохозяйственными органами.

Водные ресурсы

С целью охраны водного и животного мира не допускается химический отлов рыбы, отстрел птицы и зверя.

Дизельные станции, гаражи и мастерские для ремонта техники планируются, покрываются подушкой из гравия и песка, снабжаются поддонами для сбора ГСМ. Склад ГСМ будет удален от реки, окопан и огорожен. Емкости для перевозки ГСМ снабжаются поддонами и герметически закрываются.

Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся за базу.

Лесные ресурсы

При производстве работ будут максимально использованы старые дороги. Возмещение ущерба лесхозу предусмотрено сметой. Расчистка площадок, трасс подъездных путей и профилей будет производиться бензопилами. Ценная древесина уйдет на строительство, а не кондиция будет использована в качестве дров. Для предотвращения пожаров весь персонал инструктируется о безопасности ведения работ в лесу, автотранспорт, тракторная техника оборудуются искрогасителями. Особое внимание уделяется соблюдению предосторожностей при разведении костров и дымокуров. Порубочные остатки уничтожаются только в пожаробезопасный период.

Таблица 38 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
Земля, земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин

3.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Лесные пожары - до 80% возникают из-за нарушения населением мер пожарной безопасности при обращении с огнем в местах труда и отдыха, а также в результате использования в лесу неисправной техники.

По характеру пожары подразделяются на низовые, подземные и верховые. Чаще всего происходят низовые пожары - до 80% от общего количества. В этом случае огонь распространяется только по почвенному покрову, охватывая нижние части деревьев, траву и выступающие корни.

При верховом беглом пожаре, который начинается только при сильном ветре, огонь продвигается обычно по кронам деревьев "скачками". Ветер разносит искры за несколько десятков, а то и сотни метров. Пламя движется со скоростью 15-20 км/час.

Захлестывание кромки пожара – самый простой и вместе с тем достаточно эффективный способ тушения слабых и средних пожаров. Для этого используют пучки ветвей длиной 1-2 м или небольшие деревья, преимущественно лиственных пород. Группа из 3-5 человек за 40-50 мин может погасить захлестыванием кромку пожара протяженностью до 1 км.

В тех случаях, когда захлестывание огня не дает должного эффекта, можно забрасывать кромку пожара рыхлым грунтом. Безусловно, лучше, когда это делается с помощью техники.

Для того чтобы огонь не распространялся дальше, на пути его движения устраивают земляные полосы и широкие канавы. Когда огонь доходит до такого препятствия, он останавливается: ему некуда больше распространяться.

Не исключена ситуация, когда огонь все больше и больше приближается к буровой или населенному пункту, расположенному в лесу. Главное – эвакуировать основную часть населения. Вывод или вывоз людей производят в направлении, перпендикулярном распространению огня. Двигаться следует не только по дорогам, а также вдоль рек и ручьев, а порой и по самой воде. Рот и нос желательно прикрыть мокрой ватно-марлевой повязкой, платком, полотенцем [26].

4. Вспомогательные и подсобные цехи

4.1. Организация ремонтной службы

Для ремонта оборудования и техники в составе предприятия имеется ремонтная база. База ОАО «Кузбассгипрошахт» расположена в с. Верхнетомское Кемеровского района Кемеровской области. Расстояние от базы до участка работ 184 км. Ремонтная база представляет собой территорию с одним крупным гаражным боксом, отдельно стоящее здание цеха ремонта оборудования, здание персонала, складские сооружения. На ремонтной базе возможно производить текущий, средний и капитальный ремонты, сезонное техническое обслуживание техники, а также ремонт бурового оборудования.

Гаражный бокс на 5 грузовых машин с подведенными коммуникациями. Бокс оборудован кран-балкой, смотровыми ямами. В наличии имеются различные инструменты и ремонтное оборудование.

Цех ремонта оборудования оснащен кран-балкой, токарным и фрезерным станком, сварочным аппаратом, компрессором. К цеху подведено водоснабжение, освещение, отопление.

Для осуществления периодического технического обслуживания, небольшого внепланового ремонта техники на буровых имеются передвижные мастерские, смонтированные на автоприцепах.

Профилактические работы бурового оборудования производится непосредственно на буровых, силами буровой бригады, согласно графику планово-предупредительного ремонта (ППР).

Система планово-предупредительного ремонта (ППР) представляет собой комплекс организационно-технических мероприятий предупредительного характера, проводимых в плановом порядке для обеспечения работоспособности парка машин в течение всего предусмотренного срока службы. Основных систем планового ремонта три:

- Система периодических ремонтов, которая предусматривает проведение мероприятий по техническому обслуживанию и плановому

ремонту каждой единицы оборудования после отработки ею определенного времени. Наибольший экономический эффект применение данной системы дает в условиях массового и крупносерийного производства и строгого учета наработки оборудования.

- Система послеосмотровых ремонтов, при которой необходимый объем ремонтных работ по данному оборудованию определяется после его осмотра. Применение этой системы целесообразно для эпизодически работающего оборудования, а также для прецизионных станков для которых точность зависит от слаженной работы всех деталей и узлов станка.

- Система стандартных ремонтов, которая предусматривает выполнение обусловленного объема ремонтных работ в определенные сроки. Система применяется для специального оборудования, работающего на постоянном режиме.

График планово-предупредительного ремонта показан в таблице 39.

Основанием на ремонт является дефектная ведомость. Ведомость составляется старшим механиком по эксплуатации оборудования в присутствии бурового мастера.

На базах осуществляется проверка качества бурильных и обсадных труб, их сортировка. Также на базе производится изготовление переводников. Помимо всего прочего базы занимаются доставкой труб на участок и вывозом с «буровой» изношенного оборудования и труб.

Таблица 39 – График планово-предупредительного ремонта бурового оборудования

Наименование оборудования	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Буровые станки												
Насосы												
Труборазвороты												
Вспомогательное оборудование												
—————						Период рабочего процесса бурового оборудования						
.....						Период предупредительного ремонта бурового оборудования						

4.2. Организация энергоснабжения

Энергоснабжение участка работ будет осуществляться при помощи дизельных электростанций. Этот способ является самым удобным и целесообразным с экономической точки зрения, т.к. подключение к сетям ЛЭП невозможно из-за их отсутствия вблизи участка проведения работ.

Снабжение дизеля топливом производится ежедневно, с периодичностью раз в сутки путём завоза дизтоплива на буровую автомобилем УРАЛ-4320.

Предусматривается применение дизельной электростанции АД-60С мощностью 60 кВт на базе ЯМЗ. Техническая характеристика АД-60С представлена в таблице 25, схема в прил. 1, рис.6.

4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов

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

Доставка воды на буровую осуществляется автомобилем УРАЛ-4320. Автомобиль УРАЛ 4320 с цистерной объемом 5 м³, обладает высокой проходимостью во внедорожных условиях и большой грузоподъемностью, примитивен и легок в ремонте. Закачка воды в автоцистерну будет производиться дизельной мотопомпой МПД-700Е (прил.1, рис. 9), путем закачивания воды из местного источника в автоцистерну УРАЛ. Технические характеристики мотопомпы приведены в таблице 40.

В качестве оборудования для приготовления промывочной жидкости будут применены металлическая емкость объемом 4 м³ и электрическая винтовая мешалка (прил. 1, рис. 5). Мешалка устанавливается непосредственно на емкости. Принцип работы установки аналогичен миксеру.

Таблица 40 – Технические характеристики мотопомпы МПД-700Е

Тип топлива	дизтопливо
Рабочий объем двигателя, см ³	211
Номинальная мощность двигателя, Вт	2800
Число оборотов двигателя, об/мин	3600
Максимальная производительность, л/мин	700
Максимальная высота подъема, м	26
Максимальная глубина всасывания, м	8

продолжение таблицы 40

Диаметр впускной/выпускной, мм	50/50
Расход топлива, л/ч	0,8
Емкость масляного картера, л	0,8
Масса, кг	48,3
Максимальный размер пропускаемых частиц, мм	6
Система запуска	ручная

4.4. Транспортный цех

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

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

Учитывая вышеперечисленные требования, предприятие, для разработки данного месторождения, предусматривает применение следующей техники:

- буровая установка УКБ-5СА;
- автомобиль УРАЛ-4320 с удлиненной базой, грузоподъемностью 10 тонн, предусмотренный для перевозки ящиков с керном и крупногабаритных, тяжелых запчастей;
- автоцистерна УРАЛ-4320, с объемом цистерны 5 м³ для доставки промывочной жидкости на буровую;
- бульдозер гусеничный ДТ-75, используемый для планирования площадок под буровую установку и дорог;

- автомобиль УАЗ-3741, предназначенный для перевозки рабочего персонала; доставки продовольственных продуктов из ближайшего населенного пункта в полевой лагерь.

4.5. Связь и диспетчерская служба

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

Для выполнения поставленных задач диспетчерская служба осуществляет следующие функции:

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

2. Приём аварийных заказов и распределение их по цехам, информирование соответствующих специалистов об аварии и доставка их в случае необходимости к месту аварии, контроль за выполнением заказов обслуживающими цехами, обеспечение заказчиков ресурсами со складов организации, доставка необходимых ресурсов заказчику.

3. Ведение ежедневного учёта выполняемых работ.

4. Передача распоряжений руководителей организации.

Связь с базой будет осуществляться при помощи сотовой связи и производиться буровым мастером каждое утро. Мастером будет передаваться краткий отчёт о проделанной работе за сутки, а также запрос на требуемое оборудование.

5. Специальный вопрос: Керногазонаборники

5.1. Общие сведения по изучению газоносности

При эксплуатации угольных месторождений в горные выработки угледобывающих предприятий газы поступают как из вынимаемых угольных пластов и пластов-спутников, так и из углевмещающих пород [4]. Поэтому при разведке месторождений необходимо получать надежные исходные

данные для расчета газовыделения в горные выработки, проектирования вентиляции и предварительной дегазации угленосных массивов пород, выявления участков и зон, в пределах которых возможно аномально высокое газовыделение в выработки. Большое практическое значение имеет также выявление скоплений газов, пригодных для утилизации и промышленного использования.

Геологические особенности угольных месторождений обуславливают необходимость решения следующих основных задач при изучении их газоносности в процессе геологоразведочных работ: определение и прогноз газоносности угольных пластов и вмещающих толщ.

Основными направлениями работ по изучению газоносности вмещающих толщ при проведении геологоразведочных работ на уголь являются: определение фоновых и аномальных содержаний природных газов, присутствующих в различных типах пород-коллекторов, некондиционных угольных пластах и пропластках в сорбированном, свободном и растворенном состояниях; выявление и оконтуривание залежей газа, оценка количества свободного газа, сосредоточенного в залежах; выявление и оконтуривание участков с аномальным содержанием газа, в зонах распространения пористых, кавернозных, трещиноватых пород; определение компонентов состава содержащегося в породах природного газа; изучение коллекторских свойств пород.

Методы и технические средства изучения газоносности пород и определяющих ее параметров следующие: применение керногазонаборников, пакерных устройств, изучение газоносности в открытом стволе, при помощи газового каротажа, по параметрам ГИС. В Кузбассе определение газоносности осуществляют комплексно, при помощи двух методов – керногазонаборников и пакерных устройств.

5.2. Конструкции кернагазонаборников

Метод с использованием кернагазонаборников предназначен для определения содержания газа, сорбированного концентрированным угольным веществом некондиционных пластов, пропластков, прослоев, угольных включений и рассеянным угольным веществом, а также рассеянного свободного и растворенного газа, присутствующего в порых малоуглистых или практически безуглистых пород [4].

Выделение газа из керна начинается по мере подъема снаряда и снижения гидростатического давления. Задача отбора проб газа может решаться поэтому тремя путями: 1) герметизацией керна непосредственно на забое и доставкой его в лаборатории в герметизированном снаряде; и 2) предотвращением выделения газа из керна в процессе подъема, например путем замораживания его при помощи жидкой углекислоты; 3) улавливанием выделяющегося из керна во время подъема газа в специальные баллоны, установленные над двойной колонковой трубой, герметизацией керна на поверхности и частично на забое при помощи породной пробки.

На этих трех принципах и основаны известные конструкции кернагазонаборников, причем наибольшее распространение имеют конструкции снарядов, улавливающих газ в процессе подъема, поскольку они наиболее просты конструктивно, а наиболее перспективными являются кернагазонаборники, герметизирующие керн непосредственно на забое, так как они позволяют избежать потешь газа и керна при подъеме. Примером снаряда, улавливающего газ, является кернагазонаборник КА-61 (рис. 9), разработанный С. Е. Алексеенко на базе двойного колонкового снаряда и применяемый в Донбассе [5].

5.2.1 Керногазонаборник КА-61

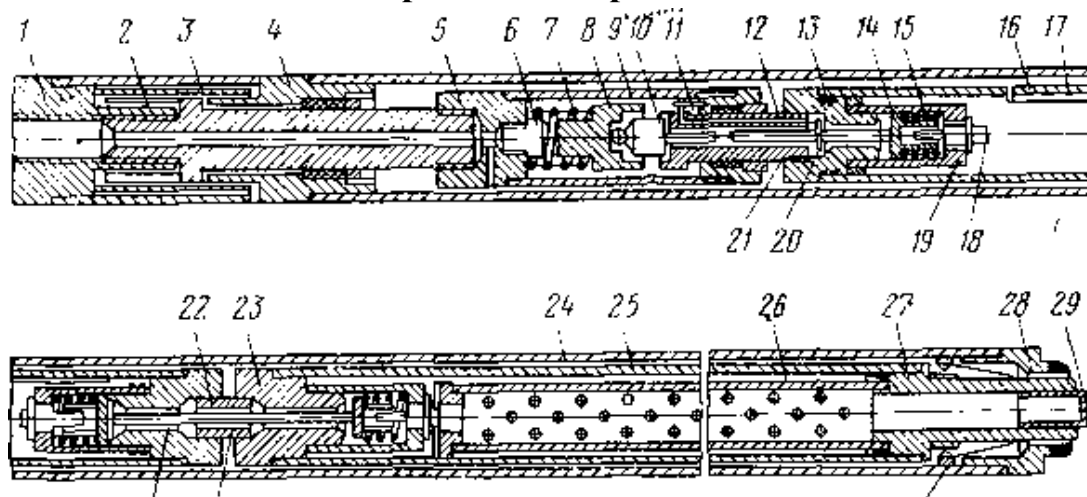


Рисунок 9 – Керногазонаборник КА-61:

1 – переходник; 2 – шпindelь; 3 – втулка; 4 – муфта включения; 5 – внутренний переходник; 6, 7, 8, 9, 10 – детали амортизатора, 11 – шпилька; 12 – Г-образный стержень, 13 – втулка; 14, 15, 18, 19 – детали верхнего клапана; 16 – газосборник; 17 – трубка; 20 – упорный шток; 21 – шток; 22, 23 – корпуса клапанов; 24 – труба; 25 – внутренняя труба; 26 – керноприемная гильза; 27 – штамп; 28 – коронка; 29 – пробка; 30 – керно-держатель; 31 – резьбовая втулка; 32 – распорный стержень

Внутренняя часть керногазонаборника состоит из газосборника (детали 13-19, 22) и керноприемника (детали 23, 25-29), соединенных резьбовой втулкой 31. Распорный стержень 32 проходит внутри втулки 31 и препятствует закрытию клапанов газосборника и кернонаборника. Газосборник связан с узлом подвески (детали 5-12, 20, 21). За счет шаровой опоры подвески внутренняя часть керногазонаборника при бурении не вращается. В узле подвески расположено также устройство (детали 11, 12, 21), предназначенное для сохранения открытым верхнего клапана газосборника в процессе спуска снаряда.

Наружная часть керногазонаборника состоит из узла муфты включения (детали 1-4), колонковой трубы 24, коронки 28, кернодержателя 30.

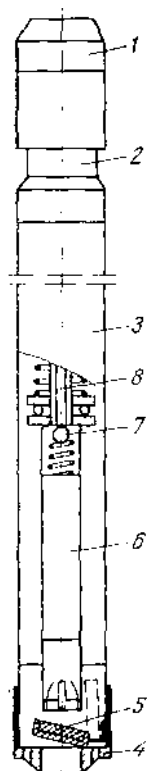
В положении, показанном на рис. 83, керногазонаборник опускается на забой. От попадания в керноприемник шлама предохраняет пробка 29. Все три клапана снаряда открыты, и жидкость при спуске полностью вытесняет находившийся внутри воздух. После установки керногазонаборника на забой

срезается шпилька, крепящая пробку 29. В дальнейшем пробка вместе с керном уходит внутрь керноприемника. Нижняя заостренная; часть штампа 27 врезается в уголь аналогично двойной колонковой трубе. При первом обороте снаряда шпилька 11 поворачивает стержень 12, освобождает упор, и клапан 14 закрывается. При бурении керн входит в керноприемную гильзу 26, помещенную внутри трубы 25. Промывочная жидкость по мере поступления керна вытесняется через детали 22, 23 и втулки 31 в газосборник 16 и через трубку 17 в межтрубное пространство. Керногазонаборником необходимо перебурить весь пласт угля и войти в подстилающую породу на 5-10 см для того, чтобы создать породную пробку в штампе 27. При подъеме внутренняя часть кернонаборника смещается вверх, обнажая пружинный паук, который охватывает снизу керноприемную коронку и предохраняет керн от выпадения. В процессе подъема снаряда по мере уменьшения гидростатического давления газ выделяется из керна и проходит в газосборник 16. Жидкость вытесняется через трубку 17. После подъема отвинчивается муфта 4 от трубы 24, извлекается внутренняя часть снаряда. Отверстие трубки 17 перекрывается специальным зажимом, а на резьбу штампа 27 навинчивается герметизирующий колпак. При разъединении газосборника и керноприемника по резьбовой втулке 31 закрываются клапаны, ранее открытые благодаря распорному стержню 32. За счет этого автоматически герметизируются обе части снаряда. После отсоединения от узла подвески газосборник и керноприемник отправляются в лабораторию.

Принципиальная схема керногазонаборников с герметизацией керна на забое скважины приведена на рисунке 10.

Снаряд состоит из переводника 1, муфты 2, наружной трубы 3 с коронкой 4 и тарельчатым клапаном 5 со свинцовой пластинкой и керногазонаборной трубы 6 с клапаном 7, открываемым штоком 8.

При спуске в скважину клапан 5 открыт (на схеме показано пунктиром). Вследствие давления штока 8 открывается клапан 7, что обеспечивает дренаж жидкости из керноприемной трубы 6. После заполнения трубы 6 керном снаряд приподнимают; внутренняя часть его перемещается относительно наружной, а клапан 5 занимает горизонтальное положение. Снова ставят снаряд на забой, задавливают башмак трубы 6 в свинцовую пластинку. Одновременно клапан 7 закрывается, а трубы 3 и 6 фиксируются специальным устройством.



По такому принципу устроены снаряд МакНИИ, герметический угольный пробоотборник ПГУ-89 СКВ Министерства геологии СССР и др.

Конструкции керногазонаборников, основанные на замораживании газа, имеют ограниченное до 350-550 м применение. Для обслуживания их требуется дополнительное громоздкое оборудование. В связи с этими недостатками они в практике работ были вытеснены снарядами для улавливания газа, как более простыми по устройству и эксплуатации [5].

Рисунок 9 – Принципиальная схема герметизирующего керногазонаборника

5.2.2. Герметические керногазонаборники ГКМ

Герметические керногазонаборники ГКМ (рисунок 10) 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.

Техническая характеристика керногазонаборников ГKM приведена в таблице 42.

Таблица 41 – Техническая характеристика керногазонаборников ГKM

Параметр	ГKM-73	ГKM-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

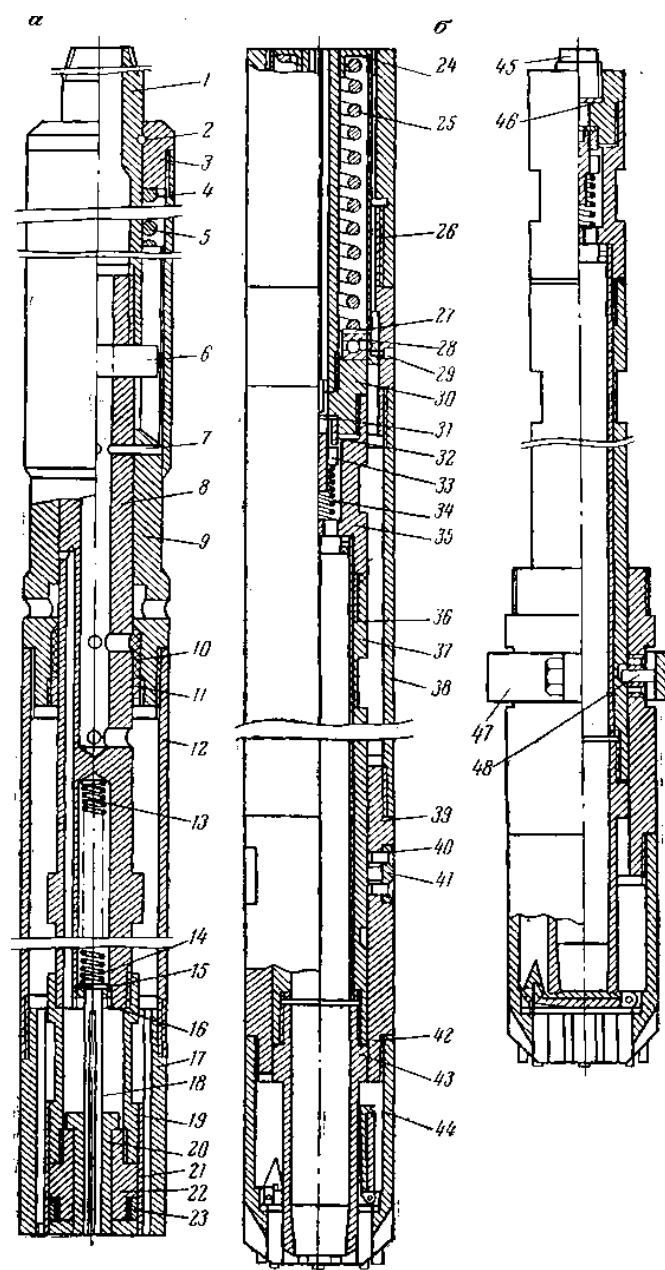


Рисунок 10 – Герметический керногазонаборник тина ГКМ: *а* – керногазонаборник;
б – керноприемник

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 станка. 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 невращающихся производится с помощью упорного подшипника 28.

Угольный керн, по мере его образования, входит в керноприемник, 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. Усилиями, 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.

5.2.3. Керногазонаборник КГН-3-58 и КГН-3-70/76

Керногазонаборник КГН-3-58 (рисунок 11) состоит из корпуса, кериоприемника и газосборника. К корпусу керногазонаборника относятся: головка 1, переходник 17, кожух 26, ниппель 31, патрубок 37 и буровая коронка 38, армированная победитовыми резцами 39.

Керноприемник включает в себя собственно керноприемник 36, головку кериоприемника 34, прокладку 35, пружину кернорвателя и контргайку.

Газосборник представляет собой трубу, на которую снизу навинчен переходник колокола 30 с приваренным к нему водяным затвором 32. Верхняя часть переходника 30 соединена с трубой 27 с приваренным диском 28, имеющим отверстия. На верхнюю часть корпуса колокола навинчена головка колокола 25, в которую ввинчен упорный шток 23, несущий два

упорных подшипника 18, закрепленных в переходнике 17 шайбами 15, 19 и 21 и сальниками 16 и 20, поджатыми прижимными гайками 14 и 22. Верхняя часть упорного штока 23 соединена с нижней частью затвора 13, в которой находится пружина 12. В верхней части затвора 5 сделано микровентильное устройство для извлечения газа из колокола (детали 7, 6 и 5). В верхней части корпуса с помощью сальника 9 и прижимной гайки 10 укреплен защелками 4 шток 2 с двумя пружинами.

Техническая характеристика керногазонаборников приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Техническая характеристика керногазонаборников КГН-3-58 и КГН-3-70/76

Параметр	КГН-3-58	КГН-3-70/76
Длина керногазонаборника, мм	2200	3596
Наружный диаметр, мм	89	73
Наружный диаметр по выступающим победитовым резцам, мм	92	75
Диаметр керноприемника, мм	450	400
Диаметр выбуриваемого керна, мм	60	51
Полезная емкость колокола, см ³	4000	4000
Масса керногазонаборника, кг	40	30

Керногазонаборник опускается в скважину на обычных бурильных трубах при положении деталей, указанном на рисунке 15. Вблизи забоя начинается промывка скважины. Промывочная жидкость проходит по осевому отверстию штока 2 и по осевому отверстию упорного штока 23 направляется во внутреннюю полость колокола, где, разделяясь, частично промывает колокол и уходит из него по отверстиям в переходнике колокола 30 в межтрубное пространство. Затем промывочная жидкость по трубе 27 направляется в полость керноприемника, промывая ее от шлама и глины, которые могли быть захвачены при спуске керноприемника в скважину.

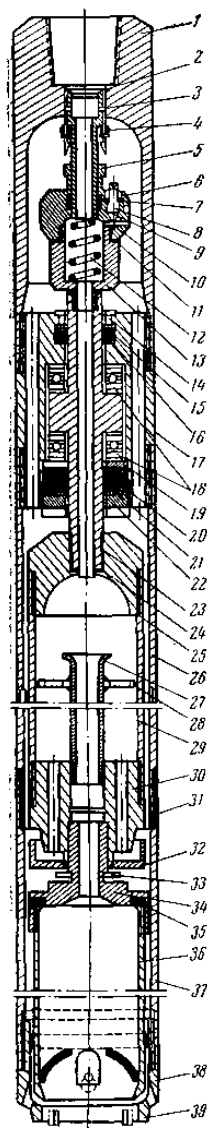


Рисунок 11 –
Керногазонаборник
КГН-3-58

По окончании промывки внутренних полостей колокола и керноприемника в бурильные трубы бросают резиновую пробку со стержнем (для создания направленного движения) и снова включают промывочный насос. Пробка, дойдя до штока 2, плотно перекрывает верхнее отверстие полости газосборника. Под давлением промывочной жидкости шток опускается вниз, сжимая пружину 12. В это время пружинные защелки зацепляются за выступ на верхней части затвора и препятствуют подъему штока вверх. Жидкость начинает поступать в полость, образуемую внутренней поверхностью головки трубы и переходником, и затем по отверстиям в переходнике 17 выходит в межтрубное пространство и далее в скважину по двум эллипсоидным отверстиям, расположенным в торцовой части коронки под углом 45° к оси трубы, и по двум отверстиям сбоку коронки, просверленным в короночном кольце под углом 90° к оси трубы.

Бурение по углю производится при давлении на забой 500-800 кгс. После перебурки 0,45 м начинается подъем снаряда. В это время в скважину закачивается промывочная жидкость. При подъеме инструмента газ, выделяющийся из угольного керна, поступает по трубе 27 в полость газосборника, а жидкость вытеснится через водяной затвор в межтрубное пространство керногазонаборника.

После подъема бурового инструмента керногазонаборник устанавливается на устье скважины, из газосборника извлекается газ. Затем керногазонаборник поднимается над устьем скважины, снимается патрубок 37 с коронкой 39, ослабляется контргайка и отвинчивается керноприемник с переходником 25, на нижний конец которого навинчивается заглушка, а на головку 34 керноприемника навинчивается дегазационный штуцер. В таком

виде кернаприемник направляется в лабораторию, где проба дегазируется по общепринятой методике.

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

Керногазонаборник (рисунок 12) состоит из корпуса, кернаприемника и газосборника («колокола»).

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

Кернаприемник собирается из переходника 16, трубы кернаприемника 23 и кернаформирующей коронки 25 с пружинами 24. В верхней части кернаприемника 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 кернаприемником 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 кернаформирующей коронкой осуществляется подбором соответствующего числа колец подшипника 10.

Керногазонаборник опускается в скважину, заполненную до устья промывочной жидкостью. Для вытеснения воздуха из кернаприемника и газосборника у устья скважины производится заполнение кернагазонаборника 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 26 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 снимается нижняя труба.

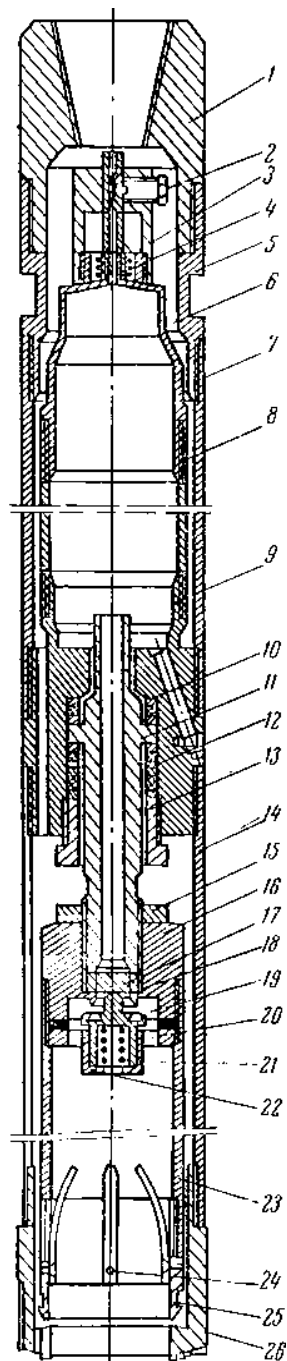


Рис. 12 – Керногазонаборник
КГ-55/20-K-62

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 [5].

5.2.5. Съемный керногазонаборник СКГН-76А

Для бурения на уголь снарядами со съемными керноприемниками (КССК и ССК), опробования угольных месторождений были разработаны и получили распространение съемные керногазонаборники СКГН-59 и СКГН-76 для снарядов ССК-59 и КССК-76.

Съемный керногазонаборник СКГН-76А конструкции ПГО «Запсибгеология», показанный на рисунке 13, 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.

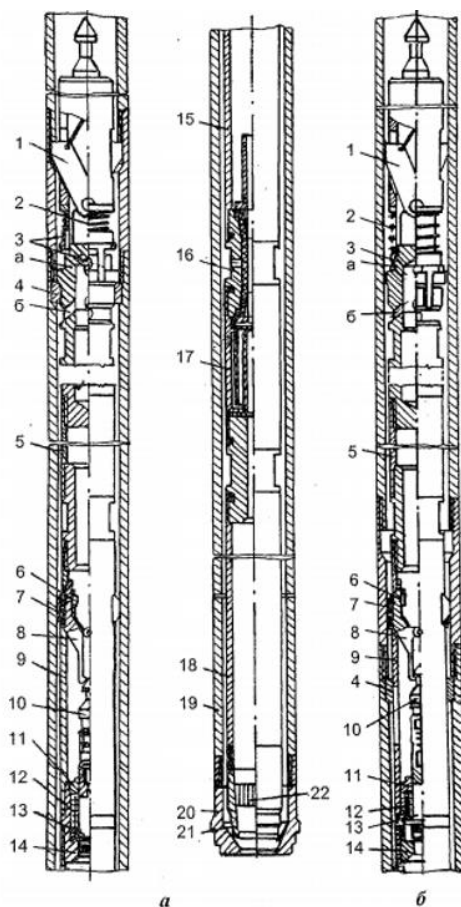


Рисунок 13 – Съемный керногазонаборник СКГН-76А

Спуск съемной части керногазонаборника осуществляется потоком промывочной жидкости, 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 13, 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 этим выступающая часть 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 а в корпусе узла подвески и промывочная жидкость свободно поступает через отверстия а, б в межтрубное пространство и на забой. В момент открытия канала а 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 43 – 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 освобождающей трубы отсоединяется 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 съёмная пробка-сальник и внутрь заливается 10...12 л воды. После этоо кернагазонаборник 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 кернаприемника быстро навинчивается специальная заглушка. Герметичность кернаприемника проверяется погружением его в воду. Если в течение 30...40 мин появятся пузырьки газа, то заглушки следует подтянуть и устранить утечку газа. После этого кернаприемник отправляется в лабораторию для исследований.

Таблица 44 – Технические характеристики СКГН-76А

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

5.2.6. Кернагазонаборник СГН-48 (КГНС)

Съёмный кернагазонаборник КГНС (рисунок 14) предназначен для отбора угольного керна и газа при бурении геологоразведочных скважин комплексами КССК-76 на угольных месторождениях с целью определения природной газоносности угольных пластов.

Съёмный кернагазонаборник КГНС состоит из четырех основных узлов: головки-фиксатора I с сигнализатором посадки, регулятора II, газосборника III, совмещенного с водяным затвором, и кернаприемника IV. Головка-фиксатор соединяется с водным затвором посредством двух удлинителей 4, ниппеля 5, переходника 3 со стопорной гайкой 2. Все это составляет общую длину кернагазонаборника с колонковым набором комплекса КССК-76.

Кернаприемник соединяется с газосборником ниппелем 14, внутри которого размещен шток 13, открывающий и закрывающий клапаны

газосборника и кернаприемника при свинчивании и развинчивании этих узлов. Кернагазонаборник опускается на забой скважины по колонне бурильных труб потоком промывочной жидкости. При спуске кернагазонаборника в скважину клапан 9 открыт, что дает возможность промывочной жидкости свободно вытеснять воздух из внутренних полостей кернаприемника и газосборника через продольные пазы корпуса 10. При посадке кернагазонаборника 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.

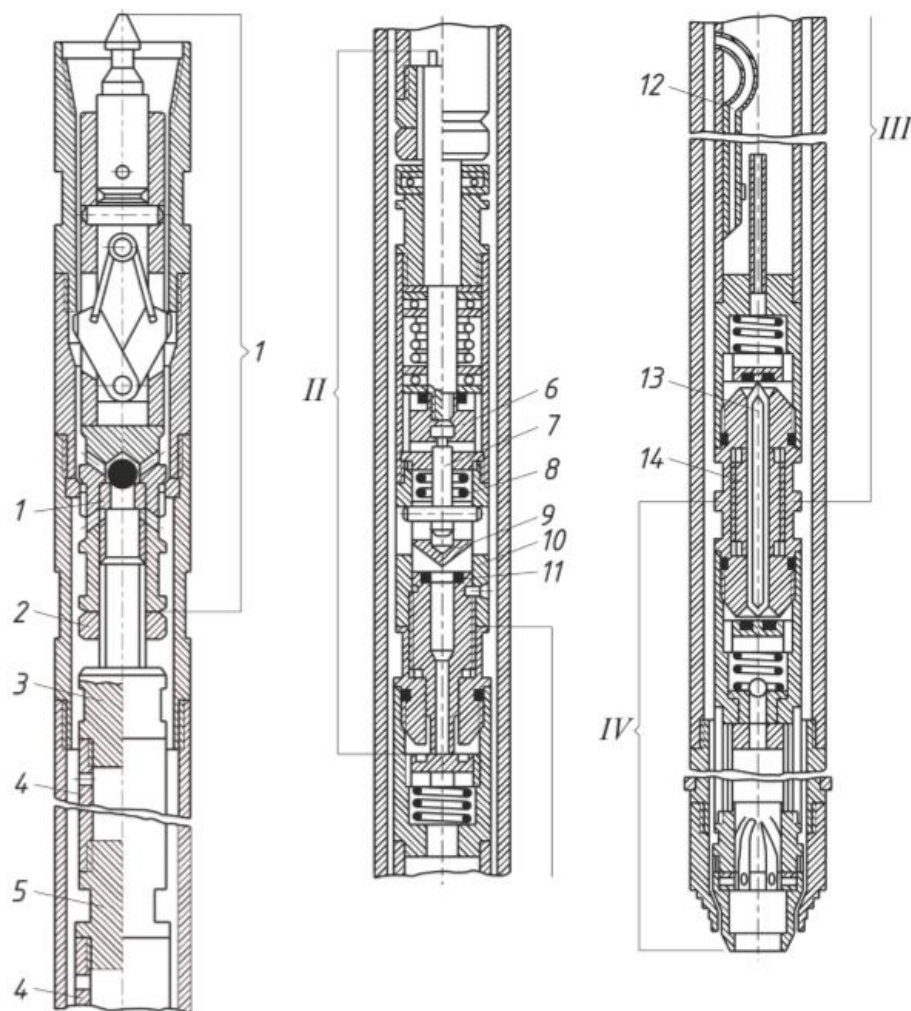


Рисунок 14 – Съемный кернагазонаборник КГНС

Промывочная жидкость продавливает шар через отверстие втулки 1. Продавливание шара сопровождается снижением давления, фиксируемым на манометре, и свидетельствует о занятии кернагазонаборником рабочего

положения. После этого включают вращение колонны бурильных труб с одновременным забуриванием. Керна отбираются 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 керна газонаборника 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 керна газонаборник при помощи ловителя извлекается из скважины. На поверхности керна приемник керна газонаборника герметизируют колпаком, а отверстие водяного затвора газосборника – хомутом, затем отсоединяют керна приемник от газосборника, а газосборник – от регулятора и направляют их в лабораторию.

Преимуществом съемных керна газонаборников над не съемными в том, что последние невозможно использовать в составе комплексов ССК или КССК. Благодаря использованию съемных керна газонаборников 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 керна газонаборников является небольшой диаметр получаемого керна, по сравнению с не съемными керна газонаборниками. 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 кернагазонаборник КГНС разработан специально для комплекса КССК, что делает его использование в этом комплексе конструктивно предпочтительнее.

Таблица 45 – Техническая характеристика СГН-48 (КГНС)

Параметр	Значение
Диаметр наружный, мм	51
Диаметр керна, мм	33
Длина кернаприемной части, мм	1000
Объем газосборника, м ³	0,0011
Общая длина, мм	6855
Масса, кг	38

5.3. Отбор кернагазовых проб на участке «Камышанский Северный»

Опробование угольных пластов на участке «Камышанский Северный» будет проводиться в соответствии с «Инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород ...» (М, 1977) методом прямого определения с помощью кернагазонаборников типа СГН-48 (КГНС) и испытания пластоиспытателями (КИИ-65).

Герметизация отобранных углегазовых проб производится на поверхности после отбора свободного газа из колокола. Для снятия избыточного давления газа, уменьшения его потерь при хранении пробы и транспортировке, кернаприемники с отобранными углегазовыми пробами проходят первичную дегазацию непосредственно на участке работ. Отобранные пробы газа (из колокола и при первичной дегазации), вместе с герметизированными кернаприемниками отправляются на анализ в газоаналитическую лабораторию управления геологоразведочных работ ОАО «Кузбассгипрошахт». По результатам лабораторных исследований определяется состав газов и производится расчет природной газоносности угольного пласта в точке опробования.

Газодинамические свойства пластов определяются по результатам пластоиспытаний комплексом КИИ.

Принцип действия испытателя пластов (ИПГ) КИИ-65 состоит в том, что в скважине в зоне испытываемого горизонта создается изолированный объем от столба промывочной жидкости. Это достигается спуском в скважину на пустотелых бурильных трубах комплекта ИПГ КИИ-65 с последующей изоляцией испытываемой толщи резиновым уплотнителем-пакером и открытием специального клапана, перекрывающего полость бурильного инструмента от его преждевременного заполнения. В результате созданной на пласт депрессии создаются благоприятные условия для интенсивного притока пластовой жидкости или газа в бурильные трубы.

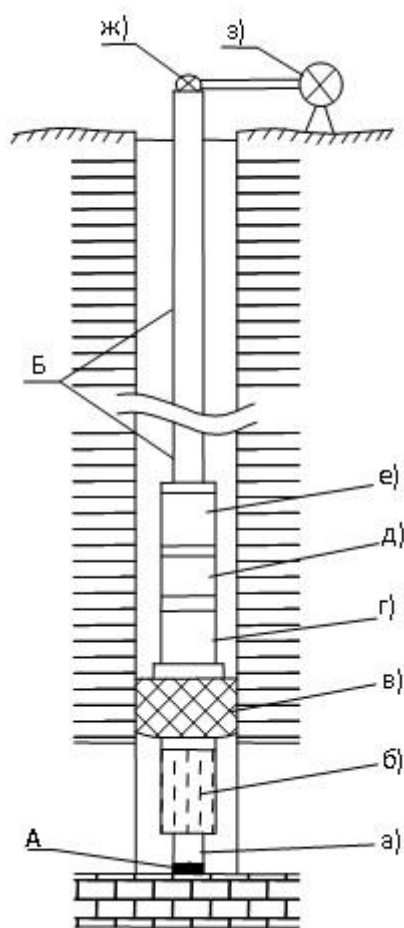


Рисунок 15 – Пластоиспытатель КИИ-65:

а – хвостовик;

б – фильтр;

в – пакер цилиндрический;

г – испытатель пластов;

д – пробоотборная камера;

е – запорно-поворотный клапан;

жс – Противовыбросовая головка

высокого давления с отводами;

з – газовый счетчик с гидрозатвором.

Основной целью испытаний угольных пластов является оценка их газо-гидродинамических характеристик (наличие пластового флюида, его дебит, величина пластового давления, определения коэффициентов проницаемости, фильтрации, водопроводимости), на основании которых возможно прогнозировать изменение степени газоотдачи пластов.

6. Организация, планирование и управление буровыми работами

6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия ОАО «Кузбассгипрошахт»

Полное название – Открытое акционерное общество «Кузбасский головной институт по проектированию угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий».

Место расположения – Россия, Кемеровская область, г. Кемерово, ул. Н. Островского, 34.

Структура предприятия: Горный отдел, Отдел открытых горных работ, Сметно-нормативный отдел, Строительный отдел, Маркшейдерская служба, Отдел инженерных изысканий, Отдел сантехники и гидромеханизации, Отдел авторского надзора, Транспортный отдел, Электромеханический отдел, Отдел технико-экономического анализа, Отдел охраны природной среды, Отдел обогащения и оборудования поверхности, Геологическая служба, Отдел автоматизации и выпуска проектных работ, Управление геологоразведочных работ.

Геологоразведочными работами занимается управление геологоразведочных работ (УГР). Осуществляет полный комплекс работ, включающий разведку угольного месторождения и разработку проектной документации.

Выполняемые УГР виды работ:

- проектирование геологоразведочных работ;
- топографо-геодезические работы, выполняемые в процессе геологоразведочных работ;
- бурение на все виды твердых полезных ископаемых до глубины 1400 метров;
- бурение гидрогеологических скважин с проведением комплекса гидрогеологических исследований;
- геофизические исследования скважин;

- лабораторные исследования твердых полезных ископаемых и подземных вод;
- исследования и анализ метаноносности угольных пластов;
- камеральная обработка, подготовка геологических материалов для составления ТЭО кондиций;
- разработка ТЭО кондиций (совместно с другими подразделениями ОАО «Кузбассгипрошахт»);
- составление геологических отчетов с подсчетом запасов и защитой запасов в ГКЗ (ТКЗ) Роснедра;
- 3-Д моделирование угольных месторождений, подсчет запасов по международной системе отчетности.

В состав основных и вспомогательных цехов УГР входят:

- геологическая служба;
- буровой цех;
- транспортный цех;
- лаборатория.

Геологическая служба проводит геологическую съемку местности, выполняет построение геологических карт, геофизические работы, первичный осмотр образцов проб горных пород, составляет проекты на бурение геологоразведочных скважин, составляет геологические отчеты и т.д.

Буровой цех выполняет собственно работы по бурению скважин различного назначения и производит отбор керна в соответствии с заданием геологической службы.

В обязанности транспортного цеха входят:

- доставка рабочих на их рабочие места;
- снабжение бурового и горного цехов водой, топливом и другими материалами;
- доставка образцов пород в лабораторию.

В лаборатории исследуют полученные образцы горных пород, сортируют их и по результатам анализа, выносят первичное решение о перспективности проекта.

Управление производственными единицами на местах осуществляется по принципу иерархии: главный инженер – начальник участка – мастера буровых бригад.

На рабочей базе предприятия находятся следующие сооружения:

- гаражные боксы;
- механический цех – изготовление деталей, резьб, переходников и ремонт оборудования;
- электроцех – сварочные работы, электроснабжение буровых установок (ремонт проводки и электрооборудования);
- транспортный цех – пассажирские и грузоперевозки;
- буровой цех – бурение и сооружение скважин;
- склады – хранение запасных частей и материально технического снабжения.

6.2. Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

6.2.1. Технический план видов и объёмов работ по проекту

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Для определения денежных затрат (связанных с выполнением геологического задания) необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Таблица 46 – Виды и объемы проектируемых работ

№	Вид Работ	Объем		Услови я производства работ	Вид оборудования
		Един ицы измерения	Ко л-во		
1	Колонк овое бурение	пог. м	16 500	Бурово й участок	Станок СКБ-5113, КССК-76
2	ГИС	пог. м	16 165	Бурово й участок	Каротаж ная станция СК-1- 74м
3	Отбор керногазовых проб	пог. м	32 ,4	Бурово й участок	Снаряд СГН-48
4	Монта ж-демонтаж	шт.	13 4	Бурово й участок	Буровая установка УКБ-5СА

6.2.2. Расчёт затрат времени по разным видам работ

Расчеты затрат времени производятся для каждого проектируемого вида работ, приведенных в таблице 47.

Таблица 47 – Расчет затрат времени по разным видам работ

№ п п	Виды работ	Ед. изм	Объе м работ	№ ССН, табл. в ССН, стр. в ССН	Затраты времени, ст-см		
					На ед. (по ССН)	По п. К	На объем
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Колонковое бурение скважин передвижной буровой установкой с вращателем шпиндельного типа, d – 76мм, Ср. гл. 189 м, кат. пород V	пог. м	16500	ССН-92 т.9 стр.42 гр3	0,11	–	1815
3	Геофизические исследования в скважинах	пог. м	16165	ССН Вып. 3, часть 5 Строка 5	0,12	–	1939,8
4	Отбор кернагазовых проб угля средней крепости	пог. м	32,4	ССН-92 в.1, часть 5, т.29,стр.1гр5	2,4	–	77,76
5	Монтаж-демонтаж и перевозка буровых агрегатов на скважины II группы расстояние – до 1 км.	шт	134	ССН Вып. 5, таблица 81 Строка 4	0,64	–	85,76
Итого:							3843,3

6.2.3. Расчет производительности труда, времени и количества бригад по видам работ

Для определения денежных затрат (связанных с выполнением геологического задания) необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Для расчёта количества бригад использована формула:

$$n = \frac{Q}{\Pi_{\text{мес}} \times T} \quad (79)$$

где: n – количество бригад (отрядов);

Q – объем работ;

$\Pi_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – условное время выполнения работ, месяцы.

Для расчета производительности труда использована формула:

$$\Pi_{\text{мес}} = (Q/N_{\text{общ}}) * 60 \quad (80)$$

где: $\Pi_{\text{мес}}$ – производительность труда в месяц;

Q – объем работ;

$N_{\text{общ}}$ – затраты времени на работы;

60 – количество смен в месяц при работе бригады в 2 смены.

Для расчета времени, необходимого на работы используется формула:

$$T_{\text{пл}} = \frac{Q}{\Pi_{\text{мес}}} \cdot n_{\text{пл}} \quad (81)$$

где: $T_{\text{пл}}$ – плановое время на этот вид;

Q – объем работ;

$\Pi_{\text{мес}}$ – производительность труда в месяц;

$n_{\text{пл}}$ – коэффициент загрузки бригад.

Буровые работы

$$\Pi_{\text{мес}} = (16500/1815) * 60 = 545,45 \text{ м/мес};$$

$$T_{\text{пл}} = (16500/545,45) * 1 = 30,25 \text{ мес};$$

$$n = 16500 / (545,45 * 24) = 1,31 = 2 \text{ бригады.}$$

Геофизические работы

$$\Pi_{\text{мес}} = (16165/1939,8) * 60 = 500 \text{ м/мес};$$

$$T_{\text{пл}} = (16165/500) * 1 = 32,33 \text{ мес};$$

$$n = 16165 / (500 * 24) = 1,34 = 2 \text{ бригады.}$$

Отбор проб угля и монтаж-демонтаж осуществляется буровыми бригадами.

Отбор проб угля

Отбор кернагазовых проб угля средней крепости:

$$P_{\text{мес}} = (32,4/77,76) * 22 = 9,17 \text{ м/мес},$$

$$T_{\text{пл}} = (32,4/9,17) * 1 = 3,53 \text{ мес};$$

$$n = 32,4 / (9,17 * 24) = 0,15.$$

Монтаж-демонтаж

$$P_{\text{мес}} = (134/85,76) * 60 = 93,75 \text{ шт/мес};$$

$$T_{\text{пл}} = (134/93,75) * 1 = 1,43 \text{ мес};$$

$$n = 134 / (93,75 * 24) = 0,06.$$

Таблица 48 – Полученные значения по всем видам работ

Вид работ	Условное время выполнения, мес	Объем	Пмес	Тпл	Пмес	Кол-во бригад
Колонковое бурение	24	16 500 пог. м	5 45,45	3 0,25	1 ,31	2
ГИС	24	16 165 пог. м	5 00	3 2,33	1 ,34	2
Отбор кернагазовых проб	24	32 ,4 пог. м	9, 17	3 ,53	0 ,15	выполняется буровыми бригадами
Монтаж-демонтаж и перевозка	24	13 4 шт	9 3,75	1 ,43	0 ,06	

6.2.4. Календарный план и продолжительность использования бурового оборудования

Проектом для выполнения буровых работ предусматривается использование следующих производственно-технических и санитарно-бытовых зданий (таблица 49):

- буровое здание установки УКБ-5СА;
- прицепы грузовые тракторные;
- вагон-промблок (3 штуки).

Таблица 49 – Календарный план и продолжительность

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, ед. шт.	Период эксплуатации	Продолжительность, мес.
1	Буровая установка УКБ-5СА	2	Сентябрь 2018 г. – сентябрь 2020 г.	24
3	Прицепы грузовые тракторные	2	Сентябрь 2018 г. – сентябрь 2020 г.	24
7	Вагон – промблок	6	Сентябрь 2018 г. – сентябрь 2020 г.	24

6.2.5. Транспортировка грузов

Стоимость транспортировки грузов определяется в процентах от стоимости полевых геологоразведочных работ и строительства зданий и сооружений по фактически сложившимся затратам за последние годы.

6.2.6. Транспортировка буровых вахт

Согласно графика буровых работ, на участке за время полевого периода (12 месяцев) будет работать 2 бригады.

Персонал будет доставляться на участок работ на вахтовой машине УРАЛ-4320, которая оборудована на 16 пассажирских мест (14 + 2 в кабине автомобиля). Расстояние от предприятия «Кузбассгипрошахт» (г.Кемерово) до участка работ составляет 121 км (дороги I-III категории):

туда и обратно $121 * 2 = 242$ км.

Полевой период составляет 12 месяцев или 364 дня. Заезд производится на 14 день с работой по 12 часов в смену. Количество одновременно работающих на участке составляет:

Буровые мастера- 2 чел.;

Машинист буровой установки – 8 чел.;

Техник-геолог – 2 чел.;

Тракторист – 1 чел.;

Электрик – 1 чел.;

Водитель – 2 чел.;

Итого: 16 человек.

Проектом предусматривается смену вахт производить в один день.

Всего за полевой период будет:

$$364 \text{ дней} : 14 \text{ дней} = 26 + 1 = 27 \text{ заездов.}$$

Пробег вахтового автомобиля за все время полевых работ по дорогам I-III категории в оба конца составит:

$$121 \text{ км} * 2 * 27 \text{ заезда} = 6534 \text{ км.}$$

При средней скорости движения автомобиля по дорогам 60 км/ч, затраты транспорта составят:

$$6534 \text{ км} : 60 \text{ км/ч} = 109 \text{ ч или } 16,39 \text{ маш.-см.}$$

При заезде на пересмену буровых бригад тратится 1 час. Затраты транспорта составят:

$$1 \text{ ч} * 27 \text{ заездов} = 27 \text{ ч или } 4,06 \text{ маш./см.}$$

Всего на транспортировку вахт потребуется:

$$16,39 \text{ маш./см} + 4,06 \text{ маш./см} = 20,45 \text{ маш./см.}$$

Расход топлива дизельного топлива на 100 км пробега для автомобиля УРАЛ-4320 составляет 45 л.

Стоимость диз. топлива 34,2 руб/л.

За все время работ расход топлива составит:

$$6534 \text{ км} / 100 \text{ км} * 45 \text{ л} = 2940,3 \text{ л.}$$

Стоимость топлива, необходимого для доставки вахт за все время:

$$2940,3 \text{ л} * 34,2 \text{ руб/л} = 100558,3 \text{ руб.}$$

6.2.7. Строительство технологически связанное с производством полевых работ

6.2.7.1. Обустройство буровых площадок

Проектом предусматривается бурение 134 скважин. На каждой проектной точке для размещения буровой установки, жилого вагон-домика и др. требуется планировка площадки размером 50 м*50 м. Планировка будет осуществляться бульдозерами Т-170. Грунты II категории.

Площадки 134 скважин представляют ровную поверхность. Объем работ по планировке площадей составит:

$$50 \text{ м} * 50 \text{ м} * 134 \text{ скв} = 335000 \text{ м}^2.$$

Таблица 50 – Расчет затрат на планировку площадей

(Коэффициент на неполный состав работ – 0,6)

ССН-92, доп. в.11, т.222

Наименование показателей	Ед. изм.	Объем	Затраты		Затраты в чел/см, маш/см
			на един. измер.	на ед. изм, с уч.коэф	
Затраты труда машинистов	1000м ²	335	0,99	0,59	197,6
Бульдозеры	1000м ²	335	0,61	0,37	123,9
Итого:					321,5

6.2.7.2. Строительство дорог

Участок работ, расположен в лесостепной зоне, с наличием ручьев, речек. Дороги присутствуют. Проезд к скважинам будет осуществляться вдоль логов, ручьев, рек, по пашне и насыпным дорогам.

6.2.7.3. Расчистка дорог и площадок под буровые вышки от снега в зимний период, устройство дорог по снегу

Согласно календарного графика работ в зимнее время, предусматривается бурение 62 скважин. Полевой сезон зимнего периода составит 8 месяцев.

Объем работ по расчистке площадок от снега под буровые установки составит:

$$50 \text{ м} * 50 \text{ м} * 0,3 \text{ м} * 62 \text{ скв} = 46500 \text{ м}^3.$$

Также, для обеспечения нормальной работы буровых бригад, бесперебойного обеспечения материалами, топливом, водой, необходимо периодически расчищать дороги, подъездные пути к объектам работ во время снегопадов, сильных ветров, перемещающих снежные осадки.

Полевой сезон зимнего периода составит 7 месяцев, то есть 0,56 года.

По данным метеорологов за последние 10 лет среднее число с метелями составило 25, с выпадением осадков 61 день. В течение зимних месяцев работы, число дней с заносами составит:

$$25 : 7 \times 7 = 25 \text{ дней},$$

где 7 – число зимних месяцев в полевом периоде.

Для перевозок на среднее расстояние между скважинами 0,30 км и 1 км для выезда с участка в зимнее время необходима расчистка дорог от снега. Протяженность дорог составит: $(0,30 \text{ км} * 62 \text{ скв} + 1 \text{ км}) = 19,6 \text{ км}$. Объем работ за один зимний сезон по расчистке дорог от снега составит:

$$19600 \text{ м} * 5 \text{ м} * 0,3 \text{ м} * 25 \text{ дня} = 646800 \text{ м}^3.$$

Кроме того, раз в сутки предусматривается чистка дорог, когда метет поземка (по данным метеослужбы – 18 дней в течение года). Число дней с

заносами, когда метет поземка, составит: $18:7 \times 7 = 18$ дней. Для обеспечения участка работ материалами, топливом, глиной, перевозки людей, объем работ по расчистке дорог составит при ширине дороги 5,00 метров и толщине снежного покрова 0,30 метра за 18 дней.

$$1000 \text{ м} * 5,0 \text{ м} * 0,3 \text{ м} * 18 \text{ дней} = 27000 \text{ м}^3.$$

Всего работы по чистке от снега дорог и площадок под буровые составят:

$$46500 \text{ м}^3 + 646800 \text{ м}^3 + 27000 \text{ м}^3 = 720300 \text{ м}^3.$$

Таблица 51 – Расчет затрат на расчистку дорог и площадок под буровые от снега (СН-92, в.11, доп. т.185)

Наименование показателей	Единицы измерен.	Объем	Затраты, чел-ч, маш-час			Затраты в чел-см, маш-см
			на ед. изм.	на ед. изм. с уч.коэф	на весь объем	
Затраты труда машинистов	1000 м ³	720,0	2,1	2,10	1512	227,5
Бульдозеры	1000 м ³	720,0	2,1	2,10	1512	227,5

6.2.7.4. Строительство площадок временного хранения ГСМ

емкостью 100 м³

Для бесперебойной работы буровых агрегатов проектом предусматривается строительство площадки временного хранения ГСМ.

На площадке временного хранения ГСМ устанавливаются 4-е емкости по 25 м³ (всего 100 м³). Площадь вырубки леса для обустройства площадки временного хранения ГСМ составит:

$$(20 \text{ м} \times 15 \text{ м}) \times 4 = 1200 \text{ м}^2 = 0,12 \text{ га}.$$

**6.3. Сводный расчет сметной стоимости проектируемых
геологоразведочных работ и затрат по объекту**

Таблица 52 – Сметно-финансовый расчет (форма СМ-6)

Должность	Количество	Оклад, (руб)	Премия (тыс. руб)	Районный коэффициент	Итого (руб)	Итого за 24 мес (руб)
1.Бур. мастер	4	25000	5000	1,3	156000	3744000
2. Геолог	4	25000	4000	1,3	150800	3619200
3. Бурильщик	8	22000	5000	1,3	280800	6739200
4. Пом. бур	8	16000	7000	1,3	239200	5740800
5. Тракторист	4	16000	3000	1,3	98000	2371200
6. Водитель	4	16000	3000	1,3	98000	2371200
Итого:					873600	20966400
ДЗП: (7,9%): 1656345 Страховые взносы (34%): 7128576 Материалы (3% от зп): 628992 Амортизация (1,5% от зп): 314496 Резерв (0,5% от зп): 104832						
Итого:						24 383 941

Таблица 53 – Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Объём работ	Единичная сметная расценка	Полная сметная стоимость, руб.
1	2	3	4	5
I Основные расходы	руб			94 492 200
А Собственно ГРР				93 313 270
1. Проектирование	мес	1		1 142 872
2. Полевые работы:				88 268 154
2.1. Буровые работы;	п. м	16500	3 147	51 925 500
2.2. Геологическая документация;	100 м	313,96	3 177	997 438
2.3. Геофизические исследования;	1 000 м	8,4	10 637	89 351
	м	16165	2 181	35 255 865
3. Организация и ликвидация полевых работ:	руб			
3.1. Организация полевых работ (2 %);				1 765 363
3.2. Ликвидация полевых работ (1,6 %)				1 412 290
4. Камеральные работы	мес	2		688 532
<u>Б Сопутствующие работы и затраты</u>	руб			1 178 930,7
5. Транспортировка грузов и персонала				
II Накладные расходы (17,6 %)	руб			16 423 135
III Плановые накопления (30 %)	руб			27 993 981
IV Компенсированные затраты:	руб			8 118 254
1. Полевое довольствие (7,2 %);				6 718 555
2. Доплаты и компенсации (1,5 %)				1 399 699
V Подрядные работы (20 %)	руб			18 662 654
VI Резерв на непредвиденные расходы (3%)	руб			2 799 398
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ	руб			149 826 968
НДС 18%	руб			26 968 854
ИТОГО	руб			176 795822

Заключение

В процессе выполнения дипломного проекта были произведены: подбор технологии и техники сооружения скважин на участке «Камышанский Северный»; анализ вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; подбор вспомогательного оборудования и организация работ; сметно-финансовые расчеты.

В работе предоставляется полное описание буровой установки УКБ-5СА и ее укомплектованности; приведены технические характеристики каждой составляющей единицы буровой установки и буровой установки в целом; на основании технических характеристик бурового оборудования, определенных методик и расчетных формул, произведены проверочные расчеты бурового оборудования и расчеты режимных параметров бурения; произведен выбор породоразрушающего инструмента и бурового снаряда.

В специальной части дипломной работы были рассмотрены общие сведения по изучению газоносности угольных пластов и приведен обзор технических средств изучения газоносности – кернагазонаборников.

По результатам проведения геологоразведочных работ на участке «Камышанский Северный» будут составлены и утверждены в установленном порядке ТЭО постоянных разведочных кондиций и геологический отчет с подсчетом запасов каменного угля.

Список литературы

1. Проект на проведение разведки на участке «Карагайлинский южный» карагайлинского месторождения каменного угля кузбасса: Кубецкий Г.Н., Акимова Е.А., Попова М.А – Кемерово, 2013. – 177 с.
2. Рогова Т.Б. Подсчет запасов угольных месторождений: учеб. пособие / Т.Б. Рогова, С.В. Шаклеин, В.О. Ярков ; Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово, 2010. – 136 с.
3. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В.Г. Храменков, В.И. Брылин; Томский политехнический университет. – 2-е изд.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 244 с.
4. А.С. Юшков, Е.Л. Серик. Бурение геологоразведочных скважин. Москва, изд-во «Недра», 1976 – 286с.
5. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М., «Недра», 1977 – 96 с.
6. Проектирование буровых машин и механизмов: учебное пособие / С.Я. Рябчиков. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 114 с.
7. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах./Мин-во геол. СССР, Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. ин-т угольных м-ний. – М.: Недра, 1988. – 110 с.: ил.
8. Справочник по бурению геологоразведочных скважин / Глав. редактор издания проф. Е.А.Козловский. - СПб.: ООО «Недра», 2000. – 374-386 с.
9. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы. Москва, 2007г.

Нормативные документы

9. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. – Оборудование производственное. Ограждения защитные.
10. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. – Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. – Защитное заземление, зануление.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. – Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
13. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. – Пожарная безопасность. Общие требования
14. НПБ 105-03 – Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
15. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. – Взрывобезопасность. Общие требования.
16. 12.0.003-74 ССБТ. – Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1996.
18. Р 2.2.2006-05 – Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.
19. СНиП 23-05-95 – Естественное и искусственное освещение.
20. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. – Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. – Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 17.1.313-86 ССБТ – Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
23. ГОСТ 17.2.1 03-84 ССБТ – Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
24. ГОСТ 17.4.3.04-85 ССБТ – Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

Интернет ресурсы

25. Прибор радиоактивного каротажа рудных скважин КУРА 2 [электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: http://www.tutkovsky.com/products/rus/kura_2

26. Лесные пожары // Википедия [электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Лесные_пожары

27. ЗАО «Метан Кузбасса» [электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: <http://www.metankuzbassa.ru/metodika.html>

28. Технологический комплекс со съемными керноприемниками на канате КССК-76 [электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: <http://www.geocentrnew.ru/index.php/burovie-kompleksi/208-kssk-76.html>

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Схемы оборудования

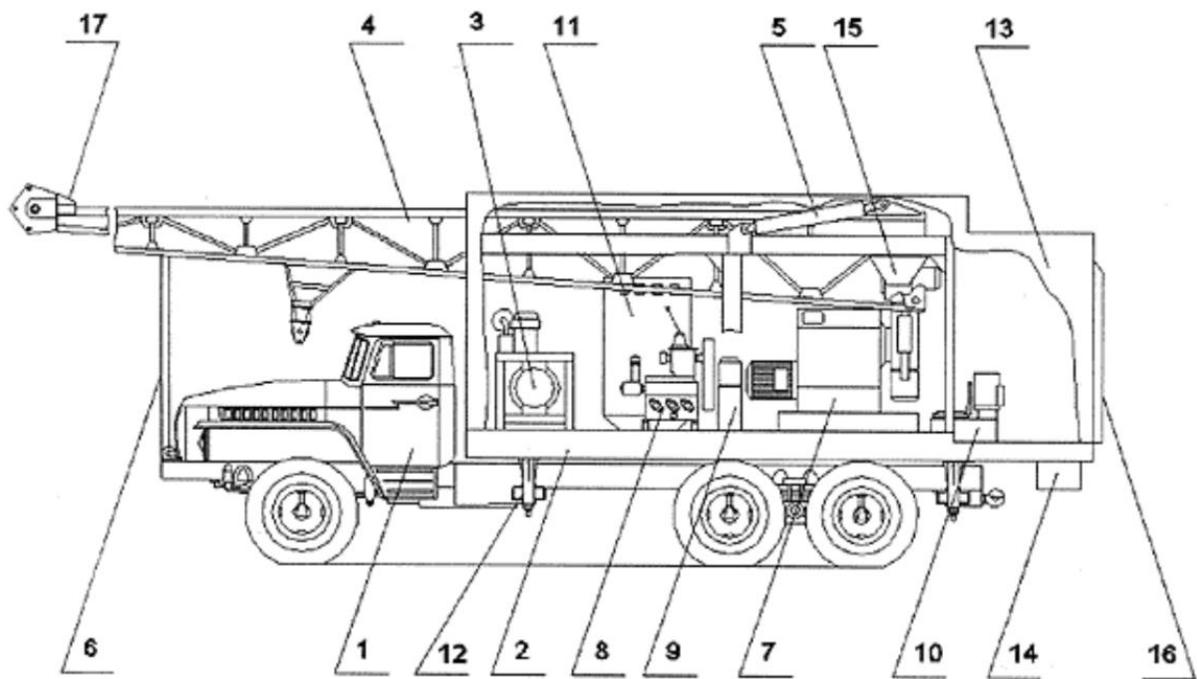


Рисунок 1 – Самоходная буровая установка УКБ-5СА:

1 – шасси автомобиля Урал-4320; 2 – платформа; 3 – дизель-электростанция АД-60С; 4 – мачта; 5 – гидроцилиндр подъема мачты; 6 – опора передняя; 7 – станок буровой; 8 – буровой насос; 9 – маслостанция; 10 – механизм свинчивания-развинчивания бурильных труб; 11 – шкаф управления (электрический); 12 – домкрат; 13 – укрытие; 14 – отопительно-вентиляционная установка; 15 – устройство воздушной завесы; 16 – трап; 17 – ограничитель высоты подъема талевого блока

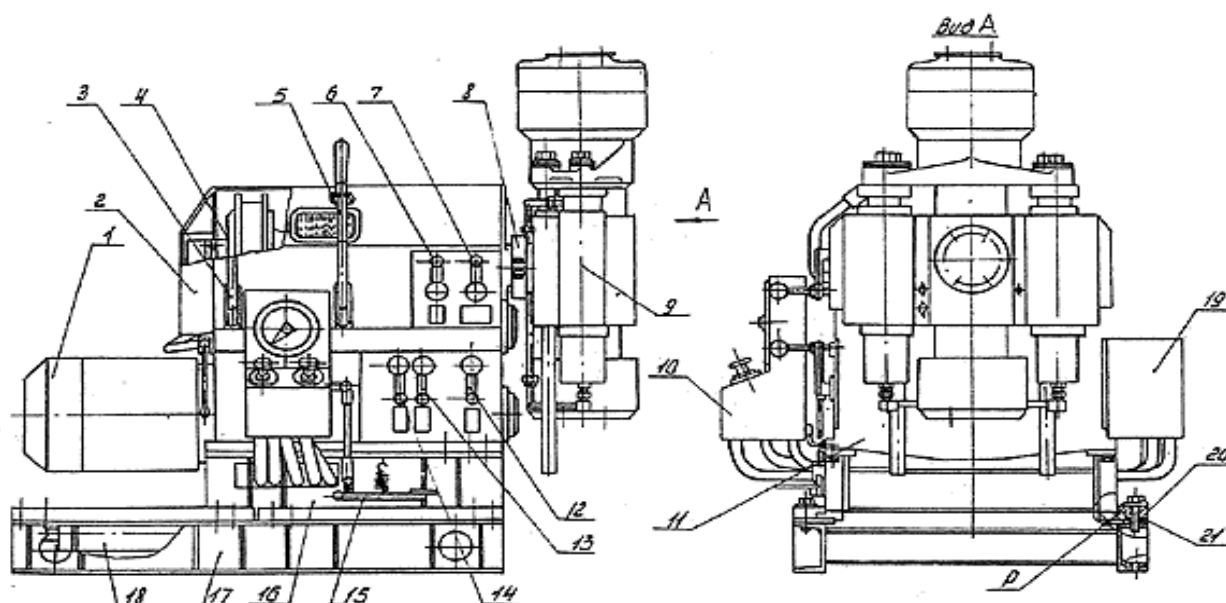


Рисунок 2 – Схема бурового станка СКБ-5113:

1 – электродвигатель; 2 – капот; 3 – рукоятка тормоза подъема; 4 – лебедка;
 5 – рукоятка тормоза спуска; 6 – рукоятка включения лебедки; 7 – рукоятка включения
 вращателя; 8 – хомут; 9 – вращатель; 10 – гидравлический пульт управления; 11 – коробка
 перемены передач; 12, 13, 14 – рычаги переключения коробки передач; 15 – педаль
 управления муфтой сцепления; 16 – станина; 17 – рама; 18 – цилиндр перемещения;
 19 – гидравлический блок управления; 20 – направляющая; 21 – прокладка

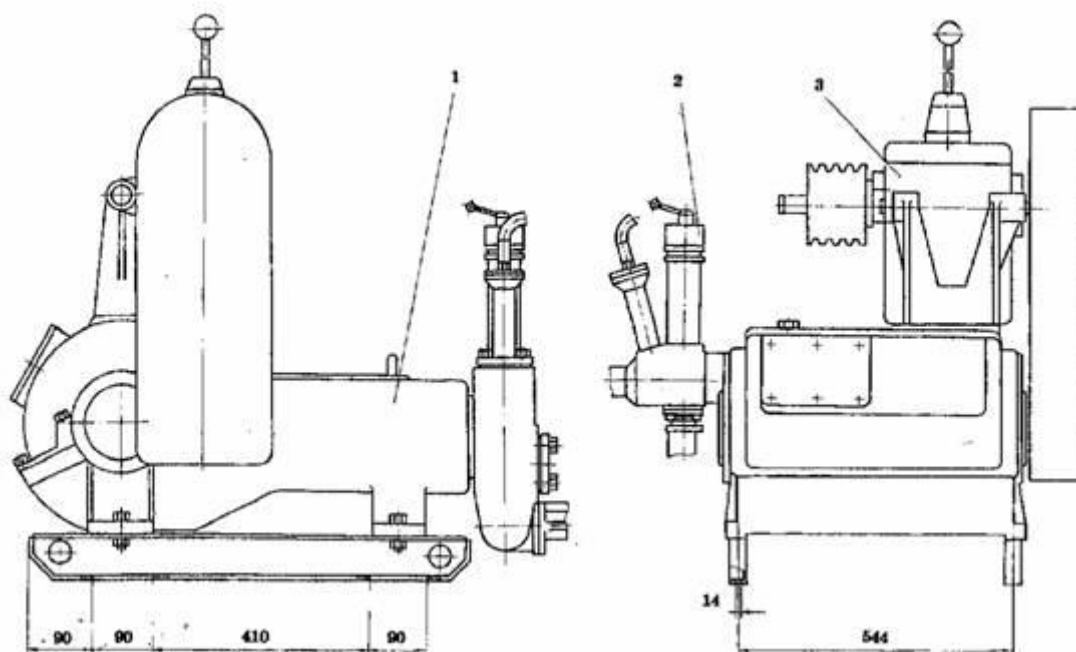


Рисунок 3 – Буровой насос НБ;-160/6,3:

1 – двигатель 4 АМ132М4; 2 – кронштейн; 3 – рукоятка; 4 – коробка передач со шкивами;
 5 – салазки; 6 – насос; 7 – линия нагнетания; 8 – колпак; 9 – линия всасывания;
 10 – ремень; 11 – болт заземления

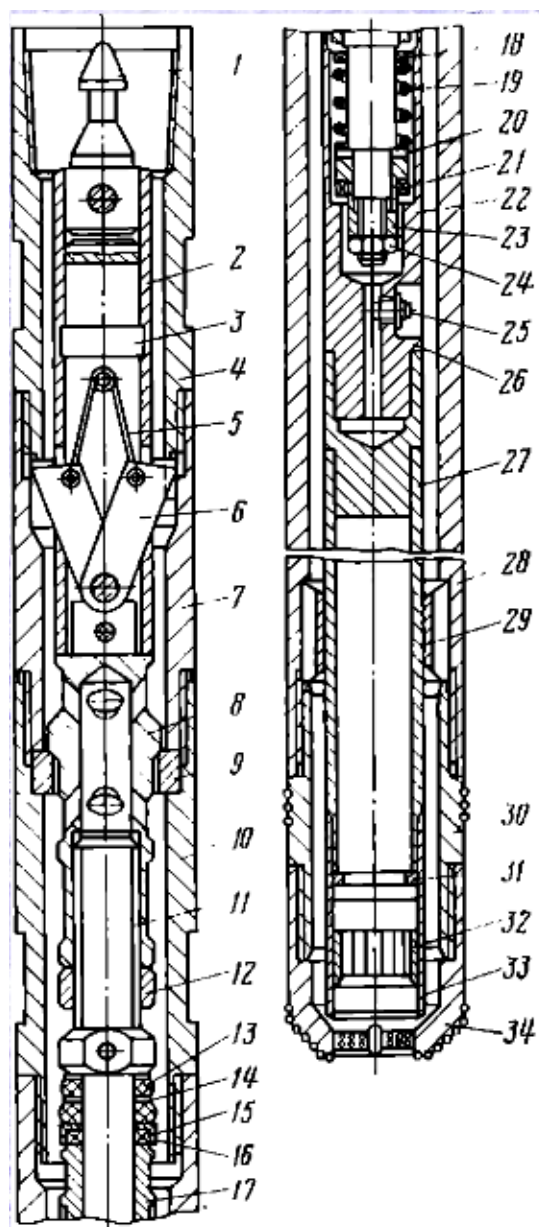


Рисунок 4 – Снаряд КССК-76:

1 – головка; 2 – гильза; 3 – штифт; 4 – центратор; 5 – пружина кручения; 6 – защелки; 7, 10 – переходники; 8 – корпус; 9 – опора 11 – шпиндель; 12 – корегулировочная гайка; 13 – манжета; 14 – шайба; 15 – упорный подшипник; 16 – кожух подшипника; 17 – опора подвески; 18 – подшипник; 19 – пружина; 20 – шайба; 21 – подшипник 22 – кольцо; 23, 24 – гайки; 25 – масленка; 26 – переходник подвески; 27 – приемная труба; 28 – колонковая труба; 29 – центратор; 30 – расширитель; 31 – кольцо стопорное; 32 – рвательное кольцо; 33 – корпус кернорвателя; 34 – коронка

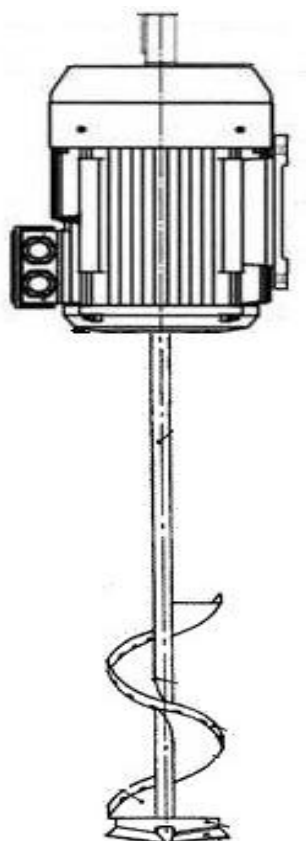


Рисунок 5 – Электрическая винтовая мешалка для приготовления промывочной жидкости

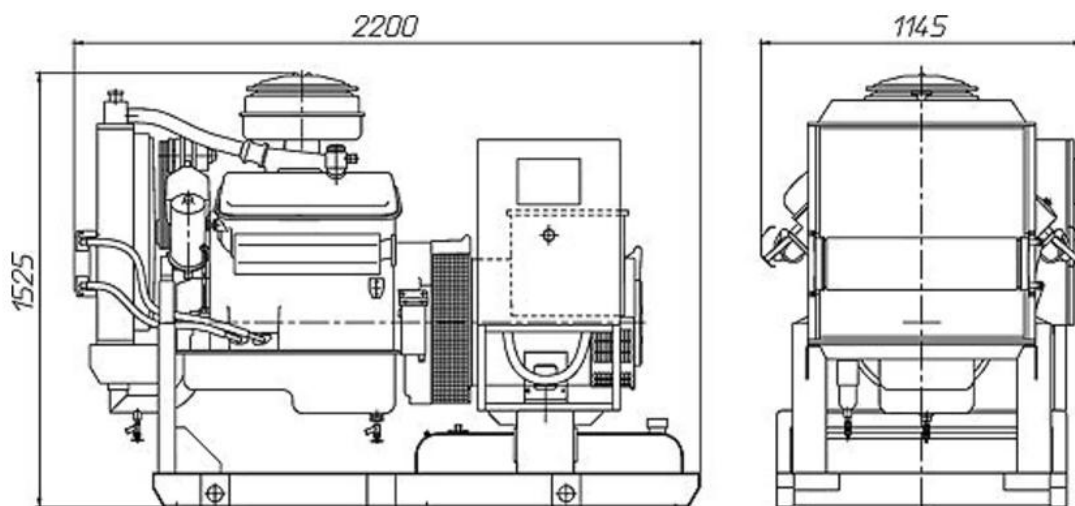


Рисунок 6 – Дизельная электростанция АД-60С

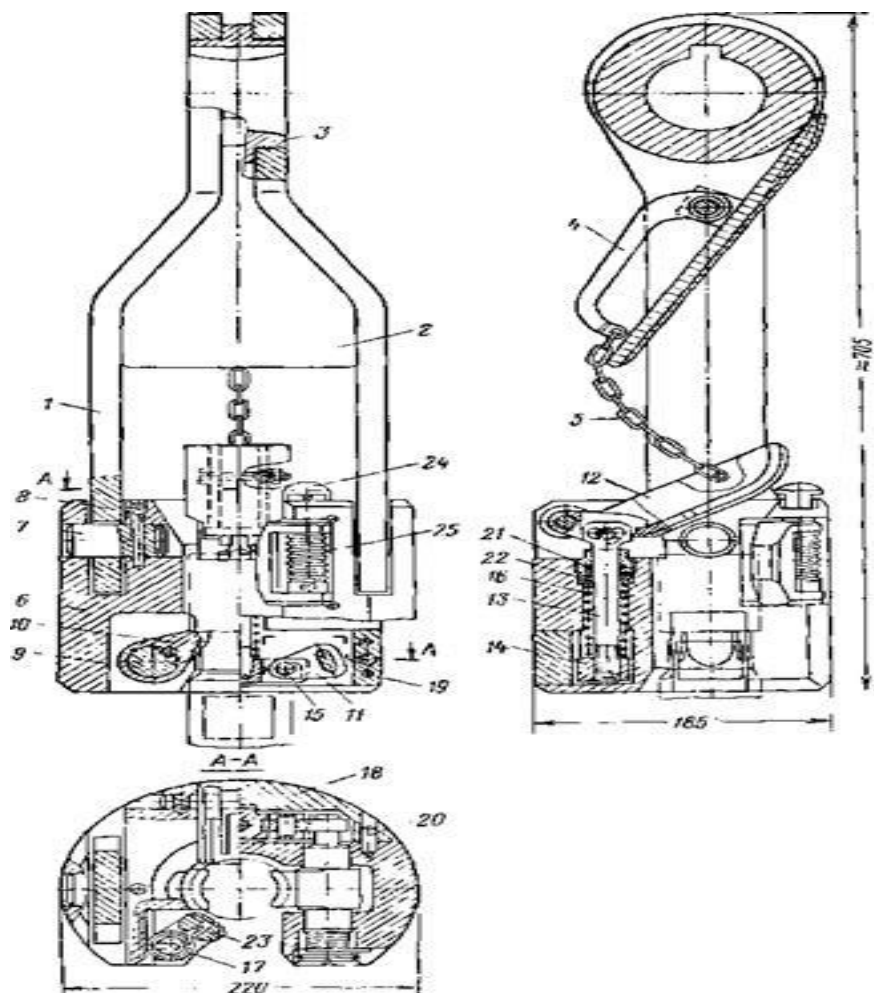


Рисунок 7 – Полуавтоматический элеватор Э-18/50:

1 – щеки; 2 – отражатель; 3 – втулки; 4 – рукоятка; 5 – цепь; 6 – корпус; 7 – пальцы; 8 – фиксаторы; 9 – валики; 10 – кулачки; 11 – хвостовик; 12 – копир; 13 – тяга; 14 – кулачок; 15 – штропа; 17 – пружины; 18 – крышка; 19 – зажим; 20 – штропы; 21, 22 – манжеты; 23 – створки; 24 – ось; 25 – пружина

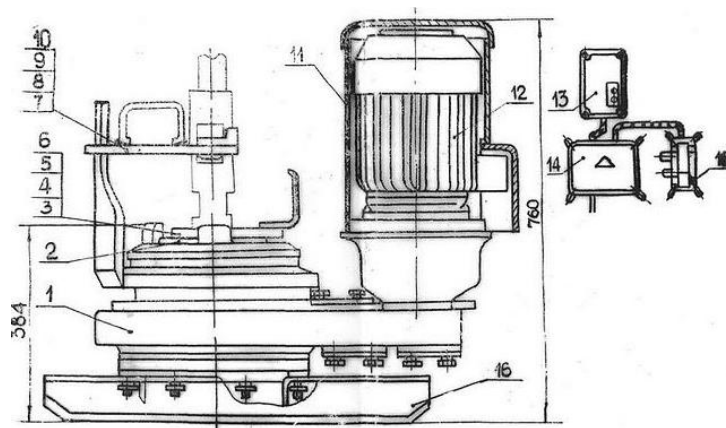


Рисунок 8 – Трубоизгибатель РТ -1200М:

1 – вращатель; 2 – центратор; 3,4,5,6 – подкладные вилки; 7,8,9,10 – ведущие вилки; 11 – кожух; 12 – электродвигатель; 13,14,15 – пусковая аппаратура; 16 – рама

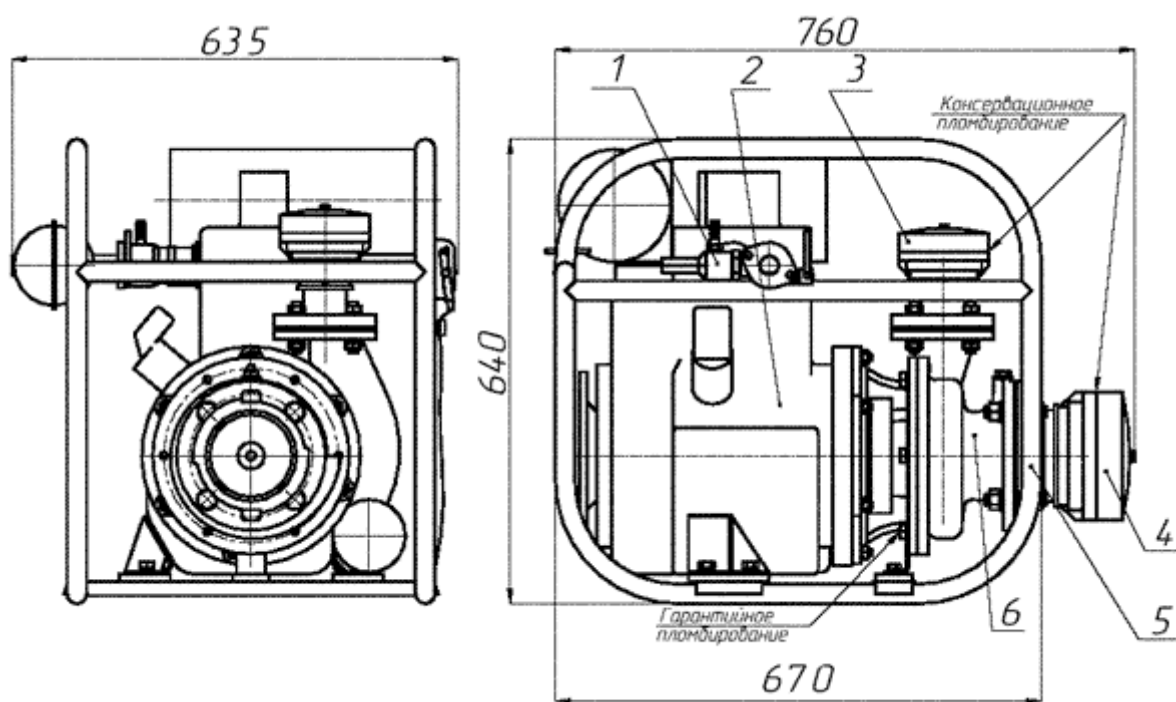


Рисунок 9 – Дизельная мотопомпа МПД-700Е:

1 – газоструйный аппарат; 2 – дизельный двигатель; 3 – головка напорная; 4 – головка всасывающая; 5 – рама; 6 – насосная часть

Формат	Зона	Позиция	Обозначение	Наименование	Количество	Примечание
				Документация		
A4			ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-001	Пояснительная записка	1	
A1			ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002	Графические материалы	6	
A1		1	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-01	Карта выходов пластов угля под наносы	1	
A1		2	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-02	Геологический разрез по 7 разведочной линии	1	
A1		3	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-03	Геолого-технический наряд Скважина №89	1	
A1		4	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-04	План расположения оборудования	1	
A1		5	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-05	Оборудование для определения газоносности пластов	1	
A1		6	ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-002-06	Изучение газоносности пластов угля и вмещающих толщ на участке «Камышанский Северный»	1	

					ДП-2069305-130203-БС-2163-2017-003							
Из	Л	№ докум	Подп.	Дата								
Разраб		Ивашечкин А.В.			Технология и техника проведения геологических разведочных работ для разведки угля на участке «Камышанский Северный» (Кемеровская область)			Лит.	Лист	Листов		
Руковод		Шестеров В.П.						у		1	1	
								НИ ТПУ ИПР БС Группа 222В				

