

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

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.02 «Прикладная геология»
Кафедра геологии и разведки полезных ископаемых

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
«Геология Егозово-Красноярского каменноугольного месторождения и проект разведки участка Магистральный (Кузбасс)»

УДК 553.94:550.8(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2111	Башкатова Виктория Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Иванов Владимир Петрович	д.г.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

По разделу «Бурение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Иванов Владимир Петрович	д.г.-м.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Гаврилов Роман Юрьевич	к.г.-м.н		

Планируемые результаты обучения по программе

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	<u>Фундаментальные знания</u> Применять базовые и специальные математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 2, ОК-6, ОК-12, 13, ОК-20, ПК-2, ПК-10, ПК-21, ПК-23,) (АВЕТ-3а,с,h,j)
P2	<u>Инженерный анализ</u> Ставить и решать задачи комплексного инженерного анализа в области поисков, геолого-экономической оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых с использованием современных аналитических методов и моделей.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 2, 3, ОК-13, ОК-15, ОК-18, ОК-20, ОК-21, ПК-1, ПК-3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14 – 17, ПСК-3.1, ПСК-3.5, 3.6), (АВЕТ-3b)
P3	<u>Инженерное проектирование</u> Выполнять комплексные инженерные проекты технических объектов, систем и процессов в области прикладной геологии с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 4 – 8, 14, ПК-3, 6 – 9, 11, 18 – 20) (АВЕТ-3с).
P4	<u>Исследования</u> Проводить исследования при решении комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии, включая прогнозирование и моделирование природных процессов и явлений, постановку эксперимента, анализ и интерпретацию данных.	Требования ФГОС ВПО (ОК-3, 5, 9, 10, 14 – 16, 21, ПК-10, 11, 21 – 25, ПСК), (АВЕТ-3b,c)
P5	<u>Инженерная практика</u> Создавать, выбирать и применять необходимые ресурсы и методы, современные технические и ИТ средства при реализации геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ с учетом возможных ограничений.	Требования ФГОС ВПО (ПК-7 – 9, 28 – 30 ПСК) (АВЕТ-3e, h)
P6	<u>Специализация и ориентация на рынок труда</u> Демонстрировать компетенции, связанные с особенностью проблем, объектов и видов комплексной инженерной деятельности, не менее чем по одной из специализаций: <ul style="list-style-type: none"> • Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых 	Требования ФГОС ВПО (ОК-8 – 10, 12, 15, 18, 20, 22, ПК-1, ПСК) (АВЕТ-3с,e,h)
Универсальные компетенции		

P7	<p><u>Проектный и финансовый менеджмент</u> Использовать <i>базовые</i> и <i>специальные</i> знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления <i>комплексной инженерной деятельностью</i>.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-1 – 3 13 – 16, 20, 21, ПК-4 – 6, 15, 18 – 20, 23 – 25, 27 – 30, ПСК-1.2, 2.2) (АВЕТ-3e,k)
P8	<p><u>Коммуникации</u> Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i>.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-3 – 6, 8, 16, 18, 21, ПК-3, ПК-6, ПСК) (АВЕТ-3g)
P9	<p><u>Индивидуальная и командная работа</u> Эффективно работать индивидуально и в качестве <i>члена</i> или <i>лидера команды</i>, в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных инженерных проблем</i>.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-4, 6, 18, ПК-3, 6, 11, 27, 30, ПСК-1.2) (АВЕТ-3d)
P10	<p><u>Профессиональная этика</u> Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i>.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-7, 8, 19, ПК-9, 16), (АВЕТ-3f)
P11	<p><u>Социальная ответственность</u> Вести <i>комплексную инженерную деятельность</i> с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-5, 7, 8, 10, 13, 14, 16 – 21, ПК-27-30) (АВЕТ-3c,h,j)
P12	<p><u>Образование в течение всей жизни</u> Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению</i> и непрерывному <i>профессиональному совершенствованию</i>.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-9 – 12, 14, 20) (АВЕТ-3i)

	7. Социальная ответственность при проведении геологоразведочных работ 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Смета
Перечень графического материала	1. Карта выходов пластов под рыхлые отложения (масштаб 1: 5000) 2-5. Проектные геологические разрезы (масштаб 1:2000) 7. Геолого-технический наряд (масштаб 1:10000)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кочеткова О.П.
Бурение	Иванов В.П.
Социальная ответственность	Грязнова Е.Н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Иванов Владимир Петрович	д.г-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2111	Башкатова Виктория Алексеевна		

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проектирование разведочных работ на участке Магистральный.

Геологическое задание выдается на основании лицензии КЕМ 15462 ТЭ на разведку и добычу каменного угля на участке Магистральный Егозово - Красноярского каменноугольного месторождения в Кемеровской области,

1. Целевое назначение работ, пространственные границы объекта, основные оценочные параметры.

Целевое назначение геологоразведочных работ - оценка запасов каменного угля в соответствии с современными требованиями, подготовка запасов каменного угля для промышленной освоения, выполнение ТЭО постоянных разведочных кондиций, проведение государственной экспертизы запасов.

Работы провести в следующих границах.

По площади:

Границами Лицензионного участка Магистральный являются:

- на северо-западе – вертикальная плоскость, проведенная по 6 р.л.;
- на северо-востоке – выход пласта Надбайкаимского н.п. под наносы и срез висячем крыле пласта Байкаимского нарушением II-II;
- на юго-востоке – вертикальная плоскость, проходящая вблизи разведочной линии XXII;
- на юго-западе – разведочная линия XXII и нарушение I-I и Ia-Ia;
- нижняя граница – почва пласта Байкаимского (Поджуринского 5) до среза его висячем крыле нарушением II-II;

2. Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:

- Обосновать выходов угольных пластов под наносы и условий залегания при распространении на глубину, угленосности, гипсометрии, строения и мощности угольных пластов;

- изучение качества и технологических свойств угля, уточнение мощности зоны «негодного» угля и глубины распространения зоны окисления, определение марочного состава угля;
- изучение содержания редких и токсичных элементов в угле.
- изучение физико-механических свойств горных пород и угля;
- изучение природной газоносности угольных пластов;
- изучение гидрогеологических условий эксплуатации;

Достоверность данных о геологическом строении участка, условиях залегания и морфологии угольных пластов, качестве и количестве запасов угля подтвердить на участке детализации. Участок детализации разведать по сети скважин с расстоянием между профилями 200-400 м. Между основными профилями пройти дополнительные скважины на уточнение выходов основных рабочих угольных пластов (Байкаимский, Надбайкаимский, Спутник, Польшаевский I, Польшаевский н.п., Польшаевский II, Инский 3, Инской 2 и Инской 1) и мощности по ним зоны «негодного» и окисленного угля. Такая разведочная сеть скважин обеспечит оценку запасов по категориям В и С₁.

Методику и объёмы опробовательских работ по изучению качества угля, газоносности, гидрогеологических, горногеологических условий эксплуатации, химико-аналитических исследований, предусмотреть в соответствии с действующими методическими указаниями, инструкциями и другими нормативными документами.

По окончании геологоразведочных работ в пределах участка составить ТЭО постоянных кондиций и утвердить его в ГКЗ МПР. Составить геологический отчет с подсчетом запасов и представить запасы на государственную экспертизу.

3. Ожидаемые результаты, форма отчетной документации и сроки выполнения работ.

В пределах участка будут получены разведанные запасы угля по категориям В и С₁ в количестве 175 млн.т пригодные для разработки ТЭО постоянных кондиций, а также проектирования и эксплуатации месторождения. Наиболее достоверные запасы угля категории В и частично С₁ в количестве 20 млн. т, полученные на участке детализации, обеспечат устойчивую работу предприятия на срок до 10 лет. Дальнейшая эксплуатация месторождения проводится на основе предпринимательского риска с систематической эксплуатационной разведкой.

По результатам разведки участка составляется геологический отчет с подсчетом и утверждением запасов в ГКЗ МНР. Отчет представить на бумажных и электронных носителях.

Тираж отчета - 5 экземпляров:

4 экземпляра - ОАО «Кузбасская Топливная Компания» для представления информации в Росгеолфонд и ФГУ ТФГИ в установленном порядке и собственного пользования

1 экземпляр - ОАО «СУЭК Кузбасс» для научно-производственной и учебной деятельности без права передачи третьим лицам.

- Начало работ - III квартал 2017 г.
- Окончание работ - I квартал 2019 г.

РЕФЕРАТ

на выпускную квалификационную работу

Башкатова Виктория Алексеевна

(фамилия, имя, отчество студента)

на тему: «Геология Егозово-Красноярского каменноугольного и проект разведки участка Магистральный (Кузбасс)»

Ключевые слова: геологоразведочные работы, участок «Магистральный», Егозово-Красноярское каменноугольное месторождение, Кемеровская область.

Содержание:

Выпускная квалификационная работа посвящена геологоразведочным работам.

Цель работы – разведка, подсчет и утверждение запасов каменного угля на участке «Магистральный» в установленном порядке.

В дипломном проекте представлены геологическая характеристика и строение Егозово-Красноярского месторождения каменного угля, определена сеть геологоразведочных работ, методика опробования, ожидаемые результаты работ, производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ, технико-экономическое обоснование работ.

Специальная глава проекта посвящена особенностям геологического строения пластов и качеству углей по данным предыдущей геологической разведки. Анализ геологических данных показал, что на территории проектируемого участка угленосность участка представлена отложениями показал что угленосные отложения участка представлена 2 пластами: Полысаевский в.п. и Надбакаимский н.п., данные пласты заметно различаются по химико-петрографической характеристике:

Проект содержит 98 страниц пояснительной записки, 3 рисунка, 40 таблиц и 6 чертежа формата А-1.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ССК – снаряд со съёмным керноприёмником;
ТБ и ОТ – техника безопасности и охрана труда;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
ГИС – геофизические исследования в скважине;
БК-боковой каротаж;
ГК-гамма-епротаж;
ГГК-гамма-гамма каротаж;
ГТН – геолого-технический наряд;
ПРИ – породоразрушающий инструмент;
Д- длинопламенный;
ДГ-длиннопламенный газовый;
ГКЗ- государственная комиссия по запасам;
ТЭО-технико-экономическое обоснование;
ДЭС-дизельная электростанция.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ.....	6
РЕФЕРАТ	8
Обозначения и сокращения.....	9
ВВЕДЕНИЕ	12
1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.....	13
2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ.....	15
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩАДИ РАБОТ.....	16
3.1. Геологическое строение района.....	16
3.1.1. Стратиграфия	16
3.1.2. Тектоника.....	17
3.1.3. Качественная характеристика углей	19
3.1.4. Марочный состав углей.....	19
3.2. Геологическая характеристика площади	21
3.3. Гидрогеологическая и инженерно-геологическая характеристика.....	22
3.4. Газонность.....	23
4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ И КАЧЕСТВА УГЛЕЙ.....	23
5 МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	29
5.1. Топографо-геодезические работы.....	29
5.2. Буровые работы.....	30
5.2.1. Обоснование минимального угла встречи с телом полезного ископаемого.....	32
5.2.2. Расчет и обоснование необходимого диаметра керна при бурении по полезному ископаемому.....	32
5.2.3. Обоснование проектного минимально допустимого выхода керна при пересечении по полезному ископаемому и вмещающим породам.....	32
5.2.4. Расчет объема буровых работ.....	33
5.2.5. Способы бурения.....	34
5.2.5.1. Конструкция скважины.....	35
5.2.5.2. Технологические режимы бурения.....	35
5.2.6. Буровое оборудование.....	37
5.2.6.1. Буровой станок.....	38
5.2.6.2. Буровой насос.....	39
5.2.6.3. Бурильные трубы.....	40
5.2.6.4. Механизация процессов бурения и контрольно-измерительная аппаратура.....	41
5.2.6.5. Буровая вышка (мачта).....	41
5.2.7. Направленное бурение и инклинометрия.....	42
5.2.8. Повышение качества отбора керновых проб.....	42
5.2.9. Состав и параметры промывочной жидкости.....	43
5.2.10. Основные мероприятия по предупреждению аварий.....	43
5.2.11. Вспомогательные работы, сопутствующие бурению.....	44
5.3. Геофизические исследования в скважинах.....	45
5.4. Гидрогеологические работы.....	47
5.5. Опробовательские работы.....	47
5.6. Лабораторные исследования.....	49
5.7. Камеральные работы.....	50

5.8. Метрологическое обеспечение.....	52
6. ПОДСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ПРИРОСТА ЗАПАСОВ.....	53
6.1. Метод подсчета запасов	53
8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.....	54
8.1. Технический план видов и объемов работ.....	54
8.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	55
8.2.1. Организация производства по видам работ.....	68
8.2.2. Нормирование и стимулирование труд.....	68
9. СМЕТА.....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	76
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	78
СПИСОК ТАБЛИЦ И ИЛЛЮСТРАЦИЙ	79

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемый часток Магистральный расположен в пределах Егозово-Красноярского каменноугольного месторождения Ленинского геолого-экономического района Кузбасса.

Площадь участка в проекции на дневную поверхность составляет 3, 25 км².

Запасы каменного угля по участку Магистральный входят в состав ранее детально разведанных геологических участков «Поле шахты Красноярская» и «Егозовский-3», утвержденных протоколами ГКЗ СССР №8658 от 07.12.1980 г. и №9092 от 29.10.1982 г.

Участок Магистральный непосредственно примыкает к эксплуатируемому лицензионному участку «Красноярский» (лицензия КЕМ 01340 ТЭ) и является его естественным продолжением по падению угольных пластов. Общей границей участков по падению является тектоническое нарушение II-II. Фактически они представляют собой единый технологический комплекс.

Работы будут проводиться в следующих границах.

По площади:

Границами Лицензионного участка Магистральный являются:

- на северо-западе – вертикальная плоскость, проведенная по б р.л.;
- на северо-востоке – выход пласта Надбайкаимского н.п. под наносы и срез в висячем крыле пласта Байкаимского нарушением II-II;
- на юго-востоке – вертикальная плоскость, проходящая вблизи разведочной линии XXII;
- на юго-западе – разведочная линия XXII и нарушение I-I и Ia-Ia;
- нижняя граница – почва пласта Байкаимского (Поджуринского 5) до среза его в висячем крыле нарушением II-II;

В пределах участка будут получены разведанные запасы угля по категориям В и С₁ в количестве 175 млн.т пригодные для разработки ТЭО постоянных кондиций, а также проектирования и эксплуатации месторождения. Наиболее достоверные запасы угля категории В и частично С₁ в количестве 20 млн. т, полученные на участке детализации, обеспечат устойчивую работу предприятия на срок до 10 лет. Дальнейшая эксплуатация месторождения проводится на основе предпринимательского риска с систематической эксплуатационной разведкой.

По результатам разведки участка составляется геологический отчет с подсчетом и утверждением запасов в ГКЗ МНР. Отчет представить на бумажных и электронных носителях.

1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Участок недр «Магистральный» в административном отношении расположен на территории Ленинск-Кузнецкого и частично (юго-восток участка) Беловского районов Кемеровской области Российской Федерации (рис. 1). Районные центры города Белово и Ленинск-Кузнецкий находятся соответственно в 20 км к югу и в 3 км к северо-западу от границ участка. Населённые пункты на территории участка отсутствуют. Ближайшие населённые пункты к границам участка: Нижегородка, Красноярка, Мохово, Соцгородок, Польшаево и др., в центральной части участка находится аэродром Ленинского РОСТО. Участок недр «Магистральный» расположен в районе с развитой транспортной инфраструктурой. Через северо-западную часть участка проходит автомобильная дорога федерального значения первой технической категории Кемерово-Новокузнецк, в 4 км к западу от участка — железнодорожная магистраль Новокузнецк-Новосибирск, ближайшая железнодорожная станция — Байкаим.

Участок «Магистральный» по географическому положению расположен в лесостепной ландшафтной зоне на правом берегу р. Мереть. Поверхность участка увалисто-долинная: представлена увалами со сглаженными вершинами и изрезанными сухими логами склонами. Рельеф слабо расчленён, высотные отметки изменяются от +240 до +270 м над уровнем моря. Гидросеть местности формируется р. Иня (водоохранная зона 200 м, русло в 5 км к юго-западу от участка) и её правыми притоками — реками Мереть, Мереть 1-я и Мереть 2-я (водоохранные зоны по 50 м).

Климат района резко континентальный, с холодной зимой и сравнительно теплым летом. Среднегодовая температура воздуха равна +0,3°C.

Снеговой покров появляется в начале ноября и держится до середины апреля, распределяется из-за воздействия сильных ветров крайне неравномерно. Число дней в году со снегом 170. Неравномерностью снежного покрова обуславливается и различная величина промерзания грунтов — от 0,4 м до 2,5 м. Полное оттаивание грунтов на всю глубину происходит в конце мая. Среднегодовое количество осадков равно 333,6 мм. Наибольшее количество осадков приходится на летний период, максимум наблюдается в июле месяце. Наименьшее количество — весенний, минимум наблюдается в апреле месяце. Преобладающими ветрами в районе являются юго-западные и юго-восточные. Наибольшие скорости ветра наблюдаются в зимнее и весеннее время. среднегодовая многолетняя скорость ветра 5,5, максимальная 35 м/сек.

Влажность воздуха взаимосвязана с годовым ходом температуры. Многолетняя среднегодовая величина абсолютной влажности 6,4-6,6 м.б., относительной 71-72%, недостаток насыщения 3,1-3,2 м.б.

Многолетняя среднегодовая величина давления воздуха 986-992 МПа. Снеговой покров ложится в середине октября — первых числах ноября и держится до апреля, иногда до середины мая. Высота его на защищенных от ветра местах достигает 110 см, на незащищенных — 70 см.

Вывоз угля на железнодорожные пути РЖД с вышеперечисленных предприятий осуществляется по подъездным железнодорожным путям на магистраль Новокузнецк-Новосибирск.

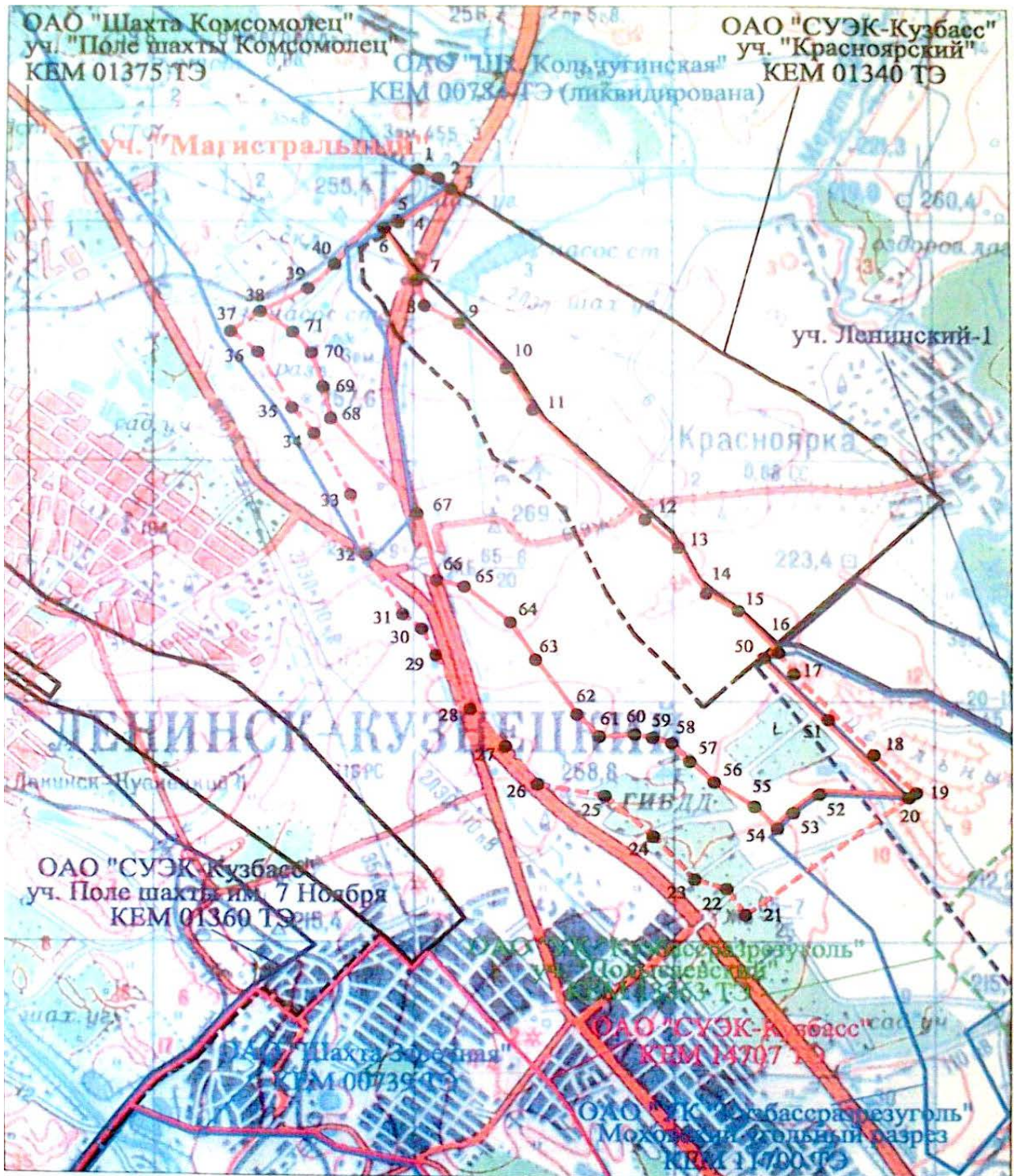


Рис. 1. Обзорная карта района работ
Масштаб 1:50 000

2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Участок недр «Магистральный» находится в Ленинском геолого-экономическом районе Кузнецкого угольного бассейна в пределах Егозово-Красноярского месторождения каменного угля в составе геологических участков «Егозовский 3» и «Поле шахты Красноярская». Егозово-Красноярское месторождение приурочено к Грамотеинскому блоку Присалаирской зоны линейных складок и разломов Кузбасса, ориентированных параллельно Салаирскому кряжу. Основной пликативной структурой месторождения являются Егозово-Красноярская синклиналь. Наиболее крупными дизъюнктивами, имеющими региональное значение, являются Иганинский (Виноградовский) и Журинский взбросы, которые являются естественными границами месторождения.

Юго-восточная часть участка недр «Магистральный» (до 6 разведочной линии) входит в состав геологического участка «Поле шахты Красноярская». Геологоразведочные работы на геологическом участке «Поле шахты Красноярская» выполнены Северо-Кузбасской ГРЭ ПГО «Запсибгеология» в период 1974-1980 годах (геологический отчёт «Поле шахты Красноярской в Ленинском геолого-экономическом районе Кузбасса. Геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.01.1980»). Геологическое строение и запасы каменного угля по состоянию на 01.01.1980». Геологическое строение и угленосность геологического участка "Поле шахты Красноярская" изучены неравномерно. Запасы угля до горизонта - 100 м (абс.) детально разведаны и прошли Государственную экспертизу в ГКЗ СССР (протокол №8658 от 17.12.1980). Запасы угля ниже горизонта -100 м (абс.) до горизонта - 300 м (абс.) разведаны предварительно и подсчитаны без проведения Государственной экспертизы. Подсчёт запасов угля геологического участка «Поле шахты Красноярская» произведён по кондициям согласно протоколу ГКЗ СССР №1528-к от 21.11.1980.

Северо-западная часть участка недр «Магистральный» (до 6 разведочной линии) выделяется в составе детально разведанного геологического участка «Егозовский 3». Геологический участок «Егозовский-3» детально разведан в 1981-1982 годах Северо-Кузбасской ГРЭ ПГО «Запсибгеология» (геологический отчёт «Участок Егозовский 3 в Ленинском геолого-экономическом районе Кузбасса. Геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.05.1982»). Запасы угля геологического участка «Егозовский 3» утверждены ГКЗ СССР в 1982 году (протокол №9092 от 29.10.1982). Для подсчёта запасов были приняты кондиции, утверждённые ГКЗ СССР для геологического участка «Егозовский 3» (протокол №1723-к от 06.08.1982).

Лицензионный участок имеет общие границы с горными отводами АО «СУЭК-Кузбасс» (лицензия КЕМ 01340, участок «Красноярский») и ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» (КЕМ 11700 ТЭ, участок разрез «Моховский»).

Запасы каменного угля по участку Магистральный, входят в состав ранее детально разведанных геологических участков «Поле шахты Красноярская» и «Егозовский-3», утвержденных протоколами ГКЗ СССР №8658 от 07.12.1980 г. и №9092 от 29.10.1982 г.

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛОЩАДИ РАБОТ

3.1. Геологическое строение района

3.1.1. Стратиграфия

Продуктивные отложения участка слагают осадки верхне-среднепермского возраста кольчугинской серии ускатской свиты, повсеместно перекрытых чехлом четвертичных отложений.

Ильинская подсерия (P_{2il}) представлена на участке отложениями ускатской свиты.

Ускатская свита (P_{2us}) в пределах участка распространена повсеместно, представлена от самых верхних её горизонтов до средней ее части и вскрывается скважинами практически повсеместно в границах лицензионного отвода. Ускатская свита вмещает 6 угольных пластов рабочей мощности: Надбайкаимский, Спутник, Польшаевский I, Польшаевский Пн.п., Польшаевский II, Инский 3, 2 пласта не рабочей мощности - Инской 2 и Инской 1.

Для разреза Ускатской свиты характерно крупноциклическое строение. В строении толщи выделяются мощные пачки песчаников в кровле пластов Надбайкаимского и Польшаевского II.

Литологический состав угленосной толщи не отличается большим разнообразием вмещающих пород и представлен в основном песчаниками и алевролитами, аргиллиты имеют подчинённое значение и встречаются в виде небольших прослоев. Часто литологический состав вмещающих пород меняется как по простиранию толщи, так и на глубину.

Палеозойские отложения повсеместно перекрыты четвертичными отложениями, представленными суглинками, реже глинами и песками. Мощность покровных отложений изменяется в широких пределах от 1-10 м в пониженных частях рельефа, до 50 м на водоразделах.

К тонким относятся пласты Польшаевский II н.п., Польшаевский I, Инский III, Спутник, Пласт Польшаевский II в.п. относится к мощным пластам, а пласт Надбайкаимский н.п. относится к средней мощности.

3.1.2. Тектоника

Участок Магистральный приурочен к северо-восточному крылу и призматической части Красноярской синклинали. Участок находится в висячем крыле взброса II-II между тектоническими нарушениями II-II и I-I и его апофизой нарушением I^a-I^a, являющихся северо-восточной границей участка. Крылья складки обрезаны крупными региональными взбросами-Журиным и его апофизой – взбросом I-I, являющимся юго-западной границей лицензионного участка.

Красноярская синклиналь имеет ассиметричное строение с более крутым северо-восточным крылом, чем юго-западное. Ось синклинали находится за юго-западной границей лицензионного участка и очень полого погружается в юго-восточном направлении, наибольшее погружение оси складки установлено южнее лицензионного участка. Углы падения изменяются от 3-5° до 15°.

Взброс I-I подсекается большим количеством разведочных скважин по всем разведочным линиям, от XX до б . Представляет собой продольный несогласный взброс с падением сместителя на ЮЗ под углом 20-40°. Амплитуда взброса равна 130-140 м, сопровождается зоной сплошного дробления пород, мощностью от 10 до 30м, а в отдельных случаях (р.л.7-8) до 50 м.

Нарушение Ia-Ia – несогласный диагональный взброс с юго-западным падением сместителя под углами 27° на выходах и 10° на глубине. Нарушение служит лицензионной границей участка. В начале оно ведет себя как апофиза нарушения I-I, отходящая от него на верхних горизонтах, но постепенно оно все больше и больше уходит на глубину, увеличивается его амплитуда и зона нарушенных пород. Своего направления нарушение не меняет, почти прямолинейно тянется на ЮВ.

Нарушение типа взброс II-II изучено по всем разведочным линиям большим количеством скважин. Простирается с СЗ на ЮВ по азимуту 130-140°. Представляет собой продольный согласный взброс.

Нарушение сопровождается, как правило, зоной интенсивного дробления, мощностью от 10 до 40 м. Амплитуда разрыва непостоянная и изменяется по простиранию и с глубиной. В целом, поле участка Магистральная характеризуется слабым развитием пликативной нарушенности.

В пределах участка проявляются мелкие дизъюнктивные нарушения взбросового типа. Характеристика мелкоамплитудных нарушений. Амплитуды смещения составляют в основном 2-10 м, и не превышают 34 м по вертикали.

Крупных дизъюнктивных нарушений в пределах участка не выявлено.

По сложности тектонического строения, участок Магистральная отнесен к I группе согласно классификации ГКЗ.

Характеристика разрывных нарушений

Таблица 3

Наименование разрыва	№ скв.	Разведочная линия	Интервал нарушений или мощность зоны дробления	Увеличение мощн. пласта или сдвоение	Увеличение межпластов. расстояния	Состояние керна, амплитуда разрыва
2	11751	6	302-306		+	Перемяты породы с зеркалами скольжения, h=10м
3	21748	7-8	278-198	+		Сдвоение пласта Надбайкаимского, h=34м
3	21739	XXII	207-219		+	Разбит системой разнонаправленных трещин, заполненных кальцитом, перемят
3	21548	XXII	282,50-285,00		+	Сдвоение пласта Надбайкаимского, перемят до состояния брекчии, разбит многочисленными трещинами, следы притирания и скольжения, h=25м

3.1.3. Качественная характеристика углей

Пласты каменных углей сложены полублестящими и блестящими типами штриховатой и неяснополосчатой структуры. Штриховатость и полосчатость обусловлена очень тонкими линзочками и прослоечками фюзена и кларена. Угли в основном однородные. Редко наблюдаются линзочки и прослойки до 1 см, представленные полуматовыми и матовым высокозольным углем. Линзочки алевролита единичные.

Органическая часть углей всех пластов, сложена микрокомпонентами групп витринита, семивитринита, инертинита и липтинита.

Среднее содержание микрокомпонентов группы витринита в угольных пластах участка Магистральный изменяется по средним значениям 87- 92%, семивитринита 1-3%, инертинита 4-8%, липтинита 2-3%. Минеральные примеси в основном представлены глинистыми минералами и карбонатами. Суммарное их содержание для пластов участка – 5-7 %. Пирит и кварц вместе составляют не более 2%.

Оценка изменения степени метаморфизма углей выполнена по показателю отражения витринита, наиболее чувствительному к метаморфическим изменениям. Определение стадии метаморфизма угольных пластов выполнено по ГОСТ 21489-76, согласно которому степень метаморфизма углей всех пластов соответствует I, I-II стадиям. По средним значениям показателя отражения витринита (0,60-0,65%) по ГОСТ 25543-2013 угли участка отнесены к классу 0б. По суммарному содержанию отошающих компонентов угли всех пластов относятся к категории 0-1 и по ГОСТ 25543-2013 являются витринитовыми.

3.1.4 Марочный состав углей

Принадлежность углей к той или иной марке или технологической группе определялась по результатам анализов керновых проб.

Определение марочного состава углей в настоящем отчете произведено в соответствии с ГОСТом 25543-2013, согласно которому классификационными показателями являются: показатель отражения витринита - R_0 (%), сумма фюзинизированных компонентов - ОК (%), выход летучих веществ - V^{daf} (%) и толщина пластического слоя - u (мм). Согласно ГОСТ 25543-2013, по вышеперечисленным классификационным показателям, в границах участка Магистральный выделены контуры на пластах Полысаевском II в.п., Надбайкаимском н.п. с маркой Д и ДГ.

Угли пластов характеризуются средними показателями: показателем отражения витринита 0,57-0,62 % по крайним значениям и 0,60-0,64 по средним, содержанием отошающих компонентов 5-16% по крайним значениям и 5-11% по средним, выходом

летучих веществ 35,2-46,7% по крайним значениям и 38,4-42,0% по средним, порошкообразным, слипшимся, слабоспекшимся, спекшимся, несплавленным коксовым остатком. Показатели качества угля по пластам вышеуказанных марок схожи, за исключением толщины пластического слоя.

Таким образом, маркам ДГ и Д выделены на угольных пластах Надбайкаимский, Спутник, Полысаевский I, Полысаевский II н.п., Полысаевский II, Инский 3, Инский 2 и Инский 1. Элементный состав углей участка, как показывают исследования, постоянный в углях участка пластов от Красноорловского по Байкаимский содержится углерода (по средним значениям) – 77,95-79,95 %, водорода – 5,38-5,58 %, азота + кислорода – 14,49-16,60 %.

Содержание серы (S_t^d) в углях пластов по средним значениям изменяется от 0,20 до 0,84 %. По крайним значениям величина содержаний колеблется в пределах от 0,15 до 1,63 %. В целом угли участка относятся к малосернистым. Единичные содержания серы более 1% имеются в пластах Тонкий и Надбайкаимский н.п.

Содержание фосфора (P) по средним значениям изменяется от 0,007 до 0,028 %. По крайним значениям от 0,002 до 0,1061 %. В целом угли участка относятся к малофосфористым и фосфористым.

Содержание влаги аналитической (W^a) по крайним значениям изменяется от 2,2 до 7,0 %, по средним значениям – от 3,6 до 5,2 %.

Удельная теплота сгорания углей по бомбе (Q_s^{daf}) изменяется по средним значениям от 32,21 до 33,21 Мдж/кг.

В геологическом отчете по детальной разведке участка «Магистральный», прошедшем государственную экспертизу, отмечается: «Содержание золы определялось по рядовым пробам. В случае загрязнения пробы при зольности, превышающей 12-14% производилась флотация». Данный метод определения зольности углей использован также в отчете по участку «Егозовский 3», также прошедшем государственную экспертизу.

В настоящей работе, при приведении характеристики зольности авторы руководствовались тем фактом, что подавляющее большинство пластопересечений уже участвовало при предыдущих утверждениях, метод определения зольности углей принят аналогичным вышеизложенному. Наличие тонких породных линз и прослоек, удаляемых при помощи флотации, снижает действительную зольность пласта. Проведенное опробование угольных проб признано экспертной комиссией достоверным.

Средние значения зольности по пластам получены как среднеарифметическое по большому количеству незасоренных при перебурке проб. Зольность чистого угля по керновым пробам в целом не велика, находится в пределах 4,4-7,6% по средним значениям и 2,0-15,6% - по крайним значениям.

С учетом засорения пластов породными прослойками зольность по крайним значениям изменяется от 2,0 до 16,9%, по средним значениям изменяется от 4,8 до 8,7%. В пределах участка закономерности изменения зольности по пластам не наблюдается ни по простиранию, ни по падению.

Полученные среднеарифметические значения зольности угля по незасоренным пробам приняты для характеристики качества угля. Зольность чистого угля по керновым пробам в целом не велика, находится в пределах 5,3-7,7% по средним значениям и 3,1-15,2% по крайним значениям. С учетом засорения пластов породными прослойками зольность в среднем составляет 5,3-8,3%. По крайним значениям зольность изменяется от 3,1 до 15,2%. Зольность чистого угля и пластовая зольность по пробам из горных выработок по пласту Надбайкаимский изменяется от 4,7 до 9,8% составляет по средним значениям н.п. 6,8%, по пласту Байкаимский 4,4-6,5, в среднем 5,8%.

Пласты Тонкий, Польшаевский II в.п., Надбайкаимский н.п., Байкаимский имеют сложное строение. Прослойки в угольной массе представлены в основном алевролитом мелким и углистыми породами, реже алевролитами крупными. За зольность породных прослоев, в случае отсутствия прямых определений, принималась средняя величина по литологическим разностям каждого пласта (таблица 3.2).

Таблица 3.1

Зольность породных прослоев

Наименование пластов	Зольность в % породных прослоек минимальная, максимальная и средняя, в скобках - количество определений			Средняя по алевролитам, %
	углистые породы	алевролиты мелкие	алевролиты крупные	
Красноорловский	-	90,3(1)	-	90,3
Несложный	67,1(1)	$\frac{76,2-91,3}{86,6(8)}$	-	86,0
Тонкий	$\frac{45,5-74,8}{60,5(48)}$	$\frac{75,3-93,6}{85,6(109)}$	$\frac{82,4-93,7}{88,0(2)}$	85,6
Польшаевский II в.п	$\frac{42,2-74,3}{63,4(49)}$	$\frac{74,8-95,9}{86,8(181)}$	$\frac{88,6-94,1}{90,0(6)}$	86,3
Надбайкаимский н.п.	$\frac{48,7-73,4}{63,9(11)}$	$\frac{76,5-93,0}{83,7(11)}$	92,6(1)	84,4

Байкаимский	$\frac{52,8-71,1}{61,7(4)}$	$\frac{74,7-91,7}{84,3(13)}$	-	84,3
-------------	-----------------------------	------------------------------	---	------

Зона негодного и окисленного угля была выделена в материалах геологического отчета по полю шахты Красноярской и участку Егзовскому 3, прошедших государственную экспертизу [34,37]. Основанием для определения границ зон негодного и окисленного угля являлись макроскопическое описание угля и пород, результаты химических анализов проб, отобранных из разведочных скважин.

По всей площади участка под рыхлой толщей коренные породы, в том числе пласты, подвергались выветриванию на разную глубину. Наиболее глубокое выветривание наблюдается за пределами Лицензионного участка на левобережье реки Мерети. Мощность зоны выветривания изменяется здесь от 20 до 38-42 метров по вертикали от поверхности коренных пород.

Внешними признаками окисленности угля являются наличие и цвет гидроокислов железа, присутствие и степень сохранности карбонатов на плоскостях трещин, крепость угля и наличие в нем глинистых образований.

Зона негодного и окисленного угля определена по результатам анализа керновых проб. Нижняя граница зоны показана на планах подсчета запасов углей по пластам и геологических разрезах.

Вблизи выходов все угли участка являются в различной мере окисленными. В зависимости от степени окисленности изменяются их физические и химико-технологические свойства.

Негодный уголь был установлен на локальных участках, приуроченных к водоразделам по признакам сажистости, высокому содержанию гуминовых кислот, показателю окисленности, определяемому петрографическим методом и теплоте сгорания $Q_s^{daf} < 5980$ ккал/кг (ГОСТ 50904-96).

При определении нижней границы зоны окисления на разрезах по разведочным линиям по всем скважинам были отмечены глубины, до которых распространяются налеты гидроокислов железа. Затем граница была скорректирована по химанализам проб угля из скважин и анализов окисленности петрографическим и химическим методами.

Угли участка Магистрального предназначаются для энергетических нужд. Энергетические угли – марки Д (подгруппы ДВ) и ДГ (подгруппы ДГВ) рекомендуется использовать в технологическом направлении: для производства синтетического жидкого топлива, полукоксования (ГОСТ 25543-2013). Кроме того, угли марок Д и ДГ возможно использовать в энергетическом направлении: при пылевидном и слоевом сжигании в стационарных котельных установках, при сжигании в топках судов и энергопоездов, а также как топливо для коммунальных и бытовых нужд.

3.2. Геологическая характеристика площади

Геологический разрез участка представлен отложениями ускатской свиты ильинской подсерий кольчугинской серии верхне-среднепермского возраста. В кольчугинской серии наибольшим распространением пользуются песчаники и алевролиты. Песчаники имеют в основном мелко- и среднезернистую структуру. В составе обломков доминируют кварц, полевые шпаты, карбонаты, эффузивы и метаморфические породы. Тип цементации – преимущественно поровый, базальный, контактовый и их сочетания. По составу цемент в основном слюдисто-кремнистый, гидрослюдистый, реже – карбонатный или серицитовый. Плаггиоклазы обычно кислого состава с признаками серицитизации, калиевый полевой шпат пелитизирован. Отсортированность кластического материала хорошая, окатанность средняя, цемент железисто-глинистый, карбонатный и хлоритовый.

Алевролиты представлены различными гранулометрическими типами – от мелких до крупнозернистых. Текстура их слоистая за счёт изменений гранулометрического состава либо послойных скоплений песчаного и углистого материала, реже – неслоистая, комковатая.

По составу обломков и цемента они аналогичны песчаникам. Углистые алевролиты и аргиллиты занимают в угленосной толще незначительное место; чаще всего они залегают вместе с угольными пластами, слагая обычно ложную кровлю и почву, и прослойки породы в пластах. Минерализованные породы встречаются в толще песчаников и алевролитов в виде прослоек небольшой мощности 1 – 25 см. Они отличаются высоким удельным весом, большой крепостью и тёмно-серым цветом с коричневатым оттенком.

Участок Магистральный приурочен к северо-восточному крылу и призматической части Красноярской синклинали. Породы в этом крыле складки простираются в почти субмеридиональном направлении.

В пределах участка обнаружен ряд трещинных зон, отличающихся повышенной водообильностью. Водообильность пород зависит и от литологического состава: алевролиты и аргиллиты дают минимальные удельные дебиты, песчаники – максимальные. При гидрогеологических работах использовался метод налива воды в скважину и откачки воды из скважин.

В результате опытно-фильтрационных работ, проведенных в гидрогеологических скважинах, определены фильтрационные параметры углевмещающей толщи пород, изучены предполагаемые границы области фильтрации, таких как река Мереть и зон крупных нарушений.

Четвертичные отложения опробованы в долине реки Мереть. С целью установления взаимосвязи подземных вод пермских пород и четвертичных отложений.

Для выделения в разрезе водоносных зон в скважинах выполнены гидрогеофизические исследования: резистивиметрия и расходомерия.

По катионному составу подземные воды, в основном, преобладает кальциево-натриевого типа. Воды пресные, минерализация не превышает 0,8 г/л; по значению рН (равное 7,0-8,0 мг/дм²) – от нейтральных до слабощелочных.

По классификации Алекина относятся к умеренно жестким и жестким. Общая жесткость является устранимой (составляет 3,39-9,50 мг-экв/л). По отношению к бетону и металлу воды неагрессивные.

С увеличением глубины залегания подземных вод, происходит смена типа подземных вод с кальциево-натриевого и увеличение содержания ионов хлора и сульфатов на натриевый.

Бактериологический анализ показал о пригодности подземных вод к питьевому употреблению.

3.3. Гидрогеологическая и инженерно-геологическая характеристика

По степени водоносности, режиму питания, условиям залегания и распространению в пределах участка развиты слабоводоносные отложения верхнечетвертичного элювиально-делювиального возраста (ed Q_{III}) и водоносный комплекс верхне-среднепермских угленосно-терригенных пород кольчугинской серии (P_{2-3kl}).

Водоносный горизонт верхнечетвертичных элювиально-делювиальных отложений (ed Q_{III}) повсеместно перекрывают коренные породы и сглаживают резкие очертания древнего рельефа, их мощность на водоразделе и склонах изменяется в широких пределах, достигая 70м.

В верхней части разреза распространяются лессовидные макропористые суглинки, которые подстилаются плотными суглинками и глинами. Водоносный горизонт на границе распространения макропористых и тяжелых суглинков и глин относительно выдержан. По характеру безнапорный, статические уровни устанавливаются на глубинах 1-30м.

Водоносный комплекс верхнепермских угленосно-терригенных пород отложений кольчугинской серии (P_{2-3kl}) развит на значительной площади района. Водовмещающие породы представлены чередованием средне-мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, ре-

же аргиллитами, углистыми аргиллитами, каменными углями. Толща характеризуется неравномерной обводненностью, которая зависит от литологического состава горных пород, геоморфологического положения и степени развития эндогенной и экзогенной трещиноватостью. Наибольшей обводненностью характеризуются трещиноватые песчаники. Менее обводнены алевролиты и аргиллиты.

Пласты угля залегают среди сцементированных терригенно-осадочных пород, обладающих значительной крепостью. В зоне приповерхностного выветривания в среднем до 80 м от поверхности коренных пород прочностные свойства пород заметно снижаются и непосредственно вблизи контакта с четвертичными отложениями породы становятся практически дезинтегрированными, что необходимо учитывать при проектировании и строительстве участка открытых работ.

Макроскопически четвертичные образования представлены в основном суглинками средними и глинами твердыми темно-серого цвета. В русловых отложениях рек и основаниях их террас в небольшом количестве присутствуют песчано-галечниковые отложения мощностью от 0,5 до 2-3 м.

По гранулометрическому составу осадки представлены в основном пылеватыми суглинками, встречаются пропластки тяжелых суглинков со значительным содержанием песчаных фракций и пылевых глин с содержанием глинистых частиц 30 % и более.

3.4. Газоносность

Основным компонентом природных газов угольных пластов Ленинского геолого-экономического района в целом, не затронутых процессами газового выветривания (деметанизацией), является метан. Его концентрации в смеси природных газов угольных пластов составляют 70-95%. Редко в виде примесей (от 0,3 до 10,0 %) в единичном случае - 18,2%, присутствуют (с неравномерным распределением) гомологи метана (тяжелые углеводородные газы), в небольших концентрациях (от 0,1 до 6,3%) нерегулярно встречается водород. В зоне газового выветривания в составе газа угольных пластов преимущественно отмечается азот, углекислый газ с низкими концентрациями метана.

Мощности зоны газового выветривания угольных пластов служат показателями степени геологической дегазации угольных месторождений и шахтных полей. Глубинное (гипсометрическое) положение поверхности метановой зоны является координатой начала закономерного роста метаноносности угольных пластов по мере их погружения, а это, в свою очередь, обуславливает различную газоносность пластов по горизонтам и предопределяет границу подсчета запасов метана в угольных пластах.

Угленосные отложения участка Магистральный в целом характеризуются умеренной мощностью зоны газового выветривания угольных пластов. Мощность зоны газового выветривания изменяется по площади от 117 до 162 метров. Поверхность зоны метановых газов, в пределах изобарного объекта, находится в интервале отметок от +83 до +114 м. (абс.)

Угольные пласты участка относятся к маркам Д и ДГ, с содержанием витринита до 94,0% и отражательной способностью витринита $R^0 - 0,57 - 0,70\%$. Угольные пласты такого петрографического состава характеризуются относительно низкой газоносностью и плавным нарастанием газоносности на первых 100м. от поверхности метановой зоны.

В целом газоносность пород характеризуется низкими значениями от 0,001 до 2,87 м³/т породы. По данным опробования керногазонаборниками газоносность пород не подчиняется в количественном распределении строгой связи с глубиной, а в большей степени зависит от количества рассеянного угольного вещества в породе.

4. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ И КАЧЕСТВА УГЛЕЙ

Специальная глава проекта посвящена особенностям геологического строения пластов и качеству углей по данным предыдущей геологической разведки. Анализ геологических данных показал, что на территории проектируемого участка угленосность участка

представлена отложениями показал что угленосные отложения участка представлена 2 пластами: Полысаевский в.п. и Надбайкаимский н.п, данные пласты заметно различаются по химико-петрографической характеристики:

По выходу летучих веществ и наличие и отсутствие в углях пластического слоя. Это обусловлено влиянием метаморфизма и по показателям $r_{\text{л}}$ угли пластов существенно различаются. Как следствие пласты угли пластов относятся к разным к маркам Полысаевский в.п.к марке Д, а пласт Надбайкаимский н.п к марке ДГ.

Предыдущие исследования показали что в угле пласта Полысаевского в.п. при полукоксовании выделяется больше смолы чем в угле пласта Надбайкаимского н.п., при этом выход полукокса из угля пласта Надбайкаимский н.п. выше чем из угля Полысаевский в.п.

Эти особенности будут учитываться при изучении углей данных пластов в связи с чем предполагается проведение полукоксования по нескольким пробам отобранным равномерно по простиранию и падению пластов. Однако учитываем, что толщина пластического слоя в пласте Полысаевский в.п. изменяется от 6-10 мм, для производства полукокса могут быть использованы угли с $u < 6$, то данные методики работ предусматриваются выделение по пласту Полысаевскому в.п. зон с пластическим слоем не более 6 мм.

Особое внимание будет уделено сере и фосфору а так же изменению зольности рядовых углей в пробах

Основные показатели качества и марочный состав углей участка Магистральный приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Основные показатели качества и марочный состав углей участка Магистральный

Наименование пласта	Марка	A ^d угля, %	A ^d угля с учетом засорен. пор. просл	V ^{daf} , %	Y, мм	∑OK, %	Показатель отражения витринита в иммерсионном масле (по ГОСТ 12113-77)	Std, %	Pd, %	Смола, TdsK	Пирогенетическая вода, WdsK	Полукок, Skd	Газ+потери,
Полысаевский П в.п.	ДГ	<u>2,5-11,2</u> 4,8(30)	<u>3,7-16,6</u> 7,2(30)	<u>35,9-44,6</u> 41,8(30)	<u>6-10</u> 7(17)	10	0,61	<u>0,15-0,33</u> 0,20(22)	<u>0,006-0,026</u> 0,015(16)	<u>11,60-14,13</u> 12,84(15)	<u>4,30-8,00</u> 5,98(15)	<u>71,15-75,30</u> 73,08(15)	<u>5,80-8,60</u> 8,08(15)
Надбайкаимский н.п.	Д	<u>2,6-15,6</u> 7,6(70)	<u>2,6-15,7</u> 8,1(70)	<u>36,5-44,4</u> 38,2(60)	-	<u>5-15</u> 10(16)	<u>0,63-0,66</u> 0,64(16)	<u>0,28-1,63</u> 0,70(27)	<u>0,013-0,045</u> 0,022(27)	<u>8,60-13,80</u> 10,81(22)	<u>4,00-6,30</u> 5,26(22)	<u>69,10-77,90</u> 75,93(22)	<u>6,70-12,90</u> 8,00(22)

В углях участка пластов Полысаевский II н.п. и Надбайкаимский содержится углерода (по средним значениям) – 77,95-79,95 %, водорода – 5,38-5,58 %, азота + кислорода – 14,49-16,60 % .

Содержание серы (S_t^d) в углях пластов по средним значениям изменяется от 0,20 до 0,84 %. По крайним значениям величина содержаний колеблется в пределах от 0,15 до 1,63 %. В целом угли участка относятся к малосернистым.

Содержание фосфора (P) по средним значениям изменяется от 0,007 до 0,028 %. По крайним значениям от 0,002 до 0,1061 %. В целом угли участка относятся к малофосфористым и фосфористым.

Содержание влаги аналитической (W^a) по крайним значениям изменяется от 2,2 до 7,0 %, по средним значениям – от 3,6 до 5,2 %.

Удельная теплота сгорания углей по бомбе (Q_s^{daf}) изменяется по средним значениям от 32,21 до 33,21 Мдж/кг.

Кроме того, по данным предыдущей разведки было установлено, что изучение химического состава золы проводилось по единичным пробам. Как видно из таблицы 3.4 угли пластов сильно различаются по химическому составу золы, что обуславливает их разную степень плавления. По международным требованиям особое внимание уделяется шлакуемости-«Статья «Математические модели температуры растекания золы углей и показателей CSR (CRI) кокса на основе химического состава золы», которая рассчитывается по формуле:

$$K_{пл} = (SiO_2 + Al_2O_2 + TiO_2) / (Fe_2O_3 + CaO + MgO + K_2O + Na_2O)$$

Данные расчета приведены в таблице 3.3 видно что, химический состав пласта Полысаевского в.п. будет приводить к высокошлакуемости при их сжигании, что согласуется с показателями коэффициента плавкости рассчитаном по формуле:

$$R_f = (Fe_2O_3 + CaO + MgO + K_2O + Na_2O) * Na_2O / (SiO_2 + Al_2O_2 + TiO_2)$$

По данным показателям коэффициента золы углей определили, что пласт Полысаевский II в.п. относится к высокошлакующим, пласт Надбайкаимский н.п. к среднешлакующим.

Средние значения, пределы колебаний и количество определений по пластам

Таблица 4.2

Наименование пласта	Химический состав, %									Температура плавления		Коэфф. Плавкости	Коэфф. Золы
	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	TiO ₂	K ₂ O	Na ₂ O	Темп. Дефор- мации	Темп. растекания	Кпл	Rf
Полысаевский II в.п	<u>23,72-</u> <u>45,60</u> 35,39(7)	<u>8,25-</u> <u>12,52</u> 9,37(7)	<u>16,77-</u> <u>31,90</u> 20,90(7)	<u>11,66-</u> <u>26,11</u> 15,97(7)	<u>4,69-</u> <u>7,69</u> 5,85(7)	<u>1,00-</u> <u>10,88</u> 6,09(7)	<u>0,88-</u> <u>1,31</u> 1,02(7)	<u>1,11-</u> <u>1,51</u> 1,31(2)	1,61	<u>1100-</u> <u>1180</u> 1158(4)	<u>1180-1250</u> 1215(4)	1,76	0,95
Надбайкаимский н.п.	<u>37,31-</u> <u>57,79</u> 49,70(7)	<u>5,48-</u> <u>20,86</u> 9,52(7)	<u>18,02-</u> <u>25,1</u> 21,60(7)	<u>2,71-8,88</u> 5,54(7)	<u>0,48-</u> <u>3,64</u> 2,59(7)	<u>1,46-</u> <u>5,73</u> 3,37(7)	<u>0,7-1,3</u> 1,03(7)	<u>2,21-</u> <u>2,76</u> 2,49(2)	<u>1,60-</u> <u>1,71</u> 1,66(2)	<u>1160-</u> <u>1330</u> 1218(5)	<u>1220-1400</u> 1294(5)	- 3,59	- 0,45

По данным таблицы 4.2 предполагается провести опробование на данный вид анализа по площади и по падению пласта для того, что проследить изменение химического состава золы.

Для этого предусматривается 6 точек опробования (скважины 14, 12, 16, 5, 1, 7), при этом будет учитываться литологический состав вмещающих пород, кровли и почвы на предмет как один из факторов для учета засорения углей при их разработке.

5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» (М, 2006) запасы категории В и С₁ выделяются при условии подтверждения мощности и строения тел полезных ископаемых скважинами и горными выработками, расположенными по разведочной сети. По опыту разведки и эксплуатации месторождений каменного угля и с учетом рекомендаций ГКЗ для относительно выдержанных угольных пластов, для получения запасов категории В выделяются при более редкой сети 400-600м между линиями и 200-300м между скважинами на линиях, а также при изучении условий их залегания ограниченным количеством разведочных скважин и горных выработок. Контур запасов полезного ископаемого определяется в соответствии с действующими условиями на основании опробования скважин и горных выработок. Запасы категории С₁ определяются при наличии более редкой сети скважин, а также путем обоснованной экстраполяции параметров от запасов более высоких категорий разведанности в местах развития тектонических нарушений и сложной морфологии угольных пластов. Система расположения и расстояния между буровыми скважинами определяются условиями залегания угольных пластов и степенью выдержанности их морфологии. Для наклонно залегающих угольных пластов с развитием складчатых структур оптимальным является расположение скважин по профилям, ориентированным вкрест простирания основных структур.

По каждому пластопересечению будут отбираться пластово-дифференциальные пробы на изучение качества и технологических свойств углей. Работы будут выполняться в объеме, достаточном для определения природных разновидностей и технологических свойств углей и схемы их потребления и переработки. Предполагается предварительно оценить природную газоносность угольных пластов методом прямого определения керногазонаборниками. По всем пробуренным скважинам будет проведен принятый для угольных месторождений комплекс геофизических исследований (ГИС).

5.1. Топографо-геодезические работы

Задачи топографо-геодезических работ

В процессе топографо-геодезических работ необходимо выполнение следующего:

- перенесение на местность проектного положения устьев скважин
- закрепление их проектного положения на местности;
- планово-высотная привязка устьев пробуренных скважин;
- составление каталога координат и высот устьев пробуренных скважин;

Обоснование методики топографо-геодезических работ

На основании требований «Инструкции по топографо-геодезическому и навигационно-муобеспечению геологоразведочных работ» (изд. Новосибирск 1997 г.) предельная погрешность определения положения устьев скважин при разведке месторождений не должна превышать в плане 2 м., по высоте 0,5м, что возможно обеспечить, выполнив съёмку спутниковым приёмником GPS – 4600 LS Surveyor в статическом режиме.

Перед началом измерений на определяемой точке необходимо выполнить измерения на пункте ГГС, к которому будет привязана сеть скважин, чтобы определить поправки в координатах.

Полевые наземные измерения выполняются по следующей схеме:

- устанавливают антенну спутникового приёмника на определяемой точке;
- соединяют спутниковый приёмник (при необходимости) с компьютером или другим накопителем информации;
- включают питание приёмника и компьютера;
- выполняют измерения;

– по информации, поступающей на экран спутникового приёмника, оператор определяет момент захвата приёмником необходимого количества спутников и выполняет серию фиксаций координат в память спутникового приёмника или автоматически регистрирует координаты в соответствующем внешнем устройстве;

– по окончании необходимого (оптимального) промежутка времени измерений в сеансе оператор выключает аппаратуру и готовит её для перехода на следующую определяемую точку.

В результате обработки измерений на геодезическом пункте и определяемой точке находится местоположение точки на местности. При необходимости производят корректировку положения точки. После закрепления точки проводят контрольную съёмку её местоположения.

Координаты устьев скважин определяются в Государственной системе координат 1942 г. и Балтийской системе высот.

Разбивочно-привязочные работы

Проектные точки выносятся спутниковым приёмником GPS – 4600 LS Surveyor по расчётным значениям координат, снятым графически с плана выходов пластов под наносы.

На местности проектные точки закрепляются деревянными колышками диаметром 5-8 см забитыми в грунт на 0,4-0,6 м. На колышках пишут: сокращенное название организации, номер закрепленного пункта, год установки знака. Общая сметная стоимость об объёме работ приведены в главе 7.

Камеральные работы

Камеральные работы при определении координат спутниковым приёмником относительным методом включают в себя:

- обработку полевых журналов;
- перезапись файлов накоплений полевых измерений в директорию с файлами базовой станции для совместной обработки;
- управление программами обработки;
- формирование результатов измерений в виде, необходимом для дальнейшей обработки, преобразование полученных данных в другие виды представлений;
- оценку точности;
- формирование каталога координат.

5.2. Буровые работы

Бурение разведочных скважин будет производиться в створе существующих разведочных линий. При выявлении в процессе бурения осложняющих факторов, возможно бурение дополнительных скважин, корректировка их проектного местоположения и глубины. Всего проектируется пробурить 27 разведочных скважины общим объёмом 7684,3, п. м.

Перечень проектных скважин

Таблица 5

Наименование разведочной линии	Номер проектной точки	Проект глубина, м	Пластопересечения	Наименование пластов	Стадии геологоразведочных работ
1	2	3	4	6	7
Группа 0 - 100 м					
7а	21207	97	2	Польсаевский II, Польсаевский II н.п.	Разведочная

	21208	95	3	Польсаевский II, Польсаевский II н.п. Польсаевский I	Разведочная
итого	2	192			
Группа 0-300 м					
6а	15	277,6	5	Польсаевский II . Польсаевский II н.п. Польсаевский I, Намбакаимский, Инский	Разведочная
	21213	163,6	4	Польсаевский II Польсаевский II н.п. Польсаевский I, Намбакаимский,	Разведочная
	16	188,0	2	Спутник, Намбакаимский	Разведочная
	18	275,0	2	Спутник, Намбакаимский	Разведочная
7а	21569	155,0	5	Инский II, Инский I, Польсаевский II Польсаевский II н.п. Польсаевский I,	Разведочная
	11	202,0	2	Спутник, Намбакаимский	Гидрогеологическая
	13	207,0	2	Спутник, Намбакаимский	Разведочная
XXа	21210	131,4	3	Польсаевский II н.п. Польсаевский II в.п., Польсаевский I,	Разведочная
	21211	285,0	5	Польсаевский II н.п. Польсаевский II в.п., Польсаевский, Спутник, намбакаимский	Разведочная
	7	280,0	2	Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	5	275,6	8	Инский III, Инский II, Инский I, Польсаевский II н.п., Польсаевский I, , Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
итого	11	2440.2			
Группа 0-500 м					
6а	14	340,0	2	Намбакаимский, Байкаимский	Гидрогеологическая
	21212	464,0	6	Польсаевский II н.п. Польсаевский II в.п., Польсаевский I, Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	17	360,4	3	Спутник, Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	19	308,0	2	Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	11577	375,0	1	Байкаимский	Разведочная
7а	9	377,0	2	Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	10	317,0	6	Инский II, Инский I, Польсаевский II н.п., Польсаевский I, , Намбакаимский, Байкаимский	Разведочная

	12	310,0	2	Надбакаимский, Байкаимский	Разведочная
XXa	1	351,0	2	Надбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	2	410,0	2	Надбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	3	325,1	5	Полысаевский II н.п.	Разведочная
	4	389,0	8	Полысаевский II в.п., Полысаевский I, Надбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	21209	332,6	5	Инский III, Инский II, Инский I, Полысаевский II н.п., Полысаевский I, Надбакаимский, Байкаимский	Разведочная
	6	393,0	3	Полысаевский II н.п.	Разведочная
итого	14	5052,1			
ИТОГО:	26	7684,3	114		
На 1 скважину:		295,55	3,6		

Бурение будет производиться в основном по монолитным горным породам. Мощность наносов на проектом участке крайне неравномерна и изменяется от 2 до 65 м. На контакте с наносами коренные горные породы разрушены до состояния дресвы и связаны только глинистым материалом. Мощность этой зоны 10–20 м. До глубины в среднем 75 м коренные горные породы выветрелые, интенсивно трещиноватые. Интенсивно трещиноватой является также непосредственная кровля и почва угольных пластов мощностью в среднем 3.0 и 2.0 м соответственно.

Все проектируемые скважины горизонтальные. В табл. 4 приводится перечень проектируемых разведочных скважин с разделением на условия бурения. В главе 7. Технико-экономическое обоснование работ приводится расчет затрат времени на бурение скважин.

5.2.1. Обоснование минимального угла встречи с телом полезного ископаемого

В виду того, что месторождение характеризуется пологим залеганием угольных пластов с углами падения от 17 до 20°, все скважины бурились горизонтально под углом 90° к горизонту, что позволило обеспечить оптимальный угол встречи угольного пласта для определения его мощности и строения. Данный наклон является предельным для проведения геофизических исследований скважин (ГИС) обычным стандартным комплектом инструментов. Наклон скважин ориентировался по створу разведочного профиля в сторону восстания угольных пластов. Применение горизонтального бурения позволило оптимизировать объем бурения и обеспечить достаточный для определения мощности и строения угольных пластов угол встречи пласта и ствола скважины.

5.2.2. Расчет и обоснование необходимого диаметра керна при бурении по полезному ископаемому

Минимально допустимый диаметр керна в зависимости от типа месторождения и полезного ископаемого принимаем 42 мм (осадочное месторождение, угли слабые раздробленные). [2, с17].

5.2.3. Обоснование проектного минимально допустимого выхода керна при пересечении по полезному ископаемому и вмещающим породам

Планируемый выход керна по углю не менее 70 %, по вмещающим породам – не менее 75-80 %. По отдельным скважинам и пластопересечениям, пробуренным в сложных горно-

геологических условиях допускается снижение выхода угольного керна до 55 %, керна вмещающих пород – до 60 %.

5.2.4. Расчет объема буровых работ

Категории буримости пород определены по данным ранее проведенных работ и в соответствии с рекомендуемой ССН-93, вып. 5 [3]. В табл. 4.1 приведены категории пород по буримости.

Таблица 5.1

Распределение горных пород по буримости

По классификации ССН-93 [3]		Место нахождения в разрезе	Литологическая характеристика
Наименование пород	Категория по буримости		
1	2	3	4
1. Суглинок плотный, глины средней плотности	II	Покровные четвертичные отложения. Коренные породы и угли на контакте с четвертичными отложениями.	Суглинки и плотные глины с обломочным материалом. Дресва коренных пород
2. Алевролиты плотные глинистые	IV	Зона выветривания коренных пород, уголь в зоне выветривания	Затронутые выветриванием алевролиты, песчаники, песчаники на глинистом цементе, аргиллиты (алевролиты) углистые
3. Уголь каменный	IV	Угольные пласты, непосредственная кровля и почва угольных пластов	Уголь каменный средней плотности
4. Песчаник на известковистом и железистом цементе	V	Основная кровля и почва угольных пластов	Алевролиты крупнозернистые, переслаивания разнозернистых алевролитов, песчаники на глинистом цементе
5. Песчаники полевошпатовые, кварцево-известковистые, алевролиты с включением кварца, аргиллиты слабо окремненные	VI	Основная кровля и почва угольных пластов	Песчаники плотные мелко-среднезернистые кварц-полевошпатовые на известковом цементе
6. Аргиллиты окремненные, песчаники окварцованные, полевошпатовые песчаники, известняки	VII	Основная кровля и почва угольных пластов, минерализованные включения в угольных пластах, в непосредственной кровле и почве	Песчаники на кремнисто-карбонатном цементе, конкреционные минерализованные образования в угольных пластах, в кровле и почве
7. Песчаники кварцевые	VIII	Основная кровля и почва угольных пластов, минерализованные включения в угольных пластах, в непосредственной кровле и почве	Песчаники кварцевые, окварцованные полевошпатовые песчаники, известняки, алевролиты кремнистые, карбонатные сидеритизированные породы, минеральные включения

Условия и способы бурения скважин отображены на геолого-техническом наряде. Особое внимание уделяется подъему керна в интервалах залегания угольных пластов и в по-

родах непосредственной кровли и почвы пластов. Подъем кернa в этих интервалах представляет значительные трудности.

5.2.5. Способ бурения

Бурение будет производиться передвижными буровыми установками ПБУ - 800, укомплектованными станками СКБ-5, смонтированными вместе со зданиями на колёсных платформах. Данные установки предназначены для колонкового бурения геологоразведочных скважин снарядом КССК-76 с применением алмазных коронок. Техническая вода на скважины будет доставляться автотранспортом (машины УРАЛ-4320). Привод буровых установок - от индивидуальных дизельных двигателей.

5.2.5.1. Конструкция скважины

Забуривание скважины в рыхлых породах будет производиться в сухую, с периодичным подливанием воды с целью увеличения проходки за рейс. При забуривании скважины будем использовать коронку типа М-5, диаметр которой 112 мм. До глубины 15-30 метров бурение будет вестись по рыхлым неустойчивым породам: суглинки, глины, глины со щебнем, кора выветривания (40-65 м). Поэтому проектом предусматривается перекрывать эти интервалы колонной глухих обсадных труб диаметром 108 мм. Затем до глубины 40-65 м бурение будет вестись по слабым неустойчивым породам (кора выветривания). Бурение в этом интервале будем производить с водой, коронкой типа СМ-5 диаметром 93 мм и обсаживать колонной обсадных труб диаметром 89 мм. Далее, для увеличения скорости бурения и повышения выхода кернa применяем снаряд КССК-76 с алмазной коронкой марки К-30, данным снарядом бурим скважину до конечной глубины. Всю скважину бурим с отбором кернa.

Промывка скважины производится с целью непрерывной очистки забоя от выбуренной породы (шлама), охлаждения ПРИ, нагревающегося вследствие трения о породу, и закрепления стенок, сложенных неустойчивыми, набухающими породами. Кроме того, промывка должна обеспечивать изоляцию отдельных горизонтов, понижение твердости горных пород, смазку бурового инструмента и т.д.

5.2.5.2. Технологические режимы бурения

При бурении интервалов для группы 0-100 м от 0 до 28 м, для группы 0-300 м от 0 до 13 м, для группы 0-500 м от 0-30 м будем использовать твёрдосплавную коронку М-5 диаметром 112 мм. Интервалы группы 0-100 м от 28 до 50 м, группа 0-300 м от 13 до 40 м, группы 0-500 м от 0- 50 м будет буриться твёрдосплавной коронкой СМ-5 диаметром 93 мм. Далее будем использовать алмазную коронку К-30, т.к. эта коронка применяется совместно с комплексом КССК-76, для бурения среднеабразивных и абразивных пород V-VIII категории по буримости.

Для твёрдосплавных коронок

Расчёт осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, кГс.

Осевая нагрузка на коронку С. [2, с 44]

$$C = m \times q, \text{ кГс}$$

m – количество основных резцов

q – удельная нагрузка, кГс

Число оборотов коронки n рассчитывается по формуле

$$n = (20 \times V_0) / D_c, \text{ об/мин,}$$

V_0 – окружная скорость коронки, м/с;

$D_c = (D_n + D_b) / 2$ – средний диаметр коронки, м.

Расход промывочной жидкости Q определяется из выражения

$$Q = k \times D, \text{ л/мин}$$

k – расход промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки, л/мин;

D – диаметр коронки, см.

Значения m , q , V_0 , и k для основных типов твёрдосплавных коронок по категориям горных пород представлена в табл. 4.2

Таблица 5.2

Технологические данные твердосплавных коронок

Тип коронки	Наружный диаметр D_H , мм	Внутренний диаметр D_B , мм	Средний диаметр $D_c = (D_H + D_B) / 2$, мм	Число основных резцов m	Удельная нагрузка G_Y , кН	Окружная скорость V_0 , м/с	Расход ПЖ q_T , л/мин на 1 см диаметра коронки, D_H
М-5	112	68	90	16	300-600	1,0-1,5	12-8
СМ-5	93	74	83,5	9	500-800	1,5-0,8	12-8

Коронка М-5($d=112$):

$C = m \times q = 16 \times 300 = 4800$ Н - осевая нагрузка на коронку диаметром 112 мм при удельной нагрузке 300 Н;

$16 \times 600 = 9600$ Н - осевая нагрузка на коронку диаметром 112 мм при удельной нагрузке 600 Н;

$D_c = (D_H + D_B) / 2 = (112 + 68) / 2 = 90$ мм – средний диаметр коронки

90 мм = 0,09 метра

$n = (20 \times V_0) / D_c = (20 \times 1) / 0,09 = 222$ об/мин – число оборотов коронки при окружной скорости 1,0 м/с;

$(20 \times 1,5) / 0,09 = 333$ об/мин – число оборотов коронки при окружной скорости 1,5 м/с;

$Q = k \times D = 8 \times 11,2 = 89,6$ л/мин - расход промывочной жидкости равной 8 л/мин на 1 см диаметра;

$12 \times 11,2 = 134,4$ л/мин - расход промывочной жидкости равной 12 л/мин на 1 см диаметра;

Коронка СМ-5($d=89$):

$C = m \times q = 9 \times 500 = 4500$ Н - осевая нагрузка на коронку диаметром 93 мм при удельной нагрузке 400 Н;

$9 \times 800 = 7200$ Н - осевая нагрузка на коронку диаметром 93 мм при удельной нагрузке 600 Н;

$D_c = (D_H + D_B) / 2 = (93 + 74) / 2 = 83,5$ мм - средний диаметр коронки

83,5 мм = 0,0835 метра

$n = (20 \times V_0) / D_c = (20 \times 0,8) / 0,0835 = 191,6$ об/мин - число оборотов коронки при окружной скорости 0,8 м/с;

$(20 \times 1,5) / 0,0835 = 359,2$ об/мин - число оборотов коронки при окружной скорости 1,5 м/с;

$Q = k \times D = 8 \times 9,3 = 74,4$ л/мин - расход промывочной жидкости равной 8 л/мин на 1 см диаметра;

$15 \times 9,3 = 139,5$ л/мин - расход промывочной жидкости равной 12 л/мин на 1 см диаметра;

Для алмазных коронок

1. Осевая нагрузка на алмазную коронку рассчитывается по формуле:

$$C = \alpha \times C_0 \times S, \quad [2, \text{с } 49]$$

α – коэффициент, учитывающий трещиноватость и абразивность пород.

Для монолитных малоабразивных пород $\alpha = 1$, для трещиноватых и сильноабразивных $\alpha = 0,7 - 0,8$.

C_0 – удельная нагрузка на 1 см² рабочей площади торца коронки, кГс ;

S – рабочая площадь торца алмазной коронки, см².

$$S = k \times (\pi/4) \times (D_H^2 - D_B^2),$$

D_n и D_b – соответственно наружный и внутренний диаметры коронки, см ;
 k – коэффициент уменьшения площади торца коронки за счёт промывочных каналов.
 Для большинства алмазных зубчатых коронок $k = 0,6$.

Число оборотов при алмазном бурении определяется так же, как и при твёрдосплавном бурении.

Данные для расчетов получим из табл.5.3.

Таблица 5.3

Технологические данные алмазных коронок

Тип коронки	D_n , мм	D_b , мм	D_c	α	C_Y , кПа	β	K	q_T
К-30	76	40	57	1	0,6	0,5	1	10

2. Расчёт количества подаваемой на забой промывочной жидкости производится по формуле:

$$Q = k_1 \times q \times D_n,$$

q – удельное количество подаваемой жидкости, л/мин на 1 мм наружного диаметра коронки ;

D_n – наружный диаметр коронки, см ;

k_1 – коэффициент, учитывающий абразивность и трещиноватости горных пород.

Для монолитных и малоабразивных пород $k_1 = 1$, для абразивных и сильноабразивных пород $k_1 = 1,3 - 1,4$.

В табл. 5.4 приведены рекомендуемые значения C_0 , V_0 , и q , в зависимости от категорий горных пород по буримости.

Таблица 5.4

Удельные параметры алмазной коронки

Категория пород буримости	Удельная нагрузка C_0 , Н	Окружная скорость V_0 , м/с	Расход промывки q , л/мин на 1 см диаметра
V-VIII	600-750	3-4	8 -12

Коронка К-30 ($d=76$):

Для алмазной коронки К-30 принимаем $k=0,6$, так как матрица имеет зубчатое строение;

$S = k \times (\pi/4) \times (D_n^2 - D_b^2) = 0,6 \times (3,14/4) \times (7,6^2 - 4,0^2) = 0,471 \times 41,76 = 19,66 \text{ см}^2$ - рабочая площадь торца алмазной коронки

$C = \alpha \times C_0 \times S = 1 \times 600 \times 19,6 = 11760 \text{ Н}$ - осевая нагрузка на алмазную коронку при $C_0 = 600 \text{ Н}$;

$1 \times 750 \times 19,6 = 14750 \text{ Н}$ - осевая нагрузка на алмазную коронку при $C_0 = 750 \text{ Н}$;

$D_c = (D_n + D_b)/2 = (76 + 40)/2 = 58 \text{ мм}$ - средний диаметр

$59 \text{ мм} = 0,058 \text{ метра}$

$n = (20 \times V_0)/D_c = (20 \times 3,0)/0,058 = 1034,5 \text{ об/мин}$ - число оборотов коронки при $V_0 = 3$;

$(20 \times 4,0)/0,058 = 1379,3 \text{ об/мин}$ - число оборотов коронки при $V_0 = 4$;

$Q = 1 \times 8 \times 7,6 = 60,8 \text{ л/мин}$ - расход промывочной жидкости при $k = 8$

$1 \times 12 \times 7,6 = 91,2 \text{ л/мин}$ - расход промывочной жидкости при $k = 12$

4.2.6. Буровое оборудование

На основе анализа характеристик оборудования, позволяющих бурить скважину на планируемую глубину, выбираем наиболее эффективную ПБУ-800, которая является модификацией установок 5-го класса (ГОСТ 7959 – 74). Установка состоит из бурового станка

СКБ-5, буровой мачты МРУГУ – 18/20[4] со зданием ПБЗ-5, бурового насоса НБ4-320/63, труборазворота РТ- 1200М, контрольно-измерительной аппаратуры “ Курс-411 ”, элеватора МЗ-50/80, транспортной базы ТБ-15.

5.2.6.1. Буровой станок

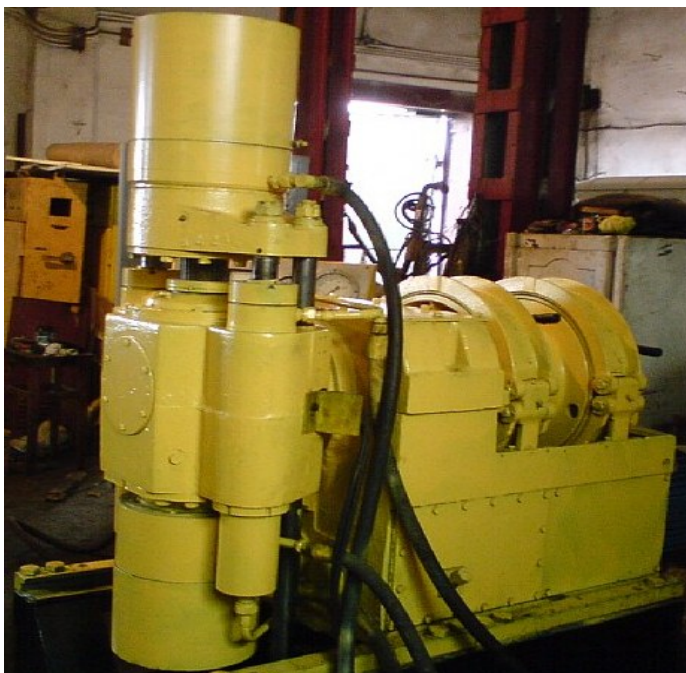


Рис. 2 Буровой станок СКБ-5

Буровой станок СКБ-5 (рис.2) обеспечивает бурение вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин на наиболее рациональных режимах алмазным и твердосплавным породоразрушающим инструментом, чему способствуют восемь скоростей вращения шпинделя в диапазоне частот от 130 до 1500 об/мин. Техническая характеристика станка СКБ - 5 приведена в табл. 5.5

Техническая характеристика станка СКБ-5

Таблица 5.5

Параметры	Значения параметров
1	2
Глубина бурения в м при конечном диаметре скважины, мм: 59	800
Начальный диаметр скважины, мм	151
Угол бурения, град	0-360
Вращатель: тип частота вращения, об/мин	Шпиндельный 130;260;340;410; 540;720;1130;1500
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	75
Диаметр бурильных труб, мм	50;54;63,5;68
Подача инструмента	Поршневая, гидравлическая
Длина хода подачи, мм	500
Максимальная усилие подачи, кН вниз вверх	65 85

Тип лебедки	Планетарная
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН	40
Скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с	0,74 – 3,28
Привод станка: тип мощность, кВт	асинхронный 30
Габариты станка, мм	1890X900X1845
Масса бурового станка без двигателя, кг:	2200

Большинство способов бурения требует промывки скважин в процессе ее углубки. Основным назначением промывки является удаление с забоя и из ствола скважины продуктов разрушения горных пород и бурового инструмента, охлаждение ПРИ, поддержания устойчивого состояния стенок скважины. Подача промывочной жидкости в скважину в процессе ее промывки осуществляется при помощи насосов, которые входят в состав установки.

Буровой насос должен обеспечивать возможность простого и быстрого регулирования в широком диапазоне подачи и напора в зависимости от параметров технологического режима бурения. При этом одним из основных требований процесса бурения является обеспечение независимости подачи (расхода) от давления, т.е. насос имеет жесткую напорно – расходную характеристику “Q-H”. В табл. 4.6 приведена техническая характеристика насосной установки НБ4-320/63.

5.2.6.2. Буровой насос

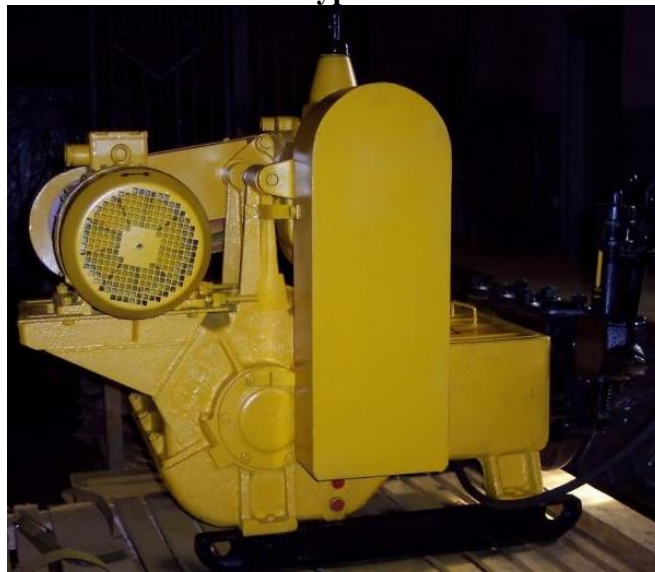


Рис. 3 Буровой насос НБ4-320/63

Таблица 5.6

Техническая характеристика насосной установки НБ4-320/63

Параметры	Значения параметров
Производительность, л/мин	32; 55; 105; 125; 180; 320
Давление, МПа	6,3; 6,3; 6,3; 6,3; 5,5; 3,0
Число плунжеров	3
Высота всасывания жидкости, м	до 5
Частота вращения коленчатого вала, об/мин	95;140;260
Диаметр плунжеров, мм	45;80
Длина хода плунжера, мм	90

Двигатель привода насоса: тип мощность, кВт	Электродвигатель А72-6 22
Число ступеней	6
Масса с двигателем, кг	1250
Максимальная глубина скважины, м	2000

5.2.6.3. Бурильные трубы

Бурильная колонна – наиболее ответственная часть бурового снаряжения. Она выполняет различные функции. Через нее на ПРИ передаются крутящий момент и осевая нагрузка, подается очистной агент, через колонну труб закачивают тампонирующие материалы и опускают приборы для исследования скважины. Проектирование компоновки бурового снаряжения заключается в обоснованном выборе его конструкции.

Конструктивно буровой снаряд состоит из ведущей трубы, колонны бурильных труб, компоновки низа бурильной колонны. При этом выше перечисленные элементы снаряжения между собой соединяются замками и переводниками.

Выбор определенного типоразмера элементов бурового снаряжения зависит от ряда условий, в том числе от способа бурения, глубины скважины, возможных осложнений.

Для группы 0-100 м в интервале от 0 до 50 метров, для группы 0-300 м в интервале от 0 до 40 метров и для группы 0-500 м в интервале от 0 до 50 метров проектируется бурение одинарным колонковым снарядом (ОКС) и твердосплавными коронками М-5 и СМ-5. Область применения труб бурильных стальных универсальных – это традиционное колонковое и бескерновое бурение. При использовании ОКС будем применять бурильные трубы СБТН – 55. Основные размеры и параметры бурильных труб СБТН – 55 приведены в табл. 4.7.

Таблица 5.7

Основные размеры и параметры бурильных труб СБТН – 55

Основные размеры, мм				Масса 1 м трубы q, кг/м	Параметры резьбового соединения	
трубы		замка			Обозначение резьбы	Момент затяжки резьбы, Нм
наружный диаметр	толщина стенки	наружный диаметр	внутренний диаметр			
55,0	3,5	55,5	22	18,0	3-45	1600
	4,5		22	21,1		
	6,0		16	26,2		

Для увеличения скорости бурения с глубины 40 м и 65 м соответственно будем применять снаряд КССК – 76, который в свою очередь увеличит выход керна в процентном содержании и увеличит скорость работы на спуско – подъемные операции.

Колонна бурильных труб КССК – 76 состоит:

1. Бурильные трубы – диаметр которых равен 70 мм и толщина стенки 4,5 мм, имеют высаженные концы внутрь, на которых нарезаны наружные трапециевидные резьбы с конусностью 1 : 16. Шаг резьбы 6 мм, высота профиля 1,2 мм, угол профиля 10°

2. Муфты – предназначенные для соединения бурильных труб в свечи, имеют с обеих сторон внутренние резьбы.

3. Бурильные замки – состоят из ниппеля и муфты. Ниппель, навинченный на нижний конец свечи, имеет лыски для установления ведущей вилки и передачи крутящего момента при свинчивании – развинчивании бурильных свечей трубозащелкой (например, РТ – 1200М).

Муфта, навинченная на верхний конец свечи, имеет лыски для установки подкладной вилки при механизированном свинчивании – развинчивании и кольцевую проточку под элеватор. Наружные поверхности муфт и замков упрочены закалкой ТВЧ и имеют на концах конусные поверхности для плавного перехода с диаметра соединительного элемента на диаметр бурильной трубы.

Трубы КССК – 76 изготовлены из стали марки 36Г2С, а замки и муфты из стали 40ХН

Для КССК – 76 выпускаются бурильные трубы ТБПК – 70 с приваренными при помощи аргонно – дуговой сварки резьбовыми концами с прорезями и кольцевыми проточками под вилки и элеватор. Наружные поверхности концов труб упрочнены гранулированным твердым сплавом.

Трубы ТБПК – 70 по сравнению с серийными муфтовыми трубами диаметром 70 мм более прочны. Количество резьб в колонне сокращено в 3,5 раза. При работе с трубами ТБПК – 70 значительно снижаются физические нагрузки при проведении СПО. При использовании труб ТБПК – 70 производительность бурения КССК – 76 повышается примерно на 20 процентов.

Бурильные свечи КССК - 76 рекомендуется собирать длиной не более 13,5м, при увеличении до 18м необходимо в мачте обеспечить дополнительную опору на высоте равной половине длины свечи.

5.2.6.4. Механизация процессов бурения и контрольно-измерительная Аппаратура

При сооружении скважин для качественного выполнения работ с высокой производительностью требуется применение большого комплекса контрольно-измерительной аппаратуры.

И, прежде всего, необходимо применение аппаратуры контроля режимных параметров и такого оперативного параметра определения грамотности ведения процесса, как механическая скорость бурения.

При сооружении геологоразведочных скважин требуется применение скважинных уровнемеров и расходомеров.

Для безаварийной работы необходимо следить за состоянием (износом) бурильных труб.

Станки с гидравлической подачей оснащаются как минимум манометрами и дриллометрами.

Работа электродвигателей контролируется амперметрами, вольтметрами, киловаттметрами.

5.2.6.5. Буровая вышка (мачта)

Буровая мачта МРУГУ – 18/20[4] предназначена для комплексирования буровой установки колонкового бурения скважин глубиной до 800 метров. Буровая мачта МРУГУ – 18/20[4] обеспечивает подъем (спуск) свечей длиной до 13,5 метров элеваторами любых типов. Техническая характеристика приведена в табл. 12. Мачта МРУГУ – 18/20[4] состоит из стрелы основания, боковой опоры и направляющего устройства.

Стрела представляет собой сварную трубную конструкцию и несет на себе следующую техническую оснастку: свечеприемник, грузоподъемную укосину, тоннельную лестницу, кронблок.

С основанием мачты стрела соединяется при помощи фланца. При бурении наклонных скважин мачту вручную с помощью домкратовой опоры и боковой сошки, можно установить под нужным углом.

В транспортном положении стрела мачты располагается вдоль продольной оси установки. Подъем стрелы мачты в рабочее положение производится лебедкой станка или трактором через грузоподъемную укосину и тросовую настройку.

Техническая характеристика буровой вышки МРУГУ-18/20

Таблица 5.8

Параметры	Значения параметров
Высота, м	18
Грузоподъемность, кН	200
Талевая оснастка	2×1 1×1
Угол наклона скважины, град.	90-75
Длина свечи, м	13,5
Транспортные габариты, м:	
- длина	14
- ширина	4
- высота	4,3
- масса, т	6,5
Глубина бурения, м	800

5.2.7. Направленное бурение и инклинометрия

Положение осей скважины в пространстве контролируется измерением в нескольких точках ствола его зенитного угла и азимута специальными приборами, называемыми инклинометрами. Замеры в стволе проводят через интервалы 100, 50, 40, 25, 20 и даже 5 м в зависимости от требований к точности получения геологической информации и интенсивности искривления и тем чаще, чем она больше.

Различают плановый и оперативный контроль кривизны скважин. Плановый контроль кривизны скважин осуществляется каротажными отрядами. Экономически целесообразно по окончании бурения некоторого интервала скважины проводить оперативный контроль интенсивности и её искривления силами буровой бригады и своевременно принимать меры по выведению скважины на проектную трассу. При бурении направленных и многоствольных скважин оперативный контроль после искусственного искривления позволяет определить его результат. Приборы для оперативного контроля после искусственного искривления позволяют определить его результаты.

Приборы для оперативного контроля могут измерять только зенитные углы. В них используется принцип горизонтальности уровня жидкостей или принцип отвеса и магнитной стрелки.

5.2.8. Повышение качества отбора керновых проб

Для повышения выхода керна рекомендуется выполнять следующие положения.

1. Проектировать заложение скважины в соответствии с рациональным углом наклона и углом встречи с плоскостями делимости пород.
2. Использовать средства устранения действия отрицательных факторов на формирование керна.
3. Использовать наиболее рациональные конструкции буровых снарядов.
4. Использовать оптимальную компоновку бурового снаряда.
5. Выбор оптимального промывочного агента и контроль его качества.
6. Применять рациональную схему циркуляции очистного агента.
7. Использовать антифрикционные средства для снижения коэффициента трения.
8. Применять коронки рациональной конструкции и рациональных параметров.
9. Уменьшать величину зазора между снарядом и стенкой скважины.
10. Подбирать режим бурения в соответствии с конструкцией применяемого породоразрушающего инструмента и снаряда.
11. Выполнение основных требований по отбору керна.

12. Выполнение мероприятий по подготовке бурового снаряда и скважины к отбору проб.

13. Проведение контрольного замера глубины скважины, проверок исправности контрольно-измерительных приборов и состояния бурового оборудования перед бурением по полезному ископаемому.

14. Осуществлять бурение по полезному ископаемому при наиболее рациональном для данных условий режиме бурения с соответствующей углубкой за рейс.

15. Срыв керна и подъем снаряда осуществлять с соблюдением установленных правил, обеспечивающих наибольший эффект.

16. Извлечение пробы или образца из снаряда должно выполняться так, чтобы было сохранено их естественное состояние и последовательность расположения кусочков.

В интервалах бурения по полезному ископаемому фактически возможный выход керна на 20% ниже планового, поэтому будем применять комплекс КССК-76, что позволит увеличить фактический выход керна до планового уровня.

Комплекс КССК –76 отличается тем, что колонковый набор включает съемный керноприемник и таким образом в составе бурового снаряда формируется особая двойная колонковая труба, способствующая повышению выхода керна. После окончания углубки скважины в рейсе съемный керноприемник извлекают на поверхность с помощью ловителя, опускаемого на канате через колонну бурильных труб без их подъема до отработки ресурса коронки. Это позволяет улучшить состояние стенок скважины, резко сократить время спускоподъемных операций, облегчить труд рабочих, уменьшить стоимость бурения скважин.

5.2.9. Состав и параметры промывочной жидкости

По всей глубине скважины будет применяться безглинистый полимерщелочной раствор. Применяется в относительно устойчивых породах, осыпаящихся песчаниках, аргиллитах, алевролитах, в том числе склонных к частичным поглощениям.

Состав: $0,90 \div 0,92 \text{ м}^3$ воды + $0,6 \div 0,8 \%$ КЦМ-600 + $8 \div 10 \%$ УЦР.

Основные технические параметры: $\rho = 1,03 \div 1,04 \text{ г/см}^3$, $T = 30 \div 45 \text{ с}$, $V = 3 \div 4 \text{ см}^3$, $\text{pH} = 8 \div 9$.

5.2.10. Основные мероприятия по предупреждению аварий

Разнообразные виды аварий при бурении глубоких скважин можно объединить в следующие основные группы:

- 1) прихваты инструмента;
- 2) поломки инструмента;
- 3) аварии с обсадными трубами;
- 4) аварии с наземным оборудованием;
- 5) аварии в процессе освоения скважины;
- 6) аварии с геофизическими приборами;
- 7) прочие аварии.

Прихваты инструмента представляют собой наиболее часто встречающийся вид аварий. Важнейшими профилактическими мероприятиями, предотвращающими прихваты инструмента, являются обеспечение высокого качества бурового раствора и надлежащего контроля за его параметрами в процессе бурения, снижение липкости раствора путем добавки к нему нефти.

Аварии в скважине происходят из – за нарушения ее нормального состояния. Аварии приводят к временному прекращению процесса бурения, а в ряде случаев, к непредусмотренному закрытию скважины. На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств, что в конечном счете повышает стоимость буровых работ. Поэтому необходимо принимать все меры по предупреждению аварий.

Постоянное повышение квалификации работников геологической службы, выполнение ими всех требований рационального ведения буровых работ является одним из главных условий максимального сокращения происходящих аварий.

Необходимым условием снижения аварийности является применение контрольно – измерительных приборов по всей номенклатуре, предусмотренной ГТНом.

Причины геологических осложнений, вызывающих аварии, полностью исключить не возможно. Однако предусмотреть их возникновение и принять все меры по предупреждению аварий необходимо.

Для предупреждения обрывов в скважине инструмента необходимо:

- при спуске инструмента в скважину все резьбовые соединения должны быть свинчены до упора и затянуты с оптимальным моментом;
- снаряд необходимо спускать плавно, без резких торможений и ударов об уступы ствола;
- ствол скважины в призабойной зоне необходимо прорабатывать ввиду его сужения в процессе периферийного износа ПРИ;
- строго соблюдать величины параметров технологического режима бурения;
- при твердосплавном бурении, когда образуется максимальное количество шлама, необходима специальная промывка скважины;
- если после очередного рейса керн оставлен в скважине, необходимо принять меры по его извлечению или дроблению.

Для предотвращения прихватов бурового снаряда шламом необходимо:

- применять глинистые растворы с параметрами, предусмотренными в ГТН;
- обеспечивать подачу заданного ГТН количества очистного агента в процессе бурения;
- не допускать скопления шлама на забое;
- применять все возможные средства очистки промывочной жидкости от шлама и песка;
- периодически чистить от шлама циркуляционную систему и отстойники;
- избегать применения многоступенчатой конструкции скважины.

Избежать прижог ПРИ можно только путем обеспечения заданной удельной нагрузки на него и поступления оптимального количества очистного агента.

Для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов ее устье после подъема инструмента должно быть закрыто заглушкой.

Во избежание возникновения аварий с обсадными трубами необходимо строгое выполнение предписаний ГТНа.

Предупреждение и ликвидация аварий связанных с КССК. Обычной аварией является заклинивание съемного керноприемника, происходящее из-за прихвата шламом, при недостаточном зазоре между рвателем и коронкой. В этих случаях рекомендуется извлекать буровой снаряд и освобождать керноприемник. Обрывы каната, которым спускают и поднимают керноприемник, происходит при потере его прочности. Оборванный канат извлекают из буровой колонны при помощи ловильного ерша, опускаемого на овершоте.

5.2.11. Вспомогательные работы, сопутствующие бурению скважин

Для выполнения поставленных задач проектом намечено провести следующие виды сопутствующих работ:

- крепление скважин обсадными трубами;
- извлечение обсадных труб;
- промывка скважин до и после обсадки и перед каротажем;
- проработка скважин;
- геофизические исследования скважин силами буровой бригады;
- замеры уровня воды в скважинах;
- ликвидационный тампонаж;
- расширение скважин под обсадные трубы.

Расчет затрат времени на вспомогательные работы приводится в главе 7.

Крепление скважин обсадными трубами проводится для перекрытия наносов, и затронутых процессами выветривания коренных пород. Во всех проектируемых скважинах планируется посадка одной колонны обсадных труб. Интервалы обсадки и диаметры обсадных труб показаны в геолого-техническом наряде.

Извлечение обсадных труб проводится после окончания бурения и каротажа скважин. Опыт работ по извлечению труб показал, что извлекается до 70 % труб. Остальные обрываются при извлечении и остаются в скважинах в результате их отрыва.

Промывка скважин проводится трижды: до обсадки скважин трубами, после выполнения работ по обсадке и перед каротажными исследованиями.

Проработка скважин проводится перед спуском обсадных труб с целью калибровки ствола скважины шарошечным долотом. Геофизические исследования силами буровой бригады заключаются в поддержании скважины в рабочем состоянии во время проведения каротажа, работе ДЭС для обеспечения электроэнергией станции.

Замеры уровня воды в скважинах проектируется проводить в процессе бурения по коренным породам после приостановки процесса бурения по окончании каждой смены.

Ликвидационный тампонаж скважин проводится с целью изоляции водоносных горизонтов и предотвращения загрязнения подземных вод, а также во избежание прорыва воды по стволу скважин в горные выработки. Ликвидационный тампонаж будет проводиться специальным способом в соответствии с «Инструкцией по проведению ликвидационного тампонажа скважин на угольных месторождениях» (М., 1979), которым предусматривается перекрытие ствола скважин пробкой в почве рыхлых отложений. Пространство скважины ниже пробки заполняется глинисто-цементным раствором. Тампонажная пробка изготавливается из дерева по диаметру скважины длиной 0,8 м и пронизывается прядями стального каната для закрепления в скважине. Пространство от пробки до устья забутовывается глиной с трамбовкой. Объемы ликвидационного тампонажа определяются количеством скважин и схемой тампонажа, определенной для каждой группы скважин.

Расширение скважин под обсадные трубы будет проводиться по всем скважинам. В соответствии с СН-93 вып.5 п.86[3] нормы времени на расширение скважин определяются нормами на бескерновое бурение долотом проектного диаметра с учетом поправочных коэффициентов: 0,5 – расширение на каждый последующий диаметр, 0,6- через диаметр и 1,0- через 2 и более диаметров.

5.3. Геофизические исследования в скважинах

5.3.1 Каротажные работы

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

Литологическое расчленение разреза.

Выделение в разрезах скважин угольных пластов, определение их глубины залегания, мощности и строения.

Увязка угольных пластов, корреляция разрезов скважин.

Определение технического состояния скважин.

Радиационно-гигиеническая оценка вскрываемого разреза на участке работ.

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

Данные исследований методами БК, ГК будут использоваться, в основном, для литологического расчленения пород и выделения угольных пластов, метод ГГК в комплексе с БК(р_к) и ГГК-С – для определения строения угольной толщи (выделение породных прослоев, интервалов углистых и минерализованных пород), кавернометрия – при интерпретации данных ГИС для учета влияния каверн, определения диаметра скважин, выделения интервалов интенсивно разрушающихся пород, определения состояния обсадной колонны и т.п.

Процент охвата скважин каротажом методами стандартного комплекса в масштабе 1:200 принят равным 95% от объема бурения.

Для выделения водоносных зон, определения их мощности и гидродинамических характеристик проектом предусматривается проведение гидрогеофизических исследований в пяти разведочных и трех гидрогеологических скважинах. Во всех разведочных скважинах будет исследован нижний интервал от 200м до забоя. Скважины, специально пробуренные для гидрогеологических исследований, будут исследованы по всему стволу. Для получения более полной информации о гидрогеологической обстановке наблюдения методами расходомерии и резистивиметрии будут проводиться в 2-х режимах - статическом и режиме возбуждения скважины (налив или откачка) с использованием бурового оборудования.

Все виды ГИС будут выполняться отрядами ООО «Ленинск-Кузнецкая геофизическая партия» с использованием совмещенной каротажной станции на базе подъемника ПКС-2Э. Лаборатория каротажная программно-управляемая ЛКН-3,5У-01. Регистратор «Карат-П». Скважинные приборы из состава комплексной цифровой модульной аппаратуры АКППС-У (модули ГК, ГГК-П, БК, КМ, ГГК-С, ВАК). Данные о технических характеристиках применяемой аппаратуры приведены в табл.4.10.

Скорость записи кривых, масштабы физических величин, объем контрольных измерений и точность исследований регламентированы «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах».

Сведения по условиям записи кривых (скорость, шаг квантования, тип и номер скважинного прибора, размеры зондов, мощность источников и др.) будут выноситься на подлинники и копии сводных диаграмм. Расчет трудозатрат на производство ГИС приведен в главе 7.

Проектом предусматриваются камеральные работы на обобщение каротажных материалов. Обобщение каротажных материалов включает в себя увязку разрезов скважин, определение синонимии угольных пластов, выделение тектонических нарушений, корректировку выделения литотипов пород в разрезах скважин, переинтерпретацию каротажных материалов прошлых лет. По результатам обобщения будет составлена глава к геологическому отчету, включающая в себя текстовую часть, графические и табличные приложения.

Таблица 5.9

Технические характеристики применяемой аппаратуры

Скважный прибор. Регистрируемый параметр.	Ед. измер.	Диапазон	Предел допускаемой основной погрешности	
			Абс.	Отн.
Модуль ГК (GRM)				
Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения	мкР / час	до 100		15 %
Модуль ГГК-С (GGSM)				
Скорость счета импульсов детектора в единицу времени	имп / мин			5%
Эффективный атомный номер		6 ÷ 9 9 ÷ 15	0,2 0,5	
Модуль ГГК-П (GGDM)				
Скорость счета импульсов детектора малого зонда в единицу времени.	имп / мин			5%
Скорость счета импульсов детектора большого зонда в единицу времени.	имп / мин			5%
Эквивалентная плотность	г / см ³	1 ÷ 2,7	0,03	
Модуль КМ (CALM)				
Диаметр скважины	мм	60 - 230	2	3%
Модуль БК (LLM)				
Кажущееся удельное электрическое сопротивление	м Ом*	0,1 ÷ 10 ⁵		10 %
Скорость счета импульсов детектора в единицу времени	имп / мин			10%
Условная плотность	у.е.	0 -1		10%
КМ-3				
Диаметр скважины	мм	40 - 240	3	5%

5.4. Гидрогеологические работы

Основные факторы, определяющие обводненность данного участка – это ландшафтно-геоморфологические условия, литологический состав угленосных и покровных отложений и степень трещиноватости горных пород. По геокриологическим условиям, степени литификации и дислоцированности углевмещающих пород, характеру подземных вод условия обводнения изучаемого месторождения относятся к 3 типу – месторождение в скальных и полускальных дислоцированных породах, содержащих трещинно-пластовые и трещинные воды, с неоднородными фильтрационными свойствами водовмещающих пород; к подтипу 3.1.2, 3.4.1_б – основной источник формирования водопритоков – атмосферные осадки, поступающие через толщу водопроницаемых пород, подземные воды угленосных и других коренных пород, непосредственно в горные выработки в зоне затрудненного водообмена. Предварительно оцениваем гидрогеологические условия как сложные.

Изучения зоны активного водообмена будет проведено двумя одиночными опытными откачками из специальных гидрогеологических скважин.

Конструкция гидрогеологических скважин намечается следующая: на всю мощность рыхлых отложений с входом в коренные породы на 3-5 м скважины бурятся долотом диаметром 190 мм и обсаживаются глухой колонной труб диаметром 168 мм «кондуктор». Да-

лее бурение осуществляется до конечной глубины, открытый ствол диаметром 151 мм. Скважины подлежат ликвидационному тампонажу.

Опытные откачки из одиночных скважин производятся после прокачки и восстановления уровня. В процессе откачки ведутся систематические наблюдения за уровнем подземных вод и дебитом скважины с частотой по общепринятой методике. Дебит скважины измеряется объемным способом ежечасно. Обязательным для всех опытов является следующее: практически установившимся уровнем считается такой уровень, который за 3 часа изменяется не более чем на один сантиметр.

По окончании откачки в скважине производится восстановление уровня. Время восстановления может составить до 5 смен. Периодичность наблюдений при восстановлении – общепринятая.

По материалам работ будет дан прогноз общего водопритока в горные выработки проектируемого предприятия на момент, когда предприятие достигнет максимальной глубины отработки.

5.5. Опробовательские работы

Опробовательские работы будут проводиться с целью изучения качества и технологических свойств углей и предварительной оценки природной газоносности угольных пластов. Пробы будут отбираться из керна буровых скважин.

5.5.1. Объём опробования на изучение качества угля

В период геологоразведочных работ на участке Магистральный все пластопересечения с мощностью угольных пластов от 0,5 м и выше будут подвергаться опробованию. Отбор проб и их обработка проведем с учетом рекомендаций ГОСТ 9815-75, ГОСТ 11223-88 отдельно для угля и породных прослоев, не включаемых в угольную пачку. Отбор проб по возможности предполагается производить из каждого пластопересечения, за исключением явного брака.

При сложном строении пласта отбор рядовых проб из угольных пачек и внутрипородных прослоев станет производиться дифференциально по макроскопически выделяемым слоям.

При простом, если угольный керн макроскопически не различается, предполагается готовить объединенные пробы. В пробы включить весь керновый материал без сокращения. По каждой угольной пачке и породному прослою в скважинах 14, 12, 16, 5, 1, 7 отправлять заказ в лабораторию на выполнение теханализа (зольность, влага аналитическая, выход летучих веществ). Не отделять породы прослоев от угля в следующих случаях: из проб, идущий на ситовый, фракционный анализы, для определения обогатимости; из проб для опытного коксования, которые перед исследованием коксующихся свойств подвергаются обогащению.

5.5.2. Объём опробования на изучение газоносности угольных пластов

Опробование угольных пластов будет проводиться в соответствии с «Инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород ...» (М, 1977) методом прямого определения с помощью керногазонаборников типа СКГН-76. В период геологоразведочных работ на участке «Магистральный», для уточнения глубины залегания зоны газового выветривания и положения верхней границы зоны метановых газов в центральной части участка, по 6-й а и XXа разведочных линиях в 3 скважинах (2, 6, 10) будет проведено дополнительное опробование на изучение газоносности угольных пластов. Всего планируется отобрать 6 проб по основным рабочим угольным пластам на глубинах от 117 до 162 м от поверхности. Расчет количества проб, используемых для прогноза газоносности, приводится в табл 4.10

Таблица 5.10

Объем опробовательских работ на газоносность

Развед. линия	Номера скважин	Объем опробовательских работ	
		Количество пластопересечений	Всего проб
З	4	5	6
ба	10	6	6
ХХа	2, 6	3	3
Итого:		9	9

Опробование угольных пластов на газоносность производится в присутствии геолога, занимающегося изучением газоносности угольных пластов, который осуществляет контроль за подготовкой скважины, процессом отбора пробы и ее документацию. Все эти работы выполняются в процессе бурения и подъема проб на поверхность. После подъема пробы на поверхность геологом производится первичная дегазация пробы непосредственно на скважине. При этом сразу после подъема снаряда, замеряется объем газа, выделившегося при бурении путем отбора пробы из герметической емкости, так называемого «колокола», предусмотренной конструкцией керногазонаборника, и производится первичная дегазация угольного керна из керноприемника.

5.5.3. Отбор проб подземных вод из скважин

Из разведочных гидрогеологических скважин на полный химический анализ будет отобрано 6 пробы (1,5 литра). Пробы воды отбираются в стеклянные бутылки емкостью 0,5 литра.

5.5.4. Объем опробования на изучение физико-механических свойств углей и вмещающих пород

Изучение физико-механических свойств углей и углевмещающих пород проводилось лабораторным путем по керновому материалу из разведочных скважин и методами каротажа. Геологическим заданием на проведение работ на участке «Магистральный» предусматривалось «уточнение физико-механических свойств горных пород и угля пластов Надбайкаимского н.п и Полысаевского в.п. в интервале разведки от гор. -100 до гор. -300 (абс.)».

С целью изучения физико-механических свойств горных пород для прогноза устойчивости проектом предусматривается расчет упругих характеристик разреза по данным комплекса ГИС с их увязкой по данным акустического и плотностного каротажа (методика ВНИИГИС). Исследования методами АК и ГГК-П планируется проводить в скважинах в интервалах залегания угольных пластов. Скважины, в которых выполняются эти методы, должны быть по возможности равномерно распределены по площади исследований. Результаты наблюдений могут быть использованы для уточнения строения угольных интервалов при интерпретации данных основного комплекса.

5.6. Лабораторные исследования

Объем исследований определяется количеством пластопересечений, сложностью строения угольных пластов и программой исследований. Исследования будут проведены с целью оценки классификационных показателей и технологических свойств, а также определения по каждому угольному пласту содержания токсичных и попутных микроэлементов.

Из практики геологоразведочных работ и с учетом «Инструкции по применению классификации запасов углей и горючих сланцев...» [7] влага аналитическая, зольность угля и плотность действительная определяются по каждой рядовой угольной пробе.

Основные классификационные и технологические показатели определяются по объединенным пластовым пробам. По объединенным пробам рекомендуется проводить также все остальные определения, характеризующие особенности химического и петрографического состава угля – содержание серы и фосфора, элементного состава, химсостава и T° плавления золы, определение показателя отражения витринита (R_o) и мацерального состава угля, а также определения содержания редких и токсичных элементов спектральным и частично коли-

чественными методами. Эти определения на стадии разведки в соответствии с рекомендациями В.Р. Клера [8], проводятся по 50 % пластопересечений.

По породным пробам будут определяться лишь зольность и действительная плотность. Действительная плотность будет определяться также для каждой угольной рядовой пробы для получения исходных данных для расчетов пластовой зольности в соответствии с ГОСТ 9815-75.

Из опыта работ, не менее 50 % угольных проб перед определением классификационных показателей требуют предварительного обогащения. По обогащенным пробам определяются влажность аналитической пробы, зольность концентрата и хвостов обогащения.

Для получения важного параметра подсчета запасов и ресурсов угля – кажущейся плотности (объемного веса) по крупному классу рядовых угольных проб будут проведены определения максимальной влагоёмкости (W^{\max}), зольности крупного класса (A^d) и кажущейся плотности угля (d_a^d). Из опыта работ до 50% угольных рядовых проб содержат уголь крупного класса (+13мм), пригодный для определения кажущейся плотности.

Для обеспечения необходимыми исходными данными для кодирования углей в соответствии с ГОСТ 30313-95 по всем пластопересечениям будут произведены определения выхода летучих, пластометрических показателей и спекаемости методом Рога. По 25 % пластопересечений необходимы определения индекса свободного вспучивания (S_j).

Дополнительно в 25 % пластопересечений требуется определение петрографических показателей, элементного состава, химического состава золы и теплотворной способности углей.

5.7. Камеральные работы

Работы по камеральной обработке материалов включают в себя следующие виды работ:

1. Камеральная обработка полевой геологической документации керна скважин;
2. Подготовка материалов для составления ТЭО кондиций;
3. Обобщение материалов геологического изучения и составление геологического отчета с подсчетом запасов угля и представлением их на государственную экспертизу ГКЗ.

Все чертежи будут создаваться и оформляться в цифровом виде в графическом редакторе AutoCAD.

5.7.1. Камеральная обработка полевой геологической документации керна

Камеральная обработка полевой геологической документации заключается в вычерчивании каротажной колонки по результатам документации керна, приемке геологической документации керна в соответствии с данными каротажа скважины и окончательное оформление полевого журнала документации скважины и каротажной диаграммы. Вычерчивание каротажной колонки производится непосредственно в процессе документации керна. Приемка документации осуществляется в камеральных условиях путем создания цифровых моделей колонок буровых скважин масштаба 1:200 и 1:50 с данными опробования и каротажа в программе MS Access и LogEditor.

В этот период вычерчивается окончательная принятая литологическая колонка по скважине и колонки угольных пластов с учетом данных документации и каротажа, проводятся необходимые исправления в геологической документации, и оформляется чистовая документация по скважине.

5.7.2. Подготовка материалов для составления ТЭО постоянных разведочных кондиций

Для проведения проектных проработок в институте «Кузбассгипрошахт» по технико-экономическому обоснованию кондиций подсчета балансовых запасов будут выполнены камеральные работы по подготовке геологических материалов. Материалы будут готовиться по окончании полевых работ с обязательным включением всех результатов. При этом часть

графических приложений (обзорная карта, карта выходов угольных пластов на дневную поверхность с ситуацией и рельефом, геологические разрезы по разведочным линиям, погоризонтные планы и структурные колонки угольных пластов) будут прикладываться в дальнейшем и к геологическому отчету с подсчетом запасов. В соответствии с «Методическими рекомендациями по технико-экономическому обоснованию постоянных кондиций для подсчета запасов месторождений углей и горючих сланцев», М.2000г., с целью обоснования оптимальных значений параметров кондиций по каждому пласту будут составлены планы подсчета запасов с нанесением изолиний мощности через 0,1м для тонких и 0,2 м для пластов средней мощности и зольности через 5%. Подсчет запасов будет выполнен по вариантам мощности и зольности для проработки экономически обоснованного варианта кондиций.

При этом будет рассмотрено 6 вариантов по мощности и 4 варианта по зольности, т. е. будет представлено 24 варианта подсчета запасов. Пояснительная записка будет представлять собой книгу объемом 250 страниц с приведением необходимых сведений. Подсчет запасов будет оформлен в виде таблиц и помещен в отдельной книге объемом 300 страниц.

5.7.3. Обобщение материалов и составление геологического отчёта

Геологический отчет будет включать в себя все материалы по геологическому изучению и экономической оценке месторождения. В этот период все выполненные ранее чертежи будут окончательно откорректированы и оформлены. Кроме того, предполагается построить дополнительно структурные карты по почве угольных пластов, геолого-газовые разрезы, карты прогноза газоносности угольных пластов, литолого-прочностные разрезы кровли и почвы угольных пластов и карты прогноза устойчивости кровли и склонности к пучению почвы угольных пластов, планы подсчета запасов (в соответствии с утвержденными кондициями). Все чертежи будут оформляться в цифровом виде в графическом редакторе AutoCAD.

Геологический отчет будет состоять из текста в 250 страниц; 150 листов текстовых приложений простых (протоколы, несложные таблицы); 200 листов сложных (таблицы подсчета запасов) и 300 листов очень сложных (лабораторные исследования), Отчет будет представлен в пяти книгах в пяти экземплярах, которые будут представлены: 1экз.- Росгеолфонд, 1экз – ФГУ ТФГИ, 2 экз. - «Заказчику» и 1 экз. – ООО «Южно-Кузбасское геологоразведочное управление».

Перечень графических приложений и их объем приводятся в табл. 5.11. В главе 7. Технико-экономическое обоснование работ приводится расчет затрат времени на составление и оформление геологического отчета.

Таблица 5.11

СПИСОК графических приложений к материалам ТЭО кондиций и геологическому отчету с подсчетом запасов

Наименование чертежей и их масштаб	Средняя площадь чертежа, дм ²	Кол-во чертежей, шт.	Общая площадь чертежей, дм ²	Сложность чертежей
1	2	3	4	5
Подготовка материалов для составления ТЭО кондиций				
1. Обзорная карта района работ, М 1:50 000	8	1	8	Сложный
2. Построение геологических разрезов, М 1:2000	26	14	364	Сложный
3. Корректировка и увязка пограничных разрезов и их оформление	40	2	80	Сложный
4. Карта выходов пластов угля под наносы с поверхностью, М 1:5 000	73	1	73	Очень сложный

5. Карта выходов пластов угля под наносы разгруженная, М 1:5000	73	1	73	Сложный
6. Пластовые карты горизонтов ± 0 , -100 м, -200 м, -300 м, М 1:5 000	37	6	222	Простой
7. Планы подсчета запасов с изолиниями мощности и зольности М 1:5 000	37	4	148	Очень сложный
8. Структурные колонки пластов, М 1:100	100	4	400	Очень сложный
9. Литолого-прочностные колонки пород кровли и почвы пластов, М 1:100	100	4	400	Очень сложный
10. Геолого-газовые разрезы, М 1:5000	26	5	130	Сложный
11. Карта прогноза газоносности, М 1:10 000	37	4	148	Сложный
12. Карта устойчивости непосредственной кровли пластов, М 1: 5000	37	4	148	Очень сложный
13. Карта прогноза обрушаемости основной кровли пластов, М 1: 5000	37	4	148	Очень сложный
14. Карта прогноза склонности к пучению непосредственной почвы пластов, М 1: 5000	37	4	148	Очень сложный
Обобщение геологических материалов и составление отчета с подсчётом запасов в соответствии с утвержденными кондициями				
Наименование чертежей и их масштаб	Средняя площадь чертежа, дм ²	Кол-во чертежей, шт.	Общая площадь чертежей,	Сложность чертежей
1. Карты прогноза газоносности, М 1:10 000	37	4	148	Сложный
2. Листы откачек	30	8	240	Простой
3. Карта гидроизогипс, М 1:10 000	73	1	73	Простой
4. Планы подсчёта запасов в соответствии с утвержденными кондициями, М 1:5 000	37	4	148	Очень сложный
5. Структурные колонки угольных пластов по утвержденным кондициям, М 1:100	100	4	400	Очень сложный

5.8. Метрологическое обеспечение геологоразведочных работ

Для повышения точности и достоверности измеряемых величин вся геофизическая аппаратура имеет метрологическое обеспечение.

Метрологическое обеспечение аппаратуры гамма-каротажа базируется на проведении измерений мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, создаваемой источником ЕР-14 (Ra²²⁶). Порядок подготовки аппаратуры и проведение измерений в скважинах определены СТП.

Градуировка аппаратуры гамма-гамма-каротажа базируется на проведении измерений в специальном эталонировочном устройстве, представляющим собой цилиндрический бак, заполненный пресной водой, плотность которой принимается за 1 усл.ед. плотности. Настройка и проведение измерений в скважинах будут проводиться в соответствии с «Руководством по градуировке аппаратуры гамма-гамма-каротажа».

Метрологическое обеспечение аппаратуры селективного гаимма-гамма-каротажа будет базироваться на применении СОП, представленных рабочими образцами с известными $Z_{эф}$. Настройка аппаратуры и измерения в скважинах будут производиться в соответствии с СТП.

Метрологическое обеспечение аппаратуры электрокаротажа будет осуществляться путем проверки работоспособности аппаратуры в контрольно-поверочной скважине. (КПС) путем сравнения записанных кривых с базовыми.

Градуировка каверномеров будет проводиться по калибровочным кольцам, имитирующим основной диапазон измерений.

Метрологическое обеспечение инклинометров будет осуществляться согласно СТП.

Резистивиметр относится к микрозондам, и расчетным путем определить коэффициент нельзя. Поэтому градуировка резистивиметра будет проводиться перед началом работ, через полгода и после ремонта.

Расходомер не имеет метрологического обеспечения, и работы с ним будут проводиться в соответствии с методическими рекомендациями и градуировкой на самодельной установке. Погрешности определения расхода воды будет оцениваться по измерению расхода воды на устье скважины объемным методом.

6. ПОДСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ПРИРОСТА ЗАПАСОВ

В данной работе будет произведён подсчёт запасов угля по категориям В и С₁ с использованием результатов ранее проведённых работ 2013 года по угольным пластам в границах, соответствующих геологическому заданию.

Графический материал для подсчёта запасов (структурные колонки угольных пластов и планы подсчёта запасов) будет создан в программе AutoCAD 2012 путём выгрузки из базы данных с последующей корректировкой и доработкой.

Кроме того, в программе AutoCAD 2012 определялись площади проекций подсчётных блоков на горизонтальную плоскость. Процесс подсчёта запасов, то есть расчёт средних мощностей по блокам, определения объёмной массы в зависимости от зольности, поблочный подсчёт запасов и создание сводной таблицы запасов, выполнялись в программе Microsoft Excel.

Согласно лицензии границы участка, в плане ограничены следующими линиями:

- на северо-западе – вертикальная плоскость, проведенная по б р.л.;
- на северо-востоке – выход пласта Надбайкаимского н.п. под наносы и срез в висячем крыле пласта Байкаимского нарушением II-II;
- на юго-востоке – вертикальная плоскость, проходящая вблизи разведочной линии XXII;
- на юго-западе – разведочная линия XXII и нарушение I-I и Ia-Ia;
- нижняя граница – почва пласта Байкаимского (Поджуринского 5) до среза его в висячем крыле нарушением II-II;

6.1. Метод подсчета запасов

Графической основой для выполнения работы послужат планы подсчета запасов угля пластов на горизонтальных проекциях масштаба 1:5000, прошедшие государственную экспертизу [33,37].

Около каждой выработки в рамках будут отмечаться: мощность угольных пачек и мощность горной массы, зольность чистых угольных пачек и зольность с учетом засорения. Принятые в подсчет запасов угля мощности и зольности пласта на подсчетных планах и структурных колонках вынесены в рамке.

Для удобства работы с подсчетными планами, по всем пластам составят структурные колонки, сгруппированные по разведочным линиям и расположенные в порядке расположения. При подсчете запасов угля участка, границами подсчетных блоков служат: горизонты, граница опасного ведения горных работ, обрезы угольного пласта тектоническими нарушениями, линии расщепления пласта, контуры категории запасов.

При выделении блоков станет учитываться степень разведанности, угол падения пласта. Согласно «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых».

Площади подсчетных блоков будут определяться автоматически методом вычисления площади многоугольника по заданным координатам, реализованным в программе AutoCAD.

Расчет мощностей и поблочный подсчет запасовстанет производиться в программе Microsoft Exsel с использованием общепринятых для подсчета запасов формул.

К категории В отнесем запасы угля в блоках, по которым достоверно установлены: выдержанность пласта, его строение и мощность, качество и технологические свойства углей, обеспечивающие определение направления промышленного использования.

К категории С₁ будут отнесены запасы углей в блоках, контур промышленного значения которых нуждается в уточнении (разведанные более редкой сетью скважин), а также запасы в блоках, расположенных в зоне влияния крупного разрывного нарушения I₁ – I₁, линий расщепления и в охранных целиках под железную дорогу.

Для подсчета запасов предполагается принять постоянные разведочные кондиции для балансовых запасов.

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ

8.1. Технический план видов и объемов работ

Виды и объемы проектируемых работ приведены в табл. 8

Таблица 8

Сводный перечень проектируемых работ

Наименование и виды работ	Норма времени по ССН-93	Единица измерения	Проектируемый объем
1. Подготовительный период и проектирование			
1.1. Сбор геологической информации	ССН, 1.4.1. т. 17	чел/дней	8,65
1.2. Составление ПСД	расчёт	чел/дней	428,81
2. Полевые работы			
2.1. Бурение скважин группы 0 – 100	ССН, в.5 таб.9	м	192
2.2. Бурение скважин группы 0 – 300	ССН, в.5 таб.9	м	2440,2
2.3 Бурение скважин группы 0 – 500	ССН, в.5 таб.9	м	5052,1
2.4. Бурение гидрогеологических скважин	ССН, в.5 таб.11	м	542
2.5 Разбурка скважин под обсадку	ССН, в.5 таб.11	м	1485
2.6. Вспомогательные работы			
2.6.1. Крепление обсадными трубами	ССН, в.5 таб.72	100 м	30,67
2.6.2. Извлечение обсадных труб	ССН, в.5 таб.72	100 м	30,67
2.6.3. Промывка скважин	ССН, в.5 таб.64	промывка	255
2.6.4. Проработка скважин	ССН, в.5 таб.65	проработка	170
2.6.5. Отбор газокерновых проб	ССН, в.5 таб.75	проба	181
2.6.6. Замеры уровня воды	ССН, в.1,4 таб.5	Замер	5547
2.6.7. Геофизические исследования	проект	скважина	211
2.6.8. Ликвидационный тампонаж			
2.6.8.1. Заливка раствором	ССН, в.5 таб.70	заливка	18,89
2.6.8.2. Установка пробок	ССН, в.5 таб.65	пробка	47,08
2.7. Монтаж-демонтаж и перемещение	ССН, в.5 таб.81	м/д	211
2.8. Удорожание в зимних условиях	ССН, в.5 таб.42	ст/см.	3 704,4
2.9. Транспортировка промыв. жидкости	проект	маш/см.	4152,9
2.10. Документация керна скважин	ССН, в.1, ч.1, т.31	бр/см.	842,56
2.11. Отбор проб из керна скважин	ССН, в.1, 7, 5, т.29	бр/см.	35,74
2.12. Отбор проб керногазонаборником	ССН, в.5 таб.75	чел/дн.	88,96
2.13. Опытные гидрогеологические работы	ССН, в.1, ч.4, п.36	бр/см.	141,07
2.14. Геофизические исследования скважин			
2.14.1. Собственно ГИС	ССН-92, в.3, 4, 5	отр/см.	199,072
2.14.2. Переезды	ССН-92, т.6	отр/см.	207,252
2.14.3. Содержание дозиметрич. службы	расчёт	чел/дн.	43,01
2.14.4. Геофизические исследования ФМС	проект	образец	300
2.15. Топографо-геодезические работы	ССН, в 1 ч.1 т.38, 40	бр/см.	90,17
3. Камеральные работы			
3.1. Камеральная обработка полевой документации	расчёт	отр/дн.	1712,5
3.2. Камеральные работы ГИС	расчёт	чел/дн.	90
3.3. Написание геологического отчёта	расчёт	отр/дн.	4063,9
4. Лабораторные работы (кернов. + газов.)	проект	проба	1796
5. Строительство временных зданий и сооружений			
5.1. Площадки под буровые установки	ССН, в. 4, т. 11	100 м ³	682,5
5.2. Грунтовые дороги	ССН, в.11, т. 150	км	15
5.3. Расчистка снега	ССН, в. 6, 4, т.11	100 м ³	1440
5.4. Разработка ложа грунтовых дорог	ССН, в.11, т. 150	100 м ³	540
5.5. Поддержание грунтовых дорог	расчёт	маш/см.	20
6. Транспортировка вахт	расчёт	маш/см.	128,63
7. Рекультивация нарушенных земель	расчёт	маш/см.	397,48
8. Командировочные расходы	расчёт	руб.	333 800
9. Составление ТЭО кондиций	проект	руб.	6 млн.
10.Экспертиза ТЭО кондиций и отчёта	проект	руб.	2 млн.

			VI	5	20	0,15	1,3	3,9
			VI	11,3	45,2	0,15		6,78
			VII	5	20	0,16	1,3	4,16
			VII	40,72	162,88	0,16		26,06
ИТОГО				191,5	766			93,78
ИТОГО керновое				191,5	766			93,78
ВСЕГО по гр.300				254	1016			98,78
В т.ч.	Бескерновое		II-III	62,5	250			5,00
В т.ч.	Керновое 76/73		IV- VIII	191,5	766			93,78
	В сложных условиях			71,08	284,32			28,54
Группа 0-.500 (14 скв)								
Т.11-78	Б.к.	112/108	II	10	120	0,02		2,4
		93/89	II	75	900	0,02		18
ИТОГО				85	1020			20,4
ИТОГО бескерновое				85	1020			20,4
Т.5-44	Керн	76/73	IV	91,4	1096,8	0,09	1,3	128,32
			IV	84,1	1009,2	0,09		90,82
			V	4	48	0,13	1,3	8,11
			V	25	300	0,13		39,00
			VI	5	60	0,17	1,3	13,26
			VI	51,8	621,6	0,17		105,67
			VH	22,7	272,4	0,18		49,03
			VIII	20,2	242,4	0,20	1,3	63,02
			VIII	42,8	513,6	0,20		102,7
ИТОГО				347	4164			599,95
ИТОГО керновое				347	4164			599,95
ВСЕГО по гр.500				432	5184			620,35
В т.ч.	Бескерновое		II-III	85	1020			20,4
	Керновое 76/73		IV- VIII	347,0	4164			599,95
В т.ч.	В сложных условиях			122,7	1472,4			212,71
ВСЕГО					6290			722,88
В т.ч.	Бескерновое		II-III	8.01	1345			26,9

	Керновое 76/73	IV- VIII		4945			695,98
В т.ч.	В сложных условиях			1775,52			248,75

Расчёт затрат времени на бурение скважин

Вспомогательные работы, сопутствующие бурению скважин

Для выполнения поставленных задач проектом намечено провести следующие виды сопутствующих работ:

- крепление скважин обсадными трубами;
- извлечение обсадных труб;
- промывка скважин до и после обсадки и перед каротажем;
- проработка скважин;
- геофизические исследования скважин силами буровой бригады;
- замеры уровня воды в скважинах;
- ликвидационный тампонаж;
- расширение скважин под обсадные трубы;
- отбор газокерновых проб.

Расчет затрат времени приводится в табл. 8.2.

Расчет
затрат времени на вспомогательные работы, сопутствующие бурению скважин

Таблица 8.2

Вид работ	Ед. изм.	Табл. ССН- 92	Норма времени. ст/см	Объем работ	Затраты времени на весь объем,
1	2	3	4	5	6
I. Гидрогеологические работы					
1. Элементарные гидрогеологические наблюдения 1.1. Измерение уровня промывочной жидкости в скважинах гр. 100, 300,500			0,01 0,01 0,01	1 4 12	0,01 0,04 0,12
	1 замер	21 стр 3			
ИТОГО				2417	0,17
1.2. Замеры расхода промывочной жидкости гр.300 500	1 замер	таб.32, стр. 1	0,031 0,031	68 345	2,108 10,696
ИТОГО				1530	12,804
2. Опытнотрификационные работы:					
2.1. опытные откачки из одиночных скважин а) прокачка скважин погружным насосом 300	1 прокачка	проект			
			2	1	2
б) восстановление статического уровня после прокачки 300	1 восст. ст.ур	-	3	1	3
в) откачка скважин погружным насосом 300	1откачка	-	9	1	9
г) восстановление статического уровня после откачки гр. 300	1 восст. ст. ур		5	1	5
д) подготовка и ликвидация опыта гр. 300	1 опыт	табл. 5,стр.8	0,87	1	0,87
е) устройство оголовка гр.300	1 оголовок	табл.59,стр.1-	0,20	1	0,20
Опытная кустовая откачка Гр 300 а) прокачка	1 прокачка	проект-	2	3	6
б) восстановление статического уровня	1 восстановление	-//-	3	1	3
в) откачка	1 откачка	-//-	15	1	15
г)восстановление статического уровня	1 восстановление	-//-	12	6	24

д) подготовка и ликвидация опыта	1 опыт	-//-	0,87	3	2,61
е) оборудование оголовка	1 оголовк	-//-	0,2	3	0,60
ИТОГО					71,28
3. Отбор проб воды на хим. анализ: а), из скв. с откачками 300	1 проба (3 бут)	48,стр.1,2	0,222	2	0,444
г), определение микро-элементов	1 проба Юл (20 бут)	-//-	0,222	2	0,444
Итого по отбору проб воды на хим. Анализ					0,888
ВСЕГО по гидрогеологическим работам					85,142
II. Промывка скважин перед каротажем					
100	ст/см	СН-5 табл. 64	0,07	1	0,07
300			0,17	4	0,68
500			0,22	12	2,64
ИТОГО по промывке скважин				17	3,39
III. Геофизические исследования в скважинах					
100	ст/см	проект			
300					7,821
500					16,752
ИТОГО по геофизическим исследованиям в скважинах	ст/см				24,603
IV. Ликвидационный тампонаж					
а) тампонирующее скважин заливкой цементным раствором гр. 100 б) выстойка цемента итого	ст/см	таблица 70 стр.1.	0,18 3,43	1 1 1	0,18 3,43 3,61
гр. 300 а) инт. 0-300 б) выстойка цемента Итого	ст/см	таблица 70,стр.3.	0,39 3,43	4 4 8	1,56 13,72 15,28
гр. 500 а) инт. 0-400 б) выстойка цемента Итого			0,49 3,43	12 12 24	5,88 41,16 47,04
ИТОГО по ликвидационному тампонажу					65,93

V. Тампонирувание интервалов неустойчивых пород и зон поглощения гр. 100 300 500	ст/см на 1м тампонирувания	ССН-5 табл. 6 9	0,11 0,14 0,14	1 4 12	0,11 0,56 1,68
ИТОГО по тампонируванию интервалов неустойчивых пород и зон поглощения					2,35
VI. Проработка, калибровка ствола скважин перед обсадкой труб	ст/см на 1 проработку	ССН-5 табл. 65	0,38	34	12,92
ИТОГО по проработке, калибровке ствола скважин перед обсадкой труб					12,92
Крепление скважин обсадными трубами и их извлечение а) спуск обсадн. труб до 0132 мм 100 300 500	ст/см на 100 м	ССН-5 табл. 72		0,6 2,8 10,8	0,48 2,24 8,64
в) извлечение труб из скв.диам.до 132мм 100 300 500	-//-	-//-	1.36 1.36 1.36	0,6 2,8 10,8	0,816 3,808 14,68
ИТОГО по трубам					30,672
УИИ. Отбор газовых проб	ст/см на 1 пробу	ССН-5, табл. 75		18	7,58
ИТОГО по газовым пробам				18	7,58
IX. Дефектоскопия буровых труб	ст/см	ССН-5, пункт 92	0,01	3704,92	37,05
X. Проведение испытаний КИИ-65 ИТОГО	Отр/смен			2	15,288
ВСЕГО по вспомогательным работам					284,93

Монтаж, демонтаж и перемещение буровых установок

Расчет затрат времени приводится в табл. 8.3.

Буровая установка со станком представляет собой единый блок с мачтой и буровым зданием, смонтированный на колёсной платформе.

Расчет

затрат времени на монтажно-демонтажные работы и перемещение буровых установок (основание: ССН, вып 5, табл. 81)

Таблица 8.3

ССН-5 табл. 81 № строки	Количество скважин. шт	Количество перевозимых блоков, шт	Группа скважин	При	Всего
				перемещении на первый км	
1	2	3	4	5	
стр.2	2	4	100	лето 2 х 2,2	4,4
стр.3	11	16	300	лето 11 х 2,2	22,2
стр.4	14	32	500	лето 14 х 3,88	54,32
ВСЕГО	27	62	-	-	80,92

Перевозка ДЭС для всех глубин – 0,321 маш.-смены.

$$27 \times 0,321 = 8,66 \text{ маш.-смены.}$$

Перевозка жилого и бытового вагон-домов «Кедр»

В табл. 8.4 приведены затраты времени на перевозку вагон-домов «Кедр».

Таблица 8.4

Расчёт затрат времени на перевозку вагон-домов

Наименование работ	Единица измерения	Количество перевозок	Норма вре- мени на 1 перевозку, ст. см.	Затраты времени на весь объём, ст. см.	Номер таб- лицы, строки
Перевозка жилого ва- гон-дома «Кедр»	перевозка	27	0,20	5,4	Т. 117, с.2
ИТОГО		27		5,4	

Удорожание буровых работ в зимнее время

Так как работы будут проводиться круглогодично, необходимо определить стоимость удорожания буровых работ в зимний период. Стоимость удорожания зависит от продолжительности работы буровых бригад в зимний период. Общая планируемая продолжительность буровых работ в зимний период составит 6 месяцев $102,9 \times 6 \times 6 = 3\,704,4$ ст. смен,

где: - 102,9 ст. смен - среднее количество ст. см. в месяце;

- 6 и 6 - количество станков и продолжительность работы в месяцах соответственно.

Сметные нормы на зимнее удорожание приводятся в СНОР-93 вып.5, таблице 42.

Расчет затрат времени на переезд каротажного отряда приведен в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Расчет затрат времени на переезд каротажного отряда

Группа дорог	Расстояние, км.	Кол-во выездов	Объем переез- дов	Кол-во единиц	Норма времени	Кол-во отр/смен
Дороги 1 груп-	270	114	61560	615,60	0,332	204,379

пы						
Дороги 2 группы	3	114	684	6,84	0,420	2,873
Дороги 3 группы					0,571	
Бездорожье					1,120	
Итого:						207,252
На 1 выезд						1,818

Геологическая документация керна скважин

Интервалы бурения с отбором керна будут охвачены геологической документацией. Документация будет проводиться у буровой скважины. Согласно ССН-93, вып.1, часть 1, табл.2 вскрываемые породы относятся к первой категории сложности, так как имеют простой минералогический состав, неизменённые.

Таблица 8.6

Расчёт затрат времени на документацию керна (ССН-93, вып.1, часть 1, табл.31)

Место проведения	Единица измерения	Категория сложности	Объем документации	Норма времени, смена	Всего затрат, смена
У буровой скважины	100 м.	1	401,22	2,10	842,56

Лабораторные и технологические исследования

Исследования каменных углей

Расчет объемов и трудозатрат на лабораторные работы приводится в табл. 8.7

Таблица 8.7

№№ п/п	Наименование исследований	№№ по ССН-92, вып.7, табл.16.2,2.1,1.3	Норма времени на 1 анализ, бр/ч	Кол-во анализов	Затраты времени на весь объем, бр/ч.
1	2	3	4	5	6
1.	Изучение газоносности угольной пробы, отобранной кернагазонаборником	2115, 2123, 2092, 2093, 2094, 2095, 2130, 2134, 2156	38,41	18	691,38
2.	Анализ газа, отобранного при свободном истечении из колокола	2093, 2094, 2095	5,56	18	100,08
3.	Технический анализ угля после обработки пробы				101,196
3.1.	Разделка пробы	2497, 2532, 2537, 2539, 2541, 2543	1,021 x 2	18	36,756

3.2.	Углекислотный анализ	345, 357(1), 357(2), 369, 364	1,79х2	18	64,44
4.	Анализ газа, отобранного при пластоиспытаниях	2093, 2094, 2095	5,56	2	11,12
5.	Анализ проб воды			2	14,72
	ИТОГО				918,496

Исследования проб на определение природной газоносности
Окончательный анализ газовых проб будет производиться в ОАО Западно-Сибирский Испытательный Центр г. Новокузнецк. Расчет затрат времени приводится в табл. 7.

Таблица 8.8

Расчет затрат времени на отбор газовых проб

Группа скважин	Интервал отбора	Количество проб	Норма времени, ст. см на 1 пробу	Всего, ст. см.
1	2	4	4	5
0 – 500	0-100	6	0,40	2,4
ИТОГО гр. 0 - 100		6		2,4
0 - 300	0-300	3	0,47	1,41
ИТОГО гр. 0 - 300		3		1,41
ВСЕГО по участку		9		3,81

Затраты времени на первичную дегазацию определяются в соответствии с нормами ССН-93 вып.7, таб.16.2, норма 2115:

$$9 \text{ проб} \times 8,10 = 72,9 \text{ часов}$$

Обработка проб

В табл. 8.9 приводится расчет затрат времени на обработку первичных проб из угольных пластов.

Таблица 8.9

Расчет затрат времени на обработку первичных проб
(ССН- 93, вып.1, часть 5, табл. 46)

Масса проб, кг	Единица измерения	Количество проб	Норма на единицу работ, бр. см.	ИТОГО, бр. см
1-2	100 проб	42,72	1,66	70,92
3-5		0,78	2,56	2,0
ВСЕГО:		43,50		72,92

Топографо-геодезические работы

Выносу проектных точек и съемку устьев пробуренных скважин планируется производить поэтапно, группами из 6-8 скважин, запланируем 10 заездов от базы предприятия до участка работ и обратно.

Время, необходимое для определения

местоположения одной точки

1. Выноска и закрепление точки – 80 минут.
2. Съёмка устья пробуренной скважины – 120 минут.

При продолжительности 1 смены равной 6,65 час на 27 точки потребуется бр/смен :

1. Выноска - $80 \times 27 = 2160:60 = 36 : 6,65 = 5,41$
2. Съёмка - $120 \times 27 = 3240:60 = 54 : 6,65 = 8,1$

Общая сметная стоимость и объем топографо-геодезических работ приведены в табл. 8.10.

Таблица 8.10

Общая сметная стоимость топографо-геодезических работ

№/№	Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ	Стоимость Одной бр/см	Общая стоимость	Кол-во точек	Стоимость одной точки
1.	Переезды к участку работ на автомобиле ГАЗЕЛЬ	бр/см	19,82	1875	37162	27	1376
2.	Пешие переходы по участку работ	бр/см	16,45	1265	20809	27	771
3.	Выноска проектного положения скважин	бр/см	5,41	539	2915	27	108
4.	Съёмка устьев пробуренных скважин	бр/см	8,1	539	4366	27	162
			49,78		65252		1310

Подготовка материалов для составления ТЭО постоянных разведочных кондиций

При расчете затрат времени на обработку и оформление материалов (текста отчета, графических и текстовых приложений) с использованием компьютерных технологий использованы «Временные сметные нормы трудовых и материальных затрат на компьютерное сопровождение ГСР-200», утвержденные МПР РФ в 2001 году.

Расчет затрат времени приведен в табл. 8.11

Таблица 8.11

РАСЧЁТ

затрат времени на камеральные работы по составлению материалов для ТЭО кондиций и геологического отчёта

№№ п/п	Виды работ	Един. измер.	Объем работ	Норма на 1 смен.	Всего отр.дн	В т.ч. по исполнителям						
						инженеры-геологи			техники-геологи			
						1кат.	Икат.	б/кат	1кат.	Икат.	б/кат	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.	Сбор первич. документации											
1.1.	Разведоч.скважины	скв	24	10	2,4	0,24	0,24	0,24	0,48	1,2	0,0	
1.2.	Эксплуатац.и горные работы	дм²	0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2.	Переинтерпретация	пл.пер.	0	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.	Составление графич. прнл.											
3.1.	Чертежи оч.сложные											
3.2.	Чертежи слож- ные	дм²	165	2,9	28,4	2,8	5,7	11,4	8,5	0,0	0,0	
3.3.	Чертежи простые	дм²	10	6	1,7	0,2	0,3	0,7	0,5	0,0	0,0	
4.	Составление таблич.прилож.											
4.1.	Таблицы оч.сложные	стр.	50	0,7	71,4	7,1	0,0	28,6	0,0	35,7	0,0	
4.2.	Таблицы сложные	стр.	5	0,8	6,3	0,6	0,0	2,5	0,0	зд	0,0	
4.3.	Таблицы простые	стр.		0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5.	Текст отчета	стр.	20	0,7	28,6	14,3	14,3					
	ИТОГО:				138,8	25,3	20,5	43,4	9,5	40,0	0,0	

Строительство временных зданий и сооружений
Сводная таблица
строительства временных зданий и сооружений

Таблица 8.12

№№ п/п	Виды работ и сооружений	Ед. изм.	Объем работ	Таблица, ССН-11, 1993г.
1. Транспортные сооружения				
1.1	Уборка снега с площадок и дорог бульдозером	100м ³	1570	ССНв.4, т 11
1.2	Грунтовыедороги профилированные	1 км	6	Т.150-3
1.3	Разработка ложа грунтовых дорог	100м ³	630,0	ССНв.4т. 11
1.4	Ремонт грунтовых дорог	маш. см.	18	Расчет
1.5	Подготовка площадок на склонах водоразделов под буровые установки	100м ³	682,5	ССН-в.4, т. 11-3-6
2. Общественные и коммунальные сооружения				
1.1	Выгребные ямы	яма	84	Т.103-1,к-0,3

Планирование, организация и менеджмент при производстве геологоразведочных работ

Организация и ликвидация работ

Продолжительность полевых работ на проектируемом участке – 20 месяцев. Всё оборудование и жилье будет перед началом работ завозиться на участок работ, а по окончании – демонтироваться и вывозиться. Затраты на организацию и ликвидацию работ определяются в соответствии с «Инструкцией по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы», утвержденной 22.11. 93г. № 108.

Проектирование

Работы по проектированию включают в себя подготовительный период (сбор фондовых, архивных и опубликованных материалов, работа с литературой), составление проектно-сметной документации и рекогносцировочные работы на участке работ.

Подготовительный период

Расчет затрат времени на подготовительный период приводится в табл. 8.13

Таблица 8.13

Расчет затрат времени на подготовительный период

№ строки, табл.17	Способ сбора информации	Ед. изм.	Объем работ	Норма времени, чел/смен	Поправочный коэффициент согл.п.35	ИТОГО чел/смен
1	Сбор посредством выписки текста	100с	5,3	1,08	0,85	4,86
2	Сбор посредством выписки таблиц	100с	0,87	1,19		1,04
4	Просмотр чертежей и сбор посредством оформления заказов на ксерокопирование	100 зак.	8,1	0,34		2,75
	ИТОГО:					8,65

Составление проектно-сметной документации

В табл. 8.14 приводятся расчеты затрат времени на составление проектно-сметной документации.

Таблица 8.14

Расчёт затрат времени на составление ПСД

Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ	Норма выработки	Поправочный коэффициент	Затраты времени, чел/дн.
1. Сбор материалов проведенных ранее работ и нанесение их на проектную графику	дм ²	1200	4,3	0,5	139,53
2. Составление геологических разрезов и планов к проекту	дм ²	1009	6,0		168,17
3. Составление расчетных таблиц (таблицы простые)	табл.	28	0,9		31,11
4. Составление текста	стр.	90	0,7	0,7	90,0
ИТОГО:					428,81
В том числе по исполнителям					
Геолог I категории					428,81

Резерв на непредвиденные расходы

Резерв на непредвиденные работы определяется в соответствии с «Инструкцией по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы» и «Протокола № ОМ-07/18-пр совещания у заместителя Руководителя Федерального агентства по недропользованию Мо-настырных О. С.» от 11. 10. 2004 г.

Полевое довольствие, премии, доплаты

В смете необходимо предусмотреть затраты на полевое довольствие, премии и доплаты в соответствии с «Инструкцией по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы».

Командировочные расходы

В период организации работ и проектирования предстоят 3 поездки специалистов в г. Кемерово в Управление по недропользованию по Кемеровской области для согласования и утверждения геологического задания и ПСД, а также оформления лицензии. По окончании полевых работ предстоят 3 поездки в г. Кемерово специалистов для представления в институт «Кузбассгипрошахт» геологических материалов для составления ТЭО кондиций. Геологический отчет с подсчетом запасов и ТЭО кондиций представляются на экспертизу и на утверждение их в ГКЗ (г. Москва) – 2 поездки.

Расчет командировочных расходов приводится в табл. 8.15

Таблица 8.15

Командировочные расходы

Наименование и пункты	Кол-во	Кол-во	Основные расходы, руб.
-----------------------	--------	--------	------------------------

№ п/п	командировки	человек	поездок и дней пребывания	Размер командировочных (суточные + гостиница/сутки)	Проезд в оба конца	Всего основных расходов
1	Согласование геологического задания, утверждение ПСД в Территориальном агентстве по недропользованию, оформление лицензии, г. КЕМЕРОВО	1	3 x 1	180	500	2040
2	Представление геологических материалов для ТЭО кондиций в институт «Кузбассгипрошахт», г. КЕМЕРОВО	1	1 x 3	180	500	1040
3	Предоставление проекта ФГУП «ГЕОЛЭКСПЕРТИЗА» г. НОВОСИБИРСК	1	2x2	180	500	1720
4	Представление геологического отчета и ТЭО кондиций в ГКЗ на экспертизу и согласование, г. МОСКВА	2	1 x 7	400 + 7000	35000	138600
5	Защита запасов в ГКЗ, г. МОСКВА	3	1 x 7	400 + 7000	35000	190400
	ВСЕГО:					333800

8.2.1. Организация производства по видам работ

На территории района работ много удобных мест для организации лагеря. Транспортировку грузов можно осуществлять по дорогам.

Выход на работу бригад - вахтовым методом будет. Процесс бурения непрерывный, согласно проектной продолжительности буровых работ. При этом используется три бригады, которые состоят из 2 вахт по 15 дней. Каждая вахта разделена на 2 звена. Первое звено первой вахты работает с 8⁰⁰ до 20⁰⁰, а второе звено – с 20⁰⁰ до 8⁰⁰, во второй вахте звенья работают также, но со следующего приезда звенья соответственно меняются временем рабочего дня. Одно звено состоит из трех человек: бурильщика, помощника бурильщика и дизелиста. В одну вахту также входят шофер, геолог, мастер, повар.

8.2.2. Нормирование и стимулирование труда

Главный источник роста производительности – непрерывное совершенствование техники, организация производства и технологических процессов.

Нормирование труда позволяет разрабатывать и выбирать оптимальные варианты форм организации трудовых процессов; оно обеспечивает внедрение намечаемых мероприятий в нормах труда.

Главной целью предприятия стоит вовремя и в сроки выполнить работу. Так как работа геологов и бурильщиков зависит напрямую от погодных условий и длительности светового дня очень важно использовать это время с большей отдачей. Поэтому переработки и невыполнение плана будут оплачиваться и премироваться, будут вводиться коэффициенты к заработной плате.

9. СМЕТА

Законодательная основа сметной стоимости проекта включает в себя следующие документы:

Инструкция по составлению проектов и смет. Она регламентирует виды работ включенных в смету, районные коэффициенты к заработной плате и нормативные формы документов, по которым ведутся расчеты;

Положение о включении затрат в себестоимость продукции работ и услуг, изд. 1992г. Это закон для всех предприятий РФ. На основании этого закона в себестоимость, в том числе и геологоразведочных работ включает:

Текущий заработок;

Дополнительная заработная плата, на оплату отпусков 7,9 % от текущего заработка;

Отчисления на социальное страхование – 30,5 %. Сюда относятся:

-платежи в пенсионный фонд – 28 %;

-медицинское страхование – 3,6 %;

-фонд занятости – 1,5 %;

-фонд социального страхования – 3,4 %;

-материалы;

-износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов;

-амортизация оборудования;

-транспорт;

-услуги.

Кроме затрат, связанных с производственным процессом, в себестоимость включаются затраты, связанные с организацией и управлением.

В геологии они называются накладные расходы, в них входят затраты связанные с техникой безопасности и налоги включаемые в себестоимость (плата за землю, коммунальные платежи, платежи за связь, за воду и др.)

Общий расчет сметной стоимости проекта

Общий расчет сметной стоимости проекта завершает все сметные расчеты в основе его лежит инструкция по составлению проектов и смет.

В этот расчет включаются следующие виды затрат:

I. Основные виды затрат;

А. Собственные ГРР;

Б. Сопутствующие работы;

II. Накладные расходы – это затраты связанные с организацией геологоразведочных работ;

III. Плановые накопления – это нормативная прибыль геологоразведочного предприятия;

IV. Компенсируемые затраты (полевое довольствие, доплаты, командировочные, охрана окружающей среды);

V. Подрядные работы – это работы, выполняемые сторонними организациями;

VI. Резерв

Форма СМ-1 обобщает все расчеты, связанные с технико-экономическими показателями и все расчеты, связанные с денежными затратами (СМ-5, СМ-3, сметно-финансовые расчеты).

Формой СМ-1 в проекте начинаются все расчеты. Это самый главный сметный расчет, он находится в руках у заказчика остается у исполнителя и находится в банке, через который осуществляются взаиморасчеты (таблица 8.1).

Сметная стоимость
проведения геологоразведочных работ на участке «Магистральный» Ленинского геолого-экономического района в Кемеровской области

Таблица 9.

№ п/п	Виды работ	Единица работ	Проектируемый объем	Единичная расценка руб.	Всего сметная стоимость в текущих ценах руб.	в том числе на 2017 г.	
						объем	стоимость руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
I.	Основные расходы				52 215 055		21 535 277
A.	Собственно геологоразведочные работы				46 524 995		19 071 244
1.	<i>Проектирование и подготовительный период к полевым работам</i>				1 025 000		1 025 000
1.1.	<i>Подготовительный период</i>				70 634		70 634
1.1.1.	Сбор фондовых, архивных и опубликованных материалов посредством выписки текста	100 стр.	1,40	50452,90	70 634	1,40	70 634
1.1.2.	Сбор фондовых, архивных и опубликованных материалов посредством выписки таблиц	100 стр.	0,00	0,00	0	0,00	0
1.1.3.	Сбор фондовых, архивных и опубликованных материалов посредством выборки чертежей для ксерокопирования	100 стр.	0,00	0,00	0	0,00	0
1.2.	<i>Составление проектно-сметной документации</i>	<i>чел-мес.</i>	<i>17,18</i>	<i>55551,00</i>	<i>954 366</i>	<i>17,18</i>	<i>954 366</i>
2.	<i>Полевые работы</i>	<i>руб.</i>			<i>37 166 183</i>		<i>17 488 418</i>
2.1.	<i>Полевые работы общего назначения</i>				<i>986 663</i>		<i>8 336 855</i>
2.1.1.	Геологическая документация керна скважин; категория сложности 1	100 м	115,91	8512,32	986 663	28,98	8 336 855
2.2.	<i>Разведочное бурение</i>				<i>32 917 135</i>		<i>8 336 855</i>
2.2.1.	Бурение вертикальных колонковых скважин передвижными буровыми установками с применением КССК-76		7 265,15		27 017 538	1 816,30	6 754 431
2.2.1.1.	Бурение вертикальных колонковых скважин 2 группы (глубина бурения 0-100 м) передвижными буровыми установками с применением КССК-76, диаметр 76 мм		188,00		618 323	47,00	154 581
2.2.1.1.1.	Трещиноватые породы, категория пород I-VI	п. м	87,00	3475,45	302 364	21,75	75 591
2.2.1.1.2.	Трещиноватые породы, бурение по углю, категория пород	п. м	1,00	8,88	9	0,25	2

Продолжение таблицы 8.1

2.2.1.1.4.	Монолитные породы, категория I-VI	п. м	100,00	3159,50	315 950	25,00	78 988
2.2.1.2.	Бурение вертикальных колонковых скважин 3 группы (глубина бурения 0-300 м) передвижными буровыми установками с применением КССК-76, диаметром 76 мм		1 706,70		6 208 104	426,68	1 552 045
2.2.1.2.1.	Монолитные породы, категория VII	п. м	500,00	3475,45	1 737 725	125,00	434 431
2.2.1.2.2.	Трещиноватые породы, категория I-VI	п. м	400,00	3475,45	1 390 180	100,00	347 545
2.2.1.2.3.	Трещиноватые породы, категория VII	п. м	776,7	3791,24	2 944 656	194,18	736 183
2.2.1.2.4.	Трещиноватые породы, бурение по углю, категория I-VI	п. м	30,00	4518,09	135 543	7,50	33 886
2.2.1.3.	Бурение вертикальных колонковых скважин 5 группы (глубина бурения 0-500 м) передвижными буровыми установками с применением КССК-76, диаметром 76 мм		5 370,45		20 191 111	1 342,62	5 047 805
2.2.1.3.1.	Монолитные породы, категория I-VI	п. м	733,50	3159,50	2 317 493	183,38	579 389
2.2.1.3.2.	Монолитные породы, категория VII	п. м	1923,45	3791,33	7 292 434	480,86	1 823 099
2.2.1.3.3.	Трещиноватые породы, категория I-VI	п. м	709,0	3475,45	2 464 094	177,25	616 024
2.2.1.3.4.	Трещиноватые породы, категория VII	п. м	709,00	3791,40	2 688 103	177,25	672 026
2.2.1.3.5.	Трещиноватые породы, бурение по углю, категория I-VI	п. м	262,0	4518,57	1 183 865	65,50	295 966
2.2.1.3.6.	Сильно трещиноватые и разрушенные породы, категория I-VI	п. м	1033,5	4107,52	4 245 122	258,38	1 061 301
2.2.2.	Вспомогательные работы, сопутствующие бурению разведочных скважин				4 022 364		1 082 498
2.2.2.1.	Вспомогательные работы, сопутствующие бурению разведочных скважин группы 0-100 м				299 373		93 415
2.2.2.1.3.	Крепление скважин трубами	100 м	2,64	20259,86	53 486	0,66	13 372
2.2.2.1.4.	Извлечение обсадных труб	100 м	1,85	34255,68	63 373	0,46	15 758
2.2.2.1.5.	Промывка скважин	промывка	2,00	3042,29	6 085	1	3 042
2.2.2.1.6.	Проработка стволов скважин	проработка	2,00	9632,14	19 264	1	9 632
2.2.2.1.7.	Замеры воды в скважинах	замер	265,00	405,59	107 481	66	26 769
2.2.2.1.8.	Каротаж скважин силами бригады	каротаж	2,00	20279,26	40 559	1	20 279
2.2.2.1.9.	Ликвидационный тампонаж	1 заливка	2,00	4562,54	9 125	1	4 563
2.2.2.2.	Вспомогательные работы, сопутствующие бурению разведочных скважин группы 0-300 м				1 824 611		470 193
2.2.2.2.6.	Крепление скважин трубами	100 м	12,21	20283,20	247 658	3,05	61 864
2.2.2.2.7.	Извлечение обсадных труб	100 м	8,55	34213,45	292 525	2,14	73 217

2.2.2.2.8.	Промывка скважин	промывка	108,00	4309,30	465 404	27	116 351
2.2.2.2.9.	Проработка стволов скважин	проработка	11,00	11153,44	122 688	3	33 460
2.2.2.2.10.	Каротаж скважин	каротаж	11,00	34981,39	384 795	3	104 944
2.2.2.2.11.	Замеры воды в скважинах	замер	500,00	405,59	202 795	125	50 699
2.2.2.2.12.	Ликвидационный тампонаж	заливка	11,00	9886,02	108 746	3	29 658
2.2.2.3.	Вспомогательные работы, сопутствующие бурению разведочных скважин группы 0-500 м				1 898 380		518 890
2.2.2.3.6.	Извлечение обсадных труб	100 м	3,99	34242,97	136 629	1,00	34 243
2.2.2.3.7.	Промывка скважин	промывка	14,00	5576,76	78 075	4	22 307
2.2.2.3.8.	Проработка стволов скважин	проработка	14,00	12927,88	180 990	4	51 712
2.2.2.3.9.	Каротаж скважин	каротаж	14,00	46134,90	645 889	4	184 540
2.2.2.3.10.	Замеры воды в скважинах	замер	639,00	405,43	259 070	160	64 869
2.2.2.3.11.	Ликвидационный тампонаж	заливка	14,00	12420,97	173 894	4	49 684
2.2.2.3.12.	Отбор газокерновых проб	1 проба	38,00	11153,51	423 833	10	111 535
2.2.3.	Монтаж-демонтаж буровой установки		27		748 483	8	217 738
2.2.3.1.	монтаж-демонтаж буровой установки 2-й группы скважин	м/д	2,00	16177,64	32 355	1	16 178
2.2.3.2.	монтаж-демонтаж буровой установки 3-й группы скважин	м/д	11,00	21334,98	234 685	3	64 005
2.2.3.3.	монтаж-демонтаж буровой установки 4-й группы скважин	м/д	14,00	34388,77	481 443	4	137 555
2.2.4.	Зимнее удорожание разведочного бурения	ст/см	2500,00	451,50	1 128 750	625,00	282 188
2.3.	Гидрогеологические работы	руб.			2 613 394		653 349
2.4.	Опробование твердых полезных ископаемых	руб.			76 423		19 143
2.4.1.	Отбор проб из керна ручным способом, масса пробы 3,9 кг, категория пород IV	100 п. м керна	10,300	7419,73	76 423	2,58	19 143
2.4.2.1.	категория пород III	100 п. м керна	0,190	7612,41	1 446	0,05	381
2.4.2.2.	категория пород VI	100 п. м керна	0,105	11146,15	1 170	0,03	334
2.5.	Топографо-геодезические работы				572 568		142 216
2.5.1.	Выноска в натуру проектного положения геолого-разведочных скважин и закрепление их на местности	1 точка	93	1861,75	173 143	23	42 820
2.5.2.	Планово-высотная привязка устьев скважин, точек геофизических аномалий и угольных пластов	1 точка	93	1840,10	171 129	23	42 322

2.5.3.	Пешие переходы топоотряда	10 км	10,96	2583,19	28 312	2,74	7 078
2.5.4.	Полевая камеральная обработка результатов топографической съемки	мес.	2	99992,00	199 984	0,50	49 996
3.	Организация полевых работ (1,0 %)	руб.			222 997		104 931
4.	Ликвидация полевых работ (0,8 %)	руб.			178 398		83 944
5.	Камеральные работы	руб.			7 932 417		368 951
5.1.	Камеральная обработка полевой геологической документации	чел-мес.	24,1	54366,00	1 310 221	6,03	327 827
5.2.	Компьютерная обработка полевой геологической документации	чел-мес.	3,4	48381,00	164 495	0,85	41 124
5.3.	Камеральные работы по окончательной обработке геологических материалов для составления ТЭО постоянных кондиций и геологического отчета с представлением запасов в ГКЗ МПР	чел-мес.	107,09		6 457 701		0
5.3.1.	Подготовка геологических материалов для составления ТЭО постоянных кондиций	чел-мес.	69,56	57253,00	3 982 519		
5.3.2.	Составление геологического отчёта с подсчётом запасов каменного угля	чел-мес.	37,53	57274,00	2 149 493		
5.3.3.	Оформление материалов ТЭО постоянных кондиций и геологического отчета	чел-мес.	6,93	46997,00	325 689		
Б.	Сопутствующие работы и затраты	руб.			5 690 060		2 464 033
6.	Строительство зданий и сооружений	руб.			928 255		247 094
6.1.	Строительство сооружений технологически связанных с полевыми работами				868 440		217 129
6.1.1.	Разработка грунта под строительство дорог и буровых площадок				678 995		169 757
6.1.1.2.	Подготовка буровых площадок на склонах водоразделов, категория грунта III-IV	100 м ³	418,50	1622,45	678 995	104,63	169 757
6.1.2.	Расчистка подъездных путей и площадок от снега	1000 м ³	88,74	2134,83	189 445	22,19	47 372
6.2.	Сооружения технологически не связанные с полевыми работами				59 815		29 965
6.2.1.	Строительство туалетов	сооруж.	5	7462,53	37 313	1	7 463
6.2.2.	Строительство помойных ям	сооруж.	1	22501,83	22 502	1	22 502
7.	Транспортировка грузов и персонала (12,5 %)	руб.			4 761 805		2 216 939

II.	Накладные расходы, 10 %	руб.			5 221 506		2 153 528
III.	Плановые накопления, 5 %	руб.			2 871 828		1 184 440
	Итого основные расходы, накладные расходы и плановые накопления	руб.			60 308 389		24 873 245
IV.	Компенсированные затраты	руб.			7 850 049		3 187 031
8.	<i>Полевое довольствие</i>	<i>руб.</i>			<i>7 538 549</i>		<i>3 109 156</i>
9.	<i>Производственные командировки</i>	<i>руб.</i>			<i>311 500</i>		<i>77 875</i>
V.	Подрядные работы	руб.			23 726 862		5 931 716
10.	<i>Лабораторные работы ЗСИЦентр</i>	<i>руб.</i>			<i>9 893 142</i>		<i>2 473 286</i>
11.	<i>Лабораторные работы ЗАО "Метан Кузбасса"</i>	<i>руб.</i>			<i>4 913 369</i>		<i>1 228 342</i>
12.	<i>Геофизические исследования в скважинах</i>	<i>руб.</i>			<i>8 920 351</i>		<i>2 230 088</i>
VI.	Прочие расходы	руб.			555 000		300 000
13.	<i>Экспертиза ПСД</i>	<i>руб.</i>			<i>300 000</i>		<i>300 000</i>
14.	<i>Рецензирование отчета</i>	<i>руб.</i>			<i>15 000</i>		
15.	<i>Утверждение ТЭО постоянных разведочных кондиций в ГКЗ МПР</i>	<i>руб.</i>			<i>120 000</i>		
16.	<i>Экспертиза запасов в ГКЗ МПР</i>	<i>руб.</i>			<i>120 000</i>		
	ИТОГО	руб.			92 440 300		34 291 992
	НДС, 18 %	руб.			16 639 254		6 172 559
	ВСЕГО по проекту	руб.			109 079 554		40 464 551

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения проектируемых работ на участке разведки будут изучены морфология и условия залегания пластов угля в пределах тектонических структур, выявлены особенности тектонического строения, уточнены качество и горно-геологические условия отработки угольных пластов, определены содержание редких и токсичных элементов в углях и вмещающих породах, химико-петрографические свойства пород, шлакуемость, пластичность угля, газоносность, повысится степень разведанности запасов каменного угля.

По материалам геологоразведочных работ будет составлено ТЭО постоянных кондиций и геологический отчет с подсчетом запасов и утверждением их в ГКЗПИ.

В результате произведенных расчетов сметной стоимости по всем видам полевых, камеральных, лабораторных и других видов работ общая сметная стоимость геологоразведочных работ с НДС на территории составит 109 079 554 руб.

Значительное количество запасов, залегающих в мощных пластах, делает участок перспективным для продолжения его промышленного освоения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Изданная литература

1. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. «Оценка эксплуатационных запасов подземных вод», М., «Недра», 1970
2. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек, М., Недра, 1979
3. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т.2. Угольные бассейны и месторождения Сибири, Казахстана и Дальнего Востока. М., Недра, 1979. с. 211-223.
4. ГОСТ 32356-2013 Угли каменные и антрациты окисленные Кузнецкого и Горловского бассейнов. Классификация. Дата введения 01.01.2015. М.: Стандартинформ, 2014, 7 с. УДК 622.33: 006.354. МКС 73.040, 75.160.10
5. ГОСТ 25543-2013. Угли бурые каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. Дата введения 01.01.2015. М.: Стандартинформ", 2014. 19 с. УДК 622.33.001.33: 006.354. ОКС 75.160.10
6. Жаров Ю.А., Мейтов Е.С. и др., Справочник «Ценные и токсичные элементы в товарных углях России», М. Недра, 1996г, 239с.
7. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям углей и горючих сланцев. М., 1983 г.
8. Инструкция по изучению и оценке попутных твердых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев. "Наука" 1987 г.
9. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и углевмещающих пород при геологоразведочных работах. М., Недра, 1977 г.
10. Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (утв. Приказом МПР России от 11.12.2006 №278).
11. Клер В. Р. "Изучение сопутствующих полезных ископаемых при разведке угольных месторождений". Изд. "Недра". 1979 г.
12. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (углей и горючих сланцев) (Приложение 34 к распоряжению МПР России от 05.06.2007г № 37-р).
13. Методические указания по геолого-геофизической методике выделения в разрезах скважин угольных пластов, определения их глубины залегания, мощности и строения. М., 1985г.

Нормативная

14. ГОСТ 2.857-75 Обозначения условные полезных ископаемых, горных пород и условий их залегания.
15. ГОСТ 12.0.003-74 (1999) ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы классификации;
16. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.1.003-83 (1999). ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 1999.
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий».
20. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
22. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

23. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
 24. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
 25. ГОСТ 12.4.009-83 "Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание".
 26. ГОСТ 41 98.01-74 Участки земельные, занимаемые при сооружении геологоразведочных скважин. Требования по защите и восстановлению.
 27. ГОСТ 41-98.02-74 Участки земельные, занимаемые при сооружении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. Нормы площадей.
 28. ГОСТ 41-98.05-74 Участки земельные, занимаемые при сооружении геологоразведочных скважин. Инженерные коммуникации, дороги, водозаборные сооружения и трансформаторные подстанции. Нормы площадей.
 29. Приказ Министерства охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ от 22 декабря 1995 г № 525/67.
 30. Требования к мониторингу месторождений твердых полезных ископаемых, М., МПР России, 2000, 30 стр.
 31. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
 32. Водный кодекс РФ от 03.06.2006 N 74-ФЗ;
 33. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
 34. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
 35. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314);
 36. ГОСТ 12.1.114-82. Пожарные машины и оборудование. Обозначения условные графические;
 37. ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
- Фондовые материалы
38. Козловский П.И. Поле шахты Красноярской в Ленинском геолого-экономическом районе Кузбасса. (Геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.01.1980г.). Фонды геологической информации, Новокузнецк, 1980г.
 39. Мамушкина В.В. Опытные-методические работы по совершенствованию методики прогнозирования устойчивости пород кровли и почвы угольных пластов по данным каротажа на угольных месторождениях юго-восточного Кузбасса. Новокузнецк, 1990 г. ТГФ, 108 стр.
 40. Мамушкин В.Д., Мамушкина В.В. Совершенствование методики интерпретации материалов угольного каротажа в связи с внедрением бескернового бурения скважин в Кузбассе. ПГО Запсибгеология. Новокузнецк, 1976г.
 41. Методические рекомендации по прогнозированию состояния кровли и почвы угольных пластов по данным каротажа на стадии разведки для угольных месторождений Кузбасса. Новокузнецк, 1997, Фонды ТГФ, 66 стр.
 42. Свиридова Е.Н. Участок «Егозовский 3» в Ленинском геолого-экономическом районе Кузбасса. (Геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 1.V. 1982г.)
 43. Тяпкина В.С. Составление карт прогноза газоносности Ленинского (Егозово-Красноярская синклиналь), Мрасского и Кондомского районов. Новокузнецк, 1988.
 44. Угольная база России, М, ООО «Геоинформцентр», 2003г, стр.81.

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Геологическая карта района. Масштаб 1:10 000
2. Карта выходов пластов угля под наносы. Масштаб 1:2 000
3. Проектный геологический разрез по 6а разведочной линии. Масштаб 1:2 000
4. Проектный геологический разрез по 7а разведочной линии. Масштаб 1:2 000
5. Проектный геологический разрез по XXа разведочной линии. Масштаб 1:2 000
6. Геолого-технический наряд . Масштаб 1:1000

СПИСОК ТАБЛИЦ И ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рис.1	Обзорная карта района работ	13
Таблица 3	Характеристика разрывных нарушений	18
Таблица 3.1	Зольность породных прослоев	20
Таблица 4.1	Основные показатели качества и марочный состав углей участка Магистральный	25
Таблица 4.2	Средние значения, пределы колебаний и количество определений по пластам	27
Таблица 5	Перечень проектных скважин	30
Таблица 5.1	Распределение горных пород по буримости	34
Таблица 5.2	Технологические данные твердосплавных коронок	35
Таблица 5.3	Технологические данные алмазных коронок	37
Таблица 5.4	Удельные параметры алмазной коронки	37
Таблица 5.5	Техническая характеристика станка СКБ-5	38
Рис. 2	Буровой станок СКБ-5	37
Таблица 5.6	Техническая характеристика насосной установки НБ4-320/63	39
Рис. 3	Буровой насос НБ4-320/63	39
Таблица 5.7	Основные размеры и параметры бурильных труб СБТН – 55	40
Таблица 5.8	Техническая характеристика буровой вышки МРУГУ-18/20	41
Таблица 5.9	Технические характеристики применяемой аппаратуры	46
Таблица 5.10	Объем опробовательских работ на газоносность	48
Таблица 5.11	Список графических приложений к материалам ТЭО кондиций и геологическому	51
Таблица 7	Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при геологоразведочных работах	54
Таблица 8.	Сводный перечень проектируемых работ	69

Таблица 8.1	Расчет затрат времени на буровые работы	55
Таблица 8.2	Расчет затрат времени на вспомогательные работы, сопутствующие бурению скважин	58
Таблица 8.3	Расчет затрат времени на монтажно-демонтажные работы и перемещение буровых установок	
Таблица 8.4	Расчёт затрат времени на перевозку вагон-домов	61
Таблица 8.5	Расчет затрат времени на переезд каротажного отряда	61
Таблица 8.6	Расчёт затрат времени на документацию керна	65
Таблица 8.7	Расчет объемов и трудозатрат на лабораторные работы	62
Таблица 8.8	Расчёт затрат времени на отбор газовых проб	63
Таблица 8.9	Расчёт затрат времени на обработку первичных проб	64
Таблица 8.10	Общая сметная стоимость топографо-геодезических работ	65
Таблица 8.11	Расчет затрат времени на камеральные работы по составлению материалов для ТЭО кондиций и геологического отчёта	66
Таблица 8.12	Сводная таблица строительства временных зданий и сооружений	66
Таблица 8.13	Расчёт затрат времени на подготовительный период	67
Таблица 8.14	Расчёт затрат времени на составление ПСД	67
Таблица 8.15	Командировочные расходы	67
Таблица 9.	Сметная стоимость	70