

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы

**Технический проект на сооружение скважин при проведении разведочных работ на
 участке Талдинский Западный–5 Талдинского каменноугольного месторождения
 (Кемеровская область).**

УДК 622.143:553.94(571.17)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|-----------|
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич | | 5.06.2021 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалев А.В. | К. Т. Н. | | 10.06.2021 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Бер А.А. | | | 10.06.2021 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОСГН | Дукарт С. А. | К.Э.Н. | | 10.06.2021 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|-------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ООД | Гуляев М.В. | | | 10.06.2021 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОГ | Ростовцев В.В. | К.Г.-М.Н. | | 10.06.2021 |

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|---------------------------|
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич |

Тема работы:

Технический проект на сооружение скважин при проведении разведочных работ на участке Талдинский Западный-5 Талдинского каменноугольного месторождения (Кемеровская область).

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Объект исследования: Талдинское каменноугольного месторождение (Кемеровская область). |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | 1. Технология и техника проведения буровых работ 2. Вспомогательные и подсобные цеха 3. Повышение эффективности бурения скважин в неустойчивых горных породах |
| Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i> | 1. Обзорная геологическая карта района работ 2. Геологический разрез 3. Схема размещения оборудования буровой установки УКБ-5СН 4. Классификация методов стабилизации и упрочнения стенок скважины 5. Общая стоимость геологоразведочных работ 6. Геолого-технический наряд |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) | |
| Раздел | Консультант |
| Социальная ответственность | Гуляев Милий Всеволодовч |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Дукарт Сергей Александрович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Реферат Заключение | |
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | |

Задание выдал руководитель/консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|----------|------------------------|---------|------------|
| Ст. преподаватель | Бер А.А. | | | 27.01.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич | | 27.01.2021 |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 15.03.2021 | Обзор литературы | 10 |
| 15.04.2021 | Описание теоретической части проекта | 40 |
| 01.05.2021 | Выполнение расчетной части проекта | 40 |
| 10.05.2021 | Устранение недостатков проекта | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|----------|------------------------|---------|------------|
| Ст. преподаватель ОНД | Бер А.А. | | | 27.01.2021 |

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОГ | Ростовцев В.В. | К.Г.-М.Н. | | 27.01.2021 |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич |

| | | | |
|----------------------------|--|------------------------------|--|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (ОНД) | ОЭЭ |
| Уровень образования | Специалист | Направление | 21.05.03 Технология геологической разведки |

Тема ВКР:

Технический проект на сооружение скважин при проведении разведочных работ на участке Талдинский Западный-5 Талдинского каменноугольного месторождения (Кемеровская область).

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---|--|
| 1. Характеристика объекта исследования. | Объектом исследования является технология и техника сооружения скважин при проведении геологоразведочных работ Талдинском каменноугольном месторождении (Кемеровская область). |
|---|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. | Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. |
| 2. Производственная безопасность | <p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – острые кромки, заусенцы; – неудовлетворительный микроклимат – движущиеся машины и механизмы; – повышенный уровень локальной вибрации; – поражение электрическим током. |
| 3. Экологическая безопасность | <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, утилизация компьютерной техники и периферийных устройств); – решение по обеспечению экологической безопасности. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин | Гуляев Милий Всеволодович | | | 27.01.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|-------------|
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич | | 27. 01.2021 |

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

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич |

| | | | |
|----------------------------|--|----------------------------------|--|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Специалист | Направление/специальность | 21.05.03 Технология геологической разведки |

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

| | |
|---|---|
| <i>1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения геологоразведочных работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др. |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| <i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ |
| <i>2. Планирование и формирование бюджета проекта</i> | Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Смета затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | Дукарт С. А. | к.э.н. | | 27.01.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 226Б | Ковалев Андрей Алексеевич | | 27.01.2021 |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 140 страницы, 39 таблиц, 12 рисунков, 18 источников.

Перечень ключевых слов: УКБ–5СН, месторождение Талдинское, КССК, уголь, расчет, бурение, скважина.

Объектом исследования является Талдинское каменноугольного месторождение, участок Талдинский Западный–5, Кемеровская область.

Цель работы: разработка и составление проекта на бурение разведочных скважин: организации планирования проведения работ, подсчет стоимости работ.

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

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

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте представлено полное описание самоходной буровой установки УКБ–5СН; приведены технические характеристики буровой установки и её составляющих; дан состав и характеристики используемого технологического инструмента.

Значимость работы: проведение разведочных работ на участке Талдинский Западный–5 Талдинского каменноугольного месторождения позволит произвести изучение геологического строения, технических свойств каменного угля, оценить природную газоносность угольных пластов, горно-

геологические и гидрологические условия, физико-механические свойства угля и вмещающих пород. Составить ТЭО постоянных разведочных кондиций, утвердить их в ГКЗ, составить геологический отчет произвести подсчет запасов угля и провести государственную экспертизу запасов в установленном порядке.

ABSTRACT

The final qualifying work contains 140 pages, 39 tables, 12 figures, 18 sources.

List of keywords: UKB-5SN, Taldinskoye deposit, KSSK, coal, calculation, drilling, well.

The object of the study is the Taldinskoye coal deposit, the Taldinsky West-5 site, Kemerovo region.

Purpose of work: development and drafting of a project for drilling exploration wells: organizing the planning of work, calculating the cost of work.

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

As a result of design: selection of drilling and auxiliary equipment that meets all the requirements of the project; analysis of harmful and dangerous factors during exploration work within the given object; estimated and financial calculations were made.

Basic design, technological and technical and operational characteristics: the project contains a complete description of the self-propelled drilling rig UKB-5SN; shows the technical characteristics of the drilling rig and its components; the composition and characteristics of the used technological tool are given.

Significance of the work: exploration work at the Taldinsky Zapadny –5 site of the Taldinsky coal deposit will allow studying the geological structure, technical properties of coal, assessing the natural gas content of coal seams, mining, geological and hydrological conditions, physical and mechanical properties of coal and enclosing rocks. Draw up a feasibility study of permanent exploration conditions, approve them in the State Reserves Committee, draw up a geological report, calculate coal reserves and conduct a state examination of reserves in the prescribed manner.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ТЭО** – технико-экономическое обоснование;
- ГКЗ** – государственная комиссия по запасам;
- ПРИ** – породоразрушающий инструмент;
- КССК** – снаряд со съёмным кернаприемником;
- УКБ** – установка колонкового бурения;
- СКБ** – станок колонкового бурения;
- НБ** – насос буровой;
- ГП** – горная порода;
- ДВС** – двигатель внутреннего сгорания;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ГИС** – геофизические исследования;
- НДС** – налог на добавленную стоимость;

Оглавление

| | |
|---|----|
| 1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | 17 |
| 1.1. Географо-экономические условия проведения работ..... | 17 |
| 1.1.1. Административное положение объекта работ | 17 |
| 1.1.2. Экономическая характеристика района работ | 19 |
| 1.1.3. Гидросеть, рельеф, климат | 20 |
| 1.2. Геологоразведочных работ предшествующих стадий..... | 21 |
| 1.3. Геологическое строение района..... | 22 |
| 1.3.1. Стратиграфия, литология и угленосность | 23 |
| 1.3.2. Тектоника | 27 |
| 1.3.3. Качество угля | 27 |
| 1.3.4. Физико-механические свойства горных пород..... | 29 |
| 1.3.5. Газоносность | 30 |
| 1.4. Методика проведения работ | 31 |
| 1.4.1. Проектирование работ | 31 |
| 1.4.2. Создание базы данных..... | 32 |
| 1.4.3. Буровые работы | 32 |
| 1.4.4. Опробовательские работы..... | 36 |
| 1.4.5. Геофизические работы | 39 |
| 1.4.6. Элементарные гидронаблюдения | 41 |
| 2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ..... | 42 |
| 2.1. Способ бурения, разработка типовой конструкции скважины .. | 42 |
| 2.1.1. Определение минимального диаметра керна | 42 |
| 2.1.2. Выбор способа бурения и конечного диаметра скважины..... | 43 |
| 2.1.3. Выбор мероприятий по предупреждению осложнений..... | 44 |

| | | |
|--------|---|----|
| 2.1.4 | Разработка конструкции скважины | 45 |
| 2.2 | Выбор буровой установки и бурильных труб | 46 |
| 2.2.1 | Буровой станок..... | 50 |
| 2.2.2 | Буровой насос | 51 |
| 2.2.3. | Буровая мачта. Буровое здание | 52 |
| 2.3. | Выбор технологического бурового инструмента и технологических режимных параметров бурения | 53 |
| 2.3.1. | Выбор технологического оборудования..... | 53 |
| 2.3.2 | Технологические режимные параметры бурения | 55 |
| 2.5 | Технология бурения по полезному ископаемому | 59 |
| 2.4 | Проверочные расчеты мощности привода бурового станка, привода бурового насоса, буровой мачты и бурильных труб | 65 |
| 2.6.1 | Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка..... | 65 |
| 2.6.2 | Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения..... | 67 |
| 2.6.3 | Проверочный расчет мощности привода бурового насоса..... | 73 |
| 2.6.4 | Расчет и выбор талевой системы и каната | 74 |
| 2.7. | Контрольно-измерительная технологическая аппаратура | 76 |
| 2.8 | Промывочная жидкость | 77 |
| 2.9 | Спускоподъёмные операции | 78 |
| 2.9.1 | Спуск и подъем бурильных колонн КССК..... | 78 |
| 2.9.2 | Технология спуско-подъёма съёмного керноприемника.. | 80 |
| 2.11 | Монтаж и демонтаж бурового оборудования | 82 |
| 2.12. | Ликвидация или консервация скважин | 84 |

| | |
|---|-----|
| 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ | 85 |
| 3.1 Стабилизация стенок скважины | 85 |
| 3.2 Упрочнение стенок скважины | 90 |
| 3.3 Закрепление стенок скважины | 102 |
| 4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА | 107 |
| 4.1. Организация ремонтной службы | 107 |
| 4.2. Организация энергосбережения | 107 |
| 4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов | 107 |
| 4.4. Транспортный цех | 108 |
| 5 . СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 109 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 109 |
| 5.2 Производственная безопасность..... | 113 |
| 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов..... | 113 |
| 5.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов | 114 |
| 5.3. Экологическая безопасность..... | 119 |
| 5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 120 |
| 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 122 |
| 6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия.... | 122 |
| 6.2. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ | 124 |

| | |
|--|-----|
| 6.2.1. Технический план | 124 |
| 6.2.2. Расчет затрат времени на проектирование работ | 124 |
| 6.2.3. Создание базы данных | 126 |
| 6.2.4 Расчет затрат времени на бурение скважин | 126 |
| 6.2.5 Расчет затрат времени на ГИС | 129 |
| 6.2.6 Расчет времени на опробовательские работы | 131 |
| 6.2.7 Расчет времени на элементарные гидронаблюдения | 131 |
| 6.2.8 Расчет времени на документацию керна скважин | 132 |
| 6.3. Стоимость проектируемых работ (смета) | 132 |
| 6.3.1 Сметно-финансовый расчет затрат | 132 |
| 6.3.2. Расчет амортизации | 135 |
| 6.3.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ .. | 135 |
| 6.4. Заключение по разделу | 136 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 137 |
| CONCLUSION | 138 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 139 |

1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1. Административное положение объекта работ

Участок недр Талдинский Западный–5 Талдинского каменноугольного месторождения расположен в центральной части Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса.

В административном отношении участок находится на территории Прокопьевского и Новокузнецкого муниципальных районов Кемеровской области. Непосредственно на площади участка населенных пунктов нет, в 1–2 км к западу и северо-западу расположены поселки Большая и Малая Талда (Рис. 1.1).

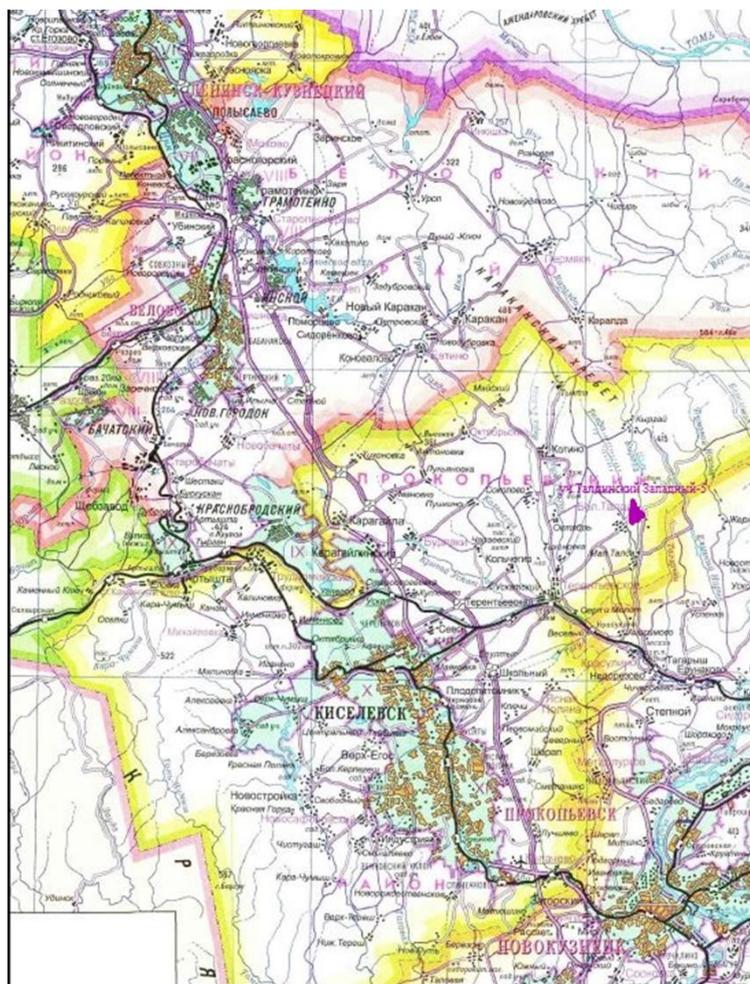


Рисунок 1.1 – Обзорная административная карта района.

На поверхности границы участка Талдинский Западный–5 ограничены контурами прямых линий с географическими координатами угловых точек, приведенные в таблице 1.1 и в графическом приложении 3. Площадь участка недр в указанных границах составляет 1,84 кв. км. Участок недр не имеет выхода на дневную поверхность.

Границами участка Талдинский Западный–5 являются:

– на западе – наклонная плоскость, отстроенная от линии пересечения плоскости в 5 м ниже почвы пласта б6 с нижней границей участка Талдинский Западный – 3 (КЕМ 01341 ТЭ) (угловые точки 4-16,1);

– на северо-востоке – вертикальная плоскость, отстроенная по угловым точкам 1,2 от нижней границы участка Талдинский Западный-3 (КЕМ 01341 ТЭ) до плоскости в 5 м ниже почвы пласта б6; далее по угловым точкам 2,3 от нижней границы Талдинского месторождения (КЕМ 11672 ТЭ) до плоскости в 5 м ниже почвы пласта б6;

– на юго-востоке – вертикальная плоскость, отстроенная по угловым точкам 3, 4 от нижней границы Талдинского месторождения (КЕМ 11672 ТЭ) до плоскости в 5 м ниже почвы пласта б6;

– верхняя граница – нижняя граница участка Талдинский Западный-3 (КЕМ 01341 ТЭ), ОАО «СУЭК-Кузбасс»), нижняя граница Талдинского месторождения (КЕМ 11672 ТЭ, ОАО «УК «Кузбассразрезуголь»);

– нижняя граница – плоскость в 5 м ниже почвы пласта б6.

Таблица 1.1. – Географические координаты угловых точек лицензионных границ участка недр Талдинский Западный–5

| Номер угловых точек | Северная широта | | | Восточная долгота | | |
|---------------------|-----------------|--------|---------|-------------------|--------|---------|
| | градусы | минуты | секунды | градусы | минуты | секунды |
| 1 | 54 | 10 | 04 | 87 | 08 | 51 |
| 2 | 54 | 09 | 31 | 87 | 09 | 41 |
| 3 | 54 | 09 | 27 | 87 | 09 | 47 |
| 4 | 54 | 08 | 52 | 87 | 08 | 31 |
| 5 | 54 | 08 | 58 | 87 | 08 | 25 |

Продолжение таблицы 1.1

| | | | | | | |
|----|----|----|----|----|----|----|
| 6 | 54 | 08 | 59 | 87 | 08 | 32 |
| 7 | 54 | 09 | 02 | 87 | 08 | 29 |
| 8 | 54 | 09 | 04 | 87 | 08 | 23 |
| 9 | 54 | 09 | 07 | 87 | 08 | 20 |
| 10 | 54 | 09 | 13 | 87 | 08 | 18 |
| 11 | 54 | 09 | 20 | 87 | 08 | 18 |
| 12 | 54 | 09 | 28 | 87 | 08 | 21 |
| 13 | 54 | 09 | 39 | 87 | 08 | 33 |
| 14 | 54 | 09 | 43 | 87 | 08 | 37 |
| 15 | 54 | 09 | 55 | 87 | 08 | 42 |
| 16 | 54 | 09 | 59 | 87 | 08 | 45 |

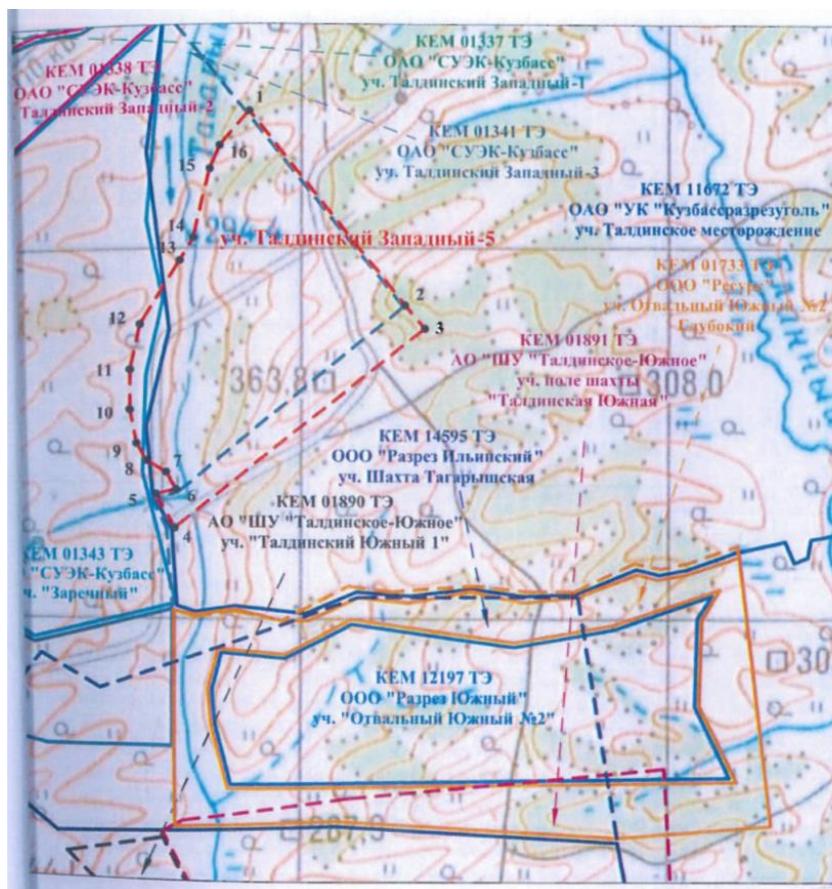


Рисунок 1.2. – Схема расположения участка недр

1.1.2 Экономическая характеристика района работ

Ближайшие промышленные центры – города Новокузнецк, Прокопьевск, Киселевск находятся в 45, 40 и 35 км к югу и юго-западу от участка соответственно. В 15 км к югу расположена станция Ерунаково

железнодорожной линии Артышта-Томусинская. Дороги в пределах участка в основном грунтовые, по правому берегу р. Тагарыш и вдоль северной границы проходят технологические дороги разреза «Талдинский», а от базы разреза «Талдинский» проходит шоссейная дорога с асфальтобетонным покрытием, связывающая разрез с г. Новокузнецк.

Район освоен горнодобывающей промышленностью. В непосредственной близости от участка (в радиусе 0,5-3 км) расположены действующие угольные предприятия: ОАО «СУЭК-Кузбасс» (лицензии КЕМ 01338 ТЭ уч. «Талдинский Западный-2», КЕМ 01337 ТЭ уч. «Талдинский Западный-1», КЕМ 01341 ТЭ уч. «Талдинский Западный-3», КЕМ 01343 ТЭ уч. «Заречный»), АО «Шахтоуправление «Талдинское-Южное» (лицензии КЕМ 01890 ТЭ уч. «Талдинский Южный 1», КЕМ 01891 ТЭ уч. Поле шахты «Талдинская-Южная»), ООО «Разрез Южный» (лицензия КЕМ 12197 ТЭ уч. «Отвальный Южный №2»), ООО «Ресурс» (лицензия КЕМ 01733 ТЭ уч. Отвальный Южный №2 Глубокий), ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» (лицензия КЕМ 11672 ТЭ уч. Талдинское каменноугольное месторождение). Все предприятия имеют развитую инфраструктуру, подъездные железнодорожные пути с выходом на станцию Ерунаково.

1.1.3. Гидросеть, рельеф, климат

Площадь Талдинского месторождения представляет собой лесостепную ландшафтную местность. В формировании рельефа поверхности основное участие приняла р. Тагарыш с ее многочисленными притоками-логами. Абсолютные отметки поверхности изменяются от +226 м (абс.) до +375 м. Водораздельные части и склоны являются сельскохозяйственными угодьями.

Основными поверхностными водотоками участка являются реки третьего порядка Кыргай и Тагарыш, впадающие в р. Ускат, которая в свою очередь является левым притоком р. Томь.

Климат района резко континентальный. Мощность снежного покрова в зависимости от рельефа колеблется от 0,30 до 2,0–2,5 м. Глубина промерзания

грунта составляет 0,1–2,5 м. Среднегодовое количество осадков достигает величины 510 мм. Преобладающие направления ветров юго-западное. Средняя скорость – 2,3 м/сек.

1.2. Геологоразведочных работ предшествующих стадий.

Начало геологического изучения района положили геологи Г.Е. Щуровский, Д.П. Богданов, А.Я. Нестеровский, Б.К. Поленов, А.Н. Державин во второй половине 19-го века. При описании береговых обнажений р. Томи в районе дер. Ерунаково было установлено наличие синклинальной складки с довольно высокой угленосностью в разрезе и описаны условия залегания угленосной толщи. В 1925 г. П.И. Бутов составил геологическую карту и первый разрез Ерунаковского месторождения.

В 1964 г. начались систематические геологические исследования в центральной части Ерунаковского района. С этим комплексом работ связано открытие Талдинского месторождения. В этот период была установлена высокая угленосность месторождений, наличие в разрезе мощных пластов угля, залегающих в довольно простой геологической обстановке, что позволило в кратчайшие сроки дать промышленную оценку запасов Талдинского месторождения (участок «Талдинские 1–2») [5]. Разведка месторождения производилась в 1968–1969 г.г. Левобережной геологоразведочной партией треста «Кузбассуглегеология». Глубина (граница по глубине) геологоразведочных работ по предварительной и детальной разведке угленосных отложений была ограничена почвой пласта 73–71 или 73. Ниже этой границы только в период поисковых работ по VII и VIII профилям было пробурено несколько скважин, подсекающих угольные пласты от 70 до 66. Южнее VIII профиля запасы угля по пластам 70-66 были предварительно оценены до горизонта ± 0 м по категории С2. Запасы утверждены ГКЗ СССР протоколом № 5990 от 19.06.1970 г. в количестве 1618 млн. т категорий А+В+С1 по пластам 92–73+71. В настоящее время на этих участках расположены разрезы «Заречный» и «Талдинский».

В период 1987-1990 гг. выполнена детальная разведка участка «Талдинский Западный» [5], которая проводилась Левобережной геологоразведочной партией Южно-Кузбасской геологоразведочной экспедиции ПГО «Запсибгеология». При проведении геологоразведочных работ пласты 70-66 были детально изучены к северу от VIII профиля. Запасы по этим пластам в пределах границ детального изучения были утверждены ГКЗ СССР протоколом № 10972 от 05.12.1990г.

В 2002-2004гг ФГУГП «Запсибгеолсъемка» выполнило работы по детальной разведке участков Талдинский Западный-2 и Талдинский Западный-3. По результатам работ составлен геологический отчет. Запасы угля по состоянию на 01.01.2011 г. утверждены ГКЗ Роснедра (протокол №2728 от 23.03.2012г.).

В границах участка Талдинский Западный-5 находятся три разведочные скважины (10015, 10012 и 10011), расположенные на разведочной линии по створу фланговых стволов, пробуренные в период детальной разведки 2002-2004г.г.

Согласно лицензии КЕМ 01999 ТЭ запасы угля на участке Талдинский Западный-5 учтены Государственным балансом полезных ископаемых РФ в нераспределенном фонде недр в составе геологического участка «Талдинское» в составе перспективных для разведки месторождений и участков для шахт. Запасы каменного угля утверждены протоколом ГКЗ СССР №5990 от 19.06.1970г[1].

1.3. Геологическое строение района

Участок недр Талдинский Западный-5 расположен в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса, в пределах Талдинского каменноугольного месторождения. Обзорная геологическая карта района работ масштаба 1:200000 представлена в графическом приложении 1.

1.3.1 Стратиграфия, литология и угленосность

В геологическом строении Талдинского месторождений принимают участие пермские, мел-палеогеновые и неоген-четвертичные отложения.

Пермские отложения представлены верхней частью разреза палеозойской угленосной формации – осадками кольчугинской серии, включающей три подсерии: кузнецкую, ильинскую и ерунаковскую.

Кузнецкая подсерия (P_{2kz}) непродуктивна, представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с тонкими слоями гравелитов и тонкими единичными прослоями углей. Мощность подсерии в опорном разрезе по реке Томи – 830-860 м.

Ильинская подсерия (P_{2il}) объединяет песчано-глинистые толщи, постепенно переходящие в перекрывающую ерунаковскую подсерию. Подсерия делится на казанково-маркинскую и ускатскую свиты, граница которых проводится по кровле пласта 4. Мощность отложений в опорном стратотипическом разрезе равна 1450 м.

Казанково-маркинская свита (P_{2kt}) мощностью порядка 1000 м. Свита содержит 17 тонких угольных пластов и пропластков. Отложения свиты представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, аргиллитов и каменных углей.

Ускатская свита (P_{2us}) сложена переслаиванием алевролитов, песчаников, аргиллитов и каменных углей. Мощность отложений составляет 450-700 м. Верхняя граница свиты соответствует кровле пласта 38. Свита характеризуется более продолжительными, по сравнению с казанково-маркинской, циклами осадконакопления и наличием пластов угля рабочей мощности (от 0,70 м и выше). Ритмичность, угленосность и мощность угольных пластов скачкообразно увеличиваются снизу-вверх по разрезу.

Ерунаковская подсерия (P_{2-3er}) охватывает верхнюю, наиболее продуктивную часть разреза кольчугинской серии, широко распространена на всей площади месторождений. Полная мощность ее на площади района

составляет от 1770 до 1960 м. Подсерия подразделяется на ленинскую, грамотеинскую и тайлуганскую свиты.

Ленинская свита (P_{2-3ln}) мощностью 600–700 м характеризуется неравномерностью циклов осадконакоплений. Мощные слои песчаников (30 – 40 м) чередуются с интервалами частого переслаивания разнозернистых песчаников и алевролитов. Верхней границей свиты определена кровля пласта 60. Разрез включает до 24-х угольных пластов рабочей мощности.

Грамотеинская свита (P_{3gr}) характеризуется большей продолжительностью циклов, чем ленинская. Мощность отдельных слоев достигает 70 м. Увеличение мощности циклов отмечается от нижних слоев к верхним. Общая мощность свиты на отдельных месторождениях изменяется от 350 до 530 м. Верхняя граница ее проходит по кровле пласта 78. Литологический состав свиты невыдержанный: в нижней части разреза наибольшее распространение получили глинистые разности, в верхней – преобладают разнозернистые песчаники серого цвета. Количество угольных пластов в разрезе порядка 12. Мощность их изменяется от 2 до 12 – 14 м.

Тайлуганская свита (P_{3tl}) завершает стратиграфический разрез верхнепалеозойских отложений Кузбасса. Она включает толщу пород от кровли пласта 78 до мезозойских отложений, проведенных по слою отбеленных пород в 10 – 12 м выше кровли пласта 103. Литологический состав представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, реже отмечаются аргиллиты, приуроченные в основном к кровле угольных пластов или слагающие внутрипластовые прослои. В верхней части разреза преобладают мощные слои (50-60 м) песчаников, в нижней – алевролитов. В свите содержится до 17 угольных пластов различной мощности.

Мел-палеогеновые отложения (K_2-P_2) представлены корой химического выветривания, которая развита на небольших участках, на абсолютных отметках 260-340 м. На Талдинском месторождении наиболее выветрелые

породы встречены скважинами под неоген-четвертичными отложениями, где выветриванию подверглись верхнепермские угленосные породы [5].

Неоген – четвертичные образования. В разрезе рыхлых покровных образований выделены неогеновые образования меретской и моховской свит и четвертичные отложения, представленные различными генетическими категориями мощностью от 5–10 до 20–30 м, представленными суглинками и глинами. Местами на участке, где ведется открытая добыча угля на углерезах «Талдинский» и «Заречный», рыхлые четвертичные отложения отсутствуют.

Углевмещающая толща лицензионного участка приурочена к грамотеинской свите (P_{3gr}) ерунаковской подсерии кольчугинской серии пермского возраста. Мощность разреза по ней в границах лицензии (от кровли пласта 66 до пласта 78, висячее крыло нарушения IV-IV) – 280-300 м, приложение 2.

Литологический состав разреза на участке представлен переслаиванием разномерных песчаников серого цвета с крупно- мелкозернистыми алевролитами темно-серого цвета. Реже встречается более тонкое переслаивание песчано-алевролитовой толщи. Аргиллиты и углистые породы в разрезе изучаемой толщи имеют незначительное распространение, в основном приурочены к кровле или почве угольных пластов или являются внутрипластовыми прослоями.

Угольные пласты в разрезе продуктивной толщи расположены более или менее равномерно. Мощность угольных пачек изменяется от 1,18 м (пласт 69а) до 6,12 (пласт 68). Пласт 69-69а до расщепления имеет мощность 7,03 м.

В разрезе продуктивных отложений участка содержится 6 мощных угольных пластов: 70, 69-69а, 69, 68, 67, 66 и 3 пласта средней мощности: 72, 71 и 69а. Пласт 72 имеет самостоятельное значение в юго-западной части участка, при расщеплении пласта 73-72. Пласт 73-72 – мощный (10,98 м), невыдержанный, сложного строения распространен преимущественно за

пределами лицензионного участка. Пласт 69-69а расщепляется на 2 самостоятельных угольных пласта: 69 и 69а. Внутрипластовые породные прослои представлены мелкозернистым алевролитом, аргиллитом, редко – углистым аргиллитом. Их суммарная мощность варьирует от 0,12 до 0,85 м. Наиболее выдержанные породные прослои имеют мощность от 0,08 до 0,27 м [5].

Угольные пласты участка имеют преимущественно сложное строение, по мощности относительно выдержанный и выдержанный характер. Краткая характеристика угольных пластов участка приведена в таблице 2.1

Таблица 1.2 - Характеристика угольных пластов

| Наименование пласта | Крайние и средние значения мощности пластов, м от – до ср. | Строение пласта | Количество прослоев от– до ср. | Группа по мощности (для подземной разработки) | Оценка выдержанности пластов |
|---------------------|--|------------------|--------------------------------|---|------------------------------|
| 73-72 | $\frac{10,51-12,27}{11,46}$ | Сложное | $\frac{3-8}{6}$ | Мощный | Невыдержанный |
| 72 | $\frac{2,93-3,67}{3,28}$ | Сложное | $\frac{1-4}{2}$ | Средней мощности | Относительно выдержанный |
| 71 | $\frac{1,55-2,64}{2,03}$ | Простое, сложное | $\frac{0-4}{1}$ | Средней мощности | Выдержанный |
| 70 | $\frac{4,23-6,89}{5,14}$ | Сложное | $\frac{1-7}{3}$ | Мощный | Выдержанный |
| 69-69а | $\frac{5,97-8,90}{7,89}$ | Сложное | $\frac{3-13}{6}$ | Мощный | Относительно выдержанный |
| 69 | $\frac{4,42-5,99}{5,10}$ | Сложное | $\frac{1-5}{2}$ | Мощный | Относительно выдержанный |
| 69а | $\frac{1,03-1,68}{1,41}$ | Сложное | $\frac{1-4}{3}$ | Средней мощности | Относительно выдержанный |
| 68 | $\frac{5,42-7,63}{6,46}$ | Сложное | $\frac{1-10}{5}$ | Мощный | Выдержанный |
| 67 | $\frac{4,02-6,21}{4,72}$ | Сложное | $\frac{1-6}{2}$ | Мощный | Выдержанный |
| 66 | $\frac{3,22-4,73}{4,13}$ | Сложное | $\frac{2-4}{3}$ | Мощный | Относительно выдержанный |

1.3.2 Тектоника

Талдинское месторождения находятся на юге центральной части Кузнецкого прогиба. Согласно тектонической схеме районирования месторождения расположены в пределах центральной зоны западной части ерунаковской подзоны [1]. Подзона характеризуется крупными пологими брахискладками с различно ориентированными осями, что объясняется четырехсторонним сжатием пространства во время складкообразования. Направления осей складок параллельны и согласованы с элементами простираний на смежных площадях.

Основной тектонической структурой на Талдинском месторождения является Талдинская брахисинклиналь.

Продуктивные отложения участка Талдинский Западный-5 в пределах рассматриваемой площади представляют собой моноклиналичную структуру с общим погружением в восточном направлении под углами 5-15° [5].

В целом участок характеризуется довольно простой тектонической обстановкой и геологическим строением. По сложности геологического строения участок относится к 1 группе сложности «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твёрдых полезных ископаемых (углей и горючих сланцев)».

1.3.3 Качество угля

Качество и технологические свойства углей изучались во все периоды геологического изучения и промышленного освоения Талдинского месторождения. Угли Талдинского месторождения, в пределах которого располагается участок Талдинский Западный-5, в основном, полублестящие и блестящие разности (до 52%), полуматовые составляют 8-27%, матовые – до 2%.

Пласты угля сложены, главным образом, минералами групп витринита (71-76 %) и инертинита (19-23%). Сумма отошающих компонентов ($\Sigma\text{ОК} =$

I+2/3Sv) при пересчете на чистый уголь изменяется в среднем от 20,8 до 23,9%.

Угли пластов 71–66 характеризуется невысокой степенью метаморфизма, соответствующей, согласно ГОСТ 21489–76 с Изменением № 2, I и I-II стадии 06 и 07 классов. Зольность по чистым угольным пачкам составляет от 3,4 до 18,7 %; теплотворная способность углей - от 7561 до 8153 ккал/кг и прослеживается возростание со стратиграфической глубиной, выход летучих веществ - от 32,7 до 40,1 %. Содержание серы в среднем 0,26–0,49 %, по содержанию фосфора – фосфористые, в среднем 0,034%.

Основные показатели качества углей участка приведены в таблице 2.3

Таблица 1.3 – Распределение запасов угля участка Талдинский Западный-5

| Марка по ГОСТ 25543-2013, группа | Балансовые | | | | Всего, тыс.т. |
|-------------------------------------|------------|-----|----------------|----------------|------------------|
| | A | B | C ₁ | C ₂ | |
| «ДГ» | - | 130 | 1700 | - | 1830 |
| «Г» | - | - | - | 1100 | 1100 |
| «ГЖО» | - | - | - | 25900 | 25900 |
| Всего: | - | 130 | 1700 | 27000 | 28830 |

Угли пластов 72-70 участка по результатам ранее выполненных работ, ориентировочно можно отнести к марке ДГ согласно ГОСТ 25543–2013, угли пластов 69-66 можно отнести к маркам ДГ, Г и ГЖО.

Обогащаемость угольных пластов 70-66 на соседних участках характеризуется 1 (легкой) категорией с показателем обогатимости T – 0,9–3,7%.

Основным направлением использования угля соседнего участка Талдинский Западный-3 (КЕМ 01341 ТЭ) является энергетическое. В ограниченном количестве, по заключению института ВУХИН, уголь может использоваться для получения формованного кокса.

Учитывая, что в границах участка Талдинский Западный-5 расположено всего три из ранее пробуренных скважин, делаем вывод о недоизученности участка. В связи, с чем проектом предусмотрено изучение качественных показателей и технологических свойств углей, физико-механических свойств вмещающих пород и угля и природной газоносности углей.

1.3.4 Физико-механические свойства горных пород

Основной объем работ по изучению физико-механических свойств горных пород и углей на Талдинском месторождении каменного угля был выполнен в 1987–90 гг. Кроме отбора и изучения проб из вмещающих пород в разведочных скважинах проведен акустического каротажа.

По литологическому составу, генетической принадлежности и физическому состоянию породы представлены рыхлыми четвертичными образованиями и пермскими отложениями: в верхней части разреза - выветрелыми, в нижней части - не затронутыми выветриванием горными породами.

Рыхлые четвертичные отложения залетают на коренных породах. Мощность отложений непостоянна и колеблется от 5–10 до 30–40 м. По гранулометрическому составу четвертичные отложения подразделяются на суглинки и глины.

Выветрелые горные породы пермского возраста прослеживаются в верхней части разреза. По степени воздействия факторов выветривания наблюдается неоднородность физического состояния пород.

Выветрелые породы отличаются бурым и желто-бурым оттенками основного светло-серого и серого цвета пород, которые обуславливаются природными гидроокислами.

В настоящее время в верхней части до глубины 90м производится отработка угольных пластов открытым способом – Талдинским углеразрезом.

Не затронутые выветриванием коренные породы представлены однообразным комплексом переслаивающихся терригенно-осадочных горных пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов, взаимопереходных и углистых разностей), включающих пласты каменного угля. Этот комплекс пород слагает продуктивную угленосную толщу участка Талдинский Западный-5.

Находящиеся в близком генетическом родстве песчаники и алевролиты образовали в условиях ритмического осадконакопления слои взаимно переходных по гранулометрическому составу горных пород.

Углистые алевролиты и аргиллиты отличаются от алевролитов повышенным содержанием угольного вещества. По своим физико-механическим свойствам характеризуются как наиболее слабые горные породы участка.

В границах участка Талдинский Западный-5 толща углевмещающих пород залегает на глубине 200 – 600 м от дневной поверхности – предположительно в зоне распространения пород, не затронутых выветриванием.

В связи тем, что на исследуемом участке ранее не было проведено изучение физико-механических свойств пород, проектом предусмотрен объем работ на отбор проб и проведение лабораторных исследований для оценки обрушаемости, устойчивости кровли и склонности к пучению почвы угольных пластов 66–70 участка.

1.3.5. Газоносность

Непосредственно на участке недр Талдинский Западный-5 изучение природной газоносности угольных пластов не проводилось. По данным проведенных исследований на Талдинском месторождении предполагается, что поверхность зоны метановых газов пластов 66-67 залегает на глубине 230 м, и достигает 400-490 м у вышележащих пластов 68, 69 и 70. Основными компонентами угольных газов являются азот, углекислый газ и метан,

тяжелые углеводороды встречены в пробах пластов 70, 68 и 67, по единичным пробам в пласте 70 присутствует водород.

В период разведочных работ проектом предусмотрено изучение газоносности угольных пластов прямым способом.

1.4 Методика проведения работ

Работы будут проводиться в следующем порядке:

- проектирование работ;
- создание базы данных;
- буровые работы;
- геофизические работы;
- опробовательские работы.

Результатом проведения работ будет выполнение и апробирование в установленном порядке подсчет запасов угля по категориям В и С1.

1.4.1 Проектирование работ

Камеральные работы при проектировании заключаются в составлении и согласовании с заказчиком геологического задания, изучении фактического материала по объекту работ и составлении проектно-сметной документации (методической, производственной частей и сметы). Объемы графических материалов на составление ПСД приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Объем графических материалов к проекту

| №№ п/п | Наименование чертежа | Масштаб | К-во лист. | Объем, дм ² | Сложн. чертежа |
|-----------|--|----------|---------------|---------------------------|-------------------|
| 1. | Условные обозначения | | 1 | 12 | простой |
| 2. | Обзорная геологическая карта Ерунаковского района | 1:200000 | 1 | 19 | простой |
| 3. | Карта выходов пластов угля под наносы | 1:5000 | 1 | 52 | сложны й |
| 4. | Геологический разрез по разведочной линии 4-5 | 1:2000 | 1 | 33 | сложны й |
| 5. | Геологический разрез по разведочной линии 5-6 | 1:2000 | 1 | 80 | сложны й |

Продолжение таблицы 1.4

| | | | | | |
|-----|--|--------|---|----|---------|
| 6. | Геологический разрез по разведочной линии 6-VII | 1:2000 | 1 | 61 | сложный |
| 7. | Геологический разрез по разведочной линии VII-7 | 1:2000 | 1 | 52 | сложный |
| 8. | Геологический разрез по разведочной линии 15-16 | 1:2000 | 1 | 79 | сложный |
| 9. | Проектный геолого-технический наряд 5 (0-800) группы скважин | 1:1000 | 1 | 26 | сложный |
| 10. | Геолого-технический проект гидрогеологических скважин 3 (0-300) группы скважин | 1:1000 | 1 | 10 | сложный |
| 11. | Прогнозный график проведения геологоразведочных работ | | 1 | 35 | простой |

1.4.2. Создание базы данных

Для подготовки рабочих разрезов на стадии проектирования будет создана база данных в программе GEOS из ранее пробуренных скважин. На участке работ было пробурено 4 разведочных скважины общим объемом 2210 п.м. по группе скважин 0-800, которые будут привлечены в подсчет запасов угольных пластов.

Далее, предполагается выгрузка из базы данных программного обеспечения GEOS в графическую программу AutoCad 2011, с целью построения карты выходов и геологических разрезов, с дальнейшей цифровой обработкой.

1.4.3. Буровые работы

Проект разработан на разведочные работы участка Талдинский Западный-5.

По сложности геологического строения проектируемый участок относится к I группе сложности, согласно «Инструкции по применению классификации запасов...». В границы разведки попадают 11 угольных пластов, все пласты относительно выдержанные по мощности. Мощность пластов от 1 до 13 метров. Предложенная в проекте разведочная сеть должна

обеспечить участок запасами угля категорий В и С1. Расстояния между линиями на участке 470 – 500 м. Расстояния между проектными скважинами от 260 м до 400 м.

Мощность наносов на проектном участке неравномерна и изменяется от 2 до 24 м.

Бурение разведочных скважин будет производиться по 4 разведочным линиям: 4-5, 5-6, 6-VII, VII-7. При выявлении в процессе бурения осложняющих факторов, возможно бурение дополнительных скважин, корректировка их проектного местоположения и глубины. Места заложения проектных скважин приведены в таблице 1.5.

Всего проектируется пробурить 13 разведочных скважин общим объёмом группы 0 – 800 метров.

Таблица 1.5 - Географические координаты проектных скважин

| Наименование р.л. | Номер пр. точки | Северная широта | | | Восточная долгота | | |
|----------------------|-----------------------|-----------------|--------|---------|-------------------|--------|---------|
| | | градусы | минуты | секунды | градусы | минуты | секунды |
| 4-5 | 1 | 54 | 09 | 54 | 87 | 08 | 44 |
| | 2 | 54 | 09 | 59 | 87 | 08 | 57 |
| 5-6 | 3 | 54 | 09 | 31 | 87 | 08 | 30 |
| | 4 | 54 | 09 | 35 | 87 | 08 | 42 |
| | 5 | 54 | 09 | 41 | 87 | 08 | 58 |
| | 6 | 54 | 09 | 46 | 87 | 09 | 15 |
| 6-VII | 7 | 54 | 09 | 13 | 87 | 08 | 25 |
| | 8 | 54 | 09 | 20 | 87 | 08 | 44 |
| | 9 | 54 | 09 | 28 | 87 | 09 | 06 |
| | 10 | 54 | 09 | 34 | 87 | 09 | 25 |
| VII-7 | 11 | 54 | 09 | 01 | 87 | 08 | 42 |
| | 12 | 54 | 09 | 08 | 87 | 09 | 01 |
| | 13 | 54 | 09 | 14 | 87 | 09 | 20 |
| | 14г/г | 54 | 08 | 56 | 87 | 08 | 28 |

Разведочные работы будут вестись путем бурения колонковых скважин, расположенных на разведочных линиях, ориентированных вкрест простирания угленосной толщи с частичным подъемом керна. Интервалы

бурения без керна определены в геологическом разделе проекта, бурение с подъемом керна будет производиться в границах участков Талдинский Западный–5 и Талдинский Западный–3. Все проектируемые скважины вертикальные. Глубина скважин определяется подсечением пласта б6. Для размещения каротажного снаряда при записи кривых - от почвы последнего пласта должно быть отбурено 10 м.

Выход керна по угольным пластам должен быть не менее 70%.

Разведочные скважины, после выполнения ими геологического задания будут ликвидированы в соответствии с методикой тампонажа. Буровой керн из скважин после документации и опробования будет ликвидирован. Бурение разведочных скважин укороченными рейсами предусматривается при бурении пластов угля, а также 5 м пород кровли и 5 м их почвы. Это необходимо для повышения выхода керна с целью более достоверного изучения состава и строения кровли и почвы пластов, литотипов и качества угля. Бурение укороченными рейсами следует относить к бурению в сложных условиях.

Исходя из требуемых требований и геологического разреза, в таблицу 1.6 сводится перечень проектируемых разведочных скважин с разделением на условия бурения.

Таблица 1.6. – Перечень проектных скважин

| Наименование р.л. | Номер пр. точки | Проектная глубина, м | Назначение | Бурение без керна, м | Бурение с керном, м | Мощ. рыхлых отложений, м | Бурение по углю | |
|--------------------|-----------------|----------------------|------------|----------------------|---------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | | | | | | Кол-во пласто-пересечений | Суммарная мощ., м |
| Разведочные | | | | | | | | |
| Группа 0 – 800 м | | | | | | | | |
| 4-5 | 1 | 535 | | 335 | 200 | 20 | 4 | 22,9 |
| | 2 | 555 | | 350 | 205 | 0 | 4 | 22,9 |
| 5-6 | 3 | 530 | газ | 0 | 530 | 24 | 7 | 41,4 |
| | 4 | 545 | | 240 | 305 | 10 | 7 | 41,4 |

Продолжение таблицы 1.6

| | | | | | | | | |
|---------------|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|-----------|--------------|
| | 5 | 595 | | 280 | 315 | 0 | 7 | 41,4 |
| | 6 | 675 | газ, ФМС | 0 | 675 | 20 | 7 | 41,4 |
| 6-VII | 7 | 520 | | 200 | 320 | 18 | 9 | 40 |
| | 8 | 540 | газ | 0 | 540 | 0 | 9 | 40 |
| | 9 | 630 | ФМС | 285 | 345 | 0 | 9 | 40 |
| | 10 | 695 | газ | 0 | 695 | 0 | 9 | 40 |
| VII-7 | 11 | 535 | газ | 0 | 535 | 2 | 9 | 40 |
| | 12 | 605 | ФМС | 260 | 345 | 7 | 9 | 40 |
| | 13 | 620 | газ | 0 | 620 | 0 | 9 | 40 |
| ИТОГО: | 13 скв. | 7580 | | 1950 | 5630 | 101 | 99 | 491,4 |
| На 1 скв. | | 583 | | 150 | 433 | 7,8 | 8 | 37,8 |
| ВСЕГО: | 13скв. | 7580 | | 1950 | 5630 | 101 | 99 | 491,4 |

Категории буримости пород определены по данным ранее проведённых работ и сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.7. – Распределение горных пород по буримости

| По классификации ССН-93 | | Место нахождения в разрезе | Литологическая характеристика |
|---|------------------|--|--|
| Наименование пород | Кат.по буримости | | |
| 1. Почвенно-растительный слой | I | Покровные отложения | Торф и растительные слои без корней; супеси без гальки и щебня; ил влажный и иловатые грунты |
| 2. Суглинки и глины с примесью обломочного материала | III | Покровные четвертичные отложения. Коренные породы и угли на контакте с четвертичными отложениями | Суглинки и плотные глины с обломочным материалом. Дресва коренных пород |
| 3. Алевролиты мелкозернистые, плотные глинистые, песчаник глинистый | V | Зона выветривания коренных пород, уголь в зоне выветривания | Затронутые выветриванием алевролиты, песчаники, уголь, алевролиты мелкозернистые |
| 4. Уголь каменный твёрдый, алевролит углистый, аргиллит | IV | Угольные пласты, непосредственная кровля и почва угольных пластов | Алевролит углистый, аргиллит, уголь |

Предложение таблицы 1.7

| | | | |
|---|-----|--|--|
| 5. Алевролиты с включением кварца, песчаники полевошпатовые, кварцево-известковистые | VI | Основная кровля и почва угольных пластов | Алевролиты крупнозернистые, переслаивания разнозернистых алевролитов, песчаники на глинистом цементе |
| 6. Окварцованные полевошпатовые песчаники, конгломераты осадочных пород на кремнистом цементе | VII | Основная кровля и почва угольных пластов | Песчаники плотные мелко-среднезернистые кварц-полевошпатовые на известковом цементе |

1.4.4. Опробовательские работы

В период разведки из керна скважин проектом предусматриваются следующие виды опробования:

1. Отбор проб угля;
2. Отбор проб пород на физико-механические испытания;
3. Отбор проб на газоносность угля.

1.4.4.1 Отбор проб угля

Учитывая сложную конфигурацию границы проектного участка в вертикальном разрезе и для уточнения марочного состава углей, проектом предусматривается опробование пластов угля, как участка Талдинский Западный–5, так и участка Талдинский Западный–3. Всего планируется опробовать 99 пластопересечений (с 73 пласта по 66 пласт) общим объёмом 491,4 м. Угольные пласты и внутрипластовые породные прослои будут опробоваться на изучение качества, технологических свойств угля и определение степени засоренности угольных пластов породными прослоями. С учетом планируемого минимально допустимого выхода керна по углю (70%) и вычета проходки по пробам на газоносность (56,8 м) объём опробования составит: $491,4 \times 0,7 - 56,8 = 287,2$ метров.

Отбор рядовых проб из угольных пластов осуществляется в соответствии с ГОСТ-9815-75, отдельно для угля и породных прослоев, не включаемых в угольную пачку. Отбор рядовых проб из угольных пачек производится по макроскопически выделяемым слоям. При этом мощность опробования (длина секции) для средней мощности угольных пластов не должна превышать для условий подземной отработки 0,5–0,7 м, а для мощных пластов - 1,0 – 1,5 м. При нарушенной структуре керна или отсутствии породных прослоев опробование будет производиться равномерными секциями.

По материалам ранее проведённых работ, из числа угольных пластов проектного участка, имеющих рабочие значения мощности и зольности, к мощным относятся пласты 73-72, 70, 69, 68, 67, 66; к пластам средней мощности – 72, 71 и 69а. Все пласты имеют сложное строение и состоят из 2–14 угольных пачек, разделенных 1-13 породными прослоями, в среднем. Общее количество опробуемых пластопересечений, составляет 99; из которых предполагается отобрать 566 угольных и 241 породных рядовых керновых проб.

Виды и объёмы опробовательских работ представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Виды и объёмы опробования угля из керна скважин

| Наименование видов опробования | Категории пород | Количество | |
|---|-----------------|------------|-------|
| | | проб | п.м. |
| Опробование угля средней крепости | IV | 566 | 239,0 |
| Опробование прослоев пород в угольных пластах | V | 241 | 48,2 |

1.4.4.2 Отбор проб пород на физико-механические испытания

Основная цель работ заключается в определении инженерно-геологических условий разработки месторождения, получении достаточного фактического материала физико-механических свойств углевмещающих пород, прогнозная оценка устойчивости и обрушаемости кровли и склонности пучения почвы горных выработок.

С целью полного охвата исследуемой площади, отбор проб на определение физико-механических свойств пермских отложений будет производиться в трех разведочных скважинах с п.т. № 6, 9, 12. В скважине с п.т. № 12 отбор кровли и почвы будет производиться по пластам 66, 67, 68, 69, 70, в скважинах с п.т. 6 и 9 – по пластам 66, 67, 68.

Руководствуясь «Требованиям к определению физико-механических свойств горных пород...», 1986г: при бурении - выход керна должен составлять не менее 80%.

При подъеме керна ведется его детальное описание (литологическая принадлежность слоев, тип их контактов, мощность, элементы залегания, цвет, слоистость, трещиноватость, система трещин, их количество и элементы, нарушенные интервалы, включения).

Интервалы опробования и места изучения зависят от мощности угольного пласта.

При мощности пласта, составляющего 3,5м и более:

Особо детальному изучению подлежат непосредственные кровля 1,5м и почва 1,5м пласта:

- изучается каждый литологический обособленный слой мощностью более 0,3м,
- отдельно изучаются слои мощностью 0,1-0,3м, залегающие в кровле рабочего пласта,
- одна проба берётся с каждой литологической разности мощностью 1м.

Детальному изучению подлежат основные кровля - 4-5 кратная мощность пласта и почва угольного пласта – одной мощности пласта:

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

Лабораторные исследования вмещающих пород будут производиться в испытательной лаборатории АО «Метан - Кузбасс».

Таблица 1.7 – Объёмы опробования проб на физико-механические исследования

| Наименование видов опробования | Категории пород | Количество | |
|--|-----------------|------------|------|
| | | проб | п.м. |
| Отбор проб на физико-механические исследования: коренных пород | V | 54 | 81 |
| | VI | 28 | 42 |
| | VII | 61 | 91,5 |

1.4.4.3 Отбор проб 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, КГН-3-70/76. Газовое опробование угольных пластов планируется провести на участке на трёх разведочных линиях – 5-6 р.л. (п.т. 3, 6), 6-VII р.л. (п.т. 8, 10) и 7-VII р.л. (п.т. 11, 13). Всего по 6 скважинам планируется провести отбор 120 проб керногазонаборниками. Контролировать работы по отбору проб и их анализу будет проводить подрядная организация АО «Метан Кузбасса».

1.4.5 Геофизические работы

Геофизические исследования на участке будут выполняться для решения следующих задач:

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

5. Определение мест притока и поглощения подземных вод в скважинах.

6. Определение технического состояния скважин, их диаметра, положения башмака обсадной колонны, уровня бурового раствора.

На проектируемом участке работ для решения перечисленных задач предусматривается рациональный комплекс ГИС, включающий в себя в поисковом масштабе 1: 200 каротаж сопротивлений (КС), гамма - каротаж (ГК), гамма - гамма каротаж (ГГК), кавернометрия (КМ). Детализация угольных пластов предусматривается в масштабе 1:50 тем же комплексом методов, дополненным селективным гамма-гамма каротажем (ГГК-С).

Процент охвата основным комплексом (ГК, ГГК, КС, КМ, инклинометрия) пробуренного метража в разведочных скважинах в масштабе 1:200 принят 95%. Интервал детализации определен как суммарная мощность угольного пласта плюс 5м кровли и 3м почвы. Для проведения каротажа на каждую скважину предусматриваются по два выезда.

Таблица 1.8 – Проектные данные и условия выполнения геофизических работ

| Группа скважин | Средняя глубина | Кол-во скв. | Кол-во выездов | Геофизические исследования в скважинах | | Интервал детализации в 1 скв. |
|----------------|-----------------|-------------|----------------|---|-----------------------------------|-------------------------------|
| | | | | 1:200 | 1:50 | |
| 0 - 800 | 583 | 13 | 26 | КС, ГК, ГГК, кавернометрия, инклинометрия | КС, ГК, ГГК, ГГК-С, кавернометрия | 98,69 |

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться с применением следующей скважинной геофизической аппаратуры:

| | |
|-----------------------------|-----------------|
| БКР-3М (комплексный прибор) | КС, ГК, ГГК |
| КУРА 2 | ГГК-С |
| КМ-43, НС-380 | кавернометрия |
| КИТ – 60, ИМНН-42 | инклинометрия |
| РЭТС – 2 | Расходомерия |
| Резистивиметр | Резистивиметрия |

Регистрация измеряемых геофизических параметров будет производиться цифровыми регистраторами.

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

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

Так проведение геофизических работ связано с использованием закрытых радионуклидных источников ионизирующего излучения, то предусматривается проведение дозиметрического контроля при выполнении радиационно-опасных работ на каротаже скважин.

1.4.6 Элементарные гидронаблюдения

С целью предварительного прослеживания водоносных зон в разрезе и построения пьезометрической поверхности, необходимо производить замеры уровня и фиксировать интервалы поглощения промывочной жидкости при бурении пород во всех скважинах.

Уровень промывочной жидкости следует замерять после каждого подъема бурового инструмента, согласно рекомендации «Справочного руководства гидрогеолога», 1979г, В.М. Максимова.

По окончании бурения в скважине необходимо восстановить уровень до статического.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Способ бурения, разработка типовой конструкции скважины

2.1.1 Определение минимального диаметра керна

Расчет наименьшего диаметра скважины выбирается исходя из минимального диаметра керна последнего пласта полезного ископаемого и диаметра аппаратуры спускаемой в скважину.

Минимально допустимый диаметр керна выбирается исходя из рекомендаций, представленных в таблице 2.1.

По сложности геологического строения проектируемый участок относится к I группе сложности, имеющий угольные пласты средней крепости преимущественно сложного строения, по мощности относительно выдержанные и выдержанного характера.

Таблица 2.1 – Минимально допустимые диаметры керна в зависимости от типа месторождения и полезного ископаемого

| Генетический тип месторождений | Промышленный тип руд (полезных ископаемых) | Рекомендуемый минимальный диаметр керна |
|--------------------------------|--|---|
| | | $d_{k \min}$, мм |
| Осадочные | Силикаты никелевые | 22–42 |
| | Бокситы | 42 |
| | Бурые железняки | 32 |
| | Медные колчеданы | 32 |
| | Слюда | 42 |
| | Угли крепкие простого строения | 22 |
| | Угли крепкие сложного строения | 28 |
| | Угли средней крепости | 32 |
| | Угли слабые и раздробленные | 44 |

Исходя из вышесказанного, принимаем минимальный диаметр керна для последнего пласта равным: $d_{k \min} = 32$ мм.

2.1.2 Выбор способа бурения и конечного диаметра скважины

Так как выход керна по угольным пластам должен быть не менее 70%, по вмещающим породам 90 %, то целесообразнее всего снаряд со съёмным керноприёмником ССК. Многолетний опыт работ показал, что снаряд ССК обеспечивает высокий выхода керна 95 – 100% даже в сложных геологических условиях. Так же данный комплекс значительно сокращает время бурения за счет экономии времени на спускоподъемные операции.

Конечный диаметр скважины определяется по минимальному внутреннему диаметру коронки.

Рассчитаем минимальный внутренний диаметр коронки:

$$D_{в\ мин} = d_{к\ мин} + \Delta, \quad (1)$$

где – $D_{в\ мин}$ минимальный внутренний диаметр коронки, мм;

Δ – уменьшение диаметра керна в зависимости от категории горной породы по буримости ($f=4$), мм.

$$\Delta = 20 - 8 \cdot \ln f \quad (2)$$

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

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

Для определения конечного диаметра скважина обратимся к рассчитанному значению минимального внутреннего диаметра коронки и к характеристикам буровых коронок снарядов со съёмным керноприёмником, таблица 2.2

Таблица 2.2 – Характеристик буровых коронок снарядов со съёмным керноприёмником

| Размер снаряда | Диаметры алмазного инструмента, мм | | |
|-------------------|------------------------------------|---------|------------|
| | Расширитель Внешний | Коронка | |
| | | Внешний | Внутренний |
| ССК-46 | 46,4 | 46 | 24 |
| ССК-59 | 59,4 | 59 | 35,4 |
| ССК-76 | 76,4 | 76 | 48 |
| КССК-76 | 76,4 | 76 | 40 |

Выбираем снаряд КССК диаметром 76 мм.

Проверяем выбранный диаметр скважины на возможность спуска в нее требуемого геофизического оборудования. Минимально допустимый диаметр скважины определяется:

$$D_{c \min} > (1,03 - 1,05) \cdot D_a$$

где D_a – диаметр применяемой аппаратуры.

Наименование и диаметр используемой геофизической аппаратуры представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Габариты аппаратуры для проведения исследований в скважинах

| Аппаратура | D_a мм | Аппаратура | D_a мм |
|------------|----------|---------------|----------|
| БКР-3М | 50 | КИТ – 60 | 60 |
| КУРА 2 | 48 | Резистивиметр | 38 |
| КМ-43 | 43 | ИМНН-42 | 42 |
| НС-380 | 40 | СКГН-76 | 73 |

$$D_{c \min} > 1,04 \cdot 73 = 75,92 \text{ мм}$$

Как видим, условие выполняется, снаряд КССК–76 подходит нам.

2.1.3. Выбор мероприятий по предупреждению осложнений

Разрез представлен часто переслаивающимися согласно залегающими пластами песчаника, алевролита крупной и мелкой зернистости, а так же угля различной мощности. Данные породы относятся к породам малой и средней устойчивости. Сверху разрез перекрыт наносами четвертичных отложений. Все это делает разрез сложным для проведения буровых работ и качественному отбору керна. Анализ геологического разреза, выявил следующие возможные осложнения:

– обвал стенок скважины на интервале 0-8 метров;

- разрушение стенок скважины и образование каверн под воздействием гидродинамической нагрузки и вибрации снаряда на всем интервале, особенно этому повержены пласты угля и песчаников;

- водопоглощающие горизонты представлены песчаниками на следующих интервалах: 8–21; 46–68; 78–91; 106–122; 177–187; 268–298; 335–338м;

- низкий процент выхода керна по углю.

Исходя из этого, выбираем следующие мероприятия по предотвращению осложнений:

- обсадка интеграла 0-8 метров;

- многоступенчатая конструкция скважины с обсадкой каждого интервала;

- специальный режим бурения по полезному ископаемому;

- бурение на полимерном или полимерном растворе.

Данные мероприятия предотвратят прихват или обрыв бурового снаряда и позволят отобрать требуемое количество керна при прохождении по полезному ископаемому.

2.1.4 Разработка конструкции скважины

В границах участка Талдинский Западный–5 толща углевмещающих пород залегает на глубине 200 – 600м от дневной поверхности. Глубина скважин определяется подсечением пласта 66. На участке Талдинский Западный 5 пласт 66 находится на интервале глубин 568-573метров. Учитывая то, что для размещения каротажного снаряда при записи кривых – от почвы последнего пласта должно быть отбурено 10 м, принимаем глубину скважины равной 583 метра.

В границы разведки попадают 11 угольных пластов с 66 по 82, кровля которых расположена на глубине 135 м. Выше располагаются нестабильные горные породы и водопоглощающие горизонты, поэтому требуется смена на диаметр 93мм и обсадка трубой 89мм на глубине 125 метров. На интервале

22–42 метра располагается пласт угля, данный пласт так же требует обсадки диаметром 108мм и смены на диаметр бурения 112 мм. Переход осуществляется на глубине 45 метров. До глубины 8 метров располагаются наносы четвертичных отношений, которые требуют так же обсадки. Поэтому на глубине 15 метров посередине пласта песчаника делаем смену диаметра бурения на 132 мм и обсаживаем его трубой 127 мм.

Каждая обсадная колонна должна оборудоваться башмаком, цементирование затрубного пространства не требуется, так как по завершению они будут извлекаться. Конструкция скважина представлена на рисунке 2.1.

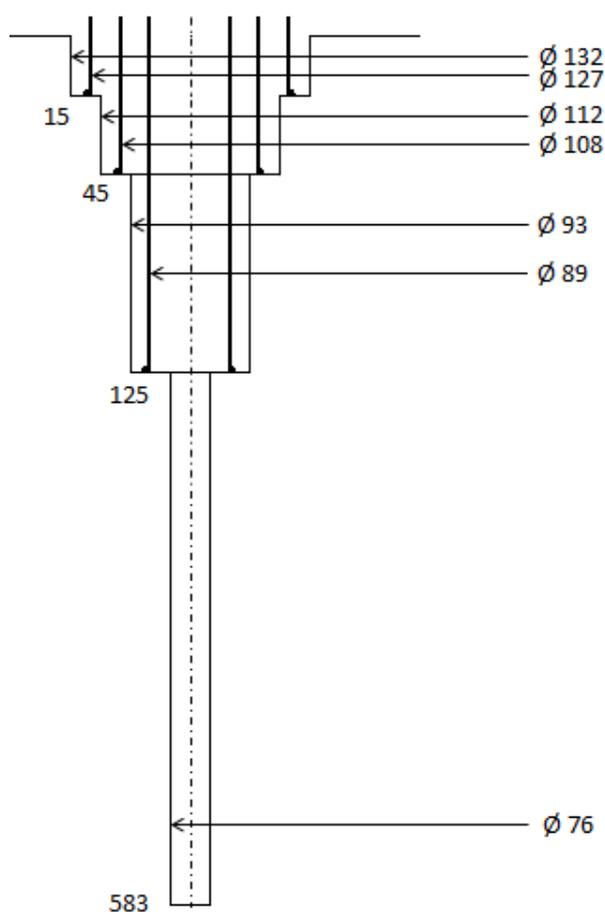


Рисунок 2.1 – Конструкция скважина

2.2 Выбор буровой установки и бурильных труб

Перед выбором буровой установки необходимо узнать технические характеристики выбранного снаряда ССК. Бурение будет производиться

комплексом КССК-76. С данным комплексом идут специально изготавливаемые трубы ТБС-70. Данные трубы применяются в наиболее сложных геолого-технических условиях бурения со съемным керноприемником. Резьбовые соединения труб карбонитрированы, что повышает сопротивление усталости. Техническая характеристика данных труб представлена в таблице 2.4. Эскиз трубы представлен на рисунке 2.2. Механические свойства материала тела трубы и замка представлены в таблице 2.5.

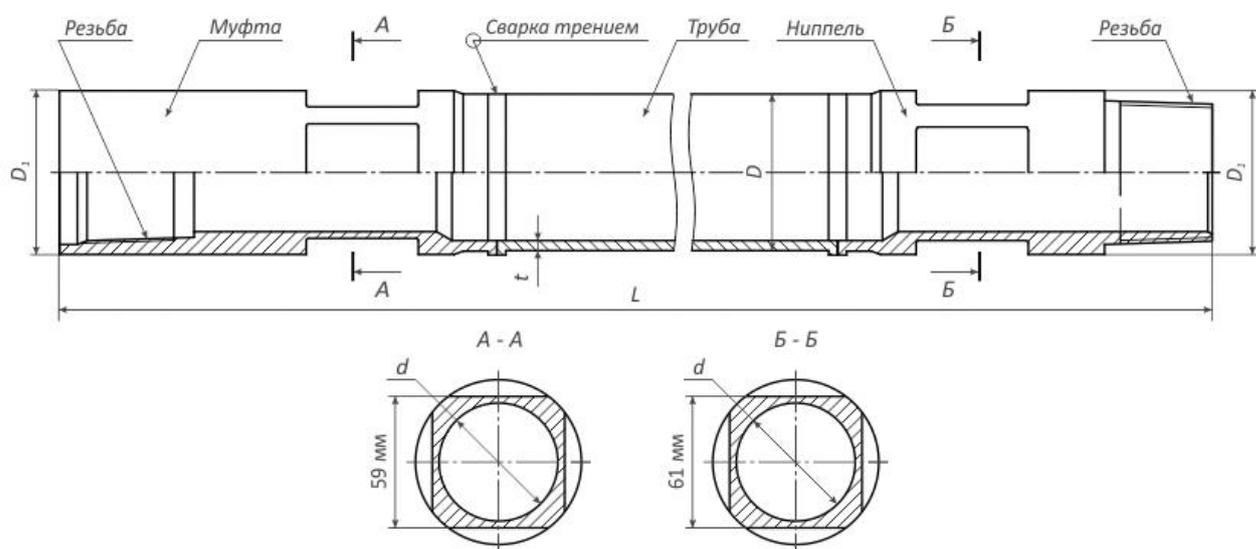


Рисунок 2.2 – Эскиз трубы ТБС-70

Таблица 2.4 – Техническая характеристика трубы ТБС-70

| Наружный диаметр трубы D, мм | Наружный диаметр замка D1, мм | Внутренний диаметр d, мм | Толщина стенки t, мм | Резьба | Длина трубы, м | Вес, кг на 1 м трубы |
|------------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------|---------|--------------------|----------------------|
| 70 | 73,5 | 53 | 4,5 | Сп.К-70 | 1,5; 3,0; 4,5; 6,2 | 7,3 |

Таблица 2.5 – Механические свойства материала тела трубы и замка

| Параметры | Тело трубы, сталь 36Г2С | Тело трубы, сталь 45 | Детали замка, сталь 40ХН |
|---|-------------------------|----------------------|--------------------------|
| Временное сопротивление, МПа (кгс/мм ²) | 686 (70) | 539 (55) | 882 (90) |
| Предел текучести при растяжении, МПа (кгс/мм ²) | 490 (50) | 323 (33) | 686 (70) |
| Относительное удлинение, % | 12 | 16 | 15 |

Момент затяжки замкового соединения данных труб составляет 4000Нм, максимальный крутящий момент, 3400Нм. Максимальная глубина бурения 3000 метров.

Так как верхние интервал скважины будет буриться без отбора керна шарошечным долотами, то для них будем использовать трубы ТБСУ-70 компании «Геомаш». Данные трубы выпускаются различных типоразмеров с приварными замками с прорезями (лысками) под подкладные вилки и элеватор, длиной до 6200 мм. Для производства бурильных труб используется сталь 45 для изготовления самой трубы и круглый прокат из стали 40ХН для замковых соединений. Сборка и сварка готового изделия производится на технологической линии сварки встык трением. Резьба может быть правой — для бурения и левой — для ликвидации аварий в скважине. Соединяют трубы в колонну бурильными замками, состоящими из двух деталей — ниппеля и муфты, имеющих с тип соединения 3-57.

Для выбора буровой установки обратимся к таблице 2.6, где представлен нормальный ряд установок колонкового бурения УКБ отечественного производства.

Таблица 2.6 – Техническая характеристика буровых установок УКБ

| Параметр установки | Типоразмер буровой установки | | | | | | |
|---|------------------------------|-----------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| | УКБ-1 | УКБ-2 | УКБ-3 | УКБ-4 | УКБ-5 | УКБ-7 | УКБ-8 |
| Глубина бурения (м) коронками диаметром: 93мм 59мм | | 50 100 | 200 300 | 300 500 | 500 800 | 1200 2000 | 2000 3000 |
| Начальный диаметр скважины, мм | 93 | 93 | 132 | 151 | 152 | 212 | 195 |

Исходя из глубины проектной скважины и конечного диаметра бурения, наиболее подходящей буровой установкой является УКБ–5. Из различных модификаций данной установки выбираем самоходную буровую установку УКБ–5СН.

Самоходная буровая установка УКБ – 5СН предназначена для бурения с поверхности вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые вращательным способом.

УКБ – 5СН укомплектована всем необходимым оборудованием для автономного выполнения буровых работ в различных климатических районах. Оборудование установки смонтировано в утепленном буровом здании, установленном на полноприводном автомобильном шасси.

Таблица 2.7 – Технические данные буровой установки УКБ – 5СН

| | |
|--|----------------|
| Углы бурения, градусы | 70...90 |
| Привод подъема и опускания мачты | гидравлический |
| Грузоподъемность на крюке (при 2-х струнной оснастке), т | 5,0 |
| Максимальное тяговое усилие на крюке, кН (тс) | |
| на крюке при двухструнной оснастке | 80 (8,0) |
| на прямом канате | 40,0(4,0) |
| Длина свечи, м | 9,5...6,3 |
| Транспортная база (шасси) | Урал-4320-1951 |
| колесная формула | 6×6 |
| мощность двигателя, кВт (л.с.) | 169 (230) |
| Буровой станок | СКБ-5115 |
| Буровой насос | НБ-160/6,3 |
| Лебедка керноприемника | Л-5 |
| Механизм для свинчивания и развинчивания бурильных труб | РТ-1200 |
| Дизель-электрическая установка мощностью, | ДЭУ-60.1 |
| мощность номинальная, кВт | 60 |
| линейное напряжение, В | 380 |
| частота тока, Гц | 50 |

Продолжение таблицы 2.7

| | |
|---|-----------------|
| Набор бурового инструмента: | |
| сальник алмазного бурения | СА.000 |
| вертлюг-амортизатор | БИ 249-147.000 |
| блок талевый однороликовый | БИ 249-137.000 |
| Габаритные размеры в транспортном положении, длина×ширина×высота, мм, не более: | 11500×2860×4000 |
| Масса, кг, не более | 20 860 |

2.2.1 Буровой станок

Буровая установка УКБ – 5СН оснащается шпиндельным буровым станком СКБ – 51 моноблочной компоновки с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. Объединяющим элементом конструкции станка на котором собраны все узлы станка служит корпус коробки передач. На корпусе установлены: вращатель, лебедка, тормоза спуска и подъёма, фланцевый электродвигатель привода станка и муфта сцепления.

Корпус коробки передач имеет в своей нижней части направляющие скользящие по верхней опорной поверхности рамы, которая крепится с помощью анкерных болтов к основанию буровой установки или какому-либо фундаменту. Технические данные станка представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические данные бурового станка СКБ-51

| | |
|--|---------|
| Глубина бурения номинальная, м: | |
| при твердосплавном бурении Ø 93 мм трубами Ø 68 мм | 500 |
| при алмазном бурении Ø 59 мм трубами Ø 54 мм | 800 |
| Диапазон углов бурения, градусов | 60...90 |
| Длина хода подачи, м, не менее: | |

Продолжение таблицы 2.8

| | |
|---|--|
| за ход шпинделя | 0,5 |
| с учетом автоперехвата | 3,0 |
| Максимальное усилие подачи, кН (тс): | |
| вверх | 80 ⁺⁸ (8,0 ^{+0,8}) |
| вниз | 60 ⁺⁶ (6,0 ^{+0,6}) |
| Частота вращения шпинделя вращателя, об/мин | 78,5; 165; 214; 261; 306; 346; 642; 832; 1016; 1347 |
| Диаметр проходного отверстия шпинделя вращателя, мм | 95 |
| Перехват рабочей штанги | автоматический |
| Зажимной патрон для бурильных штанг | замкнутый с гидравлическим разжимом |
| Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН (тс): | |
| номинальная | 25 (2,5) |
| максимальная | 40 (4,0) |
| Тип применяемого каната | 17-Г-1-Н- 1764 ГОСТ 3079 |
| Скорость навивки каната на барабан, м/с | 0,81; 1,3; 2,71; 3,61 |
| Привод бурового станка | электрический |
| мощность электродвигателя, кВт | 30 |

2.2.2 Буровой насос

В комплект буровой установки входит буровой насос НБ-160/6,3 предназначенный для нагнетания промывочной жидкости в скважину глубиной до 2000 метров при геологоразведочном бурении вращательным и ударно-вращательным способами.

Таблица 2.9 – Технические данные бурового насоса НБ-160/6,3

| | |
|--|----------|
| Давление на выходе наибольшее, МПа (кгс/см ²), · с плунжером ø70 мм | 4,5 (45) |
|--|----------|

Продолжение таблицы 2.9

| | | |
|---|--------------------------|-----------------------------------|
| Давление на входе, кПа (кгс/см ²) | | 50 |
| Подача, л/мин (±10%) | Скорость коробки передач | плунжер диаметром 70 |
| | I | 20 |
| | II | 25 |
| | III | 50 |
| | IV | 95 |
| | V | 160 |
| Приводной двигатель: | | 4AM132M4 (N = 11 кВт; 1450об/мин) |

2.2.3. Буровая мачта. Буровое здание

Буровая мачта — ферма прямоугольного сечения, сваренная из уголков, состоит из двух частей. При перевозках верхняя часть входит в нижнюю, что существенно облегчает транспортировку буровой установки. Подъем мачты и опускание производится с помощью двух гидравлических домкратов. На нижней части мачты установлен свечеприемник с откидной дугой. Мачта шарнирно связана с порталом, который в свою очередь жестко связан с рамой, на которой устанавливается все буровое и силовое оборудование. Фиксация мачты в транспортном положении осуществляется посредством резьбового соединения на передней опоре, в рабочем — пальцами, при совмещении проушин мачты и рамы. Поднятая мачта крепится растяжками.

Буровое здание представлено в виде укрытия, которое имеет два входа — в левой и задней панелях. Вход в задней панели оборудован откидным трапом. В транспортном положении трап ищется и закрывается на замок. В правой панели укрытия предусмотрен люк для охлаждения дизель электростанции в теплое время года. Для освещения в дневное время имеются четыре окна, по два с каждой стороны. Укрытие оборудовано

светильниками для освещения пульта управления станка, дизель-электрической установки и шкафа управления. Крыша оборудована люками (крышками), которые обеспечивают наличие необходимых технологических проемов в укрытии. Крышка над подсвечником открывается вручную и обеспечивает постановку свечей в 64 подсвечник при спуско-подъемных операциях. Укрытие оборудовано отопительно-вентиляционной установкой ОВ – 95.

2.3. Выбор технологического бурового инструмента и технологических режимных параметров бурения

2.3.1. Выбор технологического оборудования

Так как границы участка ограничены пластами 66– 82, то бурение с отбором керна будет проводиться с глубины 125 метров. Выше все интервалы будут буриться сплошным забоем шарошечными долотами.

Данные долота выпускают диаметром до 490 мм следующих конструкций:

- I - одношарошечные;
- II - двухшарошечные;
- III – трехшарошечные.

В зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород долота делятся на следующие типы: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКД К и ОК . Типа М применяют для бурения мягких, вязких и пластичных пород (слабоуплотненные пески, мягкие глины, суглинки), типа С — средней твердости малоабразивных (плотные глины, глинистые сланцы, слабые песчаники), тип Т— твердых малоабразивных(плотные доломиты и известняки, крепкие сланцы и песчаники), тип К — крепких абразивных (кремнистые известняки, песчаники, доломиты), тип ОК—очень крепких абразивных (кварциты, граниты), тип МС, СТ и ТК — пород, перемежающихся по твердости. Долота с индексом 3 оснащены шарошками с

вставными зубьями из твердого сплава и предназначены для бурения крепких и абразивных пород.

По расположению и конструкции промывочных и продувных узлов (каналов) долота изготавливают с :

центральной промывкой - Ц;

боковой гидромониторной промывкой - Г;

комбинированной промывкой - ЦГ;

центральной продувкой - П;

боковой продувкой - ПГ.

Опоры шарошек изготавливают на:

– подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения, или без упорных подшипников скольжения - В;

– подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения и герметизацией опоры - ВУ;

– одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) - Н;

– одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) и герметизацией опоры - НУ;

– двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения - А;

– двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения и герметизацией опоры - АУ.

Одношарошечные долота предназначены для разбуривания твердых и крепких пород, расположенных на большой глубине и подверженных всестороннему сжатию гидростатическими силами высокой степени. Работа долота основана на дробяще-скалывающем действии. Конструкция одношарошечного долота позволяет снизить скорость вращения шарошки вокруг своей оси по сравнению с трехшарошечными долотами.

Двухшарошечные долота применяются при бурении скважин малых диаметров при поисковом и разведочном бурении. Преимуществом двухшарошечных долот над трехшарошечными является упрощение технологии их изготовления. Двухшарошечные долота имеют меньшую стоимость. К недостаткам двухшарошечных долот относится недостаточно мощное калибрующее вооружение – насыщенность зубьями снижена на 30 % по сравнению с трехшарошечными долотами.

Наибольшее распространение получили трехшарошечные долота. Это объясняется тем, что их конструкция отвечает наилучшим образом двум основным требованиям: прочность опорного узла шарошки и устойчивость бурового става с шарошечным долотом на поверхности забоя скважины. Поэтому бурение будет производиться трехшарошечными долотами. Долота выбираем в соответствии с маркировкой и выпускаемыми на рынке моделями. Данные заносим в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Выбор долота в зависимости от интервала

| Интервал, м | Породы слагающие интервал | Категория пород по буримости | Тип долота |
|-------------|---------------------------------|------------------------------|---------------|
| 0-15 | Наносы, песчаник мелкозернистый | III-VII | III 132 С-ЦВ |
| 15-45 | Уголь, алевролит мелкозернистый | IV-V | III 112 МС-ЦВ |
| 45-125 | Песчаник, алевролит | V-VII | III 93 С-ЦА |

Интервал 125 – 583 метра будет буриться снарядами КССК–76. К данному снаряду в настоящее время выпускаются универсальные алмазные коронки 17А4 для бурения пород VI-VIII категории по буримости.

2.3.2 Технологические режимные параметры бурения

Во избежание осложнений и аварий в процессе бурения следует рассчитать оптимальные режимные параметры для каждого долота и коронки с учетом геологических условий.

Осевая нагрузка на долото G_0 определяется, исходя из удельной нагрузки на один сантиметр диаметра долота:

$$G_0 = C_y \cdot D_d \quad (4)$$

Где G_0 – осевая нагрузка, даН;

C_y – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, для долот типа С равна 250-300 даН/см, для типа МС 150-250 даН/см;

D_d – диаметр долота, см.

Рассчитываем осевую нагрузку для долота III 132 С-ЦВ. Так как на данном интервале разные по физико-механическим свойствам горные породы, то данный интервал делим на два участка:

при бурении по наносам

$$G_0 = 150 \cdot 13,2 = 1980 \text{ даН}$$

при бурении по песчанику

$$G_0 = 250 \cdot 13,2 = 3300 \text{ даН}$$

Для долота III 112 МС-ЦВ:

$$G_0 = 200 \cdot 11,2 = 2240 \text{ даН}$$

Для долота III 93 С-ЦА:

$$G_0 = 250 \cdot 9,3 = 2325 \text{ даН}$$

Осевая нагрузка G_0 на алмазную коронку рассчитывается по формуле:

$$G_0 = \alpha \cdot C_y \cdot S \quad (5)$$

где G_0 – осевая нагрузка, даН;

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

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

S – рабочая площадь торца алмазной коронки, см²;

$$S = \beta \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_B^2) \quad (6)$$

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

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

Рабочая площадь торца алмазной коронки для 17А4 равна:

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

Осевая нагрузка G_0 на алмазную коронку равна:

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

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

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_d} \quad (7)$$

где V – окружная скорость долота, для долот типа С равна 1,2-1,0 м/с, для типа МС 1,4-1,2 м/с;

n – частота вращения долота, об/мин;

D_H – диаметр долота, м.

Для долота Ш 132 С-ЦВ требуемая частота вращения составит:

$$n = \frac{20 \cdot 1}{0,132} = 151,5 \text{ об/мин}$$

Для долота Ш 112 МС-ЦВ:

$$n = \frac{20 \cdot 1,3}{0,112} = 232,1 \text{ об/мин}$$

Для долота Ш 93 С-ЦА:

$$n = \frac{20 \cdot 1,1}{0,093} = 236,6 \text{ об/мин}$$

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

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_c}$$

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

D_c – средний диаметр коронки, м.

$$D_c = \frac{D_H + D_B}{2}$$

Где D_H – наружный диаметр коронки, м;

D_B – внутренний диаметр коронки, м.

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

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

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

Расчет расхода промывочной жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = q_T \cdot D_d \quad (8)$$

где Q – расход промывочной жидкости, л/мин;

q_d – удельный расход ПЖ на 1 см диаметра долота, для долот типа С равна $30-20 \frac{\text{л/мин}}{\text{см}}$, для типа МС $40-30 \frac{\text{л/мин}}{\text{см}}$;

D_H – диаметр долота, см.

Для долота Ш 132 С-ЦВ расход промывочной жидкости как и в случае с осевой нагрузкой разграничим. При бурении по наносам потребуется следующий расход ПЖ:

$$Q = 40 \cdot 13,2 = 528 \text{ л/мин}$$

При бурению по песчанику:

$$Q = 25 \cdot 13,2 = 330 \text{ л/мин}$$

Для долота Ш 112 МС-ЦВ:

$$Q = 30 \cdot 11,2 = 336 \text{ л/мин}$$

Для долота Ш 93 С-ЦА:

$$Q = 25 \cdot 9,3 = 232,5 \text{ л/мин}$$

Расчет расхода промывочной жидкости для алмазной коронки вычисляем по формуле:

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

где Q – расход промывочной жидкости, л/мин;

q_d – удельный расход ПЖ (л/мин) на 1 см наружного диаметра коронки 8-12 (л/мин)/см;

k – коэффициент, абразивности и трещиноватости горных пород;

D_n – наружный диаметр коронки, см.

$$Q_1 = 1,3 \cdot 8 \cdot 7,6 = 79 \text{ л/мин}$$

$$Q_2 = 1,3 \cdot 12 \cdot 7,6 = 118,6 \text{ л/мин}$$

Полученные расчетные данные соотносятся с техническими возможностями выбранного оборудования и принимается ближайшее возможное значение параметра. Данные сводятся в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Сводные сведения по расчёту режимных параметров

| Интервал, м | Порода | Тип ПРИ | Диаметр ПРИ, мм | Осевая нагрузка, даН | Частота, об/мин | | Расход ПЖ л/мин | |
|-------------|---------------------------------|-------------|-----------------|----------------------|-----------------|------------|-----------------|------------|
| | | | | расчетный | расчетная | уточненный | расчетный | уточненный |
| 0-8 | Наносы, | Ш 132 С-ЦВ | 132 | 1980 | 151,5 | 165 | 528 | 160 |
| 8-15 | песчаник мелкозернистый | | | 3300 | | | 330 | |
| 15-45 | Уголь, алевролит мелкозернистый | Ш 112 МС-ЦВ | 112 | 2240 | 232,1 | 214 | 336 | 95 |
| 45-125 | Песчаник, алевролит | Ш 93 С-ЦА | 93 | 2325 | 236,6 | 214 | 232,5 | |
| 125-1 | Песчаник, алевролит, уголь | 17А4-76 | 76 | 1048 | 1034 - 1379 | 1016; 1347 | 79-118,6 | |

2.5 Технология бурения по полезному ископаемому

Для получения представительных проб угля в виду его хрупкости и легко разрушаемости недостаточно двойного колонкового набора. Для получения максимально ненарушенного керна при бурении будем

использовать специально разработанный для бурения по углю съёмный керноприёмник «Конус» используемый в составе КССК–76.

Керноприемник «Конус» — самонастраивающееся в процессе работы устройство, в котором в качестве автоматического регулятора применен упругий элемент (пакет тарельчатых пружин) с заданной расчетной нагрузочной характеристикой. Этот элемент отражает изменение возмущающего воздействия (твердость буримого угля) в форме сигнала управления, регулирующего работу керноприемника.

Для получения представительного угольного керна с сохранением в нем естественной структуры и элементов залегания опробуемых угольных пластов керноприемник «Конус» автоматически настраивается в процессе бурения по величине опережения штампа относительно торца вращающейся алмазной коронки колонкового набора комплекса КССК-76 и по удельному давлению под конусным торцом штампа.

Таблица 2.12 – Техническая характеристика керноприёмника «Конус»

| | |
|---|-----------------|
| Диаметр наружный, мм | 51 |
| Длина, мм | 6860 |
| Масса, кг не более | 43 |
| Породоразрушающий инструмент | Кольцевой штамп |
| Угол приострения торца штампа, градус | 30 |
| Диаметр штампа внутренний, мм | 33 |
| Длина керноприёмной части контейнера, мм | 1595 |
| Регулирование величин опережения штампа и осевой нагрузки на штамп в процессе бурения | Автоматическое |
| Опережение торца штампа относительно торца алмазной коронки ,мм | +8– -2 |
| Осевая нагрузка на штамп, создаваемая пакетом тарельчатых пружин, кН не более | 4,5 |

Керноприемник состоит из трех основных узлов: головки- фиксатора 1, регулятора 3 и контейнера 6. Хвостовик регулятора ввинчен в резьбовое отверстие головки-фиксатора и застопорен гайкой 2. Регулятор соединен с контейнером двумя удлинителями 4 и ниппелем 5. Так же, как и в обычном

керноприемнике, головка-фиксатор служит для его блокирования внутри колонкового набора комплекса КССК-76 [7].

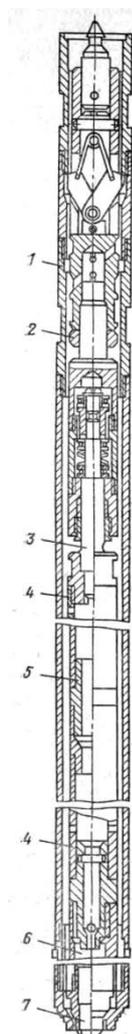


Рисунок 2.3 – Съёмный керноприемник «Конус»

1–головка-фиксатор; 2–гайка; 3– регулятор; 4– удлинитель; 5– ниппель;
6– контейнер; 7– штамп

При сообщении нагрузки P колонковому набору комплекса КССК-76, в котором заблокирован керноприемник «Конус», головка-фиксатор, хвостовик, кожух и корпус регулятора перемещаются вниз. При этом уступ кожуха, упираясь в подшипник и пакет тарельчатых пружин, сжимает пакет. Чем тверже уголь, тем больше сжимается пакет тарельчатых пружин и тем меньше опережение торца штампа по отношению к торцу алмазной коронки. При изменении величины опережения штампа одновременно меняются

степень сжатия пружин и удельная осевая нагрузка на торце штампа. Кинематическая схема работы керноприемника представлена на рис. 2.4.

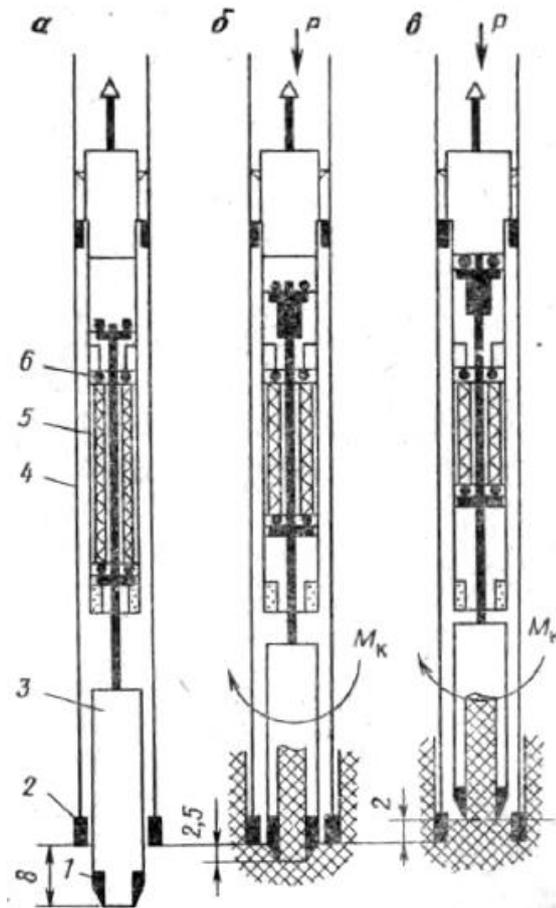


Рисунок 2.4 – Кинематическая схема работы керноприемника «Конус»

а)–в ненагруженном состоянии перед бурением угольного пласта, опережение штампа 8 мм; б) – во время бурения пласта штампованием, опережение штампа 2,5 мм, $P=252$ даН; в)–при заклинивании керна, штамп отстает от алмазной коронки на 2 мм, $P=453$ даН;

1–штамп: 2–алмазная коронка: 3– контейнер: 4 – колонковый набор комплекса КССК-76; 5 — пружинный регулятор; 6 подшипники; P - осевая нагрузка; M –крутящий момент

В процессе бурения неоднородных по твердости угольных пластов происходит автоматическая настройка керноприемника «Конус» по величине опережения и удельной осевой нагрузке на торец штампа, что необходимо

для качественного перебуривания угольного пласта с сохранением его естественной структуры в керне.

Срыв и удержание керна осуществляются его заклиниванием в кольцевом выступе внутри штампа путем увеличения осевой нагрузки на буровой снаряд. При этом для предохранения тарельчатых пружин от разрушения при повышенных нагрузках верхний подшипник упирается в хвостовик и нагрузка при заклинивании керна передается штампу, минуя пакет тарельчатых пружин.

Так же в процессе работы планируется отбор проб для изучения газоносности угольных пластов. Для этих целей будет применяться съемный керногазонаборник КГНС (рис. 2.5), предназначенный для отбора угольного керна и газа при бурении геологоразведочных скважин комплексами КССК-76.

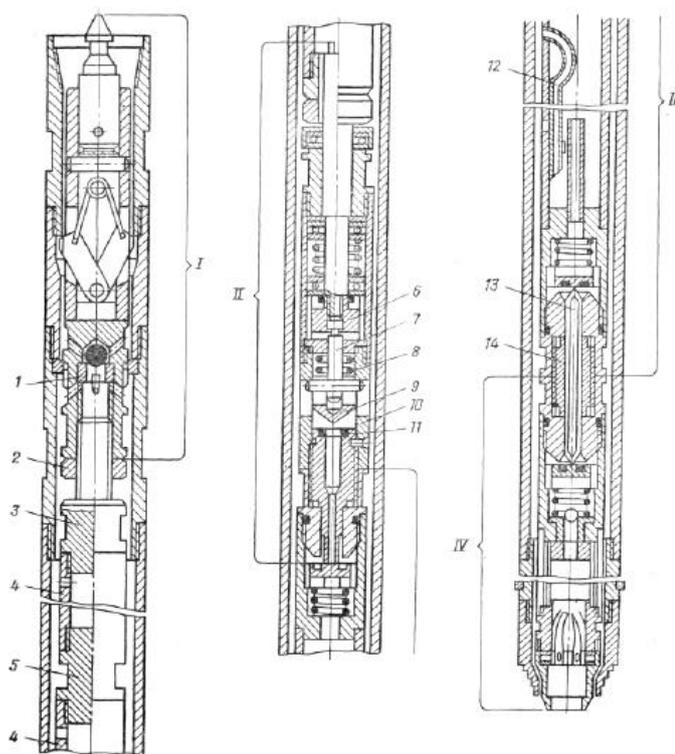


Рисунок 2.5 – Съемный керногазонаборник КГНС

- I– головка-фиксатор; II– сигнализатор посадки; III– газосборник;
 IV– керноприемник; 1– втулка; 2– стопорная гайка; 3– переходник;
 4– удлинитель; 5– ниппель; 6– гайка; 7– шток; 8– пружина; 9– клапан;

10–корпус; 11– уплотнительный элемент; 12– отводная труба; 13– шток;
14– ниппель

Съемный керногазонаборник КГНС состоит из четырех основных узлов: головки-фиксатора I с сигнализатором посадки, регулятора II, газосборника III, совмещенного с водяным затвором, и керноприемника IV. Головка-фиксатор соединяется с регулятором посредством двух удлинителей 4, ниппеля 5, переходника 3 со стопорной гайкой 2. Все это составляет общую длину керногазонаборника с колонковым набором комплекса КССК-76. Керноприемник соединяется с газосборником ниппелем 14, внутри которого размещен шток 13, открывающий и закрывающий клапаны газосборника и керноприемника при свинчивании и развинчивании этих узлов[8].

Керногазонаборник опускается на забой скважины по колонне бурильных труб потоком промывочной жидкости. При спуске керногазонаборника в скважину клапан 9 открыт, что дает возможность промывочной жидкости свободно вытеснять воздух из внутренних полостей керноприемника и газосборника через продольные пазы корпуса 10. При посадке керногазонаборника на опорное кольцо колонкового набора опорный бург и резиновый шар головки-фиксатора перекрывают поток промывочной жидкости, что приводит к повышению давления, которое регистрируется на манометре бурового насоса.

Промывочная жидкость продавливает шар через отверстие втулки 1. Продавливание шара сопровождается снижением давления, фиксируемым на манометре, и свидетельствует о занятии керногазонаборником рабочего положения. После этого включают вращение колонны бурильных труб с одновременным забуриванием. Керн отбирается штампованием углей наконечником-штампом под действием осевой нагрузки, создаваемой пружиной регулятора. При вращении шток 7, соединенный левой резьбой с

гайкой 6, вывинчивается из нее и пружина 8 прижимает клапан 9 к уплотняющему элементу 11. При этом герметизируется верхняя часть газосборника [7].

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

2.4 Проверочные расчеты мощности привода бурового станка, привода бурового насоса, буровой мачты и бурильных труб

2.6.1 Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{тр}} + N_{\text{рз}}, \text{кВт}, \quad (10)$$

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

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

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

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

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

$$N_{\text{ст}} = N_{\text{дв}} \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (11)$$

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

n – частота оборотов шпинделя, об/мин.

$$N_{\text{ст}} = 30 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 1347) = 7,1 \text{ кВт.}$$

$$N_{\text{тр}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \{ (1,6 \cdot 10^{-8}) (1 + 0,6 \cdot i) [(0,9 + 0,02\delta) / 1 + 0,013\delta] \cdot [D / (E)]^{0,16} \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin \theta_{\text{ср}}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G_{\text{ос}} \}, \text{кВт,} \quad (2.8)$$

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

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

$K_2 = 1,0-1,4$ – для монолитных плотных горных пород;

$K_3 = 1,0$ – для ниппельного соединения бурильных труб;

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

$K_5 = 1$ – для стальных бурильных труб;

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

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

n – частота оборотов бурильного вала, об/мин;

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴

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

D – диаметр скважины, мм;

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

i – величина естественного искривления, град.

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

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}) \quad (12)$$

где D – наружный диаметр коронки, мм;

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр бурильной трубы, мм.

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

Средний зенитный угол скважины $\theta_{\text{ср}}$ равен нулю, так как скважина вертикальная. Величина естественного искривления так же равна нулю.

Экваториальный момент инерции бурильных труб рассчитывается по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_H^4 - d_B^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (7^4 - 5,3^4) = 79,1 \text{ см}^4 \quad (13)$$

где d_H – наружный диаметр БТ, см;

d_B – внутренний диаметр БТ, см

$$N_{\text{тр}} = 0,6 \cdot 1,4 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot \{(1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6 \cdot 0)[(0,9 + 0,02 \cdot 3)/1 + 0,013 \cdot 3] \cdot [76 / (2 \cdot 10^6 \cdot 79,1)^{0,16}] \cdot 1347^{1,85} \cdot 583^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin 0) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 2,7 \cdot 1048 \cdot 1347\} = 6,1 \text{ кВт}$$

При бурении алмазными и твердосплавными коронками горных пород забойная мощность N_3 (в кВт) определяется по формуле:

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

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

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

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

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

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

$$N_{\text{рз}} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(0,1 + 16,7 \cdot 5 \cdot \frac{2,5}{1347}\right) \cdot (76 - 40) \cdot 1048 \cdot 1347 = 3,5 \text{ кВт}$$

$$N_6 = 7,1 + 6,1 + 3,5 = 16,7 \text{ кВт.}$$

Мощность двигателя, выбранного бурового агрегата равна 30 кВт, что достаточно для обеспечения необходимой мощности для бурения.

2.6.2 Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения

Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении сжатой части колонны

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

$$n_{\text{сж}} = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_c} \geq 1,7, \quad (14)$$

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

σ_m – предел прочности материала бурильных труб, кгс/см²;

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

Для КССК $\sigma_m=5800$

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

$$\sigma_c = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2}, \quad (15)$$

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

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

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

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi \cdot P_{сж}}{F}, \quad (16)$$

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

$P_{сж}$ – усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс ($P_{сж}=G_{ос}$);

F – сечение бурильной трубы, см²;

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_n^2 - d_b^2), \quad (17)$$

где d_n и d_b наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (7^2 - 5,3^2) = 16,4 \text{ см}^2$$

$$\sigma_{сж} = \frac{1,2 \cdot 1048}{16,4} = 76,7 \text{ кгс/см}^2$$

Находим напряжение изгиба:

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}}, \quad (18)$$

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

J – экваториальный момент инерции сечения бурильных труб, см⁴;

f – стрела прогиба труб в рассматриваемом сечении, см;

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

l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см.

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (19)$$

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

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (7^4 - 5,3^4) = 79,1 \text{ см}^4.$$

$$f = 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}), \quad (20)$$

где D – диаметр скважины, см;

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

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

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)}{d_{\text{н}}}, \quad (21)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(7^4 - 5,3^4)}{7} = 22,6 \text{ см}^3.$$

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}}, \quad (22)$$

где ω – угловая скорость вращения, с⁻¹;

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

q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг;

$g = 9,82 \text{ м/с}^{-1}$ – ускорение силы тяжести.

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \quad (23)$$

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

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

$$z = \frac{G_{\text{ос}}}{q(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}})}, \quad (24)$$

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

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

q – средняя масса 1 м бурильных труб.

$$z = \frac{1048}{7,3 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85}\right)} = 166,9 \text{ м.}$$

$$l = \frac{10}{141} * \sqrt{-0,5 * 166,9 + \sqrt{0,25 * 166,9^2 + \frac{2 * 10^6 * 79,1 * 141^2}{10^3 * 7,3 * 9,82}}} = 5,7 \text{ м.}$$

У КССК максимальная серийно выпускаемая длина трубы в сборе равна 6,2 м. Так как расчетные длины полуволны прогиба меньше длин труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны равной расчетному значению.

Зная все необходимые значения для расчета напряжения изгиба рассчитываем ее по формуле 18.

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{\text{изг}}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 79,1 \cdot 0,3}{570^2 \cdot 22,6} = 63,8 \text{ кгс/см}^2$$

Расчет напряжения кручения изгиба кгс/см²:

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (25)$$

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

$W_{\text{кр}}$ – полярный момент сопротивления сечения при кручении, см³.

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{N}{n}, \quad (26)$$

где $N = 1,5 \cdot N_{\text{рз}} = 3,5 \cdot 1,5 = 5,25 \text{ кВт}$

$$M_{\text{кр}} = 94700 \cdot \frac{5,25}{1347} = 269,09 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)}{d_{\text{н}}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(7^4 - 5,3^4)}{7} = 45,2 \text{ см}^3$$

(2.25)

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{269,09}{45,2} = 5,9 \text{ кгс/см}^2$$

Зная значения всех элементов формулы 15, находим суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения:

$$\sigma_c = \sqrt{(76,7 + 63,8)^2 + 4 \cdot 5,9^2} = 141 \text{ кгс/см}^2$$

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

$$n_{сж} = \frac{5800}{141} = 41,1 \geq 1,7 ,$$

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

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

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

$$n_p = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1,4 , \quad (27)$$

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

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \leq [\sigma_m] , \quad (28)$$

где σ_p – напряжение растяжения, кгс/см²;

$\sigma_{изг}$ – напряжение изгиба находим по формуле 18, с поправкой на то, что значение l рассчитывается по формуле 2.21, со знаком + в подкоренном выражении ($0,5 \cdot z$).

$$l = \frac{10}{141} * \sqrt{0,5 * 166,9 + \sqrt{0,25 * 166,9^2 + \frac{2 * 10^6 * 79,1 * 141^2}{10^3 * 7,3 * 9,82}}} = 5,8$$

Расчетная длина полуволны прогиба меньше длин труб то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова) принимаем ее равной расчётной длине. Тогда $\sigma_{изг}$ будет равной:

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 79,1 \cdot 0,3}{580^2 \cdot 22,6} = 61,6 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_p = \frac{\varphi \cdot P_p}{F} , \quad (29)$$

где P_p – усилие растяжения, кгс (находится по формуле 27);

$$P_p = q \cdot z \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot (\cos \theta_{ср.z} - f_{тр} \cdot \sin \theta_{ср.z}) , \quad (30)$$

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

z – рассматриваемый участок, м.

$$P_p = 7,3 \cdot 583 \cdot (1 - 1,1 / 7,85) \cdot (0 - 0,3 \cdot 1) = 1097,8 \text{ кгс}$$

$$\sigma_p = \frac{1,2 \cdot 1097,8}{16,4} = 80,3 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(61,6 + 80,3)^2 + 4 \cdot 5,9^2} = 141,9 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_p = \frac{5800}{141,9} = 40,9 \geq 1,4.$$

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

Определение запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_\sigma \cdot n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3, \quad (31)$$

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

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{\text{изг}} \cdot K_y} \geq 1,3, \quad (32)$$

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

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

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

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

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}} = \frac{10}{141} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 74,1 \cdot 141^2}{10^3 \cdot 7,3 \cdot 9,82}} = 5,67 \text{ м} \quad (33)$$

Рассчитываем $\sigma_{\text{изг}}$ для длины полуволны равной 5,67 метров:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{\text{изг}}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 79,1 \cdot 0,3}{567^2 \cdot 22,6} = 64,5$$

$$n_\sigma = 5800 \cdot 0,41 / (64,5 \cdot 1,5) = 24,6 \text{ кгс/см}^2$$

Запас прочности n_τ определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{кр}}, \quad (34)$$

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

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

$$n_{\tau} = 2900/5,9 = 491,5$$

$$n_0 = \frac{24,6 \cdot 491,5}{\sqrt{24,6^2 + 491,5^2}} = 24,6 \geq 1,3$$

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

2.6.3 Проверочный расчет мощности привода бурового насоса

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

$$N_n = \frac{10 \cdot Q \cdot H}{102 \cdot \eta}, \quad (35)$$

где Q – производительность насоса, л/с;

H – давление на выкиде насоса, кгс/см²;

η – КПД насоса ($\eta = 0,8 - 0,75$).

Давление на выкиде насоса определяется по формуле:

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

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

L – длина трубопровода, м;

l – длина буровой трубы, м;

ξ – коэффициент местных сопротивлений;

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

$d_{тр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений;

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

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

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

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

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{160}{0,053^2 \cdot 60} = 0,0199 \frac{\text{л}}{\text{с}} = 1,196 \text{ л/мин}$$

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

$$Re = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{тр}}}{\gamma},$$

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

$$Re = \frac{0,0199 \cdot 0,053}{1,01 \cdot 10^{-6}} = 1046,1$$

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

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

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left(\frac{10^{-4}}{0,053} + \frac{68}{1046,1} \right)^{0,25} = 0,056$$

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

$$H = \frac{(583 + 1500) \cdot 1,196}{2 \cdot 9,8} \cdot \frac{0,056}{0,053} = 13,43 \text{ кгс/см}^2$$

$$N_{\text{н}} = \frac{10 \cdot 160 \cdot 13,43}{102 \cdot 0,8 \cdot 60} = 4,4 \text{ кВт}$$

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

2.6.4 Расчет и выбор талевой системы и каната

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

Число рабочих ветвей талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр}}{P_{лн} \cdot \eta}, \quad (36)$$

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

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

η – КПД талевой системы (зависит от числа ветвей $\eta = 0,95$).

Нагрузка на крюк определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \left[\alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot q \cdot L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \cdot (\cos \theta_{ср} - f_{тр} \cdot \sin \theta_{ср}) + G \right] \cdot a, \quad (37)$$

где $\theta_{ср}$ – средний зенитный угол участка;

q – средняя масса 1 м бурильных труб с учетом высадки концов, кг, тогда ($\alpha_1 = 1$);

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

G – вес подвижной части талевой системы, кгс;

α_2 – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления ($\alpha_2 = 1,25$);

G – вес подвижной части талевой системы, кгс;

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

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

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

$G =$ блок талевый однораликовый БИ 249-137.000 (143 кг) + вертлюг-амортизатор БИ 249-147.000 (51,5 кг) = 194,5 кг

$$a = \left(1 + \frac{V_{кр1}}{gt} \right) = \left(1 + \frac{2}{9,8 \cdot 1,5} \right) = 1,13$$

$$Q_{кр} = \left[1 \cdot 1,25 \cdot 7,3 \cdot 583 \cdot \left(1 - \frac{1,1}{7,85} \right) \cdot (0 - 0,5 \cdot 1) + 194,5 \right] \cdot 1,13 = 2774 \text{ кгс}$$

$Q_{кр} = 2774$ (2,8 тс) при допустимых 8 тс.

$m = \frac{2774}{2549,3 \cdot 0,95} = 1,14$, при $P_{\text{лн}}$ – номинальном тяговом усилии лебедки;

$m = \frac{2774}{4078,86 \cdot 0,95} = 0,72$, при $P_{\text{лн}}$ – максимальном тяговом усилии лебедки.

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

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

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

$$P_p \geq 2,5 \cdot P_{\text{л max}} , \quad (38)$$

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

2,5 – коэффициент запаса прочности;

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

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

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

2.7. Контрольно-измерительная технологическая аппаратура

В комплектацию буровой установки УКБ-5СН входит комплексная аппаратура КУРС-411.

Аппаратура КУРС-411 позволяет вести визуальный контроль расхода и давления промывочной жидкости, механической скорости бурения, контроль и регистрацию усилия на крюке и осевой нагрузки; обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при аварийном уменьшении расхода промывочной жидкости.

Для предупреждения возможности переподъема элеватора и затягивания его в кронблок установка снабжена выключателем ограничения подъема.

С целью безопасности подъема мачты в районах расположения линий электропередачи в установке применен автоматический сигнализатор опасного напряжения УАС-1, включающий звуковую сигнализацию и отключающий двигатель маслососа гидросистемы при приближении мачты на расстояние 1 м к линии электропередачи.

2.8 Промывочная жидкость

Так как разрез представлен породами малой и средней устойчивости с многочисленными интервалами поглощения, то бурение должно производиться на полимер-глинистом растворе. Применение данного раствора значительно уменьшит поглощение за счет закупорки и порового пространства и образования фильтрационной корки. Так же фильтрационная корка способствует укреплению стенок скважины. Преимуществом данного раствора является простота приготовления, низкая стоимостью, малая чувствительностью к разбуриваемым породам и совместимостью с другими дополнительными реагентами (разжижители, смазывающие добавки). Состав и свойства данного раствора приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Состав и свойства полимер-глинистого раствора

| Состав раствора, кг/м ³ | | Свойства раствора | |
|------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| Реагент | Количество кг/м ³ | Показатель | Диапазон в пределах нормы |
| Бентонит | 30–40 | Плотность, г/см ³ | 1,04–1,10 |
| Na ₂ CO ₃ | 0,5–1,0 | Условная вязкость, сек | 20–35 |
| NaOH | 0,5 | Пластическая вязкость, сПз | 10–18 |
| КМЦ | 5 | ДНС, дПа | 40–80 |
| Смазка | 3–5 | СНС 0/10, дПа | 10–30/20–60 |
| ПАА | 0,2–0,5 | Водоотдача, см ³ /30 мин | 6–10 |
| | | рН | 8–9 |

Технология приготовления и обработки раствора следующая. В воду затворения добавляют в нужном количестве кальцинированную и каустическую соду и через гидроворонку вводят бентонит. Через 1 час перемешивания вводят КМЦ с темпом 8–10 минут/мешок, а затем

добавляются все остальные реагенты. ПАА (полиакриламид) вводится в раствор при бурении для флокуляции выбуренной породы и, следовательно, для повышения качества механической очистки раствора. Одновременно ПАА обеспечивает частичное ингибирование неустойчивых глин.

2.9 Спускоподъемные операции

2.9.1 Спуск и подъем бурильных колонн КССК

Наличие прорезей на замковых соединениях КССК позволяет использовать обычные средства механизации спускоподъемных операций – серийные полуавтоматические элеваторы и трубооборот РТ-1200М.

В состав специальных грузоподъемных принадлежностей, принятых к серийному производству вместе с комплектом КССК в входят: элеватор ЭК-20, вертлюг-пробка, подкладная и ведущая вилки, ключи шарнирные.

Элеватор ЭК-20 с кольцевым фиксатором предназначен для спуска и подъема бурильных труб при участии второго помощника бурильщика (верхового рабочего).

Таблица 2.14 – Техническая характеристика элеватора ЭК-20

| | |
|----------------------|-------------|
| Грузоподъемность, т: | |
| номинальная | 20 |
| предельно допустимая | 30 |
| Габариты, мм | 660x156x144 |
| Масса, кг | 18,4 |

Корпус элеватора имеет центральную расточку с боковым вырезом. Нижняя часть корпуса предназначена для захвата муфтовой части замка за кольцевую проточку, а верхняя – для размещения захватываемой части муфты. Элеватор надевают на муфтовую часть бурильного замка сбоку при поднятом вверх кольце. Затем кольцо опускают в нижнее положение и поворачивают до упора сухарем в стенку корпуса так, чтобы положение пазов в кольце не совпадало с положением планок на корпусе. В результате

исключается возможность произвольного поднятия кольца относительно корпуса. Снятие элеватора производится в обратной последовательности.

Вертлюг-пробка предназначен для захвата и удержания свечей или отдельных труб при работе с ними «на вынос», т. е. при переводе труб из горизонтального положения в вертикальное, и наоборот.

В верхней части серьга имеет отверстие для присоединения к нижней оси вертлюга-амортизатора. Проушины серьги надеты на цапфы траверсы. Внизу корпус заканчивается специальной конической резьбой диаметром 70 мм, при помощи которой он свинчивается с ответной резьбой муфты бурильной свечи. Для удобства работы корпус может перемещаться вверх-вниз относительно траверсы на 50 мм. На корпусе предусмотрены: участок для захватывания его рукой и отверстие для выхода воздуха из колонны бурильных труб, спускаемых в скважину, и прорези (лыски) под ведущую вилку трубоизворота РТ-1200М.

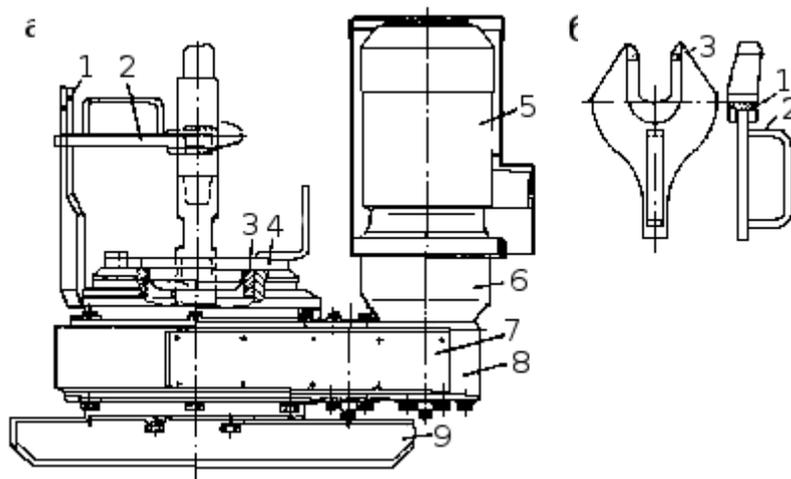


Рисунок 2.6 – Трубоизворот РТ-1200М

- 1–водило; 2– ведущая вилка; 3– центратор; 4– подкладная вилка;
5– электродвигатель; 6– промежуточный корпус; 7– крышка редуктора;
8– вращатель; 9–рама

Трубоизворот устанавливают над устьем скважины на весь период бурения. Вертикальная ось отверстия трубоизворота для прохождения бурового инструмента должна совпадать с осью вращателя станка.

Вращатель и электродвигатель, закрытый защитным кожухом, закреплены на опорной раме трубоизворота. Вращатель представляет собой редуктор, в корпусе которого выполнено центральное отверстие диаметром 205 мм, предназначенное для прохождения бурового снаряда в процессе бурения и во время проведения спуско-подъемных операций. В отверстии установлен центратор, ограничивающий радиальное перемещение бурового инструмента и служащий опорой для подкладных вилок. При включении электродвигателя водило вращает ведущую вилку по или против часовой стрелки и свинчивает или развинчивает резьбовое соединение.

Ведущая вилка предназначена для передачи крутящего момента бурильной свече или вертлюгу-пробке в процессе и механизированного, а также ручного свинчивания или развинчивания. При этом она надевается на лыски ниппеля замка или вертлюга-пробки.

Подкладная вилка служит для удержания бурильных труб в подвешенном состоянии на трубоизвороте РТ-1200М и восприятия крутящего момента в процессе механизированного или ручного свинчивания – развинчивания труб. При работе вилка надевается на лыски муфты бурильного замка и вставляется в центратор трубоизворота.

2.9.2 Технология спуско-подъема съёмного кернаприемника

Съемный кернаприемник извлекают из скважины после заполнения кернаприемной трубы керном или в случае самозаклинивания керна. При бурении надо точно знать замер ведущей трубы, при котором кернаприемник полностью заполнится керном.

Для срыва керна необходимо медленно без вращения приподнять буровой снаряд от забоя. Затем буровой снаряд поднимают до появления соединения ведущей трубы с бурильной колонной вставляют в прорези подкладную вилку и устанавливают на трубоизворот; производят отвинчивание ведущей трубы и отводят станок от устья скважины.

Навинчивают на бурильную трубу патрубок с боковым отверстием для слива поднимающейся при подъеме керноприемника жидкости, после чего заводят овершот в патрубок и начинают его спуск.

Помощник бурильщика подносит ловитель к устью скважины и направляет внутрь вскрытой колонны бурильных труб. Бурильщик начинает спускать ловитель вниз, регулируя скорость спуска тормозом во избежание нарушения синхронного движения ловителя и каната. Превышение скорости сматывания каната с разогнавшегося барабана лебедки скорости движения ловителя в скважине внутри колонны бурильных труб приводит к образованию скруток с последующим расслоением прядей каната. Выключение тормоза производится подачей его рукоятки «от себя», включение «на себя».

Момент дохождения и захвата ловителем керноприемника контролируется по указателю глубины лебедки Л – 5 и может отсекается также звуком глухого удара, который хорошо слышен при глубинах скважины до 1000 м и более. Дохождение ловителя, кроме того, определяется началом прослабления спускаемого каната.

При подъеме керноприемника бурильщик нажатием кнопки включает двигатель лебедки и начинает плавно включать фрикцион с одновременным выключением тормоза. Барабан начинает вращаться, навивая поднимаемый канат.

Извлечение керна производится в вертикальном положении керноприемника. Керноприемник устанавливают таким образом, чтобы его нижний конец располагался на высоте 10 – 20 см от пола буровой, отвинчивают корпус кернорвателя. Извлекаемый керн при необходимости раскалывают молотком на куски.

Убедиться в полном извлечении керна можно на слух при легком постукивании молотком по керноприемной трубе. После этого внешним осмотром проверяют состояние корпуса кернорвателя, рвательного и

стопорного колец, проверяют надежность заклинивания керна. Для этого берут кусок керна, полученного при последнем подъеме керноприемника, и вставляют его в кернорйатель. Керн должен свободно проталкиваться усилием руки при движении вверх и заклиниваться при движении вниз. После проверки кернорватель навинчивают на керноприемную трубу. Керноприемник готов к очередному спуску.

Перед спуском керноприемник приподнимают лебедкой, заводят внутрь колонны бурильных труб, приспускают, снимают предохранительную струбцину, сжимают верхние концы захватов овершота, освобождая, таким образом, керноприемник, и отпускают керноприемник, позволяя ему свободно спускаться вниз под действием собственного веса. Ловитель оставляют в подвешенном состоянии, зацепив у стены бурового здания или у ограждения лебедки.

2.11 Монтаж и демонтаж бурового оборудования

В первую очередь идет приготовление площадки и подъездных путей к ней. Для этого используется бульдозер Б10МБ.

Буровая установка УКБ – 5С является самоходной буровой установкой и смонтирована на шасси Урал – 4320, что значительно упрощает переезды с одной скважины на другую. Буровой снаряд перевозится на специально оборудованном автоприцепе.

Подъём мачты в рабочее положение происходит в следующем порядке:

1. Установить раму буровой установки в горизонтальное положение с помощью винтовых механических домкратов. Домкраты устанавливаются на деревянные брусья, вкопанные до уровня грунта. Автомобиль поставить на стояночный тормоз.

2. Освободить мачту, раскрепив резьбовое соединение на раме

3. Проверить сигнализатором УАС –1 безопасность подъема мачты.

4. Отключить сигнализатор УАС –1 во избежание ложных срабатываний при включении освещения.

5. Закрепить на верхнем конце мачты растяжки.

6. Установить свечеприемник в рабочее положение.

7. Включить пускатель в шкафу управления.

8. Запустить маслостанцию гидросистемы станка.

9. Управление подъемом мачты осуществляется с переносного кнопочного пульта управления.

10. Нажатием кнопки «↓» на пульте управления открыть крышки в крыше укрытия.

11. Перевести кран гидропатрона в положение «Открыто».

12. Нажатием кнопки «↓» на пульте управления поднять мачту в рабочее положение.

С 1-го раза подъем в вертикальное положение не производить, а произвести частичный подъем на угол 15-20°, после чего отпустить мачту, а затем после 2-х, 3-х кратного повторения неполного подъема можно производить подъем мачты до заданного положения. (Неполные 2 – 3 х кратные подъемы обеспечивают прокачку гидросистемы, а также для проверки работы демпфера и исправности гидроцилиндров).

Поднятую мачту зафиксировать шкворнями (при совмещении проушин мачты и рамы), вывинтить упорные винтовые домкраты мачты, зафиксировав их контргайкой и раскрепить растяжками согласно схеме.

13. Установить рукоятку прибора управления станка в позицию «К скважине» и, закрывая дроссель прибора маховичком, переместить станок до совмещения осей шпинделя и скважины, после чего открыть дроссель.

14. Перевести кран гидропатрона в положение «Закрыто»

15. Нажатием кнопки «↓» на пульте управления закрыть крышки в крыше укрытия.

16. Отключить маслостанцию станка.

17. Смазать и зачехлить штоки гидроцилиндров подъема мачты.

Перевод мачты в транспортное положение производится в обратном порядке[4].

2.12. Ликвидация или консервация скважин

После того как скважина пробурена до проектной глубины, ее ликвидируют или консервируют. Для ликвидации скважины необходимо проделать следующие работы.

1. Провести контрольный замер глубины скважины;
2. Замерить зенитный и азимутальный угол скважины;
3. Провести каротаж;
4. Извлечь (по возможности) колонны обсадных труб;
5. Провести ликвидационный тампонаж скважины;
6. В устье скважины забить деревянную или металлическую пробку, на которой выжечь или выбить бородкой номер скважины, глубину и дату окончания бурения;
7. Демонтировать буровое оборудование, перегнать буровую установку;
8. Все отстойники и ямы закопать, все неровности выровнять;
9. Керн увезти в кернохранилище;
10. Составить акт на ликвидацию скважины.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Проведение буровых работ в сложных геологических условиях зачастую приводит к усложнению конструкции скважины и обязывает применить специальное оборудование на стадии проектирования, а так же чревато осложнениями и авариями в процессе самого бурения. Все это делает скважины более материалоемкими и более сложными, что значительно увеличивает время и затраты на их сооружение. В целях экономии времени и материалов разработаны различные методы и рекомендации по улучшению условий бурения в неустойчивых горных породах, направление действия которых можно разделить на 3 группы:

- стабилизация стенок скважины;
- упрочнение стенок скважины;
- закрепление стенок скважины.

3.1 Стабилизация стенок скважины

Под стабилизацией горных пород понимают временное повышение их водонепроницаемости и водоустойчивости без изменения структурных связей.

В зависимости от инженерно-геологических условий при бурении используют промывочные жидкости, отличающиеся по своему составу и свойствам (приложение 4). Кроме того, эффективность стабилизации неустойчивых пород обеспечивается использованием высококачественных промывочных жидкостей и методики регулирования их свойств. Последние основаны на управлении процессами коагуляционного структурообразования в глинистых растворах: регулирование катионного обмена, химическая обработка и тому подобное.

Обработка глинистых растворов солями натрия или кальция изменяет толщину гидратных пленок и общую гидрофильность частиц породы в

системе. Однако это приводит лишь к некоторому изменению характера образования контактов между частицами и ограничивает возможность регулирования деформационного процесса, что связано с неизменностью кристаллической решетки глинистых минералов.

Более эффективным способом получения высококачественных растворов является химическая обработка, которая сводится к приданию буровому раствору заданных структурно-механических свойств в соответствии с конкретными условиями проходки скважин.

Традиционными реагентами для обработки буровых растворов являются; углещелочный реагент (УЩР), карбоксиметил-целлюлоза (КМЦ), модифицированный крахмал (МК), сульфит-спиртовая барда (ССБ), гидролизированный полнакрилонитрил (гипан), полифенолы лесохимические (ПФЛХ), карбонат патрия, каустическая сода, известь, соли хрома и др. В бурении нашли применение следующие модификации глинистых промывочных жидкостей на водной и углеводородной основе: 1) растворы с небольшим содержанием твердой фазы; 2) естественные глинистые суспензии; 3) кальциевые; 4) глинистые растворы, приготовленные на пресной и минерализованной воде; 5) солеустойчивые; 6) эмульсионные; 7) на нефтяной основе и т.д.

Например, пресные глинистые растворы с пониженным содержанием твердой фазы (<15%) обрабатывают углещелочным реагентом и хлористым кальцием. Для перевода бурового раствора в гуматно-кальциевый добавляют 0,05—0,10% хлористого кальция, 0,5—10% УЩР и 15—20% воды. Естественные промывочные жидкости представляют собой водные суспензии, образующиеся непосредственно в стволе скважины в процессе бурения. К ним относятся высокодисперсные растворы, получаемые при разбурировании мощных глинистых отложений. При проходке скважин в сульфатных и карбонатных породах образуются неустойчивые суспензии, требующие дополнительной обработки их реагентами —

— структурообразователями. Так, при бурении сульфатных пород (аигидритов, гипсов) применяют следующие сочетания реагентов: 15—2.0% ССБ и 10—2.0% крахмала; 1/0—1,5% ССБ 1,0—15% КМЦ и 0,5 1,0% крахмала. В результате обработки получают растворы плотностью 1,20—1,40 г/см³, вязкостью (по СПВ-5) 15—25 с и водоотдачей 8—3 см³ за 30 мин[10].

При бурении скважин в неустойчивых глинистых породах используют кальциевые растворы: известковые, гипсовые, хлоркальциевые и др.

Известковые растворы представляют собой сложные полидисперсные микрогетерогенные системы из известки, понизителя вязкости и защитного реагента. Известь добавляют в количестве 0,2—1,5%. Известковые растворы содержат до 300 мг/л кальция. Для регулирования вязкости применяют питролигини, ПФЛХ, лигносульфонаты, ССБ. Для предупреждения заустевания растворов при высоких температурах в них добавляют хроматы. Например, при введении 0.5—0.8% окзила, представляющего хромсодержащую модифицированную ССБ, в глинистый раствор плотностью 1,46 г/см³ и водоотдачей 7,7 см³ последняя понижается до 3,3 см³. Основное преимущество известковых растворов состоит в том, что они не загустевают благодаря предотвращению необратимого перехода в раствор выбуриваемых пород.

Гипсовые растворы отличаются термостойкостью (до 160-180°С) и поэтому применяются при разбуривании неустойчивых глинистых отложений при высоких температурах. Модификация гипсовых растворов осуществляется добавками гипса или алебаstra с доведением содержания кальция в растворе до 3000 мг/л. Для регулирования вязкости, как и в предыдущем случае, используют хромлигносульфонаты, а для водоотдачи — КМЦ [10].

Хлоркальциевые растворы содержат до 800 мг/л кальция. Для их стабилизации применяют такие защитные реагенты, как КССБ, КМЦ, крахмал, а для регулирования вязкости — ССБ и хромлигносульфонаты. Для поддержания щелочной среды обязательны добавки известки. Оптимальной щёлочности хлоркальциевых растворов соответствует рН=10–12. Недостаток

хлоркальциевых растворов — неустойчивость при высоких температурах ($>120^{\circ}\text{C}$)

Существует большое разнообразие глинистых растворов на пресной и минерализованной воде. При небольшой минерализации (до 5% NaCl) глинистые растворы обрабатывают следующими реагентами: 15—20% УЩР и 0,5—1,0% силиката натрия; 15—2,0% КМЩ; 20—30% УЩР при бурении в неосложненных условиях. Применение этих реагентов в указанных сочетаниях и количествах обуславливает получение растворов плотностью 1,20—1,30 г/см³, вязкостью 16—23 с и водоотдачей 8—3 см³ за 30 мин. Обработка минерализованного глинистого раствора комбинированным реагентом из крахмального порошка и КМЦ более эффективна, чем обработка раствора отдельными реагентами.

При отсутствии в разрезах терригенных пород используют соленасыщенный необработанный нефтемulsionный раствор утяжеленный до плотности 1,5—1,8 г/см³, содержащий 25—26% соли и 10—12% нефти. При наличии в геологических разрезах терригенных пород готовят глинистый соленасыщенный, утяжеленный до плотности 1,5—1,8 г/см³ раствор, обработанный различными реагентами:

– при забойной температуре 120—130 $^{\circ}\text{C}$ крахмальным реагентом МК-Г (до 2%), КМЦ (1,0—1,5%), гипаном, метасом 1,0—1,5%;

– при забойной температуре 120—150 $^{\circ}\text{C}$ применяют КМЦ- 500 или КМЦ-600 (до 2,0%), типам, метас (1,5—2,0%);

3) при температуре 140-200 $^{\circ}\text{C}$ гипаном, метасом, карболинеумом.

Для снижения вязкости этих растворов добавляют изонолихроматы, для запустевания — кальцинированную соду в количестве до 3-5%, асбест до 3—5% и т. д. При наличии в разрезах пластов бишофита и отсутствии терригенных пород на глубинах 900—2000 м применяют глинистый насыщенный хлористым магнием необработанный раствор. Отложения с поропластами терригенных

пород на глубине ниже 2000 м целесообразно проходить с промывкой буровым раствором на углеводородной основе.

Добавка нефтепродуктов улучшает качество буровых растворов и способствует предупреждению осложнений в скважине в тех случаях, когда требуется только временная устойчивость пород (например, песков, песчано-гравийных отложений) без увеличения их механической прочности, в качестве промывочной жидкости применяют битумные эмульсии (холодная битумизация). Сущность холодной битумизации при проходке скважин заключается в том, что анионоактивная битумная эмульсия прямого типа, например, приготовленная на ССБ, проникая в поры и пустоты породы, стабилизирует их и образует на поверхности стенок скважин тонкие (до 2мм) эластичные пленки. Битумные эмульсии допускают введение в них различных наполнителей: глин, цементов. Поэтому практически любой буровой раствор можно сделать эмульсионным.

Для приготовления растворов на нефтеэмульсионной основе используют следующие материалы: дизельное топливо, битумные порошки, молотую негашеную известь, утяжелитель. Один кубический метр такого раствора содержит 0,6—0,65 т дизельного топлива, 0,14—0,17 т битумных порошков, 0,1—0,4 т негашеной извести и 0,03—0,08 т воды. Физико-механические показатели в зависимости от соотношения компонентов в смеси измеряются: плотность в пределах 0,9—2,4 г/см³, условная вязкость от 30 до 200 с, предельное статическое напряжение сдвига от 0 до 200—300 мгс/см² [10]. Растворы на нефтеэмульсионной основе инертны к разбуриваемым породам, в том числе к солям, поэтому свойства их в процессе бурения обычно стабильны и регулируются редко. Для снижения вязкости в раствор добавляют негашеную молотую известь. Опыт применения нефтеэмульсионных растворов для вскрытия нефтяных пластов показал, что удельный дебит скважин при этом в 2 раза выше, чем при вскрытии пластов буровыми растворами на водной основе.

Таким образом, можно сделать вывод, что, подбирая промывочные жидкости в соответствии с конкретными инженерно-геологическими условиями и регулируя физико-механические свойства путем управления коагуляционным структурообразованием, можно предотвращать обвалы пород как в процессе бурения, так и на определенное время после окончания проходки скважин.

3.2 Упрочнение стенок скважины

В настоящее время работы по улучшению свойств неустойчивых пород в скважинах ведутся методами, область применения которых ограничена водопроницаемостью разбуриваемых пород, положенной в основу классификации (см. приложение. 4). Как видно из данных таблицы приложения 4, неустойчивые породы в скважинах упрочняют введением химических реагентов или приложением физических полей. Наиболее распространенные методы упрочнения пород в скважинах — битумизация, цементация, силикатизация, смолизация, замораживание и некоторые другие, применяемые также и для ликвидаций различного рода осложнений, возникающих при бурении.

Битумизация пород подразделяется на горячую и холодную. Расплавленный битум в некоторых случаях применяют для изоляции зон поглощения промывочного раствора. Однако в чистом виде битум неприменим вследствие недостатков: не разбуривается, нагревается и прилипает к металлической поверхности долота и, кроме того, имеет незначительную механическую прочность как при ударной нагрузке, так и под действием перепада давлений.

Для устранения этих недостатков в битум вводят добавки наполнители: парафин, песок, глину, цемент и т. д. Например, воде смесь, содержащая 25% парафина (от общей массы), почти не прилипает, а смесь, содержащая 50% парафина, совсем не прилипает к металлу и легко разбуривается пикообразным долотом. Добавки песка увеличивают механическую прочность битумных

образцов. Если прочность битума БН-Vc добавкой 10% песка составляет 30,5 кгс/см², то с введением в смесь 40% песка она повышается до 41,5 кгс/см². Следует отметить, что добавление в битум до 40% песка не изменяет водопроницаемости затвердевшей смеси.

При разведочном колонковом бурении битумную смесь в зону поглощения доставляют по желонкам контейнера или специального контейнера, опускаемых в скважину на бурильных трубах или тросе. В первом случае битумная смесь выдавливается из желонки в результате закачивания в

бурильные трубы промывочной жидкости, во втором – битумная смесь выдавливается из контейнера в результате действия взрыва за счет давления газа, образующегося при сгорании пороха во взрывной камере. Оба способа успешно прошли испытания при бурении колонковых разведочных скважин при глубинах до поглощающих горизонтов от 20 до 600 м. Результаты производственных испытаний показали, что время остывания битума резко изменяется в зависимости от диаметра желонки и ее теплоизоляции.

При небольшой глубине зоны поглощения расплавленны битум доставляют в желонке с теплоизоляцией диаметром 73 и 89 мм. При диаметрах желонки 108, 127, 146 мм теплоизоляция не обязательна. В случае доставки смесей в снарядах, спускаемых на тросе в зону поглощения, при любых диаметра контейнера теплоизоляция вообще не требуется, так как время спуска снаряда составляет всего 3–5 мин, а время остывания битума в самом малом контейнере диаметром 78 мм не превышает 20 мин.

Наряду с перечисленными выше способами битумизации применяют и другие, например нагнетание в зону поглощения через бурильные трубы предварительно разогрето битума, который разбуривается после затвердения долотом с применением промывочного раствора. Недостатком этого способа является необходимость подогрева трубопроводов, насосов, колонны труб, самого битума.

Радиус распространения битума в породе зависит в первую очередь от размеров и характера трещин, консистенции битума величины характера трещин, консистенции битума величины давления и продолжительности нагнетания. Давление при нагнетании битума должно превосходить гидростатическое давление грунтовых вод. Как и для других способов тампонирувания, верхний предел давления определяется вышележащей нагрузкой и прочностью породы. Установлено, что на результат упрочнения пород битумом влияет минеральный состав и состав обменных катионов. Более благоприятные условия взаимодействия оказываются там, где залегают карбонатные породы и в обменном комплексе присутствует кальций.

Преимущества способа горячей битумизации следующие.

1. Битумные материалы устойчивы к агрессивному воздействию минерализованных вод.

2. Битумные материалы можно нагнетать в любые водоносные породы.

3. Попадая в водную среду, расплавленный битум покрывается коркой, что препятствует растеканию битума по пласту и сокращает его расход.

4. В случае обнаружившейся неполноты битумизации ее можно повторить, например, путем прогрева скважины нагнетания новой порции битума.

Однако способ горячей битумизации не лишен и недостатков; расплавленный битум после остывания уменьшается в объеме до 12%, не разбуривается ни шарошечными, ни лопастными долотами и имеет незначительную механическую прочность при ударной нагрузке. Для устранения перечисленных недостатков к битуму добавляют технический парафин, песок, цемент и другие материалы, что увеличивает стоимость проходки скважин. Застывающий битум способен к пластическому течению при длительном воздействии гидростатического напора. Нагнетание в зону поглощения битумной смеси через бурильные трубы связано с применением громоздкого и сравнительно дорогого оборудования.

Цементация применяется в основном для упрочнения трещиноватых скальных или песчано-гравелистых пород в целях:

1) перекрытия зон поглощений промывочных растворов; 2) неметаллического крепления ствола скважин. Сущность этого метода в первом случае состоит в том, что через бурильные трубы в зону поглощения под давлением (до 20 МПа) нагнетают цементный раствор, который, заполняя трещины и пустоты в породе, с течением времени затвердевает. Затем цемент разбуривают и продолжают проходку скважины. Цементация скальных пород возможна при ширине трещин более 0,1 мм. При меньшем размере трещин цемент отфильтровывается и не проходит в них даже при очень больших давлениях нагнетания.

При упрочнении песчано-гравийных пород необходимо соблюдение следующего условия: диаметр пор должен превышать диаметр наиболее крупных частиц цемента не менее чем в 5,5 раза. Кроме размера трещин и пор возможность цементации пород зависит от скорости движения и химического состава подземных вод. Допустимая скорость фильтрации потока не должна превышать предела, при котором цементные частицы вымываются из не схватившегося раствора. Обычно эта скорость должна быть не более 200 м/сут. Химический состав подземных вод в зависимости от растворенных солей и кислот может вызывать выщелачивание, углекислую, общекислотную, сульфатную или магниезальную коррозию. Для борьбы с агрессивным действием воды применяют соответствующие цементы и специальные добавки.

Существуют десятки разновидностей цементных растворов и способов цементирования. Например, в США при проводке неглубоких скважин в рыхлых обводненных песках применяют несколько необычный метод цементирования. Сущность метода заключается в том, что при бурении скважины специальным долотом с насадками песок из зоны осложнений размывают струей воды и по затрубному пространству он выносится на поверхность. Затем через бурильные трубы закачивают цементный раствор,

который через боковые насадки-сопла (направленные вниз насадки долота закрыты) размывает окружающий песок до тех пор, пока диаметр скважины в этом интервале не увеличивается в 3—4 раза. При медленном подъеме колонны образовавшееся пространство заполняется смесью из цементного раствора и песка, которая после затвердения разбуривается [10].

Другой способ упрочнения пород в неглубоких скважинах – закачивание в затрубное пространство цементного раствора. В этом случае в скважину спускают гладкостенные трубы, которые после затвердения цемента в затрубном пространстве извлекают на поверхность. Крепление неустойчивых пород обеспечивается прочностью цементной трубы.

Важным этапом в развитии тампонажных работ явилось создание цементно-глинистых растворов. Введение высокодисперсных глин сообщает большую подвижность цементному раствору и ликвидирует его расслаивание. Исследования показали, что водопроницаемость трещиноватых и пористых пород можно понизить еще больше, если применять глинисто-цементные растворы со специальными поверхностно-активными веществами (ПАВ). При использовании глинисто-цементных растворов достигается экономия цемента до 50—70% и меньший износ цементировочного оборудования.

Смолизация пород применяется для изоляции зон поглощений промывочного раствора и для неметаллического крепления неглубоких скважин после окончания бурения. Метод основан на закачивании в породу или затрубное пространство синтетических смол, твердеющих в порах и трещинах с течением времени. Из всех смол, выпускаемых отечественной химической промышленностью, наибольшее применение в практике бурения получили мочевиноформальдегидные, как самые дешевые и обладающие необходимыми для упрочнения пород свойствами: смешиваются с водой в требуемых соотношениях, давая при этом растворы малой вязкости; характеризуются хорошей адгезионной и когезионной способностью, т. е. достаточно плотным сцеплением с породой в присутствии воды и высокой степенью внутреннего

молекулярного сцепления; способны поликонденсироваться при различных температурах в условиях повышенной влажности и в водной среде; в процессе конденсации связывают значительное количество воды; время гелеобразования легко регулируется добавками отвердителя. При упрочнении пород такими растворами достигается водонепроницаемость и механическая прочность стенок скважин

Недостатком тампонажных растворов на основе мочевиноформальдегидных (карбамидных) смол является то, что они затвердевают только в присутствии кислот или их солей, т. е. в кислой среде. Однако в практических условиях тампонаж часто производят после ранее проведенной цементации, что затрудняет использование смол кислого отверждения в результате присутствия в породах карбонатов цементного камня. Проведение предварительной кислотной обработки в целях декарбонизации усложняет технологический процесс тампонажа и не всегда даст ожидаемые результаты.

Поэтому для упрочнения карбонатных пород целесообразно применение синтетических смол, способных твердеть в щелочной среде, например тампонажных смесей на основе смолы ТСД-9, получаемой из сланцевых водорастворимых фенолов и выпускаемой в промышленном масштабе. Смола представляет собой жидкость темно-коричневого цвета, хорошо растворимую в воде до соотношения 1:3. Наличие минеральных солей в воде резко снижает растворимость смолы ТСД-9. В нефтепродуктах смола не растворяется. Плотность смолы при температуре 20°C равна 1.07 г/см³. Температура замерзания около —50°C. Тампонажные смеси на основе ТСД обладают адгезионными свойствами. Сила сцепления их с поверхностью цементного камня при сдвиге равна в среднем 16,0 кгс/см², при разрыве 6,2 кгс/см². Стоимость тампонажного раствора может быть снижена вследствие использования наполнителей — глинопорошка и цемента — в количестве 50–

100% от массы смолы. Породы, упрочненные растворами на ТСД-9, практически водо- и нефтенепроницаемы [10].

За рубежом хорошо известен разработанный в США фирмой «Америкэн Сканамид Компани» полимер АМ, представляющий собой растворимую в воде смесь двух органических веществ (акриламида и метиленбисакриламида) в виде белого порошка. В качестве отвердителя служат персульфат аммония и диметиламинопропилиитрил. Для химического упрочнения пород применяют 7—10%-раствор АМ-9. Время его гелеобразования может изменяться от нескольких минут до нескольких часов в зависимости от концентрации катализаторов и температуры раствора. Этот период можно увеличить добавками в раствор железисто-синеродистого калия. При нагнетании раствора полимера под высоким давлением он проникает в самые тонкие трещины, не доступные для цементного раствора, и заполняет их. Раствор полимера доставляют в нужный интервал двумя способами: непрерывным и способом «замесов». При первом способе в одной емкости готовят раствор АМ-9 с диметиламинопропилиитрилом, а в другой раствор персульфата аммония. Растворы подают отдельными насосами. При способе «замесов» раствор АМ-9 и катализатор готовят в одной ёмкости и нагнетают в породы одним насосом. Другими словами, используют двурастворный и однорастворный способы упрочнения пород.

Силикатизация применяется в основном для упрочнения песков, ликвидации зон поглощений и водопритоков в скальных и полускальных трещиноватых горных породах. Развиваются главным образом два направления — двурастворная и однорастворная силикатизация. Упрочнение песков по способу двурастворной силикатизации заключается в поочередном нагнетании в породу под давлением двух растворов: силиката натрия и раствора хлористого кальция. При их взаимодействии образуется гидрогель кремневой кислоты, который, заполняя поры в песке, сообщает ему значительную механическую прочность (15—60 кгс/см²) и водонепроницаемость.

К недостаткам способа следует отнести неоднородность упрочнения, неприменимость для обработки мелкозернистых песчаных пород с коэффициентом фильтрации от 0.5 до 5.0 м/сут, сложность технологии упрочнения. Первые два обстоятельства являются следствием закупоривания пор в породе пленками кремнегеля, образующимися при взаимодействии компонентов смеси, которые затрудняют дальнейшее продвижение раствора в массив. Применение способа двурастворной силикатизации нецелесообразно при проходке пород, пропитанных нефтью, при наличии сильно щелочных вод с рН более 9, а также при высоких пластовых давлениях. На практике используют следующий состав: 15%-ный раствор силиката натрия и 25%-ный раствор хлористого кальция в качестве отвердителя.

Способ однорастворной силикатизации указанных недостатков не имеет. Сущность способа заключается в том, что в закрепляемый интервал скважины через систему труб и пакеров нагнетают силиказоль (раствор силиката натрия с коагулянтом) в виде маловязкой жидкости с замедленным гелеобразованием.

Для глубинного закрепления тонко- и мелкозернистых песков применяют силикатную кремнефтористоводородную рецептуру однорастворной силикатизации. Установлено, что продолжительность реакции силиката натрия и кремнефтористоводородной кислоты зависит, во-первых, от концентрации растворов и объемного соотношения компонентов: время гелеобразования тем больше, чем меньше концентрация кислоты, больше плотность силиката натрия и меньше их объемное соотношение, во-вторых, от температуры: чем ниже температура, тем больше время гелеобразования. Указанная рецептура по сравнению с другими однорастворными рецептурами имеет следующие преимущества: 1) более высокую прочность закрепления порядка 10—40 кгс/см; 2) более высокую адгезию к породам и цементному камню; 3) позволяет упрочнять карбонатные пески[10].

К методам упрочнения пород, основанным на влиянии физических полей, относят электрохимическое упрочнение, замораживание и обжиг. Кратко рассмотрим некоторые из них.

Электрохимическое упрочнение глинистых пород в скважинах основано на использовании постоянного электрического тока, пропускаемого через эти породы, в сочетании с применением тампонирующих смесей, например глиноцементных. При действии электрического поля в породах возникают физические, химические и физико-химические процессы: электролиз, электроосмос, электрофорез, обменные реакции. Упрочнение пород при электрохимическом воздействии происходит по стадиям.

1. В начальный период в результате процессов электролиза, электроосмоса и электрофореза создаются условия для изменения состава обменных катионов, растворения составных частей породы, коррозии электродов и образования химических соединений, что приводит к формированию отдельных агрегатов.

2. Образование коллоидального минерального клея и склеивание им частиц породы, что можно условно обозначить как начало охватывания системы, характеризующееся появлением пластической прочности.

3. Переход из пластичного коллоидально-дисперсного состояния в более устойчивое и менее растворимое кристаллическое состояние, обуславливающее образование монолитного камнеподобного тела.

Технология электрообработки заключается в следующем. В скважину на бурильных трубах или тросе спускают трубчатый электрод и устанавливают в требуемом интервале. Длина электрода определяется мощностью обрабатываемого интервала, а его диаметр — диаметром скважины с учетом зазора, обеспечивающего необходимую толщину корки (до 50 мм). Затем тампонажный раствор при помощи цементирующего агрегата продавливают промывочным раствором в заэлектродное пространство. Электрообработка проходит при неподвижном положении электродов, которые толь

перемещаются вверх и вниз примерно на половину длины одного полюса с переменной полярности через 15—20 мин. Это необходимо для выравнивания зональности, возникающее вследствие неравномерной плотности тока по длине электрода. Продолжительность процесса электрообработки не превышает: 1 ч при оптимально подобранных составе тампонажной смеси и параметрах постоянного тока. Причем последние могут изменяться в значительном диапазоне в зависимости от электропроводности тампонажного раствора, упрочняемых пород и времени электрообработки.

Экспериментальные работы были проведены в Татарии при бурении эксплуатационных скважин в интервалах до 250 м. В одной из скважин на глубине 73 м было отмечено поглощение промывочного раствора до 40 м³/ч, а на глубине 79 м отмечен полный уход промывочной жидкости. Бурение было остановлено на глубине 102 м. При электрообработке в интервале 76—96 м на бурильных трубах был спущен электрод ЭТ-8 (две секции) рабочей длиной 20 м, а в заэлектродное пространство закачано 4 м³ глиноцементной тампонажной смеси плотностью 17 г/см³ следующего состава: 29% песчанистой глины, 53% тампонажного цемента, 12% воды, 4% хлористого кальция и 2% силиката натрия. Постоянный электрический ток подавали по внутреннему кабелю ЭБШ от промышленной сети через трансформатор и батарею германиевых выпрямителей. После электрообработки и подъема электродов дальнейшая циркуляция промывочного раствора была нормальной. Таким образом зона полного ухода раствора была закрыта [10].

Термическая обработка приводит к коренному изменению состава и свойств обжигаемой породы. Основные процессы, вызывающие эти изменения, следующие:

- 1) полная дегидратация частиц породы;
- 2) обезвоживание железистых минералов;
- 3) разложение дисперсной части, приводящее к спеканию и преобразованию структуры грунта;

4) диссоциация карбонатов и частичное разрушение алюмосиликатов с образованием аморфного кремнезема, что приводит к возникновению кальциевых силикатов и алюминатов и появлению гидравлических свойств;

5) плавление.

В результате этих процессов в породе образуются кристаллизационные структурные связи. Решающее влияние на эффект упрочнения оказывает минеральный состав пород. Так, например, породы, содержащие в большом количестве монтмориллонит, уже при 200°С приобретают повышенную водостойкость вследствие агрегирования мелких фракций. Для получения такого же эффекта у каолиновых глин требуются высокие температуры, порядка 400—600°С. В настоящее время известны два основных способа термического упрочнения песчаных и глинистых пород. Первый способ заключается в нагнетании в пористую породу горячего воздуха, предварительно нагретого до 600—900°С в специальных стационарных или передвижных нагревательных агрегатах. Упрочняемая толща породы прогревается вследствие фильтрации нагретого воздуха по порам породы. При температуре 700—900°С породы приобретают свойства кирпича. Радиус упрочнения вокруг скважины составляет 1.0—1,5 м.

Второй способ заключается в сжигании в скважинах различных видов горючего, обогащенного при необходимости специальными химическими добавками. С помощью одной скважины диаметром 10—20 см в течение 5—10 суток можно произвести термическое упрочнение породы в диаметре 2—3 м и на глубину 10—15 м. Порода, упрочненная таким способом, не размокает, в 23 раза повышает сопротивление сжатию, сдвигу и сцеплению.

Плывуны можно упрочнять электроплавлением. Физическая сущность способа заключается в следующем. При подключении электрического тока к электродам (нагревателям) температура их через 3—5 мин достигает 800–900°С, а через 8 минут 1800–2500°, что обуславливает энергичное испарение воды и плавление пльвуна. Эффективность возрастает с увеличением пористости

породы. Прочность остывшего пльвуна достигает 260—430 кгс/см³ и зависит от температуры плавления.

Замораживание применяется в случае, когда водонасыщенным породам в скважине необходимо придать времен непроницаемость и механическую прочность. Сущность метода заключается в использовании для промывки пробуренной скважины охлажденной до $-2-10^{\circ}\text{C}$ и ниже жидкости, которая, циркулируя в затрубном пространстве скважины, замораживает воду в проходимом интервале пород. Замерзшая вода(лед) заполняет поры или трещины в породе, сцепляя ее отдельные структурные элементы в монолитную массу.

Эффективность замораживания обусловлена физико-механическими свойствами льда, а также составом и термофизическими свойствами разбуриваемых пород. Установлено, что структура и прочность льда зависят от концентрации раствора, характера растворимых в воде веществ и количества защемленного воздуха. При замерзании чистой воды образуется плотный лед, минерализованная вода дает хрупкий и менее прочный лед. При больших концентрациях растворимых солей лед рыхлый, ячеистый. В породах в первую очередь замерзает свободная вода пор, затем капиллярная, рыхлосвязанная и, наконец, прочносвязанная вода. Для обеспечения возможности искусственного замораживания воды в породе создают перепад между температурой хладоносителя в $-10-20^{\circ}\text{C}$.

Прочность замороженных грунтов зависит от количества в них связанной воды, общей влажности и прочности цементирующего льда. Например, пески при замораживании имеют максимальную прочность, если вода в них занимает 40—50% общей пористости. Глины набирают наибольшую прочность при 75%-ном заполнении пор водой. С увеличением количества связанной воды в породе прочность ее при замораживании снижается, Это объясняется тем, что температура замерзания связанной воды $t = -70-78^{\circ}\text{C}$ и она не замерзает при обычных температурах замораживания $t = -20-40^{\circ}\text{C}$.

Наибольшей прочностью характеризуются при замораживании гравийные породы и крупнозернистые пески, меньшей – супеси и суглинки и наименьшей – замороженные глины, особе монтмориллонитового состава, в которых содержится наибольшее количество незамороженной связанной воды.

В результате промысловых испытаний сделаны следующие выводы: способ замораживания применим как для упрочнения неустойчивых горных пород, так и для ликвидации зон поглощения при температуре в скважинах до – 40°С и давлении до 20 МПа. Максимальный эффект наблюдается при ликвидации поглощений в пористых, кавернозных и трещиноватых горных породах [10].

3.3 Закрепление стенок скважины

При бурении в неустойчивых горных породах сплошным забоем, существует метод бурения с одновременной обсадкой с применением пневмоударника. Это значительно экономит время проведения работ. В настоящее время распространены системы двух типов ODEX (с эксцентриковым долотом) и Symmetrix и их аналоги.

Symmetrix

Система Symmetrix позволяет производить бурение пневмоударником с одновременной обсадкой в различных типах грунта, под любым углом на глубину более 100 м.

В отличие от ассиметричных систем при использовании системы Symmetrix сведены до минимума проблемы связанные с отклонением от направления бурения и подклиниванием бурового снаряда, так как эти проблемы возникают именно вследствие ассиметричной конструкции бурового долота. Кроме того использование системы Symmetrix требует меньше крутящего момента по сравнению с эксцентриковыми системами бурения.

Компоненты системы:

- пневмоударник
- пилотное долото

- кольцевое долото
- башмак обсадной трубы
- стопорное кольцо

Перед началом работы необходимо смонтировать систему, рисунок 1.

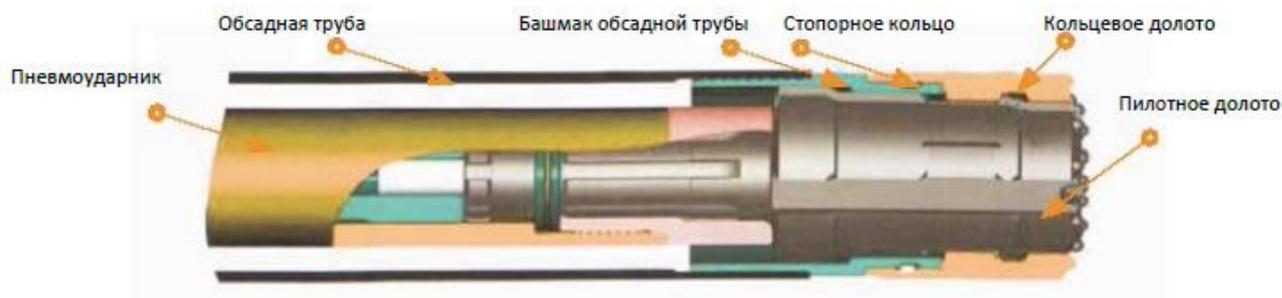


Рисунок 3.1– Система Symmetrix в сборе

Кольцевое долото соединяется с башмаком обсадной трубы с использованием стопорного кольца. При этом вращательное движение кольцевого долота не передается на башмак обсадной трубы, и саму обсадную трубу. Пилотное долото фиксируется внутри кольцевого долота и присоединяется к пневмоударнику. Пневмоударник связан с вращателем буровой установки посредством труб с замковой резьбой, стандарт API. Обсадная труба соединяется с башмаком обсадной трубы при помощи резьбы или сварки. Обсадные трубы не поставляются заводом изготовителем. Можно использовать любые трубы подходящие по диаметру и толщине стенки. При использовании резьбового соединения необходимо согласовать параметры используемых труб и тип резьбы при заказе оборудования для изготовления башмака обсадной трубы.

Бурение проводится по следующей методике:

1. Производится бурение до крепких пород с некоторым углублением в них. Компрессор должен обеспечивать давление воздуха от 10 до 24 бар. При необходимости производится наращивание обсадных и ведущих труб. Длина используемых труб зависит от параметров буровой установки [6].

2. При достижении необходимой глубины производится извлечение пневмоударника с пилотным долотом из скважины. Разблокировка пилотного

долота происходит путем небольшого обратного вращения бурильной колонны. При необходимости продолжить бурение без одновременной обсадки, в скважину опускается пневмоударник с обычным долотом, диаметр которого меньше внутреннего диаметра кольцевого долота.

3.В скважину при необходимости устанавливаются усиливающие элементы, и заливается бетон. Обсадные трубы извлекаются путем вытягивания. В случае если по проекту трубы остаются в скважине, также теряется и кольцевое долото с башмаком обсадной трубы, что необходимо учесть при заказе.

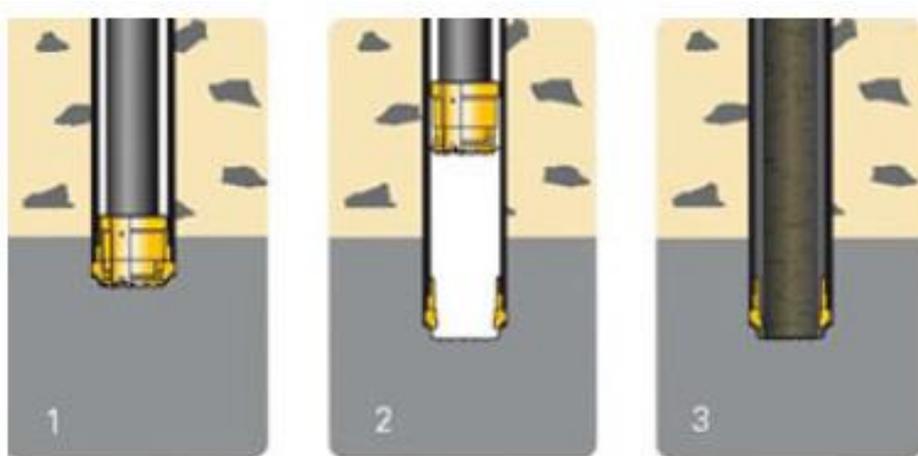


Рисунок 3.2 –Технология бурения системой Symmetrix

ODEX

Система с эксцентриковой конструкцией бурового долота. Хорошо показывает себя при бурении неглубоких скважин диаметром не более 270 мм.

Перед началом работы надо подготовить обсадную трубу. Для этого в нижнюю часть обсадной трубы вваривается башмак обсадной трубы. Пилотное долото с закрытым эксцентриковым расширителем вставляется внутрь обсадной трубы и присоединяется к пневмоударнику. Пневмоударник связан с вращателем буровой установки посредством труб с замковой резьбой, стандарт АРІ. Обсадные трубы не поставляются заводом изготовителем. Можно использовать любые трубы подходящие по диаметру и толщине стенки

Методика проведения работ:

1. Производится бурение до крепких пород с некоторым углублением в них. Эксцентриковый расширитель открывается самостоятельно при начале

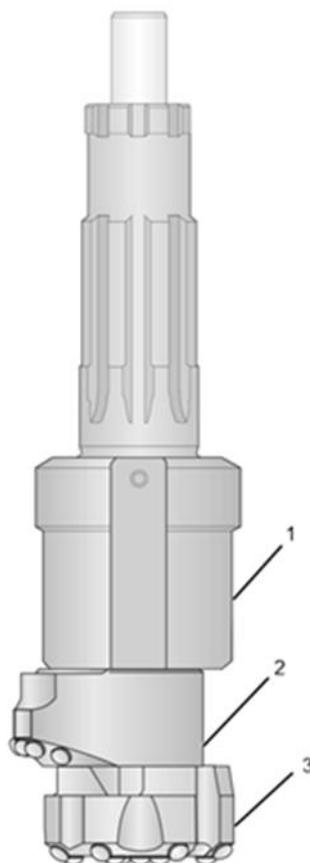


Рисунок 3.3 – Система Odex

1–направляющее устройство, 2– расширитель, 3–Пилотное долото бурения с вращением. Компрессор должен обеспечивать давление воздуха от 10 до 24 бар. При необходимости производится наращивание обсадных и ведущих труб. Длина используемых труб зависит от параметров буровой установки.

2. При достижении необходимой глубины производится извлечение пневмоударника с пилотным долотом из скважины. Для этого необходимо закрыть эксцентриковый расширитель. Делается это путем небольшого обратного вращения бурильной колонны. При необходимости продолжить бурение без одновременной обсадки, в скважину опускается пневмоударник с обычным долотом, диаметр которого меньше внутреннего диаметра башмака обсадной трубы.

3. В скважину при необходимости устанавливаются усиливающие элементы, и заливается бетон. Обсадные трубы извлекаются путем вытягивания. В случае если по проекту трубы остаются в скважине, также теряется башмак обсадной трубы [6].



Рисунок 3.4 –Технология бурения системой Odex

4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА

4.1. Организация ремонтной службы

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

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

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

4.2. Организация энергосбережения

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

К линиям электропередач будут подключены жилые комнаты и производственные помещения, расположенные на территории местоположения и ближайших населенных пунктах.

4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов

При бурении скважин на данном участке будет использоваться в качестве промывочной жидкости будет полимер-глинистый раствор. Для приготовления бурового раствора будет использоваться мобильный блок приготовления и регенерации бурового раствора. Блок имеет компактные размеры, удобен для транспортировки и имеет следующие преимущества:

–значительное снижение затрат на доставку воды и компонентов бурового раствора;

–значительное снижение потребления свежей воды для приготовления раствора, до 80%;

–сокращение затрат на компоненты бурового раствора, до 75%;

– предотвращает загрязнение окружающей среды на участке буровых работ, снижает затраты, связанные с рекультивацией почвы;

–улучшает условия труда персонала на буровом участке.

Для обеспечения водой будет использоваться «водовозка» на базе автомобиля Урал. Вода будет доставляться с ближайшего водоема. Такая вода будет использована исключительно для технических нужд.

Обеспечение буровой бригады питьевой водой непосредственно на участке работ будет осуществляться её же силами. В общежитие и ближайших населенных пунктах организовано центральное водоснабжение.

4.4. Транспортный цех

Для организации работ на участке будет использоваться следующее транспортное оборудование:

1. Бульдозер Б10МЗ – для организации подъездных путей, площадок под буровые установки и рекультивации земель.

2. Водовозный транспорт на базе автомобиля Урал – для доставки технической воды на буровую.

3. Служебный транспорт, УАЗ-2207 – для доставки различного персонала к месту проведения работ.

4. Грузовой автомобиль Урал с манипулятором – для перевозки бурового оборудования и инструмента.

4.5. Связь

Участок буровых работ находится в зоне покрытия мобильной связи, поэтому связь будет осуществляться посредством мобильных телефонов.

5 . СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

В период выполнения геологоразведочных работ базовым предприятием является АО «СУЭК-Кузбасс» (Ленинск-Кузнецкий, расположено в Кемеровской области, город Ленинск-Кузнецкий.

Целью работы является проектирование технологии и техники сооружения скважин при проведении разведочных работ на участке Талдинский Западный-5 Талдинского каменноугольного месторождения.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При приеме на работу в соответствии с трудовым кодексом РФ требуется предоставить следующие документы:

- паспорт или иной документ, удостоверяющий личность;
- документы воинского учета;
- трудовую книжку;
- документ об образовании и о квалификации или наличии специальных знаний;
- справку о прохождении медосмотра в соответствии с приложением N 1. Направление на предварительный (периодический) медицинский осмотр (обследование).

Трудовые договоры могут заключаться на неопределенный срок и расторгается на следующих основаниях:

- 1) соглашение сторон (статья 78 настоящего Кодекса);
- 2) расторжение трудового договора по инициативе работника (статья 80 настоящего Кодекса);
- 3) расторжение трудового договора по инициативе работодателя (статьи 71 и 81 настоящего Кодекса);
- 4) перевод работника по его просьбе или с его согласия на работу к другому работодателю или переход на выборную работу (должность).

Заработная плата каждого работника зависит от его квалификации, сложности выполняемой работы, количества и качества затраченного труда и состоит из оклада или базового оклада и выплат по тарифной ставке.

Расходы на дорогу до месторождения и обратно оплачивает работодатель.

Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен.

Каждый сотрудник обязан проходить инструктажи по безопасности труда:

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

Обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда производится за счет средств работодателя.

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

В соответствии с ГОСТ 21753-76 Система "человек-машина". Рычаги управления должны соответствовать следующим эргономическим требованиям:

1. Минимальная длина свободной части рычага управления (вместе с рукояткой) в любом его положении должна быть не менее 50 мм - для захвата пальцами и 150 мм - для захвата всей кистью.

2. Форма и размеры рукояток рычагов должны обеспечивать максимальное удобство их захвата и надежного удержания в процессе управления. При этом предпочитают рукоятки с плавными округлыми формами, близкими к шаровидной и удлиненной - цилиндрической, тщательно обработанной гладкой или рифленой поверхностью без острых углов и заусенцев.

3. Рукоятки рычагов, используемых в условиях низкой температуры окружающей среды, должны изготавливаться из материалов или покрываться материалами, которые обладают низкой теплопроводностью.

4. Для одновременного выполнения нескольких управляющих действий (более чем в двух измерениях) допускается применять рычаги управления в комбинации и едином конструктивном исполнении с другими типами органов управления (штурвалом, кнопкой, защелкой и др.). Каждый из них должен отвечать своим специфическим эргономическим требованиям.

5. Рычаги управления необходимо устанавливать на рабочем месте так, чтобы их рукоятки при любом положении рычага находились в пределах зоны досягаемости моторного поля оператора с учетом требований безопасности по ГОСТ 12.2.003-74.

6. Рукоятки рычагов, используемые чаще пяти раз за смену, должны находиться в зоне досягаемости моторного поля оператора.

7. Рычаги управления должны иметь хорошо видимые надписи, означающие их назначение, а также указатели положения, направления перемещения и его следствия, помещаемые как непосредственно на рычагах, так и рядом с ними.

8. Рычаги управления должны быть установлены так, чтобы при их перемещении исключалась возможность случайного включения (выключения) смежного рычага.

По ГОСТ 22613— 77 Выключатели и переключатели поворотные поворот выключателя или переключателя по часовой стрелке должен приводить к включению, увеличению параметра, а против часовой стрелки — к его выключению, уменьшению параметра, При этом должен соблюдаться принцип соответствия движения указателя индикаторного устройства движению органа управления.

Приводные элементы повторных переключателей должны иметь надежное крепление их на оси, исключающее их поворачивание и соскакивание.

При расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-74, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места.

Органы управления и функционально связанные с ними индикаторы необходимо располагать вблизи друг друга функциональными группами таким образом, чтобы орган управления или рука оператора при манипуляциях с ним не закрывала индикатора. Органы управления, применяемые только для технического обслуживания и регулировки, должны размещаться отдельно от остальных органов управления или быть изолированными от человека-оператора на период выполнения им основной работы.

Средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы

последовательность их использования осуществлялась слева направо или сверху вниз.

Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Перечень вредных и опасных факторов при проведении буровых работ на месторождении, произведенный по ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, сведен в таблицу 5.1.

Таблица 5.1– Перечень опасных и вредных факторов

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | Нормативные документы |
|--|--|--|--|
| | Транспортировка и монтаж-демонтаж оборудования | Бурение скважин и вспомогательные работы | |
| 1. Острые кромки, заусенцы | + | + | ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.008-78. Биологическая безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования. |
| 2. Движущиеся машины и механизмы | + | + | |
| 3. Повышенный уровень локальной вибрации | | + | |
| 4. Повышенный уровень шума | + | + | |
| 5. Поражение электрическим током | + | + | |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | |
|--|---|---|--|
| 6. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения | + | + | ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация СНИП П-12-77. |
| 7. Неудовлетворительные метеорологические условия | + | + | Защита от шума. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. |

5.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

1. Острые кромки, заусенцы

Источником служат резьбовые соединения труб, которые в процессе работы подвержены износу и как следствие образуют острые края и заусенцы. Как следствие могут возникнуть порезы и болезненные занозы при работе с ними. Для предотвращения этого нужно работать в перчатках и не брать трубы за резьбу и торец при работе с ними.

2. Движущиеся машины и механизмы

К движущимся машинам и механизмам на буровой установке относятся следующие элементы: ротор, ведущая труба, элеватор, барабан лебедки.

Так как работы по спуску, подъёму и развенчиванию буровой колонны подразумевает непосредственную работу с данными механизмами, то во избежание несчастного случая и травмы следует соблюдать технику безопасности при проведении работ, быть максимально внимательным при работе с данными механизмами. Так же все действия бригады должны быть отлажены и согласованы друг с другом.

Так же должна проходить плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния и устранения дефектов смазочных устройств; проверка состояния ремней, цепей, тросов, проверка их натяжения. Все неисправности должны немедленно устранены. Не допускается работать с неисправным оборудованием.

Барaban лебедки должен быть огорожен в соответствии с ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.

3. Повышенный уровень локальной вибрации

Вибрации подвергается место бурильщика, так как он в процессе бурения находится в непосредственной близости к буровой установке и контролирует параметры бурения. Источником вибрации служит буровая колонна и работающие на больших частотах механизмы буровой установки.

Для ослабления передачи вибрации от источника ее возникновения сиденью применяют методы виброизоляции. Для этого кресло бурильщика должно крепиться с помощью антивибрационного крепления. Кресло должно включать в свою конструкцию материалы-виброизоляторы : резина, пробка, войлок или стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

4. Повышенный уровень шума

Источником повышенного шума является двигатель буровой установки и вращающиеся с большой частотой механизмы и бурильная колонна.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- устранение своевременно обнаруженных дефектов в элементах оборудования, ведущих к появлению шума;
- установка звукопоглощающих кожухов, установка глушителя на дизельную станцию; необходимо периодически производить замер уровня

шума, который на буровой не должен превышать 85 дБА (согласно ГОСТ 12.1.003-83);

– использование средств индивидуальной защиты от шума (наушники, вкладыши), работающие по принципу поглощения шума.

5. Поражение электрическим током

Поражение электрическим током представляют большую опасность для работника. К основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, буровой станок, электролебедки, освещение.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

– обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);

– управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;

– эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);

– ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;

– работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

– основная изоляция токоведущих частей;

– ограждения и оболочки;

– установка барьеров;

– размещение вне зоны досягаемости.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- двойная или усиленная изоляция;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Допуск к работе с электрооборудованием неквалифицированных лиц запрещается. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

Обслуживающий персонал должен быть ознакомлен с инструкцией по технике безопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.

При работе, обслуживании и ремонте работник должен использовать основные и дополнительные изолирующие защитные средства.

В электроустановках до 1000 В основные изолирующие средства:

- диэлектрические перчатки,
- изолирующие токоизмерительные клещи,
- монтерский инструмент с изолированными рукоятками, токоискатели.

дополнительные изолирующие средства:

- диэлектрические галоши
- коврики
- изолирующие подставки

б. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Недостаток освещенности на рабочем месте значительно затрудняет деятельность персонала, ухудшает их ориентировку в пространстве, а также

снижает производительность и качество труда, приводя к авариям и получению травм.

Исходя из СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» работа персонала, относящаяся к 2-3 разряду, имеет освещенность не менее 200-300 лк. В остальных местах буровой установки работа относится к 4-5 разряду с освещенностью 50...80 лк. Данные по сведены в таблицу 5.2.

Рабочие места, указанные в таблице 5.2, должны освещаться светильниками рекомендуемой освещенностью.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности

| Рабочие места, подлежащие освещению | Разряд зрительной работы | Рекомендуемая освещенность, лк |
|---|---------------------------------|---------------------------------------|
| Ротор станка | II | 200 |
| Щит КИП | I | 220 |
| Путь кронблока | IV | 80 |
| Буровая установка | V | 50 |
| Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов | V | 50 |
| Свечеприемник и полати верхового | II | 200 |

7. Неудовлетворительные метеорологические условия

Температура воздуха на участке работ колеблется от плюс 30°C летом до минус 45°C зимой, поэтому необходимо обеспечить сотрудников специальной одеждой – легкой в летнее время, и теплой в зимнее время. Так же много тела выделяется от работающей буровой установки и дизельного генератора.

Для обеспечения комфортной работы необходимо обеспечить сотрудников специальной одеждой – легкой в летнее время, и теплой в зимнее время. Так же для отвода тепла в летнее время и его сохранения зимой помещения должны оборудоваться люками и открывающимися окнами. В холодный период времени помещение оснащается электрическим

обогревателем. Рекомендуемые параметры по микроклимату в рабочей зоне приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне

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

5.3. Экологическая безопасность

На защиту и восстановление земельных участков должны быть составлены и утверждены проекты и сметы, предусматривающие следующие мероприятия, подготовленные до процесса бурения, по охране в процессе бурения скважины и по восстановлению земельных участков после завершения работ.

Таблица 5.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и недра, и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

| Объект защиты | Источники загрязнений и вид загрязнителя | Природоохранные мероприятия |
|---------------|--|--|
| Атмосфера | Выбросы токсичных газов при работе двигателя внутреннего сгорания | Использование дизельного топлива экологического класса не ниже К5. Использования нейтрализаторов |
| Гидросфера | Загрязнение производственными сточными водами и мусором | Сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение или захоронение мусора |
| | Загрязнение подземных вод при смещении различных водоносных горизонтов | Тампонаж заколонного пространства скважины на интервале 0-30м с целью отсечения вышележащих водоносных горизонтов. |
| Литосфера | Уничтожение и повреждение почвенного слоя | Рекультивация земель |

Продолжение таблицы 5.4

| | | |
|--|--|--|
| | Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др. | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и т. д. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора и др. |
| | Засорение почвы производственными отходами и мусором | Вывоз и захоронение производственных отходов |

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке работы наиболее возможной техногенной чрезвычайной ситуаций является пожар

Основными причины пожара: неосторожное обращение с открытым огнем (курение, костры, сварка, искры) электрооборудованием, халатность персонала, разряды статического электричества, удар молнии.

Основные меры устранения причин пожара: соблюдение правил пожарной безопасности и инструкций по эксплуатации технических средств. Должно быть специально отведено место для курения.

Запрещается заправлять работающий двигатель горючим и смазочным материалом, а также пользоваться для освещения открытым огнем при заправке баков с горючим и определении уровня горючего в баке.

Противопожарный щит должен быть установлен в 8...10 м от рабочего места бурильщика.

Весь противопожарный инвентарь буровой должен состоять из:

1. Огнетушители порошковые ОП-4 – 2 шт.
2. Углекислотные огнетушители ОУ-2 – 2 шт.
3. Ящик с песком объемом 0,5 м³.
4. Емкость с водой объемом 250 л.
5. Комплект шанцевого инструмента:

- лопаты – 2 шт;
- багры – 2 шт;
- ломы – 2 шт;
- топоры – 2 шт.

6. Противопожарные ведра – 2 шт.

7. Противопожарный щит.

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

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

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

Мероприятия противопожарной безопасности:

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

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

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Организационно-экономическая характеристика предприятия

СУЭК – одна из крупнейших интегрированных энергетических компаний мира, ведущий производитель угля, тепла и электроэнергии и один из крупнейших вагонных и портовых операторов в России. Компания имеет вертикально интегрированную бизнес-модель с обширными запасами угля высокого качества, рентабельные добывающие активы и современные обогатительные фабрики с системой контроля качества, высокоэффективные электростанции и развитая сбытовая сеть, широкий спектр угля с низким содержанием серы и азота, а также выгодное географическое расположение и представительство на всех ключевых рынках.

Компания является:

–№ 1 в России и № 6 в мире по объему производства угля — 106,2 млн тонн в 2019 году;

–№ 4 по объему международных продаж угля — 53,8 млн тонн в 2019 году;

–№ 5 по объему запасов угля — 7,6 млрд тонн;

–№ 3 по выработке тепловой энергии в России — свыше 43,5 МГкал в 2019 году;

–ведущим поставщиком тепла и электроэнергии в России — 17,50 ГВт установленная электрическая мощность;

–входит в топ-5 операторов вагонов и портов в России.

Ключевые активы компании:

–27 шахт и разрезов;

–27 ТЭС;

–5 портов;

–53 350 вагонов под управлением;

–более 70 000 сотрудников.

Будучи крупнейшим производителем угля и одним из крупнейших производителей тепло- и электроэнергии в России, компания стремится быть одной из ведущих угольно-энергетических компаний мира. Для этого она развивает существующие угледобывающие, обогатительные и генерирующие мощности, инвестирует в развитие современных технологий, логистической и сбытовой инфраструктуры. Также она стремится к наращиванию объемов добычи на месторождениях, расположенных ближе к целевым рынкам сбыта, и ориентированы на реализацию инновационных проектов во всех сферах их деятельности.

Для наращивания объемов добычи на месторождениях постоянно требуется расширять и подтверждать запасы угля. Для этого компания прибегает к использованию подрядчиков, так и ведет геологоразведочные работы своими силами. Бурение разведочных скважин является одним из ключевых этапов на стадии разведки и эксплуатационной разведки полезного ископаемого.

В результате выполненных разведочных работ в пределах участка Талдинский Западный-5, принадлежащего подразделению ОАО «СУЭК-Кузбасс», будут выявлены условия залегания угольных пластов, характеристика их строения, качественные и горнотехнические показатели, подсчитаны и утверждены запасы каменного угля, дан прогноз условий их эксплуатации.

По результатам разведочных работ будет подготовлено в установленном порядке ТЭО постоянных разведочных кондиций и геологический отчет с подсчетом запасов каменного угля на участке по категории не ниже С1. ТЭО кондиций и геологический отчет будут представлены на государственную экспертизу.

6.2. Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

Первая половина данного раздела посвящена подсчёту времени на проектирование и проведение работ. Вторая часть раздела будет направлена на составление сметы и итоговой стоимости работ.

6.2.1. Технический план

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

Таблица 6.1 – Виды и объемы проектируемых работ

| № п/п | Наименование работ | Единицы измерения | Объем |
|-------|--|----------------------------------|-------------------|
| 1 | Проектирование работ | % | 100 |
| 2 | Создание базы данных | % | 100 |
| 3 | Бурение разведочных скважин глубиной 583м | $\frac{\text{П. М}}{\text{СКВ}}$ | $\frac{7579}{13}$ |
| 4 | ГИС | П.М. | 8474 |
| 5 | Опробовательские работы | | |
| 5.1 | Отбор проб угля из керна скважин | П.М. | 287.2 |
| 5.2 | Отбор проб на физико-механические исследования | П.М. | 214,5 |
| 5.3 | Отбор проб на изучение газоносности угольных пластов | Ш.Т. | 120 |
| 6 | Элементарные гидронаблюдения | Ш.Т. | 1274 |
| 7 | Документация керна скважин | П.М. | 5630 |

6.2.2. Расчет затрат времени на проектирование работ

Количество задействованных работников и количество времени требуемого на проектирование работ представлено в таблице 6.2

Таблица 6.2 - Объем работ и затраты труда на составление проекта по «Временным нормам...», 2000г

| Виды работ | Един. измер. | Объем работ | Норма на 1отр.дн | Всего отр.дн | В т.ч. по исполнителям на 1отр.день/на весь объем | | | | | |
|------------------------------|-----------------|-------------|------------------|---------------|---|---------------|---------------|-----------------|-------------|-------------|
| | | | | | инженеры-геологи | | | техники-геологи | | |
| | | | | | Ведущий | I кат. | II кат. | I кат. | II кат. | б/кат |
| <i>I. Сбор первич. докум</i> | | | | | | | | | | |
| 1.1. Разведочные скв. | скв | 4 | 10 | 0,4 | 0,1/0,04 | 0,1/0,04 | 0,1/0,04 | 0,2/0,08 | 0,5/0,20 | - |
| 1.2.Переинтерпретация | пл/перес | 19 | 6 | 3,17 | 0,2/0,63 | 0,4/1,27 | 0,3/0,95 | 0,1/0,32 | - | - |
| <i>II Графические прил.</i> | | 459 | | | | | | | | |
| сложные | дм ² | 393 | 3,6 | 109,17 | 0,4/43,67 | 0,2/21,83 | 0,4/43,67 | - | - | - |
| простые | дм ² | 66 | 9 | 7,33 | 0,1/0,73 | 0,2/1,47 | 0,3/2,20 | 0,3/2,20 | 0,1/0,73 | - |
| <i>III.Текст</i> | <i>стр.</i> | 150 | 0,7 | 214,29 | 0,5/107,14 | 0,2/42,86 | 0,3/64,29 | - | - | - |
| <i>IV.Составление таблиц</i> | | | | | | | | | | |
| Очень сложные | стр. | 24 | 0,7 | 34,29 | 0,5/17,14 | 0,5/17,15 | | | | |
| Сложные | стр. | 40 | 0,8 | 50,00 | 0,1/5,00 | 0,3/15,00 | 0,6/30,00 | | | |
| Простые | стр. | 22 | 0,9 | 24,44 | - | 0,1/2,44 | | 0,9/22,00 | | |
| <i>V.Оформление</i> | | | | | | | | | | |
| 4.1. Графич. приложения | | | | | | | | | | |
| Светокопирование | дм ² | 459 | 68 | 6,75 | 0,1/0,67 | | | | | 0,9/6,08 |
| Распечатка граф.матер. | дм ² | 1836 | | | | | | | | |
| Раскладка по экз. | папка | 4 | 4 | 1,0 | 0,1/0,10 | - | 0,4/0,40 | - | 0,5/0,50 | - |
| 4.2. Текст | | | | | | | | | | |
| Корректировка | стр. | 150 | 54 | 2,78 | 0,5/1,39 | 0,5/1,39 | - | - | - | - |
| 4.3. Табл. приложения | | | | | | | | | | |
| Корректировка | стр. | 86 | 43 | 2,00 | - | | 0,5/1,00 | 0,5/1,00 | | |
| Раскладыв. по экз. | книга | 4 | 4 | 1,00 | 0,1/0,10 | - | - | - | - | 0,9/0,90 |
| <i>VI.Ввод в базу данных</i> | <i>скв.</i> | 4 | <i>расчет</i> | 2,51 | - | 0,5/1,25 | | 0,5/1,26 | | |
| Итого | | | | 459,13 | 176,62 | 104,70 | 142,54 | 26,86 | 1,43 | 6,98 |

6.2.3.Создание базы данных

Для подготовки рабочих разрезов на стадии проектирования будет создана база данных в программе GEOS из ранее пробуренных скважин. На участке работ было пробурено 4 разведочных скважины общим объемом 2210 п.м. по группе скважин 0-800, которые будут привлечены в подсчет запасов угольных пластов.

Исходя из опыта работ, на ввод данных по группе 0-800 – 4 часа 30 мин. На всё $4 \times 4,5 = 18$ ч.

Далее, предполагается выгрузка из базы данных программного обеспечения GEOS в графическую программу AutoCad 2011, с целью построения карты выходов и геологических разрезов, с дальнейшей цифровой обработкой.

Затраты времени на выгрузку скважин требуется 10 мин. Объем составит 1 чертеж. Затраты времени – $0,17 \times 1 = 0,17$ час. Итого затраты на создание базы данных и построение макета чертежей составит $18,0 + 0,17 = 18,17$ час = 2,74 бр/см. В работе будут задействованы инженер-геолог I категории и техник-геолог I категории.

6.2.4 Расчет затрат времени на бурение скважин

Проектом предусматривается бурение 13 разведочных скважин общим объемом 7579 п.м. Скважины бурятся до 125 метров без отбора керна, в дальнейшем с отбором керна. В таблице 6.3 представлено распределение проектируемых объёмов по категориям пород по буримости.

Таблица 6.3 – Распределение проектируемых объёмов по категориям пород

| Категория | 5 группа (0-800), сред. глубина 583 м | | | | | | | | |
|-----------|---------------------------------------|------------|--------------|--------------|------------|--------------|----------------------------|--------------|-----|
| | | | | | | | в т.ч., в сложных условиях | | |
| | на 1 скв, м | с керна, м | без керна, м | на 13 скв, м | с керна, м | без керна, м | всего | на 13 скв, м | фмс |
| III | 7,8 | 0 | 7,8 | 101,4 | 0 | 101,4 | 0 | 0 | 0 |

Продолжение таблицы 6.3

| | | | | | | | | | |
|--------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|------|
| IV | 85,5 | 54,7 | 30,8 | 1111,5 | 711,1 | 400,4 | 670,8 | 670,8 | 0 |
| V | 208,8 | 170,2 | 38,6 | 2714,4 | 2212,6 | 501,8 | 1091,9 | 1055,6 | 36,3 |
| VI | 81,0 | 73,1 | 7,9 | 1053 | 950,3 | 102,7 | 134,2 | 53,5 | 80,7 |
| VII | 199,9 | 135 | 64,9 | 2599,7 | 1756 | 843,7 | 264 | 39 | 225 |
| Всего | 583 | 433 | 150 | 7580 | 5630 | 1950 | 2160,9 | 1818,9 | 342 |

Так как нормативных документов на стоимость и время выполнения геологоразведочных работ проектным оборудованием не существует. В связи с этим, будут применяться ориентировочные коэффициенты норм времени, установленные опытным путем, технологическим отделом, при ранее произведенных работ в схожих геолого-технической и районных условиях. Затраты времени на бурение скважины сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет затрат времени и труда на бурение скважин

| Категория пород по буримости | Диаметр ПРИ, мм | Объем бурения по категории (1скв), м | Объем бурения по категории (13 скв), м | Норма времени в ст-см на метр | Итого затрат времени на объем (13 скв) |
|------------------------------|-----------------|--------------------------------------|--|-------------------------------|--|
| III | 132 | 8 | 104 | 0,01 | 1,04 |
| VII | | 7 | 91 | 0,04 | 3,64 |
| IV | 112 | 20 | 260 | 0,02 | 5,2 |
| V | | 4 | 52 | 0,03 | 1,56 |
| VII | | 6 | 78 | 0,05 | 3,9 |
| V | 93 | 25 | 325 | 0,03 | 9,75 |
| VI | | 4 | 52 | 0,04 | 2,08 |
| VII | | 52 | 676 | 0,05 | 33,8 |
| IV | | 68,4 | 889,2 | 0,035 | 31,1 |
| V | 76 | 179,7 | 2336,1 | 0,045 | 205,1 |
| VI | | 78 | 1014 | 0,055 | 55,77 |
| VII | | 135 | 1755 | 0,06 | 105,3 |
| Итого: | | | | | 358,25 |

Затраты времени на монтаж-демонтаж и переезд буровой установки:

$$N_{м-д} = H_{м-д} \cdot n \quad (6.1)$$

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

n – количество скважин, шт.

$$N_{м-д} = 0,5 \cdot 13 = 6,5 \text{ ст – см}$$

Крепление скважин обсадными трубами:

$$N_{всп} = N_{обс} \cdot n \quad (6.2)$$

где $N_{обс}$ – норма времени на крепление скважин обсадными трубами (ССН 93, т.72), ст-см на 1 м крепления;

n – количество скважин, шт.

$$N_{всп} = 0,2 \cdot 13 = 2,6 \text{ ст – см}$$

Расчёт затрат времени на планово- предупредительный ремонт:

$$N_{ппр} = \frac{N_{бур}}{50} \quad (6.3)$$

где $N_{бур}$ – затраты времени на бурение всего объема скважин, итоговое значение таблицы 6.4.

$$N_{ппр} = \frac{358,25}{50} = 7,2 \text{ ст-см}$$

Расчёт общих затрат времени на бурение:

$$N_{общ} = N_{бур} + N_{всп} + N_{м-д} + N_{ппр} \quad (6.4)$$

$$N_{общ} = 358,25 + 2,6 + 6,5 + 7,2 = 374,55 \text{ ст – см}$$

Расчёт фактической коммерческой скорости:

$$П_{мес} = \frac{O}{N_{общ}} \cdot 60 \quad (6.5)$$

где $П_{мес}$ – производительность труда буровой бригады за месяц;

O – объем бурения, м;

$N_{общ}$ – общие затраты времени;

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

$$П_{мес} = \frac{7580}{374,55} \cdot 60 = 1214 \text{ п. м}$$

Время на проведение буровых работ $T_{\text{мес}}$ тогда составит:

$$T_{\text{мес}} = \frac{Q}{P_{\text{мес}}} = \frac{7580}{1214} = 6 \text{ мес}$$

На участке будет задействовано две буровые установки, соответственно время на бурение скважин сократиться до 3 месяцев.

6.2.5 Расчет затрат времени на ГИС

При проектировании предусматриваются затраты на изучение геолого-геофизической характеристики участка работ, данные по ним приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Проектные данные и условия выполнения геофизических работ

| Группа скважин | Средняя глубина | Кол-во скв. | Кол-во выездов | Геофизические исследования в скважинах | | Интервал детализации в 1 скв. |
|----------------|-----------------|-------------|----------------|---|-----------------------------------|-------------------------------|
| | | | | 1:200 | 1:50 | |
| 0 - 800 | 583 | 13 | 26 | КС, ГК, ГГК, кавернометрия, инклинометрия | КС, ГК, ГГК, ГГК-С, кавернометрия | 98,69 |
| 0 - 300г/г | 150 | 1 | 1 | КС, ГК, ГГК, кавернометрия, расходомерия, резистивиметрия | - | - |

Расчет затрат времени непосредственно на геофизические исследования в скважине представлены в таблице 6.6. Затраты времени производятся на основе документа ССН-92 выпуск №3, части 5.

Таблица 6.6 – Расчет затрат времени на собственно ГИС

| Виды работ | Затраты времени, отр.см | | | |
|---------------------------------------|-------------------------|-------|-------|--------|
| | 0-300 | 0-500 | 0-800 | 0-1000 |
| | | | верт. | |
| 1. Масштаб 1:200 | | | | |
| КС+ГК+ГГК+КМ | | | н.15 | |
| норма на единицу (гр.3 - гр.9 - гр.9) | | | 1,86 | |
| число единиц | | | 0,583 | |
| число отрядо-смен | | | 1,084 | |

Продолжение таблицы 6.6

| | | | | |
|-----------------------------------|--|--|---------------|--|
| поправка за температуру | | | 0,134 | |
| 2. Детализация 1:50 | | | | |
| КС+ГК+ГГК+КМ+ГГКС | | | н.66 | |
| норма на единицу (гр.5+7+9) | | | 7,33 | |
| число единиц | | | 0,099 | |
| число отрядо-смен | | | 0,726 | |
| поправка за температуру | | | 0,079 | |
| 3. Инклинометрия | | | н.15 | |
| норма на единицу | | | 0,34 | |
| число единиц | | | 0,583 | |
| число отрядо-смен | | | 0,198 | |
| поправка за температуру | | | 0,006 | |
| Итого без поправки за температуру | | | 2,008 | |
| Поправка за температуру (57%) | | | 0,125 | |
| Итого на 1 скважину | | | 2,133 | |
| Число скважин | | | 13 | |
| Итого: | | | 27,729 | |

Затраты времени с учетом Кн составят:

$$27,729 \text{ отр/см.} : 0,45 = 61,62 \text{ отр/см.}$$

Таблица 6.7 – Расчет затрат времени на переезды (ССН-92, вып.3, часть 5, табл.6)

| № п/п | Категория дорог | Расстояние до скв | Количество выездов | Общий пробег | Норма времени на 100 км | Затраты времени отр/см |
|-------|-----------------|-------------------|--------------------|--------------|-------------------------|------------------------|
| 1 | I | 112 | 27 | 6048 | 0,332 | 20,079 |
| 2 | II | 2 | 27 | 108 | 0,420 | 0,454 |
| 3 | III | | | - | 0,571 | - |
| 4 | Бездорожье | 1 | 27 | 54 | 1,120 | 0,605 |
| | Всего: | 115 | | 6210 | | 21,138 |

Нормализованные затраты времени на переезды составят 21,138 отр.см.

Затраты времени с учетом Кн составят:

$$21,138 \text{ отр/см.} : 0,45 = 46,973 \text{ отр.см.}$$

Таблица 6.8 – Расчет общих затрат времени на ГИС и переезды

| № п/п | Методы исследования | Затраты времени, отр/см | Затраты времени с учетом Кн, отр/см |
|-------|---|-------------------------|-------------------------------------|
| 1 | Общие затраты времени составили в т. числе: | 48,867 | 108,593 |
| 2 | на ГИС | 27,729 | 61,62 |
| 3 | на переезды | 21,138 | 46,973 |

6.2.6 Расчет времени на опробовательские работы

В период разведки из керна скважин проектом предусматриваются следующие виды опробования:

1. Отбор проб угля;
2. Отбор проб пород на физико-механические испытания;
3. Отбор проб на газоносность угля.

Данные работы будет проводить подрядная организация АО «Метан - Кузбасс». Исследования будут производиться в испытательной лаборатории на уже задокументированном керна. Поэтому данный вид работ не учитываем при расчете времени и затрат на проведение буровых работ.

6.2.7 Расчет времени на элементарные гидронаблюдения

С целью предварительного прослеживания водоносных зон в разрезе и построения пьезометрической поверхности, необходимо производить замеры уровня и фиксировать интервалы поглощения промывочной жидкости при бурении пород во всех скважинах. Затраты времени на замеры уровня приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Расчет затрат времени на замеры уровня жидкости. ССН-93 вып.1 ч.4 табл.21

| Назначение скважин | Группа скважин | Кол-во скважин | Кол - во замеров, шт. | Норма времени ст/см | Всего затрат ст/см |
|--------------------|----------------|----------------|-----------------------|---------------------|--------------------|
| Разведочные | 5(0 – 800) | 13 | 1274 | 0,009 | 11,47 |

6.2.8 Расчет времени на документацию 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.

Объем бурения по проекту составляет 7730 п.м., с подъемом керна будет пробурено 5630 п.м. При среднем выходе керна 90 %, объем документации составит:

$$5\ 630 \times 0,90 = 5\ 067 \text{ п.м.}$$

Расчет затрат времени на документацию керна представлен в таблице 6.10.

Таблица 6.10 - Расчет затрат времени на документацию керна скважин

| Место проведения документации | Категория сложности | Норма по ССН | Объем п.м. | Всего чел/смен |
|-------------------------------|---------------------|--------------|------------|----------------|
| У буровой скважины | 1 | 2,10 | 50,67 | 106,41 |

6.3. Стоимость проектируемых работ (смета)

6.3.1 Сметно-финансовый расчет затрат

Таблица 6.11 – Сметно-финансовый расчет затрат на заработную плату

| Наименование должностей | кол-во человек | Районный Коэффициент. | Оклад, руб | С учетом коэффициента (за 1 мес.) | Кол-во месяцев | С учетом коэффициента за время проведения работ |
|-----------------------------|----------------|-----------------------|------------|-----------------------------------|----------------|---|
| Проектирование работ | | | | | | |
| Ведущий инженер-геолог | 1 | 1,3 | 45 000 | 58 500 | 7 | 409 500 |
| Инженер геолог I категории | 1 | 1.3 | 40 000 | 52 000 | 4,2 | 218 400 |
| Инженер геолог II категории | 1 | 1.3 | 35 000 | 45 500 | 5.7 | 259 350 |
| Техник-геолог I категории | 1 | 1.3 | 30 000 | 39 000 | 1.1 | 42 900 |

Продолжение таблицы 6.11

| | | | | | | |
|--|---|-----|--------|---------|------|------------------|
| Техник-геолог II категории | 1 | 1.3 | 25 000 | 32 500 | 0,06 | 1 950 |
| Техник-геолог без категории | 1 | 1.3 | 20 000 | 26 000 | 0,28 | 7 280 |
| Итого основная зарплата | | | | | | 939 380 |
| Создание базы данных | | | | | | |
| Инженер-геолог I категории | 1 | 1.3 | 40 000 | 58 500 | 0,11 | 6 435 |
| Техник-геолог I категории | 1 | 1.3 | 30 000 | 39 000 | 0,11 | 4 290 |
| Итого основная зарплата | | | | | | 10 725 |
| Итого по всем разделам подготовительных работ | | | | | | |
| По основной зарплате | | | | | | 950 105 |
| Дополнительная зарплата (7,9%) | | | | | | 75 058 |
| Итого заработной платы | | | | | | 1 025 163 |
| Отчисления на соц. нужды (35,6%) | | | | | | 364 958 |
| Итого | | | | | | 1 390 121 |
| Проведение буровых работ | | | | | | |
| Буровой мастер | 1 | 1.3 | 40 000 | 52 000 | 3 | 156 000 |
| Машинист буровой установки | 4 | 1.3 | 40 000 | 208 000 | 3 | 624 000 |
| Помощник машиниста буровой установки | 8 | 1.3 | 27 000 | 280 800 | 3 | 842 400 |
| Водитель водовозки | 2 | 1.3 | 33 000 | 85 500 | 3 | 171 000 |
| Бульдозерист | 1 | 1.3 | 35 000 | 45 500 | 3 | 136 500 |
| Водитель | 1 | 1.3 | 27 000 | 35 100 | 3 | 105 300 |
| Итого основная зарплата | | | | | | 2 035 200 |
| Проведение ГИС | | | | | | |
| Геофизик I категории | 1 | 1.3 | 28 000 | 36 400 | 3,6 | 131 040 |
| техник- дозиметрист | 1 | 1.3 | 25 000 | 32 500 | 3,6 | 117 000 |
| Итого основная зарплата | | | | | | 248 040 |

Продолжение таблицы 6.11

| Элементарные гидронаблюдения | | | | | | |
|---|---|-----|--------|--------|-----|------------------|
| Техник-геолог II категории | 1 | 1.3 | 25 000 | 32 500 | 0,4 | 13 000 |
| Документация керна скважин | | | | | | |
| Техник-геолог II категории | 1 | 1.3 | 25 000 | 32 500 | 3,5 | 113 750 |
| Итого по всем разделам полевых работ | | | | | | |
| По основной зарплате | | | | | | 2 409 990 |
| Дополнительная зарплата (7,9%) | | | | | | 190 389 |
| Итого заработной платы | | | | | | 2 600 379 |
| Отчисления на соц. нужды (35,6%) | | | | | | 925 735 |
| Итого | | | | | | 3 526 114 |

Таблица 6.12 – Сметно-финансовый расчет затрат на расходные материалы и ГСМ при проведении буровых работ

| Наименование | Цена за 1 у.е. рубли | Плановый расход в месяц у.е. | Требуемое кол-во для проведения работ | Расходы за месяц, тыс. руб | Общий расход тыс. руб |
|---|----------------------------|------------------------------------|---|----------------------------------|-----------------------------|
| Долото шарошечное 132 мм | 13 670 | 2 | 6 | 27,34 | 82 |
| Долото шарошечное 112 мм | 10 570 | 2 | 6 | 21,14 | 63,42 |
| Долото шарошечное 93 мм | 9 890 | 2 | 6 | 19,78 | 59,34 |
| Коронка импрегнированная диаметром 76мм | 12 540 | 5 | 15 | 62,7 | 188,1 |
| Алмазный расширитель | 8 200 | 3 | 9 | 24,6 | 73,8 |
| Релитовый переход | 5 600 | 3 | 9 | 16,8 | 50,4 |
| Обсадные трубы 127мм | 510 | 15 | 45 | 1,65 | 22,95 |
| Обсадные трубы 108 мм | 450 | 45 | 135 | 20,25 | 60,75 |
| Обсадные трубы 89мм | 430 | 125 | 375 | 53,75 | 161,25 |
| Бентонит | 25 000 | 8 | 24 | 200 | 600 |
| Na ₂ CO ₃ | 16 568 | 0,2 | 0,6 | 3,3 | 9,9 |
| NaOH | 23 900 | 0,32 | 0,96 | 7,6 | 22,9 |

Продолжение 6.13

| | | | | | |
|---|--------|------|------|---------------|-----------------|
| КМЦ | 80 000 | 0,9 | 2,7 | 72 | 216 |
| Смазка | 38 136 | 0,2 | 0,6 | 7,6 | 22,8 |
| ПАА | 28 000 | 0,32 | 0,96 | 8,9 | 26,9 |
| Масло дизельное бочка 200л | 48 000 | 2 | 6 | 96 | 288 |
| Масло гидравлическое канистра 20л | 2 624 | 10 | 30 | 26 | 78 |
| Антифриз 2л | 1200 | 4 | 12 | 4,8 | 14,4 |
| Солярка Бочка 200л | 10 000 | 30 | 90 | 300 | 900 |
| Бензин бочка 200л | 9 000 | 1,5 | 7,5 | 13,5 | 40,5 |
| Итого | | | | 977,45 | 2 932,35 |

6.3.2. Расчет амортизации

Бурильные трубы и комплекты ключей к ним относятся к первой амортизационной группе со сроком полезного использования от 1 года до 2 лет. Стоимость бурильных труб задействованных в работе на участке и подверженных износу составляет порядка 400 тыс. рублей. Ежемесячная амортизация составит $400/12 = 33$ тыс. рублей. За 3 месяцев работы мы должны заложить на амортизации 100 тыс. рублей.

Водовозка, машина для развоза вахты и 2 буровых установок имеют приблизительную стоимость в 12 млн. рублей. Машины данного относятся к третьей амортизационной группе со сроком службы со сроком полезного использования свыше 3 лет до 5 лет включительно. Годовые амортизационные взносы составят $12/5=2,4$ млн. рублей. За 1 месяц $2,4/12= 0,2$ млн. рублей. За 3 месяцев 600 тыс. рублей.

Итоговая сумма на амортизацию составляет 700 тыс. рублей.

6.3.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Общая стоимость геологоразведочных работ предоставлена в приложении, лист 5.

6.4. Заключение по разделу

Расчёт затрат времени на проектирование и поведение работ показал, что требуемое для этого время составляет два месяца. Учитывая труднодоступность местности и не возможность проведения работ зимой, составлен график работ, представленный в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – График выполнение работ

| Наименование основных видов работ | Начало | Окончание |
|--|---------------|------------------|
| Проектирование работ | 1.09.21 | 1. 04.22 |
| Организация полевых работ | 1.04.22 | 15.04.22 |
| Полевой этап работ | 15.04.21 | 15.07.22 |
| Ликвидация полевых работ | 15.07.21 | 25.07.22 |

Итоговая стоимость работ составляет 18,08 миллион рублей. В неё вкочлено:

- стоимость расходных материалов и оборудования для обустройства скважины;
- амортизация оборудования;
- заработная плата рабочим со всеми налоговыми отчислениями;
- накладные расходы, плановые накопления, компенсируемые затраты и резерв с учетом налога на добавленную стоимость.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была предложена технология и техника сооружения скважин для проведения геологоразведочных работ на месторождении угля «Талдинский», участок Талдинский-Западный-5. Проектом предусмотрено пробурить 13 скважин глубиной 583 метра. Выбранная технология отбора керна с применением снарядов со съёмным кernoприемником позволит быстро и качественно отобрать керн с его выходом в 95–100%. При бурении по углю предусмотрена технология с использованием съёмной кernoприемной трубой со штампом «Конус», разработанной специально для бурения по угольным пластам. Съёмный кernoгазонаборник КГНС позволит изучить газоносность угольных пластов.

Так же был проведён анализ методов повышения эффективности бурения скважин в неустойчивых горных породах. Данные методы направлены на стабилизацию стенок скважины, упрочнение стенок скважины или их закрепление. Каждый метод применяется в определенных геологических условиях и направлен на сокращение времени бурения и его стоимость.

Для безопасного проведения работ были предусмотрены меры по охране труда, экологии и действия при чрезвычайных ситуациях при проведении работ.

Как итог была подсчитана примерная стоимость проведения буровых геологоразведочных работ.

CONCLUSION

In the final qualification work, the technology and technique of well construction for geological exploration at the Taldinsky coal deposit, Taldinsky-Zapadny-5 section, was proposed. The project provides for drilling 13 wells with a depth of 583 meters. The selected core selection technology with the use of shells with a removable core receiver will allow you to quickly and efficiently select the core with its yield of 95-100%. When drilling for coal, the technology is provided with the use of a removable core receiving pipe with a "Cone" stamp, designed specifically for drilling through coal seams. The removable core gas collector KGNS will allow you to study the gas content of coal seams.

The analysis of methods for improving the efficiency of drilling wells in unstable rocks was also carried out. These methods are aimed at stabilizing the walls of the well, strengthening the walls of the well or fixing them. Each method is applied in specific geological conditions and aims to reduce drilling time and cost.

For the safe conduct of the work, measures for labor protection, ecology and actions in emergency situations during the work were provided.

As a result, the approximate cost of drilling exploration was calculated.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В. Г. Храменков, В. И. Брылин; – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 244 с
2. Бурение со съемными кернаприемниками. / В. В. Григорьев; – М.: Недра, 1986. – 197 с.
3. Буровой портал [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/burtrcck>, свободный
4. Буровая установка УКБ-5С: [Электронный ресурс] // URL: <http://www.ukb5s.ru/>
5. Проект на проведение разведочных работ на участке Талдинский Западный-5 Талдинского каменноугольного месторождения Кемеровской области (Лицензия КЕМ 01999 ТЭ) ШЕРКЕЕВА И.Д., КИСЕЛЕВА М.П. и др 143 л. текста, 2 рис., 62 табл., 6 текстовых и 11 графических приложений
6. Пневмоударное бурение с одновременной обсадкой [Электронный ресурс]//URL:http://www.anker-pk.ru/geo/pnevmodarnik/pnevmodarnoe_burenie_s_obsadkoj/
7. Справочник по бурению скважин на уголь/ Г.П. Новиков, О.К. Белкин, Л.К. Ключев и др. – М: Недра, 1988.– 256 с.: ил.62
8. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учебное пособие / С. С. Сулакшин; – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284с.
9. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. ССН. Выл. I Работы геологического содержания. Часть I. Работы общегоназначения. (ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ (ВИЭМС). - И.: ВИЭМС, 1992. - 83 с.
10. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин/ Бочко Э.А., Никишин В.А. – М: Недра, 1979.– 168 с.

11. ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
13. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
14. ГОСТ 12.1.030-81: Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
15. СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение».
16. СанПиН 2.2.2.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
17. ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования.
18. Правила безопасности при геологоразведочных работах. ПБ ГРР, – 2005 г.