

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3050 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3050)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Сергеев Вадим Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Е	Сергееву Вадиму Николаевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3050 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 228 м ³ /сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование конструкции скважины (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины). – Углубление скважины (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические

	<p>средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин). – Выбор буровой установки. – Оборудование для ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине (конструкции, условия применения)
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Оборудование для ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине (конструкции, условия применения)	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Сергеев Вадим Николаевич		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	Общая и геологическая часть	10
5 апреля	Технологическая часть	40
31 апреля	Специальная часть	20
30 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Сергееву Вадиму Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Организационная структура управления
Линейный календарный график выполнения работ
Графики динамики и сравнения показателей*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Сергеев Вадим Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б4Е	ФИО Сергееву Вадиму Николаевичу
-------------------------	---

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Площадка строительства скважины на нефть и газ. Вредные факторы рабочего места бурильщика ЭРБ скважин на нефть и газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов <p>Рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ. Рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ. Виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места бурильщика ЭРБ на нефть и газ: шум, вибрация общая, тяжесть трудового процесса. Класс условий труда 3.1. Законодательством предусмотрено 17. наименований СИЗ.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства 	<p>Анализ факторов: Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спе.одежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); Термические – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спец.одежда, спец.обувь и пр.); Электробезопасность – поражение электрическим током (спец.одежда, молнезащита и пр.); Пожаровзрывобезопасность – возгорание, пожар, НГВП. Мероприятия – противоаварийные тренировки огнетушители,</p>

<i>пожаротушения)</i>	пожарный щит, песок и пр.)
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>решение по обеспечению экологической безопасности</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих)..</p>
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Сергеев Вадим Николаевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит, 96 страницу, 22 таблицы, 10 приложений, 46 литературных источников, 12 рисунков.

Данная выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3050 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновки низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной вертикальной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологической, социальной и экономической.

Определения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Скважина – цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

Газонефтеводопроявление – поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

Нефтегазоводоносность – содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПХЦЗ – подвеска хвостовика цементируемая защищенная.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	16
1.1 Геологические условия бурения скважины	16
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	17
2.3 Совмещенный график давлений.....	17
2.4 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	19
2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.6 Выбор способа бурения.....	20
2.7 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.8 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ...	21
2.9 Расчет частоты вращения долота	22
2.10 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	23
2.11 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	24
2.12 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.13 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.14 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	29
2.15 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	29
3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	31
3.1 Расчет обсадных колонн.....	31
3.1 Расчет наружных избыточных давлений	31
3.3 Расчет внутренних избыточных давлений	32
3.4 Конструирование обсадной колонны по длине.....	32
4 РАСЧЕТ ПРОЦЕССОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ.....	34
4.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	34

4.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	34
4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования	34
4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	35
5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ	36
5.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	36
5.2 Выбор типа пластоиспытателя	37
5.3 Выбор буровой установки	38
6 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ В СКВАЖИНЕ (КОНСТРУКЦИИ, УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ).....	40
6.1 Причины обрыва	40
6.2 Подготовительные работы перед спуском аварийного инструмента в скважину.....	40
6.3 Актуальное аварийное оборудование для извлечения из скважины геофизического кабеля из скважины	41
6.4 Виды оборудования	41
6.5 Методика ловильных работ удочкой, крючками, шнеком, штопорами.....	45
7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	47
7.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Самотлорнефтегаз»	47
7.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины .	47
7.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение	48
7.4 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	49
7.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	49
7.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.	49
7.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	49

7.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы	52
7.9 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	52
7.10 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	52
7.11 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	52
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	56
8.1 Производственная безопасность	56
8.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы	61
8.3 Экологическая безопасность	62
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.....	63
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	68
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.1.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.2.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.3.....	97

ВЕДЕНИЕ

В настоящее время газ и нефть очень важный ресурс для всего мира. На сегодняшний день они являются важнейшим сырьем для всего человечества, и жизнь без них немыслима. Из газа получают тепловую и электрическую энергию, а так же газ используется как моторное топливо. Газ может использоваться для приготовления изоляционных материалов, присадок для топлива, а так же клею, краскам и уксусной кислоты. Строительство нефтяных и газовых скважин подразумевает полный цикл работ, в которые входят мероприятия проектирования скважины в соответствии с геологией этого района, подготовительных работ, бурения, испытания и освоения.

Таким образом необходимо спроектировать такое технологическое решение, профиль скважины, качественное вскрытие продуктивного пласта.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглащение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По условию геологического задания проектируется вертикальная разведочная скважина и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Согласно геологическим данным, тип коллектора порово-трещиновато-каверновый (по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газомещающих пропластков с разными пластовыми давлениями).

Следовательно, необходима *конструкция забоя закрытого типа*, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к. пласт представлен неустойчивыми Палеозойскими отложениями. И скважина является разведочной [22].

2.3 Совмещенный график давлений

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений.

Согласно совмещенному графику давлений представленного на рисунке 1, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

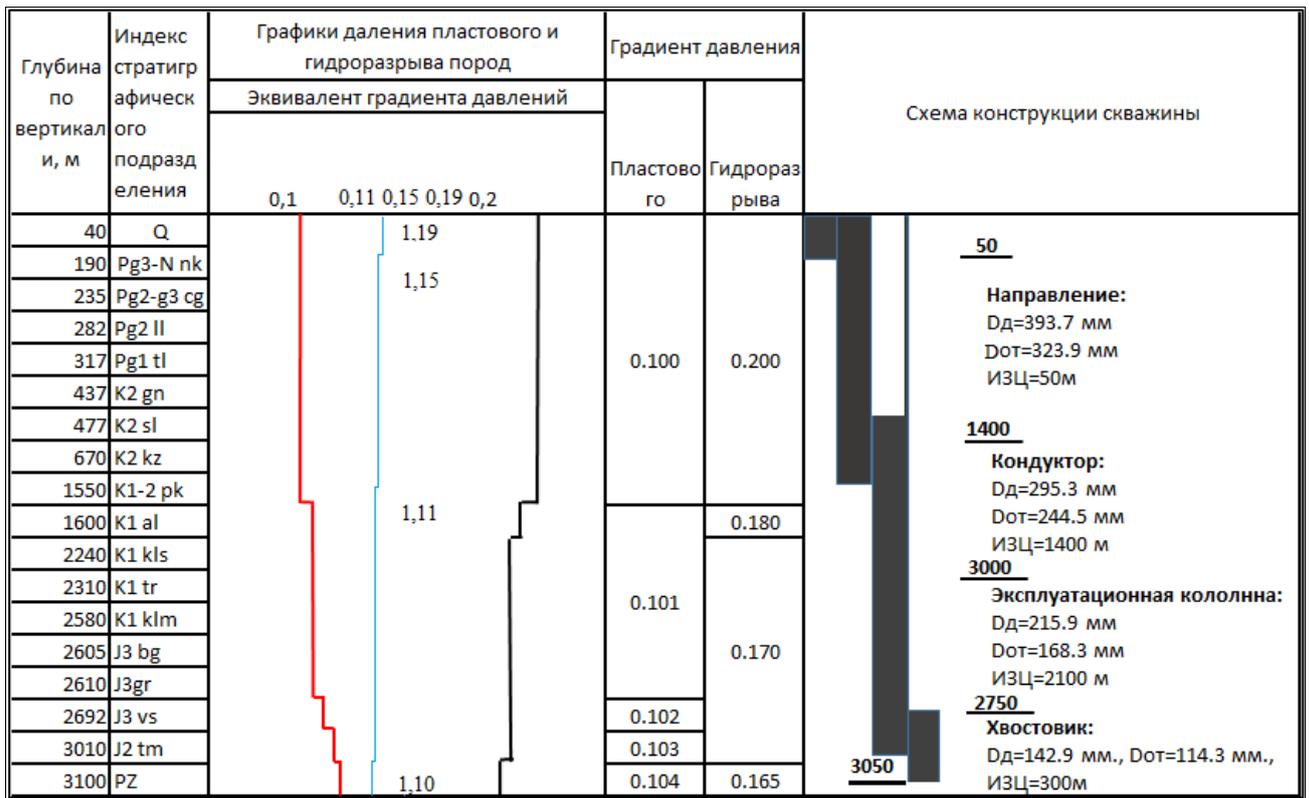


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.4 Определение числа колонн и глубины их спуска

В таблице 1 представлена конструкция скважины [22].

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цемента-рования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–50	0–50	323,9	393,7
Кондуктор	0–1400	0–1400	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–3000	900–3000	168,3	215,9
Хвостовик	2750–3050	2750–3050	114,3	142,9

2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{му}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП;

$P_{му}$ – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

$$P_{му} = 9,19 \text{ МПа.}$$

Для газового пласта величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

$$P_{му} = 24,4 \text{ МПа.}$$

Т.к. в разрезе присутствуют и нефтяные, и газовые пласты, за $P_{му}$ принимаем наибольшее из полученных значений (для газового пласта). В таком случае давление опрессовки составит 29,55 МПа.

- Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1–35–168x245 К1 ХЛ**.
- Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5–230/80x35** [22].

2.6 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоты вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну и хвостовик сложен в основном твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться лопастное долото с резцами PDC совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала [23]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–50	направление	роторный
0–1400	кондуктор	с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1400–3000	эксплуатационная колонна	с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
3000–3050	хвостовик	с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.7 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими, средними и твёрдыми породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ» [24].

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Г.1.

2.8 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 4 и 5 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 3.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{шF}}{10^3}, \quad (4)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F=0,03D_c k_T, \quad (5)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам представлены в таблице 3 [23].

Таблица 3 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–50	50–1400	1400–3000	3000–3050
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{ кг/см}^2$	100	109	559,5	987,5
$D_d, \text{ см}$	39,37	29,53	21,59	14,29
H	1	1	1	1
$\delta, \text{ см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{ кН/мм}$	0,2	0,2	0,3	0,4
$G_{пред}, \text{ кН}$	274,4	166,6	137,2	78,4
Результаты проектирования				
$G_1, \text{ кН}$	19	25	61	91
$G_2, \text{ кН}$	79	89	65	57
$G_3, \text{ кН}$	220	133	110	63
$G_{проект}, \text{ кН}$	79	89	65	57

При расчетной осевой нагрузки (G_1-19) и (G_2-79) мы принимаем значение проектируемое 60 кН основываясь на опыте бурения четвертичных отложений этой нагрузки нам будет достаточно для разрушения горной породы в интервале 0–50 м. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются по данной методике.

2.9 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (3000–3030 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей максимального выхода керна [23].

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 6 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 4.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{л}}{D_{д}}, \quad (6)$$

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{д}$ – диаметр долота, м.

Таблица 4 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–50	50–1400	1400–3000	3000–3050
PDC Исходные данные					
$V_{л}$, м/с		2,8	2	2	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	142,9
τ , мс		6	6	5	5
Z		24	–	–	–
A		0,8	0,8	0,5	0,4
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		135	181	170	200
n_2 , об/мин		271	–	–	–
n_3 , об/мин		657	–	–	–
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	181	170	200

Интервал бурения под направление 0–50 производится ротором, его максимальная частота вращения составляет 60–80 что исходя из расчетного n_1 нам не подходит, но так как интервал слишком мал и применение ДРУ не целесообразно, исходя из опыта бурения четвертичных отложений, то мы принимаем частоту вращения ротора 30–60 выбранное значение не приведет к износу опор долота. Для всех остальных интервалов выбираются расчетные значения для эффективного разбуривания горной породы.

2.10 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР–178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДР–120. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям [33;38].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР–240	50–1400	240	6,917	1875	30–75	120–200	13–18	110–250
ДР–178	1400–3000	178	8,29	1225	20–40	85–180	10–15	60–200
ДР–120	3000–3050	120	5,503	400	10–20	160–330	2,8–4,5	35–90

2.11 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов [23]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0–50	50–1400	1400–3000	3000–3050
Исходные данные				
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K _к	1,3	1,43	1,52	1,2
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,13	0,11
V _м , м/с	0,0111	0,008	0,005	0,0041
d _{бг} , м	0,147	0,147	0,147	0,89
d _{мах} , м	0,393	0,295	0,215	0,127
d _{нмах} , м	0,015	0,01	0,009	0,007
N	3	10	7	5
V _{кмин} , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,19	1,15	1,11	1,10
ρ _п , г/см ³	2,2	2,26	2,4	2,7
Результаты проектирования				
Q ₁ , л/с	78	40	18	6
Q ₂ , л/с	81	52	18	5
Q ₃ , л/с	143	75	45	12
Q ₄ , л/с	68	46	23	4
Q ₅ , л/с	26	47	45	46
Q ₆ , л/с	–	37–75	20–40	10–20

В качестве насоса примем УНБТ–1180 который сможет обеспечить проектированный расход бурового раствора. Для бурения интервалов под направление и кондуктор примем диаметр поршня – 170 мм, для бурения интервалов под эксплуатационную колонну, хвостовик и отбор керна диаметр поршня – 150 мм. Число двойных ходов насоса при бурении под направление 105, Q=68 л/с, работают два насоса, в связи с применением раствора высокой вязкости данного расхода будет достаточно для удаления шлама с забоя скважины. Под кондуктор число двойных ходов насоса 85, Q=55 л/с, работают два насоса. Число двойных ходов насоса 125, Q=32 л/с, работает один насос. При отборе керна число двойных ходов 85, Q=24 л/с, работает один насос. Под хвостовик число двойных ходов насоса 45, Q=11 л/с, работает один насос.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–50	50–1400	1400–3000	3000–3050
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	78	40	18	6
Q ₂ , л/с	81	52	18	5
Q ₃ , л/с	143	75	45	12
Q ₄ , л/с	68	46	23	4
Q ₅ , л/с	26	47	45	46
Q ₆ , л/с	-	37-75	20-40	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	65–143	53–76	19–45	10–13
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	68	55	32	11
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
Q _{тн} , л/с	–	56	32	11
ρ ₁ , кг/м ³	–	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	–	1150	1110	1100

2.12 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Г2.

2.13 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 2013 года давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%, но не более 2,5–3 МПа.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Интервал под направление

Бурение интервала 0–50 м под направления производится *бентонитовым* буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 60–80 секунд.

Интервал под кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить *полимер глинистый* буровой раствор.

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении интервалов (1400–3000 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать биополимерный буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием *инкапсулированного* раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Интервал под хвостовик

При бурении интервала под хвостовик следует применить *KCL/полимерный* буровой раствор.

KCL/полимерный буровой раствор, которые используются для бурения в сложных горно – геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. Технический результат – уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение структурно-реологических свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

В силу того, что KCL/полимерный раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он подходит для бурения в интервале продуктивного пласта (под эксплуатационную колонну или хвостовик).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д1.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д1.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д1 [23;25;28].

2.14 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Е.1.

2.15 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазаносных пластов. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3000–3030 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна [23].

В таблице 8 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 8 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
3000–3030	бурильная головка БИТ 142,9/52В 713 керноотборный снаряд СК–102/52	5	80	24

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

3.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	738	Глубина скважины, м	3000
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	900	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	490
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	2000

3.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_e, \quad (7)$$

где P_n – наружное давление;

P_e – внутреннее давление.

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин [22].

Эпюра наружных избыточных давлений показана на рисунке 3.

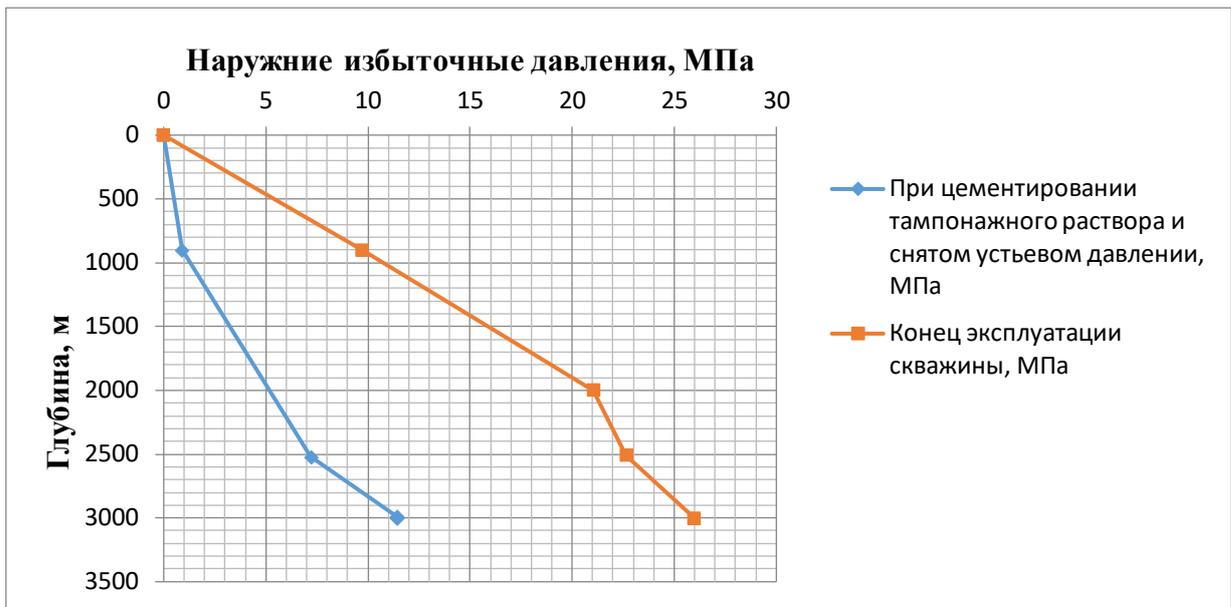


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений

3.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев: при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, и при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности [22].

На рисунке 4 изображена эпюра внутренних избыточных давлений.

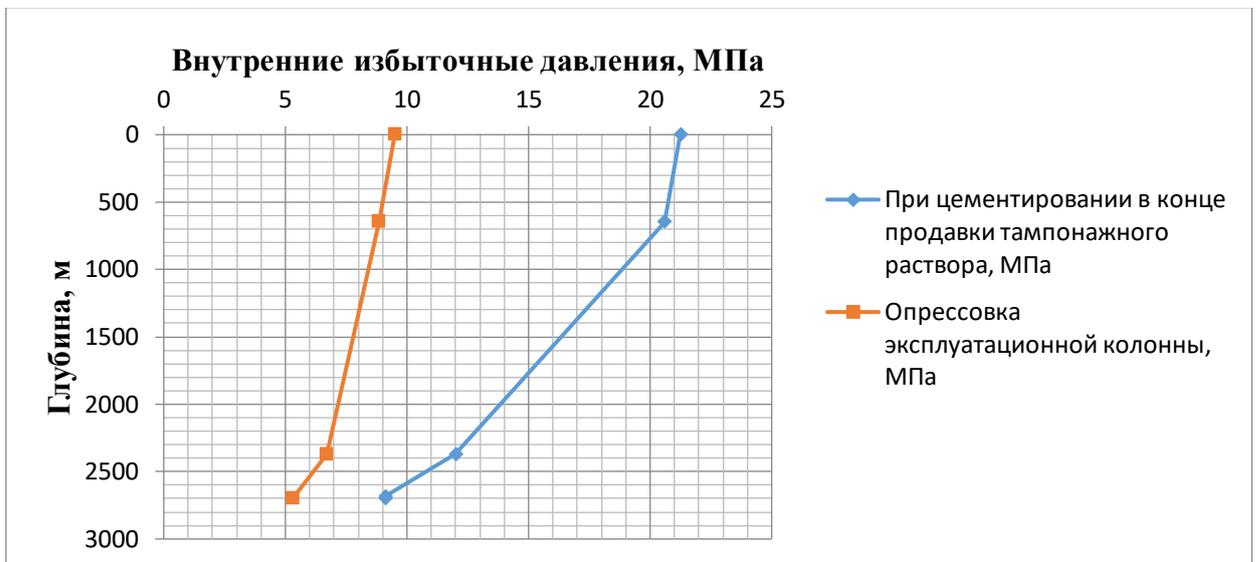


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений

3.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина

стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [22].

Запроектированные характеристики секций представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	68,5	3425	3425	0–50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1400	48,13	67.382	67.382	0–1400
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	10,6	440	36,2	18612	111,284	2560–3000
2	ОТТГ	Д	8,9	2560	42,3	92672		0–2560
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	7,4	300	19,7	5910	5910	2750–3000

4 РАСЧЕТ ПРОЦЕССОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

4.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (8)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$$P_{гр} = 55,87 \text{ МПа},$$

$$40,957 + 0,94659 \leq 0,95 * 55,87$$

$$41,903 \leq 53,0765$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование [22].

4.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 11 представлены объемы буферной и продавочной жидкости [22].

Таблица 11 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
буф1	6,352	1100	-	МБП-МВ	444,647	-	-
буф2	1,588	1100	-	МБП-СМ	23,820	-	-
обл	34,068	1400	26,838	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	25682,365	нтф	13,968
норм	10,807	1900	7,247	ПЦТ - I - 100	14972,736	нтф	4,431
прод	54,285	1000	54,285	-	-	-	-

4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9, \quad (9)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 26,2,$$

Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сум}} / G_{\text{б}}. \quad (10)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 14,973 / 13 = 1,15.$$

Для облегченного

$$m = 26,838 / 10 = 2,57.$$

На рисунке 5 представлена схема расположения оборудования при цементировании [22].

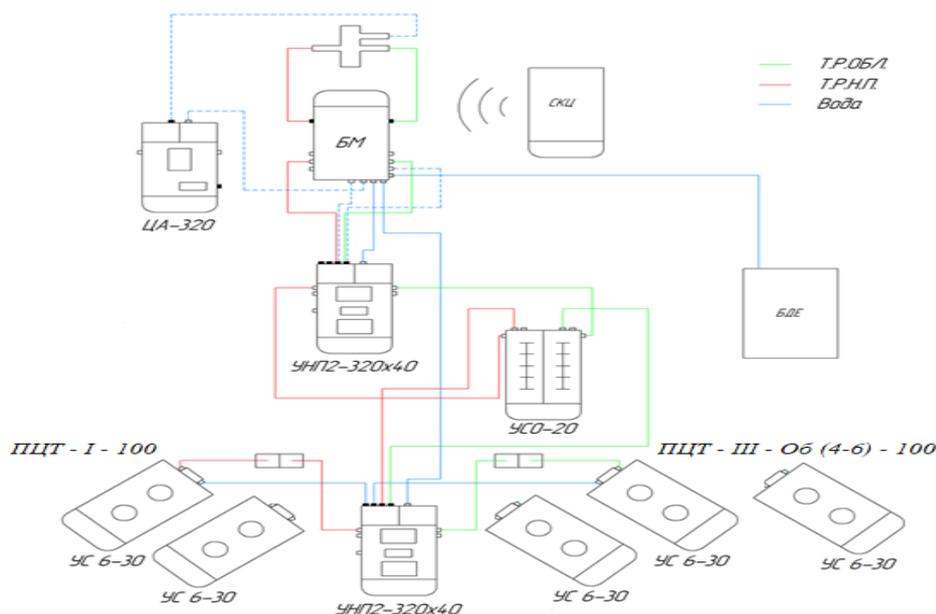


Рисунок 5 – Схема расположения оборудования при цементировании

1 – блок манифольда; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – УНП2-320*40; 4 – усреднительная емкость УО-20; 5 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01, 8 – устье скважины; 9 – БДЕ

4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В таблице 12 представлены элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество [36].

Таблица 12 – Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик 114 мм	ПХРЦ 114/168-102	2745,314	2750	1	1
	ЦТ 114/143	3000	3050	3	3
	ЦПЦ 114/143	3000	3050	5	14
	ЦПЦ 114/143	2750	3000	9	
	ПРП-Ц-В 114	3039,12	3039,32	1	2
	ПРП-Ц-Н 114	3039,32	3039,52	1	
	ЦКОД-114	3039,52	3039,74	1	1
	БКМ-114	3049,74	3050	1	1
Эксплуатационная, 168 мм	ЦТ 168/216	2240	3000	19	40
	ЦТ 168/216	1400	2240	21	
	ЦПЦ 168/216	0	1400	25	65
		1370	1430	6	
		1430	2610	23	
		2610	2630	1	
		2630	2710	2	
		2710	2875	5	
	2875	3000	3		
	ПРП-Ц-В 168	2989,02	2989,27	1	
	ПРП-Ц-Н 168	2989,27	2989,52	1	1
	ЦКОД-168	2989,52	2989,74	1	1
	БКМ-168	2999,74	3000	1	1
Кондуктор, 245 мм	ЦТ 245/295	50	1400	33	33
	ЦПЦ 245/295	50	1400	30	
	ЦПЦ 245/295	0	50	3	
	ПРП-Ц-245	1389,45	1389,75	1	1
	ЦКОД-245	1399,39	1399,64	1	1
	БКМ-245	1399,64	1400	1	1
Направление, 324 мм	ЦЦ-324	0	50	3	3
	ПРП-Ц-324	49,64	50	1	1
	ЦКОД-324	39,28	39,64	1	1
	БКМ-324	49,64	50	1	1

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ

5.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с необходимостью одновременного вскрытия четырех

продуктивных пластов толщиной менее 30 м каждый целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ПКТ73 «СПАРКА» на колонне НКТ, позволяющая охватить несколько интервалов вскрытия одновременно на участке длиной до 500 м.

При спуске на НКТ инициирование перфоратора осуществляется сбросом штанги или прокачкой шара. Предусмотрена возможность применения зарядов с дублированной детонационной цепью для повышения надежности передачи детонации в протяженных сборках [36].

Результаты выбора перфорационной системы приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м		Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
2619–2630	11	НКТ	кумулятивная	73/88	20	1
2710–2720	10					
2865–2875	10					
3005–3020	15					

5.2 Выбор типа пластоиспытателя

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле **ПЛГК-120**, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных **ПЛГК-120**, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию [36].

5.3 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	60,308	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	111,2	[G _{кр}] / Q _{об}	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	144,56	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,31
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	170		

Характеристика БУ–3000 ЭУК–1М приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика буровой установки БУ–3000 ЭУК–1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200

Продолжение таблицы 15

1	2
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	550–670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

6 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ В СКВАЖИНЕ (КОНСТРУКЦИИ, УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ)

Геофизические исследования скважины проводятся для определения эффективности и работоспособности нефтяного и газового месторождения, так же применяется при бурении для добычи газа и нефти. Оценка резерва скважины, контроль технического состояния, изучение искусственных, естественных физических полей. Для проведения ремонтных и взрывных работ. Во время всех этих работ возможны обрывы геофизического кабеля далее проводятся аварийно-восстановительные работы.

6.1 Причины обрыва

Возможные причины:

- нарушение правил проведения ГИС;
- затяжки прибора (прихват), заклинка;
- неисправность геофизического кабеля;
- человеческий фактор.

6.2 Подготовительные работы перед спуском аварийного инструмента в скважину

Аварийно-восстановительные работы следует начинать с определения места обрыва и нахождения конца кабеля. Эти работы производятся с помощью прибора ЛММ (локатор магнитного металла).

После определения местонахождения оборванного кабеля приступают к его извлечению с помощью специального аварийного инструмента. Спускают в скважину на бурильных трубах специальное приспособления – «ерши», «удочки», «шнеки», для захвата кабеля.

Оборванный кабель под воздействием своей массы или механического воздействия, образует плотный клубок, называется сальник. Перед спуском прибора в скважину нужно произвести подготовительные работы:

- визуальный осмотр на дефекты, трещины;
- осмотр лавиной резьбы, провар крючков;

- наличие ограничительной воронки для предотвращения образования пробок над крючком (диаметр не должен превышать диаметр шаблона обсадной колонны).

6.3 Актуальное аварийное оборудование для извлечения из скважины геофизического кабеля из скважины

На рисунке 6 показаны распространенные ловители кабеля используемые для аварийно-восстановительных работ при обрыве геофизического кабеля в скважине.

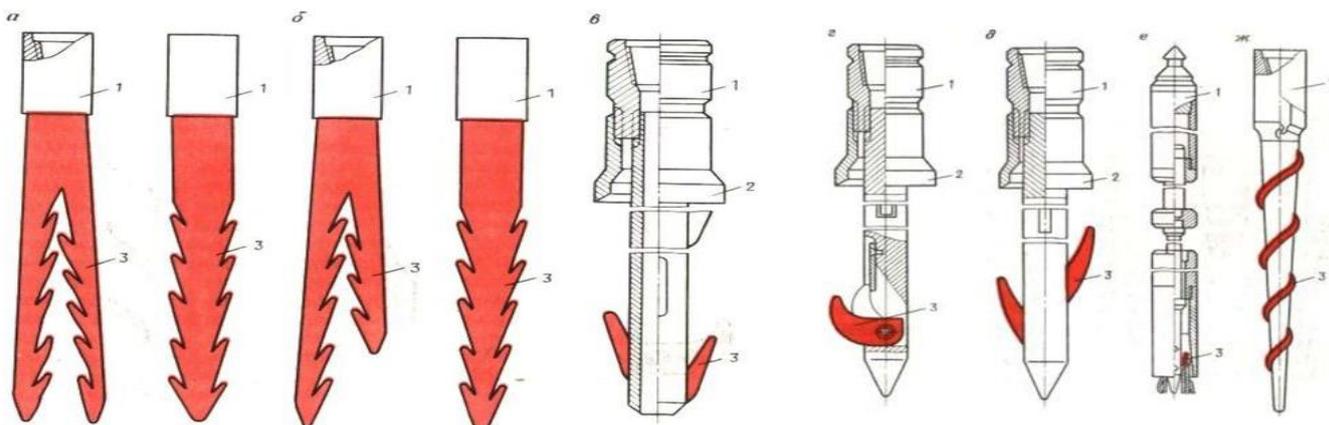


Рисунок 6 – Распространенные ловители кабеля

Крючки:

- а) ловитель с внутренним захватом;
- б) ловитель с укороченным внутренним захватом:

Удочки:

- в) удочка с внутренним каналом;
- г) удочка с подвижными зубьями;
- д) удочка многозахватная;
- е) ловитель кабеля с боковой прорезью;

Штопора:

- ж) ловитель штопорный.

6.4 Виды оборудования

Удочка шарнирная типа “УШ” – используется для зацепления и извлечения из скважины геофизического кабеля. Состоит из переводника с воронкой, трех перьев с крючками и корпуса. Представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Удочка шарнирная типа “УШ”

Конструктивные особенности удочки типа “УШ”: в верхней части находится резьбовое соединение, предназначенная для закрепления с бурильной колонной, на нижней части корпуса воронка с промывочными отверстиями, предназначенная для центрирования удочки в скважине.

Оборванный кабель цепляется за крючки, и при вращении удочки наматывается на перья, после чего производится подъем.

Возможность перерезания каната при превышении предельно допустимой нагрузки.

На рисунке 8 удочка типа “У” – используется для зацепления и извлечения из скважины геофизического кабеля. Состоит из переводника с воронкой, трех зацепов, и пикообразного наконечника.



Рисунок 8 – Удочка типа “У”

Конструктивные особенности удочки типа “У”: на корпусе, в верхней части находится резьбовое соединение для закрепления с бурильной колонной, в средней части, под углом 120 градусов расположены раскрытые крючки, в нижней части, на резьбовом соединении закреплен пикообразный наконечник, над крючками находятся желоба, для укладывания захваченного кабеля, на нижней части находится воронка, предназначенная для центрирования удочки в скважине.

Оборванный кабель цепляется за крючки, и при вращении удочки наматывается на корпус удочки, после чего производится подъем инструмента.

Удочка типа “УЦ” – используется для зацепления и извлечения из скважины геофизического кабеля. Прибор состоит из корпуса, в верней части

накручен переводник с воронкой, три пары крючков, и острого наконечника. Изображена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Удочка типа “УЦ”

Конструкция удочки типа “УШ”’: на корпусе, в верхней части находится резьба, боковые промывочные отверстия. На корпусе, в средней части, расположены три пары крючков, с постепенно увеличивающимся диаметром захвата, в нижней части, заостренный наконечник. На нижней части переводника воронка с промывочными окнами.

Спуск на стандартном кабельном наконечнике НК1-36 или НКП1-60, максимальная нагрузка 6 тонн (ограничена характеристиками применяемого геофизического кабеля и кабельного наконечника). Сборщик кабеля идет в комплекте удочкой. Ресурс от 30 спусков.

Ерш ловильный ЛЕ-01 на рисунке 10 применяется для аварийного извлечения кабеля.



Рисунок 10 – Ерш ловильный ЛЕ-01

Инструмент представляет из себя отдельный модуль, наверху соединенный с корпусом с двумя либо тремя гибкими вилами, расширяющимися к низу. Остроконечные зубья приварены к внутренней стороне вилок таким образом, что при подъеме ерша он цепляется за оборванный конец каната.

Ловильный ерш ГНКТ имеет большое проточное отверстие. Когда происходит авария с каротажным кабелем ниже сальника, полнопроходный инструмент, например, юбка поршня с прорезями обычно используется как для

определения местонахождения, так и закупорки поврежденного кабеля перед запуском ловильного ерша. Достаточно гибкий для того, чтобы изогнуться и может использоваться в скважинных работах. Концы вил ерша должны плотно прилегать к стенкам трубы, для того чтобы предотвратить переток жидкости.

Особенности:

- Обеспечивает непрерывный поток;
- Простая гибкая конструкция;
- Прочная конструкция;
- Доступна внешняя ловильная шейка.

Кабельная спиральная удочка типа КСУ

Устройство и принцип работы.

Состоит из цельного витого захватного элемента, выполненного в виде штопора. Штопор выполнен заодно с переводником, в верхней части располагается присоединительная резьба к колонне труб. Штопор изготавливается из легированной стали. На витках штопора имеются зацепы, не позволяющие кабелю соскользнуть во время подъема.

Удочка ловильная шнековая для извлечения кабеля ПИКШ

Удочка ловильная шнековая ПИКШ изображена на рисунке 11.

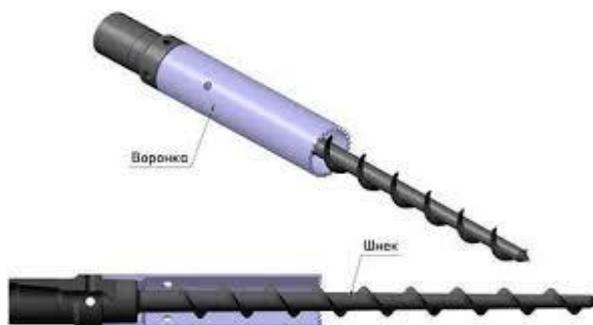


Рисунок 11 – Удочка ловильная шнековая для извлечения кабеля ПИКШ

Устройство и принцип работы.

Состоит из захватного элемента (шнека), выполненного в виде спирали, расположенной на корпусе по всей длине и фрезерующей воронки. Шнек и воронка ПИКШ изготавливаются из легированной стали. Воронка служит для фрезерования кабеля и одновременно является направлением и ограничителем осевого перемещения. Катушка аварийного кабеля формируется в замкнутом пространстве воронки, облегчает ее дальнейшее извлечение из скважины, а возможность разобрать удочку обеспечивает освобождение ее от остатков кабеля.

Штопор ловильный

Штопор представленный на рисунке 12 служит для растаскивания в колонне запутанных клубков кабеля.

Состоит из стержня который имеет форму конуса, на которую по спирали наматывается прут, образуется штопор, входящий в сальник из кабеля и при вращении труб, и при подъеме расправляет кабель. Штопор чередуется со спуском крючков и удочек.

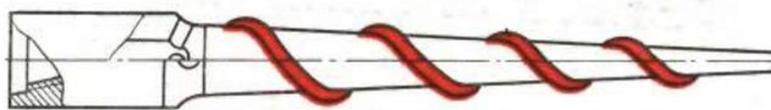


Рисунок 12 – Штопор ловильный

6.5 Методика ловильных работ удочкой, крючками, шнеком, штопорами

Принцип работы всех аварийно-восстановительных приборов схож между собой.

Спуск прибора производится с замером труб, со скоростью не более 0,25 м/с. За 30 метров до места нахождения клубка кабеля спуск приостанавливается. Контролируя вес на крюке продолжается спуск удочки со скоростью не более 0,1 м/с с одновременным проворотом колонны труб 15–20 оборотов в минуту.

Во избежании наматывания кабеля на прибор, осевая нагрузка не должна превышать 0,5–1 тонну. После 5–6 оборотов как начинает расти момент начинают поднимать инструмент контролируя вес на крюке.

При увеличении веса превышающего вес инструмента, а затем падение до собственного производится подъем удочки. Скачок веса показывает момент обрыва кабеля.

При повторном спуске инструмент спускают не ниже чем на 10 метров предыдущего спуска, во избежании осложнений и образования сальника.

Операции повторяются до полного извлечения кабеля. Разбуривание оставленного в скважине кабеля запрещается.

7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

7.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Самотлорнефтегаз»

АО «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку Самотлорского месторождения одного из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз». Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югра Тюменской области.

В Обществе трудятся свыше 6 тысяч человек, являясь одним из крупнейших работодателей Нижневартовска и Нижневартовского района, «Самотлорнефтегаз» придерживается принципов высокой социальной ответственности перед своими работниками и их семьями. Предприятие гарантирует благоприятные и безопасные условия труда, развивает культуру производства, социальный пакет. Кроме того, «Самотлорнефтегаз» реализует ряд масштабных программ, направленных на повышение качества жизни сотрудников. В их числе негосударственное пенсионное обеспечение, санаторно-курортное лечение, беспроцентные займы на приобретение жилья. Свою работу АО «Самотлорнефтегаз» строит в тесном взаимодействии с администрациями Нижневартовска и Нижневартовского района. АО «СНГ» самое крупное добывающее предприятие НК «Роснефть», осуществляющее разработку месторождений и добычу полезных ископаемых на территории Нижневартовского района, является ответственным налогоплательщиком и недропользователем, на постоянной основе оказывает поддержку муниципалитетам в решении социально значимых задач территорий.

7.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в приложении Ж1.

7.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,026	490
2	50	1400	1350	0,032	1400
3	1400	3000	1600	0,036	980
4	3000	3050	50	0,057	650

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (11)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,026 = 1,3 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,026	1,3
1350	0,032	43,2
1600	0,036	57,6
50	0,057	2,85
Итого		104,95

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (12)$$

где П – нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	490	0,1
1350	1400	0,96
1600	980	1,6
50	650	0,07
Итого на скважину		2,73

7.4 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото представлены в приложении Ж2.

7.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- Направление: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $33 \cdot 1 = 33$ мин;
- эксплуатационная колонна: $40 \cdot 1 = 40$ мин;
- хвостовик: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

7.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч, хвостовик 24 ч.

7.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб 2 цикла;

- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб; подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны; промывка скважины перед цементированием 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ

Отвертывание долота 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (13)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n; \quad (14)$$

1. Для направления:

$$L_T = 40 - 16 = 24 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (15)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 24/24 = 1;$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минуты.

$$T_{\text{секции.}} = N \cdot 2 + 5 \quad (16)$$

$$T_{\text{напр.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ минут.}$$

2. Для кондуктора: $L_c = 1400 - 10 = 1390$ м.

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м,}$$

$$L_T = 1400 - 25 = 1375 \text{ м,}$$

$$N = 1375/24 = 57,2 \approx 58 \text{ штук,}$$

$$T_{\text{конд.}} = 58 \cdot 2 + 5 = 121 \text{ минут.}$$

3. Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3000 - 10 = 2990 \text{ м,}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м,}$$

$$L_T = 3000 - 24 = 2976 \text{ м,}$$

$$N = 2976/24 = 124,$$

$$T_{\text{эк.}} = 124 \cdot 2 + 5 = 253 \text{ минут.}$$

4. Для хвостовика:

$$L_c = 3050 - 10 = 3040 \text{ м,}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м,}$$

$$L_T = 3050 - 24 = 3026 \text{ м,}$$

$$N = 3026/24 = 126,$$

$$T_{\text{эк.}} = 126 \cdot 2 + 5 = 257 \text{ минут.}$$

5. Отбор керна:

$$N = 3000/24 = 152, \quad (17)$$

$$T_{\text{хв.}} = 152 \cdot 2 + 5 = 309 \text{ минут.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$t = 7 + 121 + 253 + 257 + 309 + 5 \cdot (7 + 17 + 42) = 1277 \text{ минут} = 21 \text{ ч.}$$

7.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 часов.

7.9 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 часов.

7.10 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 269,73 часов или 11,2 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$269,73 \times 0,066 = 17,8 \text{ часов.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$269,73 + 17,8 + 25 = 312,53 \text{ ч} = 13,02 \text{ суток.}$$

7.11 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} \cdot k \quad (18)$$

$$T_{\text{пр}} = 312,53 \cdot 1,06 = 331,2 \text{ ч}$$

где $T_{\text{н}}$ – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{пр}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{р}}}, \quad (19)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{\text{пр}}, t_{\text{кр}}, t_{\text{всп}}, t_{\text{р}}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,16	1,3	0,06
кондуктор	30,05	43,2	1,7
эксплуатационная колонна	96	57,6	2,4
хвостовик		2,85	0,11
Крепление:			
направление	3,80	3	0,12
кондуктор	16	12	0,5
эксплуатационная колонна	36	18	0,75
Итого	183	137,05	5,64

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении ЖЗ.

7.12 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (20)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 3050/104,95 = 72,6 \text{ м/ч,}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (21)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 3050/(104,95 + 61,92) = 18,2 \text{ м/ч;}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (22)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 3050 \cdot 720/269,73 = 8141 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (23)$$

где n – количество долот.

$$h_d = 3050/2,73 = 1117 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с\text{л}м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (24)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$ – плановые накопления, рублей.

$$C_{с\text{л}м} = (150446420 - 39556)/3050 = 49313 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 20.

Таблица 20 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3050
Продолжительность бурения, сут.	10,8
Механическая скорость, м/ч	72,6
Рейсовая скорость, м/ч	18,2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8141
Проходка на долото, м	1117
Стоимость одного метра	49,313

Для определения общего времени строительства данной скважины необходимо построить нормативную карту. Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в

процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины [39].

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Производственная безопасность

Охрана труда занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 21 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству вертикальной разведочной газовой скважины.

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
<p>1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3. Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6. Новреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;</p> <p>разрушающиеся конструкции;</p> <p>обрушивающиеся горные породы.</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4. Пожарная безопасность</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [13].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [14].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [15].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [16].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [17].</p>

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

П.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод)-300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅)-3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [1].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность

ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°С. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [18]. Основное требование к зимней спецодежде—это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99 [19], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [20].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростата, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают

массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05–95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары,

мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17] Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противэнцефалитным прививкам.

8.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [21], проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

8.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу

примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

В случае возникновения аварийной ситуации, открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 мрот, чс в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [11].

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12]. Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122–87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [13].

8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик

преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426–ФЗ «О специальной оценке условий труда» [1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов–спецодежды, обеззараживающих средств.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были спроектированы и применены технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3050 метров на газовом месторождении в Тюменской области.

Были аргументированы: способы строительства скважины, способы бурения, выбран породоразрушающий инструмент, проведено обоснование класса и типоразмера долот. Был произведен подбор бурового раствора и его характеристик для каждого интервала бурения, расчет осевой нагрузки, расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента. Подобрана буровая установка для конкретных условий бурения, с наименьшим потреблением времени и средств затрачиваемых на строительство скважины. Рассчитаны и обоснованы компоновки бурильных колонн, диаметры, интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Геологическая часть включает в себя общую геологическую информацию, характеристику разреза скважины, физико-механические свойства горных пород, условий бурения, а также возможные осложнения.

Технологическая часть, в которой производится выбор технологических решений для бурения скважины, оборудования для бурения и заканчивания скважины.

В специальной части рассмотрено оборудование для ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине (конструкции, условия применения).

Финансовый менеджмент, в этом разделе рассмотрена организационная структура предприятия, составлен календарный план строительства скважины, рассчитаны коммерческая и механическая скорости бурения, а также сметная стоимость строительства скважины,

Социальная ответственность, в которой рассмотрены вопросы связанные с правилами безопасности, мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
3. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
7. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
8. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности".
9. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".
10. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности».
11. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности".
12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".
13. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".
14. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".
15. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
16. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
17. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.

18. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
19. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
20. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.
21. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
22. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
23. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.–152 с.
24. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/>.
25. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2–х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
28. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград.
29. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

30. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/>.
31. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche>.
32. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru>.
33. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru>.
34. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
35. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/>.
36. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун–т. Пермь, 2007, – 189 с.
37. Пластоиспытатель [Электронный ресурс].– <http://ngs-service.ru/>.
38. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
39. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
40. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017–04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
41. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.
42. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.

43. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.

44. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

45. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by.

46. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегание м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол градусов	азимут, градусов	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
40	190	Некрасовская серия	Pg ₃ -N nk	0		1,3
190	235	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ eg	0		1,3
235	282	Люлинворская	Pg ₂ II	0		1,2
282	317	Талицкая	Pgi ti	0		1,3
317	437	Ганькинская	K ₂ gn	0		1,5
437	477	Славгородская	K ₂ si	0		1,5
477	652	Платовская	K ₂ ip	0		1,5
652	670	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1,6
670	1550	Покурская	K ₂ pk	0		1,3
1550	1600	Алымская	K, al	0		1,3
1600	2240	Киялинская	K, kls	0		1,3
2240	2310	Тарская	K, tr	0		1,1
2310	2580	Куломзинская	K, klm	0		1,1
2580	2605	Баженовская	J ₃ bg	0		1,1
2605	2610	Георгиевская	J ₃ gr	0		1,1
2610	2692	Васюганская	J ₃ vs	0-2		1,2
2692	3010	Тюменская	J ₂ tm	–		1,1
3010	3100	Палеозой	PZ	–		1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	пески суглинки глины супеси	40 40 10 10	пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
Pg3-N nk	40	190	пески глины	80 20	некрасовская серия сложена песками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми; алевролиты светло-серые иногда глинистые песчанистые; глины буровато серые серые участками каолинизированными.
Pg2-Pg 3 cg	190	235	глины алевролиты пески	70 15 15	чеганская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желтовато-зелеными жирными на ощупь, с тонкими прослоями светло-серых алевролитов и песков.
Pg2 ll	235	282	глины пески алевролиты	90 5 5	люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желтовато-зелеными жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.
Pg1 tl	282	317	глины алевролиты пески	90 5 5	талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевролитов и песков.
K2 gn	317	437	глины	100	ганькинская свита слагается глинами морского генезиса, серыми, темно-серыми иногда зеленовато-серыми.
K2 sl	437	477	глины	100	отложения свиты представлены глинами серыми и темно-серыми комковатыми, морского генезиса.
K2 ip	477	652	глины	100	отложения свиты представлены глинами серыми и темно-серыми комковатыми, морского генезиса.
K2 kz	652	670	глины	100	кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K1-2 pk	670	1550	алевролиты глины песчаники	40 30 30	покурская свита сложена неравномерным чередованием глин ,алевролитов и песчаников. песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. глины серые, комковатые.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K1 al	1550	1600	глины песчаники алевролиты	50 50	разрез свиты складывается преимущественно темными темно-серыми глинами, иногда в нижней части появляются алевролиты и песчаники.
K1 kls	1600	2240	алевролиты глины песчаники	50 25 25	комплекс пород киялинской свиты представлен частым переслаиванием зеленоцветных и пестроцветных комковатых глин, алевролитов и песчаников.
K1 tr	2240	2310	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. песчаные пласты выдержаны и толщина их различна.
K klm	2310	2580	аргиллиты песчаники алевролиты	60 30 10	отложения куломзинской свиты представлены глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями - аргиллитами серыми, плотными с частыми прослоями крупноцементированных песчаников и светло серых алевролитов.
J ₃ bg	2580	2605	аргиллиты	100	отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами.
J ₃ gr	2605	2610	аргиллиты	100	отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами.
J vs	2610	2692	песчаники глины алевролиты угли	50 20 5 5	представлена преимущественно песчаником с подчиненными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. нижняя часть свиты более глинистая.
J ₂ tm	2692	3010	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 25 20 5	свита сложена континентальными отложениями – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород.
Pz	3010	3100	туфобрекчии туфопесчаники аргилиты серпертинит глины	40 30 10 10 10	вскрытые породы представлены преимущественно эффузивами зеленовато-серого цвета, плотными, прослоями мелкокавернозными, разбитыми сетью субвертикальных трещин, выполненных темно зеленым минералом (хлоридом)

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	супеси	2	10	–	40	0	–	1	–	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	–	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg ₃ -N nk	40	190	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	20	0	–	5	10	мягкая
Pg ₂ -Pg ₃ eg	190	235	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	–	5	10	мягкая
Pg ₂ II	235	282	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	–	1	10	мягкая
Pgi tl	282	317	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	–	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	–	–	5	10	мягкая
K ₂ gn	317	437	глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая
K ₂ sl	437	477	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
K ₂ ip	477	652	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
K ₂ kz	652	670	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K1-2 pk	670	1550	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая
K1 al	1550	1600	глины	2,3	10	0	100	2	30	1	6	средняя
			алевролиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	средняя
			песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J3 bg	2580	2605	аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	средняя
K1kls	1600	2240	глины	2,3	0	0	100	8	50	2,5	4	средняя
			алевролиты	2,3	10	6	17	6	50	3	4	средняя
			песчаники	2,2	23	13	15	3	50	2,5	10	средняя
K1 tr	2240	2310	песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	20	1	65	1	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	средняя
K1 klm	2310	2580	песчаники	2,4	20	19	20	10	60	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J3 vs	2605	2692	песчаники	2,4	15	2,4-2,5	20	45	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	средняя
			угли	1,2		0	0	0	40	4	5	мягкая
J2 tm	2692	3010	песчаники	2,4	15	15	10	60	0	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	30	40	95	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
PZ	3010	3100	глины	2,4	5	0	100	5	140	3	4	твердые
			серпентинит	2,58	2,09	–	–	–	250	–	–	твердые
			аргиллиты	2,5	0	0	95	10	150	2,5	6	твердые
			туфобрекчии	2,6	7,53	–	–	–	250	–	–	твердые
			туфопесчаники	2,69	3,5	–	–	80	200	7	10	твердые

Таблица А.4–Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		градус
			кг/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	40	0	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0,00	0,20	5
Pg ₃ -N nk	40	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	13
Pg ₂ -Pg ₃ cg	190	235	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	15
Pg ₂ II	235	282	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	17
Pg ₁ tl	282	317	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	18
K ₂ gn	317	437	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K ₂ sl	437	477	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K ₂ kz	477	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	24
K1-2 pk	670	1550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	49
K1 al	1550	1600	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	50
K1 kls	1600	2240	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,23	0,23	69
K1 tr	2240	2310	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	71
K1 klm	2310	2580	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	79
J ₃ bg	2580	2605	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	80
J ₃ gr	2605	2610	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	80
J ₃ vs	2610	2692	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,24	0,24	82
J ₂ tm	2692	3010	0,103	0,103	0,103	0,103	0,170	0,170	0,24	0,24	85
PZ	3010	3100	0,104	0,104	0,104	0,104	0,165	0,165	0,24	0,24	88

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристика нефтегазоносности и месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Характеристика нефтеносности, газоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /сут	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2619	2630	поровый	730 (п.у.); 866 (п. дег)	0–10	117	–
J ₂ tm	2710	2720	поровый	732 (п.у.); 870 (п. дег)	0–10	95,3	–
J ₂ tm	2865	2875	поровый	738 (п.у.); 882 (п. дег)	0–15	96,26	–
M ₁	3005	3020	трещин- каверновый	738 (п.у.); 787 (п. дег)	0–15	96,26	–
Газоносность							
J ₃ vs Ю ₁	2610	2618	поровый	733 (п.у.)	228	–	–

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₃ nk	0	190	поглощение бурового раствора	увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂₋₂ pk	670	1550		
K ₁ al	1550	1600		
K ₁ kls-K ₁ klm	1600	2580		
J ₃ vs-J ₂ tm	2610	3010		
PZ	3010	3100		
Q-Pg ₂ II	0	282	осыпи и обвалы горных пород	недостаточное противодействие столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ gn	317	437		
K ₁ al	1550	1600		
K ₁ , kls+tr	1600	2310		
J ₃ vs+J ₂ tm	2610	3010		
PZ	3010	3100		
Pg ₃ -Pg _{s3} cg	40	235	нефтегазоводопроявления	снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. высокие скорости подъема бурильного инструмента. возникновение депрессии на нефтегазонасыщенные отложения
K ₁₋₂ Pk	670	1600		
K ₁ tr-K ₁ klm	2240	2580		
J ₃ vs Ю ₁	2619	2630		
J ₂ tm	2710	2720		
J ₂ tm	2865	2875		
J ₂ tm	2885	3000		
M ₁	3005	3020		

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5
Q-Pg ₂ II	0	282	прихватоопасность	несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы. несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения, несоблюдения режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
Pg1tl-J ₃ bg	282	2605		
PZ	3010	3100		
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	190	477	прочие возможные осложнения	за счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора. за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K ₂ kz	652	670		
K1 al+kls	1550	2240		
J ₃ vs	2610	2692		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–50	50–1400	1400–3000	3000–3050
Шифр долота		БИТ 393,7 М–ЦВ	БИТ 295,3 ВТ–519	БИТ 215,9–ВТ–613	БИТ PDC 142,9 ВТ–713
Тип долота		шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117	3–114
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,41	0,32	0,27	0,20
Масса, кг		150	75	44	15
G, тс	Рекомендуемая	14-28	5-17	4-14	4-8
	Предельная	–	–	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	120-300	60-350	50-300
	Предельная	–	–	–	–

Таблица Г.1.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–50	50–1400	1400–3000
Шифр калибратора		КЛС 393,7	КЛС 285	212,7
Тип калибратора		лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	285	190,5
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		1,270	0,500	0,39
Масса, кг		450	160,0	96,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Г.2.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	БИТ 393,7 М-ЦВ	0,41	393,7	–	3–177	ниппель	0,150
2	Переводник Н-171 М-177	0,39	219	76	3–177	муфта	0,636
					3–171	муфта	
3	Калибратор КЛС 393,7	1,27	393	80	3–171	ниппель	0,824
					3–171	муфта	
4	Переводник М-152 Н-171	0,52	203	76	3–152	ниппель	0,994
					3–152	муфта	
5	Переводник М-152 Н-152	0,52	203	78	3–152	ниппель	1,106
					3–152	муфта	
6	УБТ 203x100 Д	8,30	203	100	3–152	ниппель	2,956
					3–152	муфта	
7	Переводник М-152 Н-152	0,52	203	78	3–152	ниппель	3,068
					3–152	муфта	
8	УБТ 203x100 Д	8,30	203	100	3–152	ниппель	4,918
					3–152	муфта	
9	БТ Д16Т 147x11	До устья	147	125	3–147	ниппель	5,447
					3–147	муфта	
10	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	78	3–147	ниппель	5,947
					3–147	муфта	
11	КШЗ–35 М-147 Н-147	0,40	178	76	3–147	ниппель	6,44
					3–147	муфта	
12	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	ниппель	7,6
					3–152Л	муфта	

Таблица Г.2.2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (50–1400 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–1400м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 519	0,32	295,3	–			0,075
					3–152	ниппель	
2	Калибратор КЛС-285	0,50	295,3	80	3–152	муфта	0,34
					3–152	ниппель	
3	Двигатель ДР-240	6,917	240	–	3–152	муфта	3,611
					3–152	муфта	
4	Переводник Н-152 М-152	0,52	203	76	3–152	ниппель	3,747
					3–152	муфта	
5	УБТ 203x100 Д	8,30	203	100	3–152	ниппель	5,597
					3–152	муфта	
6	Калибратор КЛС-285	1,3	295,3	80	3–152	ниппель	5,862
					3–152	муфта	
7	Переводник Н-152 М-152	0,52	203	76	3–152	ниппель	5,973
					3–152	муфта	
8	УБТ 203x100 Д	8,30	203	100	3–152	ниппель	7,823
					3–152	муфта	
9	Переводник М-147 Н-152	0,53	181	76	3–152	ниппель	7,934
					3–147	муфта	
10	БТ Д16Т 147x11	1370	147	125	3–147	ниппель	32,294
					3–147	муфта	
11	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	78	3–147	ниппель	33,334
					3–147	муфта	
12	КШЗ-35 М-147 Н-147	0,40	178	76	3–147	ниппель	33,384
					3–147	муфта	
13	ВБТ-К 133 Н-147	16	133	82	3–147	ниппель	34,585
					3–152Л	муфта	

Таблица Г.2.3 – Проектирование КНБК для бурение интервала под эксплуатационную колонну (1400–3000 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1400–3000)							
1	БИТ 215,9-ВТ-613	0,27	215,9	–	3–117	ниппель	0,044
2	Калибратор КЛС 212,7	0,39	215,9	78	3–117	муфта	0,104
					3–117	ниппель	
3	Двигатель ДР-178	8,29	178	–	3–117	муфта	0,884
					3–147	муфта	
4	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	51	3–147	ниппель	0,934
					3–147	муфта	
5	УБТ 178x90 Д	8,30	178	90	3–147	ниппель	2,144
					3–147	муфта	
6	Переводник Н-117 Н-117	0,40	178	51	3–147	ниппель	2,204
					3–117	ниппель	
7	Калибратор КЛС 212,7	0,39	215,9	78	3–117	муфта	2,254
					3–117	муфта	
8	Переводник М-147 Н-117	0,40	178	51	3–117	ниппель	2,304
					3–147	муфта	
9	Переводник М-147 М-147	0,40	178	51	3–147	ниппель	2,354
					3–147	муфта	
10	УБТ 178x90 Д	8,30	178	90	3–147	ниппель	3,464
					3–147	муфта	
11	БТ Д16Т 147x11	2976	147	125	3–147	ниппель	56,444
					3–147	муфта	
12	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	78	3–147	ниппель	56,484
					3–147	муфта	
13	КШЗ–35 М147xН147	0,40	178	76	3–147	ниппель	56534
					3–147	муфта	
14	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	ниппель	57,734
					3–152Л	муфта	

Таблица Г.2.4 – Проектирование КНБК для бурение интервала под хвостовик (3000–3050 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3000–3050м)							
1	БИТ PDC 142,9 BT 713	0,20	142,9	–			0,015
					3–114	ниппель	
2	Двигатель ДР-120	5,503	120	–	3–114	муфта	0,393
					3–102	муфта	
3	Переводник М-102 Н-102	0,40	126	63	3–102	ниппель	0,423
					3–102	муфта	
4	УБТ 121x57 Д	7,50	121	68	3–102	ниппель	0,686
					3–102	муфта	
5	Переводник М-102 Н-102	0,40	126	63	3–102	ниппель	0,716
					3–102	муфта	
6	УБТ 121x57 Д	7,50	121	68	3–102	ниппель	0,979
					3–102	муфта	
7	ТБПК 89x8 Д	3028	89	73	3–102	ниппель	56,379
					3–102	муфта	
8	Переводник М-102 Н-102	0,36	127	63	3–102	ниппель	56,409
					3–102	муфта	
9	КШЗ–35 М-102 Н-102	0,36	127	60	3–102	ниппель	56,439
					3–102	муфта	
10	ВБТ–К 89 Н-102	16	88,9	57,2	3–102	ниппель	57,139
					3–102Л	муфта	

Таблица Г.2.5 – Проектирование КНБК для отбора керна (3000–3030 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (3000–3030м)							
1	Бурильная головка БИТ 142,9/52В 713	0,3	142,9	50			0,015
					3–86	ниппель	
2	Кернотборный снаряд СК–102/52	18	114	52	3–86	ниппель	0,115
					3–86	муфта	
3	УБТ УБТС108х50 Д	8,5	108	50	3–86	ниппель	0,593
					3–86	муфта	
4	Переводник М–102 Н–88	0,40	120	68	3–86	ниппель	0,618
					3–102	муфта	
5	ТБПК 89х8 Д	3016	89	73	3–102	ниппель	59,785
					3–102	муфта	
6	Переводник М102хН102	0,36	127	63	3–102	ниппель	59,783
					3–102	муфта	
7	КШЗ–35 М102хН102	0,36	127	60	3–102	ниппель	59,808
					3–102	муфта	
8	ВБТ–К 89 Н 102	16	88,9	57,2	3–102	ниппель	60,308
					3–102Л	муфта	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁₀ дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,19	–	–	60–80	≤10	8–10	≤2	8–20	10–25
50	140	1,15	4–8	6–16	45–55	≤8	8–10	≤1	8–20	10–25
1400	300	1,11	2–10	4–24	40–55	≤6	8–10	≤1	5–20	10–25
3000	305	1,10	2–9	4–26	38–45	≤4	8–10	≤1	40	10–25

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Таблица Д.1.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп	кг(л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	0,28	1	25
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,28	1	25
Глинопорошок (бентонит)	регулятор вязкости	900	40	4	3600
МЕХ-РАN	полиакриат, флокулянт, капсулятор	25	0,56	2	0,050
Барит	утяжелитель	1000	124	3	3000

Таблица Д.1.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора
(кондуктор)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп	кг(л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	0,15	2	50
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,15	2	50
МЕХ-BOR	боросиликатный ингибитор	25	2,13	28	700
МЕХ-САР	инкапсулятор	25	0,46	6	150
МЕХ-РАС HV	регулятор фильтрации, вязкости	25	0,30	4	100
МЕХ-РАС	полиакрилат, флокулянт, капсулятор	25	1,83	24	600
СААР	разжижитель	25	0,46	6	150
Барит	утяжелитель	1000	124	9	9000

Таблица Д.1.4 – Компонентный состав инкапсулированного раствора
(эксплуатационная колонна)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп	кг(л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	1,50	14	350
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,21	2	50
МЕХ-GL LUBE	смазывающая добавка	200	4,29	5	1000
МЕХ-GUM S	ксантановая смола, регулятор вязкости	25	0,64	6	150
МЕХ-РАС HV	регулятор фильтрации, вязкости	25	1,29	12	300
МЕХ-РАС LV	регулятор фильтрации	25	7,83	73	1825
Известь	регулятор рН	25	0,21	2	50
КСL	ингибитор глин	900	104,29	27	24300
Карбонат кальция (мел)	карбонат кальция, кольматант	1000	64,38	15	15000

Таблица Д.1.5 – Компонентный состав KCL/полимерного раствора (хвостовик)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп	кг(л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	0,5	3	75
MEX-GUM S	ксантановая смола, регулятор вязкости	25	3,6	22	556
KCL	ингибитор глин	900	50	9	7725
MEX-SBT	понижитель фильтрации	25	18	111	2781
MEX-GL LUBE	смазывающая добавка	200	22	17	3400
Карбонат кальция МК-60	утяжелители, закупоривающие материалы	1000	25	4	3862
Карбонат кальция МК-160	утяжелители, закупоривающие материалы	1000	12	3	1854
MEX-DEFOAM	пеногасители	20	0,5	78	4

Таблица Д.1.6 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3050м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	50	50	393,7	–	1,3	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 21,1
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 26,85
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
50	1400	1350	295,3	306,9	1,5	123,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 12,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 75,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 251,8

Общая потребность бурового раствора на интервале:

$V_{бр} = 347$

Продолжение таблицы Д.1.6

Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 371,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2} = 0$
Экспл. колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
1400	3000	1600	215,9	228,7	1,1	123,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 11,83$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 47,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 9,40$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 257,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 326,46$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 383,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев3} = 0$
Хвостовик		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
3000	3050	50	142,9	153,7	1,1	51,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,19$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 0,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 107,16$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 108,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 154,5$

Таблица Д.1.7 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25,0	6,6	1	55,6	3	575	23	78	4	716	31
Кальцинированная сода		25,0	6,6	1	55,6	3	81	4	0	0	143	8
Бентонит		900	948	2	0	0	0	0	0	0	948	2
МЕХ-РАN		25	13,2	1	0	0	0	0	0	0	13,2	1
МЕХ-ВОР		25	0	0	790	32	0	0	0	0	790	32
МЕХ-САР		25	0	0	170	7	0	0	0	0	170	7
МЕХ-РАС HV		25	0	0	111	5	0	0	0	0	111	5
МЕХ-РАN		25	0	0	680	28	0	0	0	0	680	28
SAP		25	0	0	171	7	0	0	0	0	171	7
KCL		900	0	0	0	0	40000	45	7750	9	47750	54
МЕХ-SBT		25	0	0	0	0	0	0	2800	111	2800	111
МЕХ-GL LUBE		200	0	0	0	0	1643	9	3400	17	5043	26
МЕХ-GUM S		25	0	0	0	0	245	10	0	0	245	10
МЕХ-РАС HV		25	0	0	0	0	495	20	0	0	495	20
МЕХ-РАС LV		25	0	0	0	0	30000	120	0	0	30000	120
Известь		25	0	0	0	0	81	4	0	0	81	4
Мел		1000	0	0	0	0	25000	28	0	0	25000	28
Карбонат кальция МК-160		1000					0	0	3862	4	3862	4
Карбонат кальция МК-60		1000					0	0	1854	2	1854	2
МЕХ-SIDE		25					0	0				
МЕХ-DEFOAM		20					0	0	78	4	78	4
Барит		1000	2938.8	3	8816.4	9					11755	12

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество	диаметр		
Под направление									
0	50	бурение	0.38	0.045	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	103,8	3.0
Под кондуктор									
50	1400	бурение	0.59	0.08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	6*4,10*6	94,2	4,24
Под эксплуатационную колонну									
1400	3000	бурение	0,98	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6*4,9*3	98,7	4,59
Под хвостовик									
3000	3050	бурение	1,3	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	6*3,7*2	92,6	4,57
Отбор керна									
3000	3030	отбор керна	1,3	0,1	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	94,1	5,08

Таблица Е.1.1 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	50	бурение	УНБТ–1180	2	100	170	247,5	1	105	34	68
50	1400	бурение	УНБТ–1180	2	100	170	247,5	1	85	27	55
1400	3000	бурение	УНБТ–1180	1	100	150	326	1	125	32	32
3000	3050	бурение	УНБТ–1180	1	100	150	367,2	1	45	11	11
3000	3030	отбор керна	УНБТ–1180	1	100	150	330	1	85	24	24

Таблица Е.1.2 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
от (верх)	до (низ)							
0	50	бурение	91,6	75,7	0	2,5	0,1	7,2
50	1400	бурение	164,6	60,3	38,0	36,2	3,6	3,6
1400	3000	бурение	174,1	63,9	64,7	21,6	21,8	2
3000	3050	бурение	216,9	55,7	50,5	77,5	32,6	0,5
3000	3030	отбор керна	181,2	58,1	0	90,5	32	0,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.1

Таблица Ж.1 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	3050
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 1400 м
- эксплуатационная	d 215,9 мм на глубину 3000 м
- хвостовик	d 142,9 мм на глубину 3050 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-1180 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0–50м.	68
- в интервале 50–1400 м	55
- в интервале 1400–3000 м	32
- в интервале 3000–3050 м	11
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0–50 м	УБТ-203x100Д-16,6 м
- в интервале 50–1400 м	УБТ-203x100Д-16,6 м
- в интервале 1400–3000 м	УБТ-178x90Д-16,6 м
- в интервале 3000–3050 м	УБТ-121x57Д-15 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50–1400 м	ДР-240 3/4
- в интервале 1400–3000 м	ДР-178 7/8
- в интервале 3000–3050 м	ДР-121 7/8
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0–50 м	147
- в интервале 50–1400 м	147
- в интервале 1400–3000 м	147
- в интервале 3000–3050 м	89
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0–50 м	БИТ 393,7 М-ЦВ
- в интервале 50–1400 м	БИТ 295,3 ВТ 519
- в интервале 1400–3000 м	БИТ 215,9-ВТ-613
- в интервале 3000–3050 м	БИТ PDC 142,9-ВТ 713

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.2

Таблица Ж.2 – Нормативное время

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0–50	393,7	490	11	24	0–50	0,0121	0,48
Кондуктор	50–1400	295,3	1400	12	32	0–100	0,0122	0,73
						100–200	0,0133	1,33
						200–300	0,0146	1,46
						300–400	0,0146	1,46
						400–500	0,0146	1,46
						500–600	0,0155	1,55
						600–700	0,0158	1,58
						700–800	0,0159	1,59
						800–900	0,0160	1,60
						900–1000	0,0166	1,66
						1000–1100	0,0177	1,67
						1100–1200	0,0188	1,78
						1200–1300	0,0190	1,90
						1300–1400	0,0193	1,93
Эксплуатационная колонна	1400–3000	215,9	1600	12	32	1400–1500	0,0199	1,99
						1500–1600	0,0210	2,10
						1600–1700	0,0230	2,30
						1700–1800	0,0233	2,33
						1800–1900	0,0240	2,40
						1900–2000	0,0246	2,46
						2000–2100	0,0249	2,49
						2100–2200	0,0252	2,52
						2200–2300	0,0255	2,55
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0259	2,59
						2600–2700	0,0262	2,62
						2700–2800	0,0265	2,65
						2800–2900	0,0268	2,68
2900–3000	0,0270	2,70						
Хвостовик	3000–3050	142,9	50	12	32	3000–3050	0,0280	2,80
Итого								61,92

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.3

Таблица Ж.3 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ 393,7 М-ЦВ	490	0,1	0–50	50	0,026	1,3	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 519	1400	0,96	50–1400	1350	0,032	43,2	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9-ВТ-613	980	1,6	1400–3000	1600	0,036	57,6	40,92	57,6
Хвостовик	БИТ РДС 142,9-ВТ 713	650	0,07	3000–3050	50	0,057	2,85	45,6	2,85
Всего			5,64		3050		104,95		104,95
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3 12 18
Установка центраторов - направление - кондуктор - эксплуатационная - хвостовик ОЗЦ: - направление			3 33 40 3						0,05 0,55 0,66 0,05 8

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
- кондуктора									16
- эксплуатационной									24
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
- направление				40–50					0,11
- кондуктор				1390–1400					2,01
Промывка скважины (1 цикл)				1400–3000					
- направление									0,01
- кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при гис									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные Работы, не учтенные в унв									7,65
Всего на бурение скважины (без учета									203,99
Ремонтные работы (3,3 %)									17,8
Общее время на скважину									260,33