

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 2620 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)

УДК 622.143: 622.243.22: 622.323(24:181m2620) (571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Смакотин Сергей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	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
Ст. 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	Смакотин Сергей Николаевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2620 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе: (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономиче-	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области), с ожидаемым притоком 10 м ³ /сут
---	---

<i>ский анализ и т. д.).</i>	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ul style="list-style-type: none"> - 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 средства и режимы бурения при отборе керна). - 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. - Ловильный инструмент при обрывах бурильных труб.
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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	Смакотин Сергей 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)
<i>8 февраля</i>	<i>Общая и геологическая часть</i>	<i>10</i>
<i>5 апреля</i>	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
<i>31 апреля</i>	<i>Специальная часть</i>	<i>20</i>
<i>30 мая</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
<i>30 мая</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Смакотин Сергей Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и Коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважинысогласносправочниковЕдиныхнорм времени (ЕНВ) идр
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые Взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Смакотин Сергей Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Смакотин Сергей Николаевич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазового дела»

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:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредные факторы рабочего места буровика ЭПБ скважин на нефть и газ. – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов – 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>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 буровика ЭПБ на нефть и газ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вибрация, шумы, токсичные ядовитые газы жидкости. – повышенный уровень шума – повышенный уровень вибрации – общая тяжесть трудового процесса – класс условий труда 3.1. – законодательством предусмотрено – 17 наименований сиз.
<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, молнезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Анализируемые выявленные опасные факторы.</p> <p>Механические:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин – работа под давлением. (Каска, спецодежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); <p>Термические:</p> <ul style="list-style-type: none"> – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спецодежда, спец обувь и пр.); <p>Электробезопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током (спецодежда, молнезащита и пр.); <p>Пожаровзрывобезопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возгорание, пожар, НГВП.

	<p><i>Мероприятия:</i> – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.)</p> <p><i>Высота:</i> – монтажные, спускоподъемные операции.</p>
<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>Принять подготовить и рассмотреть и 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 горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора, амбарное хранение отходов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности на месторождении.
<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>Взять во внимание опыт строительства скважин при таком геологическом залежи пород. 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).</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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	Смакотин Сергей 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 <i>современных 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 тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих 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 92 страницы, 10 рисунков, 40 таблиц, 48 литературных источника, 8 приложений.

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 2620 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области).

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.

В работе спроектированы основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные решения для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с закрытым забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а так же интервал спуска обсадных колонн и цементирования по расчетным интервалам.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

Определения, обозначения, сокращения

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.

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ДРУ – двигатель с регулируемым углом перекоса;

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;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

ВБТ – ведущая бурильная труба;

ТБПК – труба бурильная с комбинированным пояском ;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

МСП – механическая скорость проходки;

СПО – спускоподъемные операции;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирувочный;

ГЦУ – головка цементирувочная универсальная;

БУ – буровая установка;

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. – внутренний и др.

Оглавление

Введение.....	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование профиля скважины	16
2.2.1 Совмещенный график давлений.....	16
2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	17
2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн	17
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения.....	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	23
2.5 Проектирование процессов заканчивание скважины.....	28
2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны	28
2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине	32
2.6 Расчет процессов цементирования скважины.....	33
2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	33
2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	34
3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	36
4 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	38
4.1 Метчики ловильные типов: МСЗ и МЭС.....	38
4.2 Колокола ловильные типа: ЛК, К, ЛКС, КС	40
4.2.1 Колокола ловильные типа: КН, КЛН	41
4.3 Ликвидация аварий с бурильными трубами.....	42
4.4 Регламент работы с ловильным инструментом	44
5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	46
5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз»	46
5.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	47
5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	48
5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	50
5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	51
5.2.7 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ ...	54
5.2.8 Определение проектной продолжительности бурения и	55
крепления скважины	55
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
6.1 Производственная безопасность.....	57
6.3 Шум и вибрация	58
6.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	59

6.5 Электробезопасность	60
6.6 Пожарная безопасность	60
6.7 Средства обеспечения пожарной безопасности.....	61
6.8 Экологическая безопасность.....	62
6.9 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций	63
Заключение	66
Список использованных источников	66
Приложение А	72
Приложение Б	78
Приложение В.....	79
Приложение Г	80
Приложение Д.....	81
Приложение Е.....	85
Приложение Ж.....	89
Приложение З	91

Введение

Во все времена эффективное разрушение горных пород являлось одним из основных факторов, определяющих качественное строительство скважины.

Когда бурение только зарождалось, и до наших дней постоянно совершенствовались средства разрушения горной породы. Прогресс в области разработки долот особенно усилился в последние годы. На сегодняшний день Россия является крупнейшей нефтегазодобывающей страной мира, обладающей огромным сырьевым потенциалом.

На сегодняшний день бурение скважин – основной способ поддержания и увеличения объемов добычи нефти. Определяющее влияние на технико-экономические показатели бурения оказывают надёжность бурового оборудования и инструмента. Известно, что экономические показатели бурения резко снижаются с увеличением глубины скважины и это связано с большей потерей времени на спускоподъемные операции. Поэтому, при бурении скважин к выбору бурового долота в определенных интервалах и подбору режимов бурения в конкретных геологических условиях подходят очень тщательно.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области). Исходными данными для проектирования являются материалы рабочего проекта, специальная литература. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины. В специальной части дипломного проекта рассматривается вопрос: ловильный инструмент при обрывах бурильных труб.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости 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.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2620 м представлена в большей степени глинами, аргиллитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен пятью водоносными и одним нефтеносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2560–2595 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 10 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

В интервале 0–960 м, возможны осыпи и обвалы стенок скважины вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование профиля скважины

Проектируется вертикальная разведочная скважина глубиной 2620 м поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции забоя и выбор способа заканчивания скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважины и для последующего испытания пласта в закрытом стволе принимается забой закрытого типа.

2.2.1 Совмещенный график давлений

Давление столба бурового раствора должно превышать пластовое не менее чем на 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа) ,5% для скважин глубиной более 1200 [2]. Исходя из этого условия и геологических условий рассчитаем минимальную плотность бурового раствора и построим совмещенный график давлений, изображенный на рисунке 1.

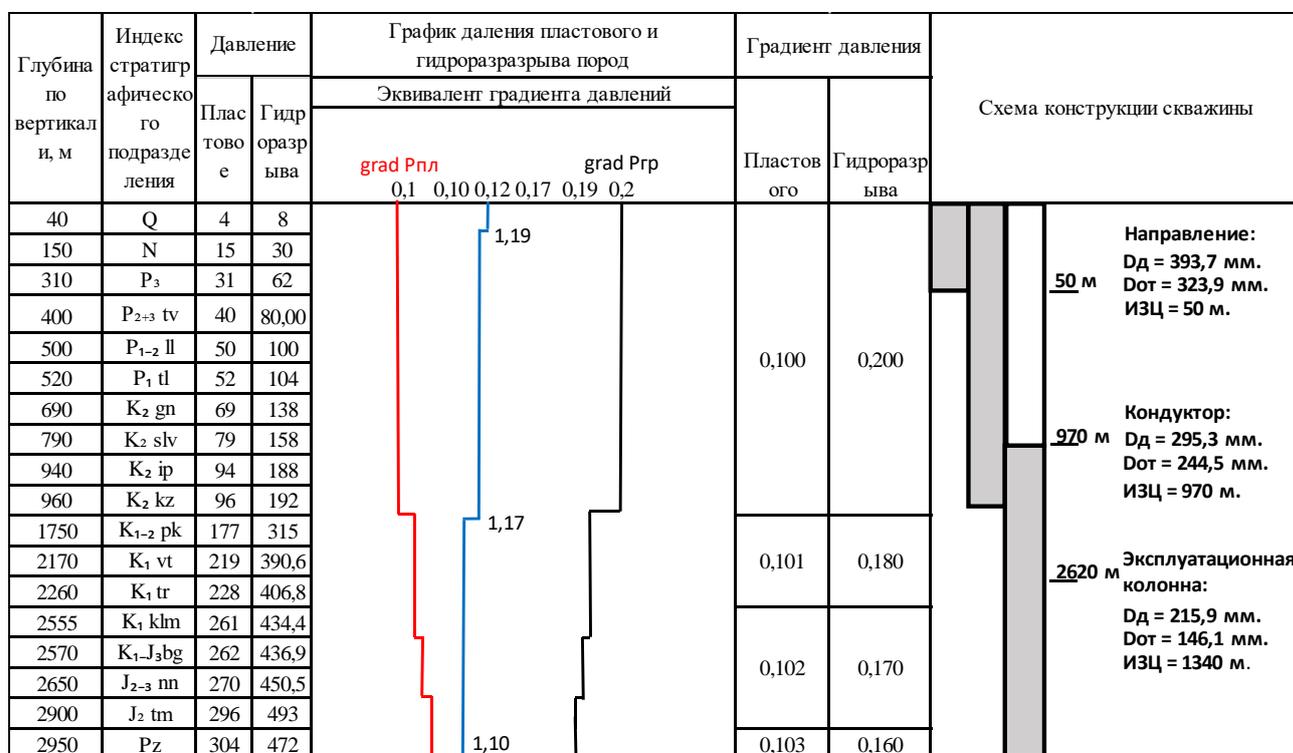


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

По графику совмещенности давлений делаем заключение, что зон несовместимых по условиям бурения нет. Проектируется одноколонная конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна.

2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска

Направление: 0–50 м с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м.

Кондуктор: 50–970 м перекрываем наиболее неустойчивые горные породы и недопущения гидроразрыва горных пород под башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления.

Эксплуатационная колонна: 970–2620 м. с учетом вскрытие продуктивного пласта 2560–2595 м, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м [2]. Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–50	0–50	323,9	393,7
Кондуктор	0–970	0–970	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–2620	820–2620	146,1	215,9

2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны P_{on} . 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 1 [42].

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

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 2

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_H \cdot g \cdot H_{кр} = 6,05 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, **26,11** МПа;

ρ_H – плотность нефти, **799** кг/м³;

В таком случае давление опрессовки составит **31,59** МПа.

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1–35–146x245 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5–230/80x35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 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 твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться РДС долото совместно с винтовым забойным двигателем [1,8,15].

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

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–50	Направление	Роторный
0–970	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
970–2620	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Г.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром Ш 393,7 М, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром БИТ 295,3 ВТ 619, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром БИТ 215,9 В 519, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет [1,8,16].

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру,

придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трех-шарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0–50 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, для более лучшей калибровки скважины.

2. Для бурения интервала под кондуктор 50–970 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 970–2620 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Технические характеристики калибраторов представлены в приложении Г.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения [1]. К их числу относятся:

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

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 3

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

где α – коэффициент забойных условий;

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

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F=0,03D_c k_T, \quad (4)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Таблица 3 – Осевые нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–50	50–970	970–2620
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	2000	2400	2700
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,3	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	100	170	150
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	62	87	47
$G_2, \text{кН}$	78	144	146
$G_3, \text{кН}$	220	204	80
$G_{проект}, \text{кН}$	75	100	80

Осевая нагрузка проектируется под направление исходя из расчётных 62–78 кН. Исходя из опыта бурения интервала четвертичных отложений выбираем осевую нагрузку 75 кН. Данной нагрузки будет достаточно для разрушения горной породы.

Для интервала под кондуктор исходя из расчётных 87–144 кН. Исходя из опыта бурения интервала кондуктор, сложенного мягкой и средней твердости горной породы выбираем осевую нагрузку 100 кН. Данной нагрузки будет достаточно для разрушения горной породы.

Для интервала бурения эксплуатационной колонны, максимальная нагрузка на долото превышает допустимую, поэтому проектируется 80 кН. Данная нагрузка не приведет к разрушению долота и ее будет достаточно для разрушения горной породы исходя из опыта бурения данного интервала.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения долота обеспечивающая требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплу-

атационную колонну (970–2620 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент [1,15]. Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 5 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 4

$$n_1 = 19,1 \frac{V_d}{D_d}, \quad (5)$$

где V_d – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 4 – Результаты частоты вращения

Интервал		0–50	50–970	970–2620
Исходные данные				
V_d , м/с		3,4	2,0	2,0
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	5	5
z		24	–	–
α		0,8	–	–
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		164	129	176
n_2 , об/мин		240	–	–
n_3 , об/мин		604	–	–
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60–80	120–130	170–180

Для бурения интервала под направление, бурится роторным способом стандартная частота вращения ротора 60–80 об/мин по расчёту получается, что для эффективного разрушения горной породы требуется 164 об/мин. но так как интервал мал и использование ВЗД на данном интервале не целесообразно то рекомендуемая частота вращения 60–80 об/мин. Выбранное значение не приведёт к износу опор долота.

Для всех остальных интервалов выбираются расчётные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 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 веса, обеспечивающего вращение долота.

Для интервала бурения под кондуктор проектируется ДРУ–240 3/4, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ–178 7/8. Все запроектированные 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 и представлен в таблице 5 [15].

Таблица 5 – Технические характеристики забойных двигателей

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
ДРУ–240 3/4	50–970	240	6	2271	32–75	80–150	8–12	60–150
ДРУ–178 7/8	970–2620	178	8	1809	20–40	80–190	9–15	60–210

2.3.6 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 [1]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6

Таблица 6 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0–50	50–970	970–2620
Исходные данные			
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K _к	2,4	1,2	1,1
V _{кр} , м/с	0,15	0,13	0,13
V _м , м/с	0,011	0,008	0,005
d _{бг} , м	0,127	0,127	0,127
d _{мах} , м	0,1619	0,1619	0,1619
d _{нмах} , м	0,00191	0,00159	0,00159
n	3	7	5
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,19	1,17	1,10
ρ _п , г/см ³	2,0	2,3	2,5
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	78	44	23
Q ₂ , л/с	56	42	25
Q ₃ , л/с	123	83	44
Q ₄ , л/с	60	48	21
Q ₅ , л/с	28	46	43
Q ₆ , л/с	–	32–75	20–40

Исходя из полученных данных следует выбрать значения, которые не превышают расход бурового раствора, при котором происходит размывание стенок скважины (Q₃), а также исходя из практического опыта бурения под заданный диаметр и режимов ВЗД. Выбирается следующие значения для бурения под направление Q= 60 л/с, которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для кондуктора Q= 56 л/с, которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140); для эксплуатационной колонны Q= 32 л/с, которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600, диаметр втулок (170 мм); для отбора керна Q= 24 л/с, которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600, диаметр втулок (140 мм). В качестве насоса примем УНБ–600.

Таблица 7 – Результаты расчетов расхода бурового раствора

Интервал	0–50	50–970	970–2620
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	78	44	23
Q ₂ , л/с	56	42	25
Q ₃ , л/с	123	83	44

Продолжение таблицы 7

Q ₄ , л/с	60	48	21
Q ₅ , л/с	28	46	43
Q ₆ , л/с	–	32–75	20–40
ΔQ, л/с	60–123	48–83	23
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	62	56	32

2.3.7 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 Д.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы [7].

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. Разбуриваемые 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 70–90 сек.

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 разбуриваемых 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 (ингибирующий) буровой раствор.

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении интервалов (970–2620 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать КСЛ/полимерный 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 КСЛ/полимерного раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов,

создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

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

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

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 Е.

2.3.9 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 эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Ж.

2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2560–2595 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемыми интервалами отбора керна следующие: интервал отбора керна 2550–2605 м; Для отбора керна планируется использование бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой бу-

рения запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости. Из геолого-технического условия тип коллектора поровый представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах. Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна и бурголовки представлена в таблице 8.

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
2550–2605	Бурильная головка БИТ 215,9 В 613 Керноотборный снаряд СК–165/100	3–5	60–80	24

2.5 Проектирование процессов заканчивание скважины

2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны

Рассчитываются следующие нагрузки на скручивание, сжатие, смятие и сдвиговые нагрузки [2]. Данные расчеты нагрузок мы производим в программном обеспечении Microsoft Excel.

Для проведения расчета избыточных давлений определены плотности используемых технологических жидкостей которые внесены в таблицу 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	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	799	глубина скважины, м	2620
высота столба буферной жидкости h_1 , м	820	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	160
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{д}$, м	1800

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.

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений и рассчитывается по формуле 6 при помощи программного обеспечения Microsoft Excel.

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (6)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунках 2 и 3

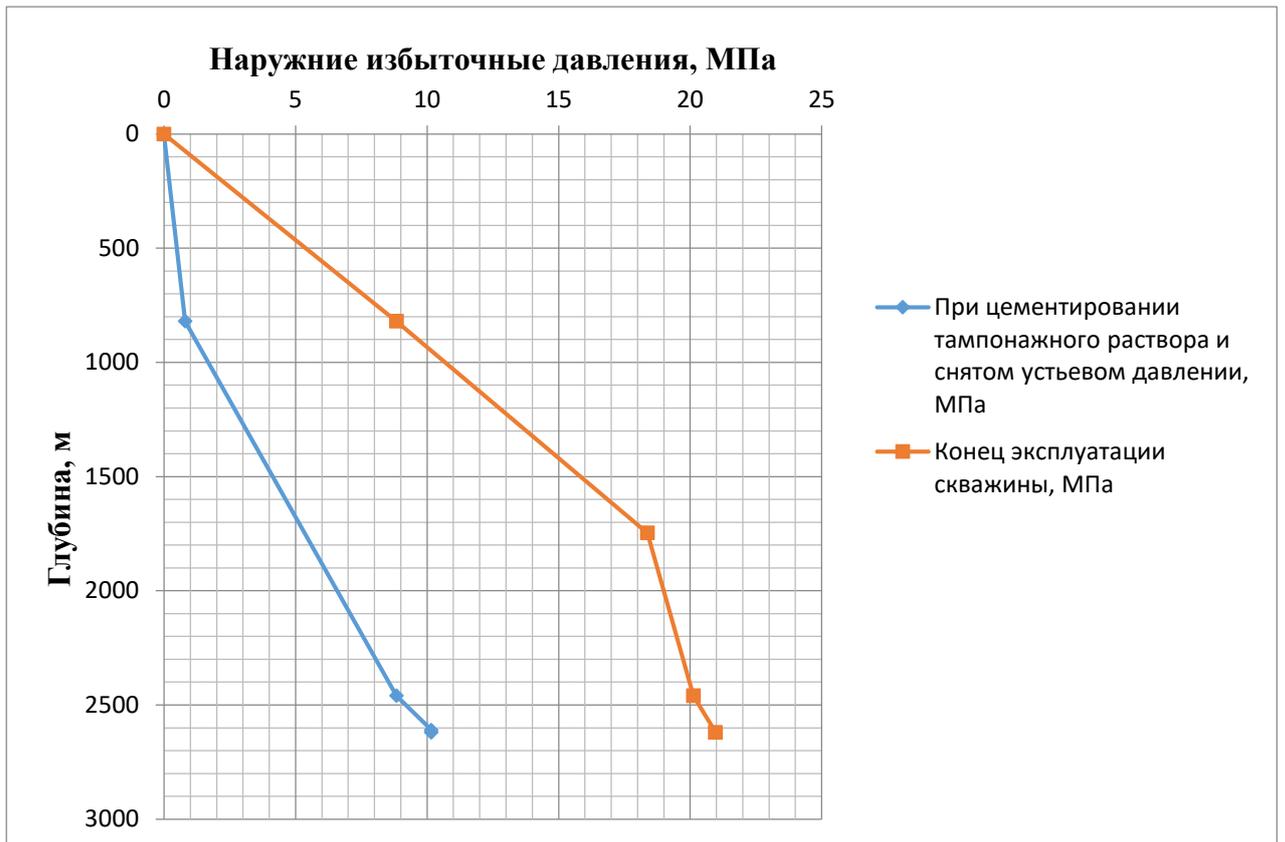


Рисунок 2 – эпюра наружных избыточных давлений

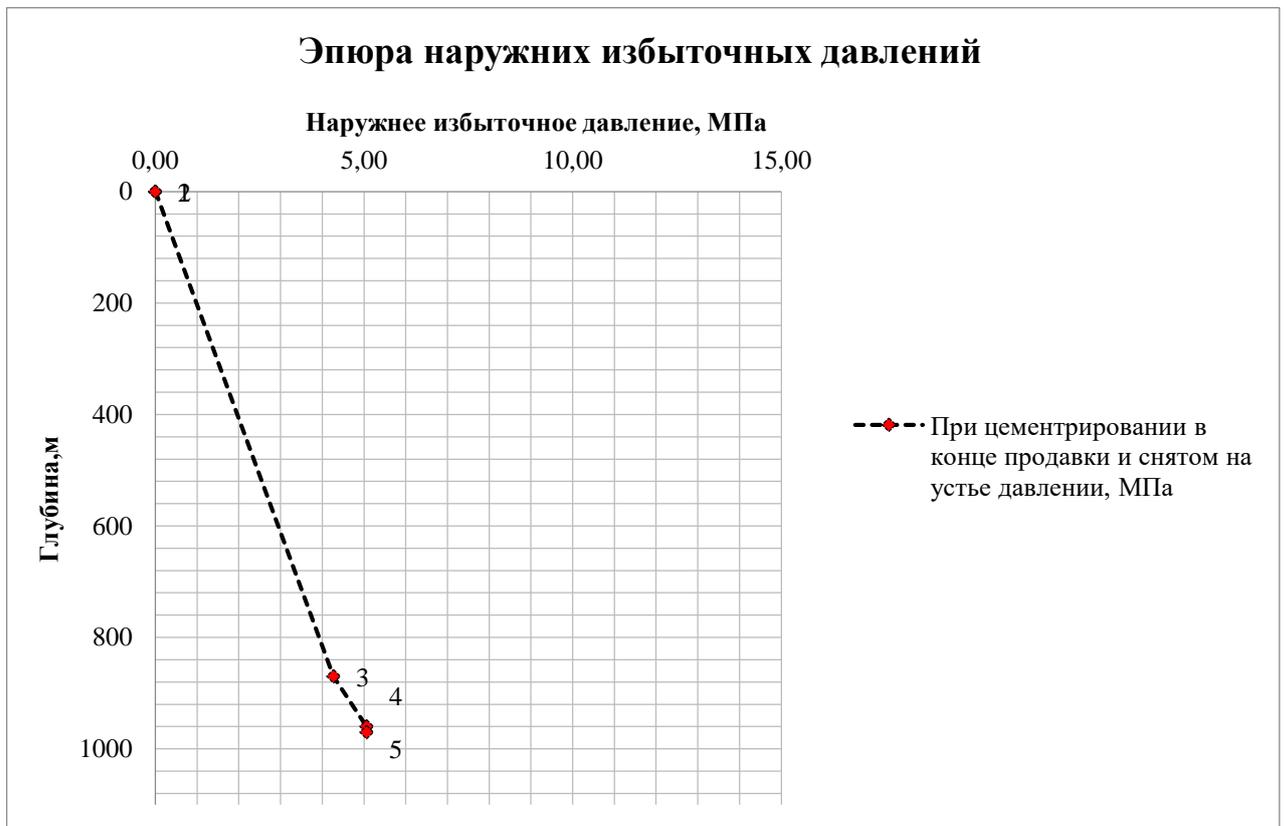


Рисунок 3 – эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства и рассчитывается по формуле 7 при помощи программного обеспечения Microsoft Excel.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (7)$$

где $P_в$ – внутреннее давление;

$P_н$ – наружное давление.

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 4 и 5

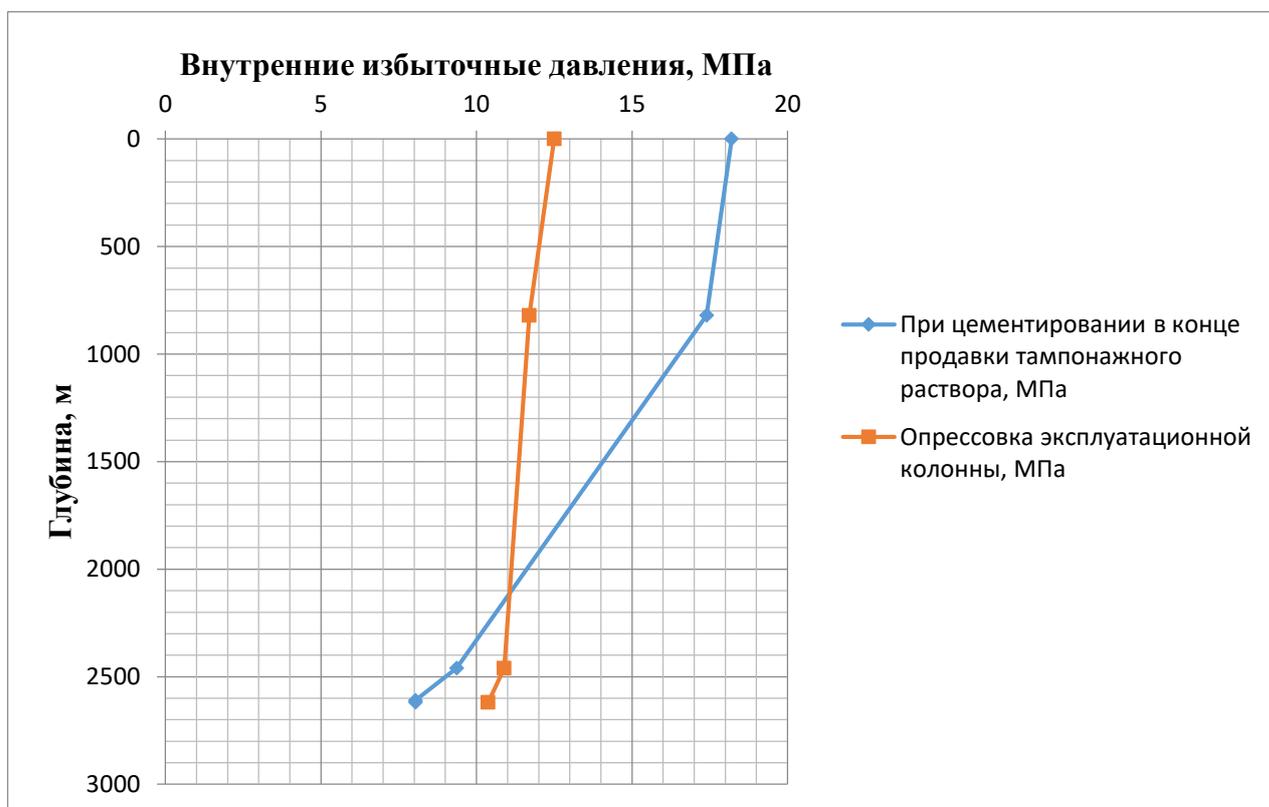


Рисунок 4–эпюра внутренних избыточных давлений

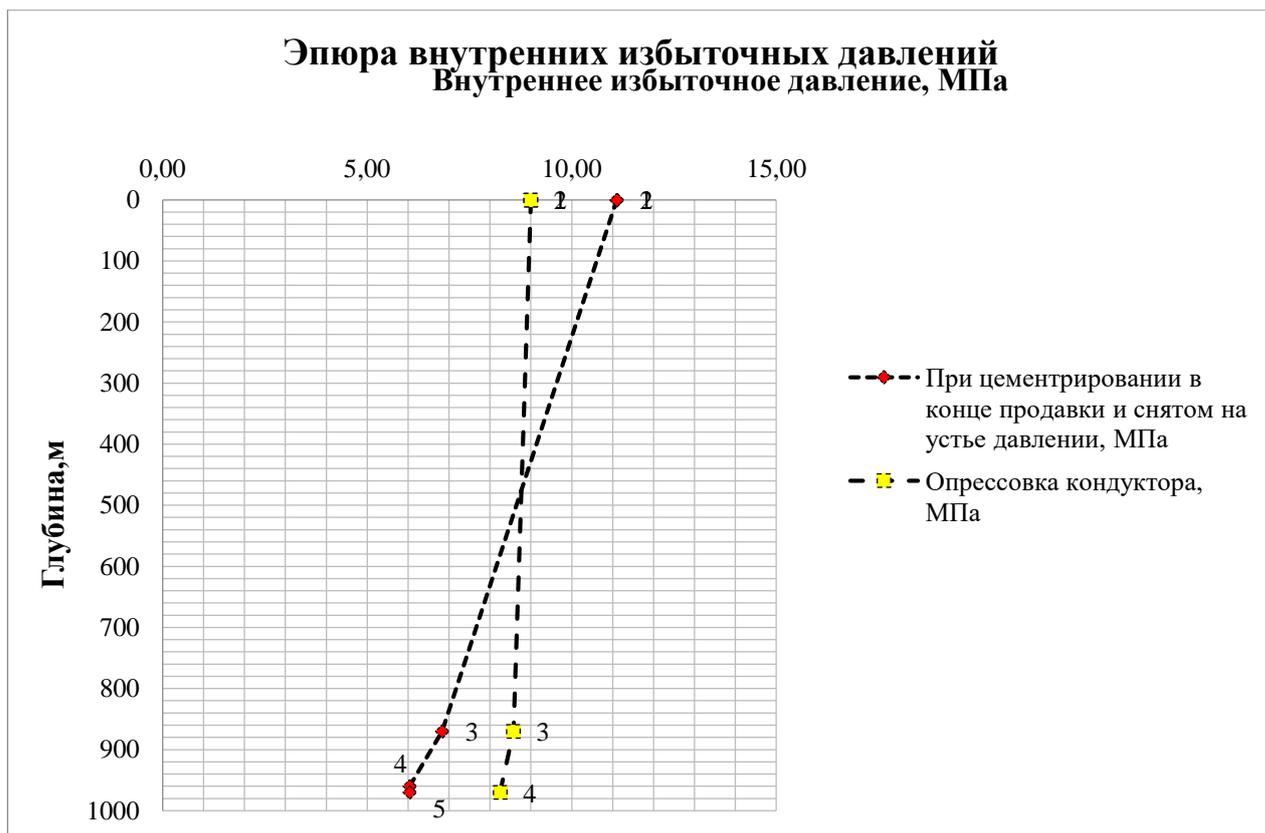


Рисунок 5—эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.5.2 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. Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ [2,18]. Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 10.

В таблице 10 – Характеристика обсадных секций

№ секций	Наружный диаметр, мм	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
Направление									
1	324	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0–50
Кондуктор									
1	245	ОТТМ	Д	7,9	970	47,2	41419	41419	0–970

Продолжение таблицы 10

Эксплуатационная колонна									
1	146	ОТГ	Д	7,7	110	26,5	2915	2915	2620–2510
2	146	ОТГ	Д	7.0	2510	24,3	60993	63908	2510–0

2.6 Расчет процессов цементирования скважины

2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 8.

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

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

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

$$P_{зр} = 51,105 \text{ МПа}$$

$$35,963 + 0,907 \leq 0,95 * 51,105$$

$$36,87 \leq 48,55$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование [2].

2.6.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Рассчитываются объемы, плотность, тампонажного раствора. Рассчитываются объемы, плотность, продавочной жидкости. Выбирается наименование цемента. Все расчеты, продавки и выбор марки цемента приведены в таблице 11

Таблица 11 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м3	Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления жидкости, м3	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
буфер 1	7,016	1100	-	МБП-МВ	491,133	-	-
буфер 2	1,754	1100	-	МБП-СМ	26,311	-	-
облегченный	40,080	1500	33,829	ПЦТ-III-Об (4) -100	32372,625	НТФ	16,433

Продолжение таблицы 11

нормальный	3,898	1900	2,614	ПЦТ-I-100	5400,189	НТФ	1,598
продавочная	36,815	1000	36,815	-	-	-	-

2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата по формуле 9.

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

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

$$P_{ца} \geq 20,22$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах рассчитывается по формуле 10.

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (10)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 5,400 / 13 = 0,42$$

Для облегченного

$$m = 32,373 / 10 = 3,24$$

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: цементосмесительная машина УС6–30 бункер; гидворонка; цементировочный агрегат ЦА–320М; осреднительная емкость УСО–20; станция КСЦ–01; блок манифольдов СИН–43 представлена на рисунке 4

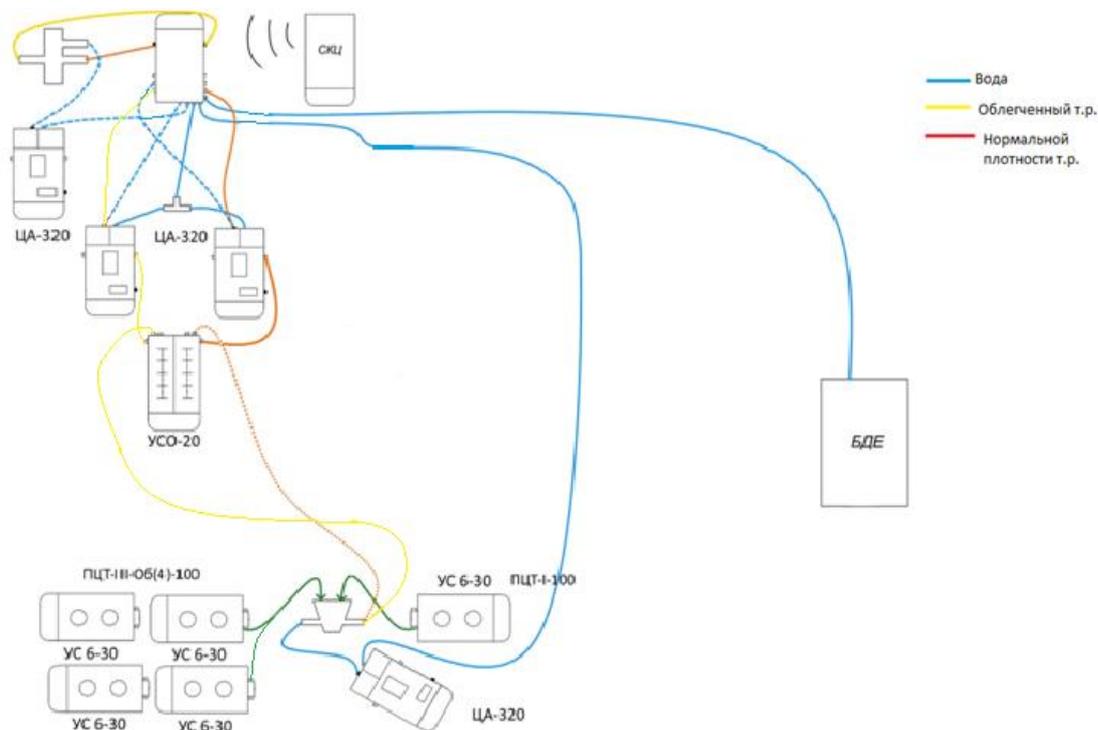


Рисунок 6 – схема расположения оборудования при цементировании

2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 20 – элементы технологической оснастки

Название колонны, $D_{усл}$	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу			
Эксплуатационная колонна, 146 мм	БКМ-146	2619,7	2620	1	1	
	ЦКОД-146	2609,4	2609,7	1	1	
	ПРП-Ц-В 146	2609	2609,2	1	1	
	ПРП-Ц-Н 146	2609,2	2609,4	1	1	
	ЦЦ-146/216		0	970	25	84
			970	2560	53	
			2560	2620	6	
	ЦТ-146/216	970	2560	53	59	
	ЦТ-146/216	2560	2620	6		
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	969,6	970	1	1	
	ЦКОД-245	969,2	969,6	1	1	
	ПРП-Ц-245	968,9	969,2	1	1	
	ЦЦ-245/295	0	50	2	34	
	ЦЦ-245/295	50	970	32		
Направление, 324 мм	БКМ-324	49,6	50	1	1	
	ЦКОД-324	39,2	39,6	1	1	
	ПРП-Ц-324	38,9	39,2	1	1	
	ЦЦ-324	0	50	2	2	

3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Таблица 21 – результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	91,1	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	64,1	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	110,1	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,31
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются			

Характеристика БУ – 3000 ЭУК – 1М приведена в таблице 22

Таблица 22 – характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК – 1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200
Наибольшая оснастка талевого системы	6 x 5
Диаметр талевого каната, мм	28
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2

Продолжение таблицы 22

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

4 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

4.1 Метчики ловильные типов: МСЗ и МЭС

Метчики ловильные предназначены для захвата путем врезания ввинчиванием во внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в скважинах.

Типа МСЗ (специальные), предназначенные для захвата бурильных труб путем ввинчивания в резьбу замка.

Метчики типа МЭС предназначены для захвата и последующего извлечения оставшейся в скважине бурильной колонны оканчивающейся муфтой, путем врезания ввинчиванием в резьбу муфты [11].

Метчик представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба, в нижней части наружная ловильная резьба, повторяющая профиль замковой резьбы с большим натягом. Метчики изготавливаются из кованой легированной стали. Поверхность ловильной резьбы зацементирована и закалена. Описанные метчики изображены на рисунке 7.

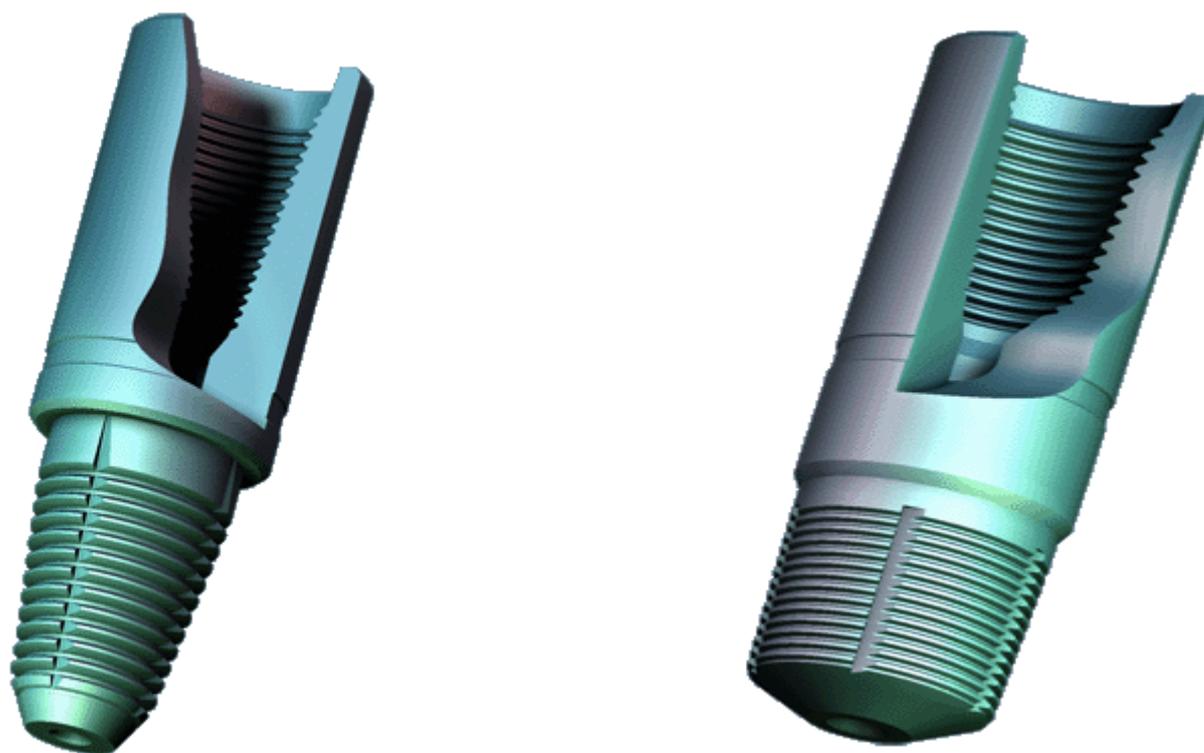


Рисунок 7 – метчик специальный МСЗ и МЭС

4.1.1 Метчики ловильные типов: МБУ и МЭУ

Метчики типа МБУ и МЭУ (универсальные), предназначенные для захвата бурильных труб путем врезания в гладкую внутреннюю поверхность труб. Метчик представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба, в нижней части резьба с конусностью 1:16.

Метчики изготавливаются из ковanej легированной стали. В зависимости от условий применения метчики могут иметь различные конструктивные исполнения. На присоединительной части метчиков выполняется присоединительная резьба для присоединения направления. Направление служит для отвода ловимого объекта от стенок скважины. На конусе метчика выполнена оригинальная специальная ловильная цементированная резьба упорного профиля. Вдоль резьбы выполняются продольные канавки специального профиля которые позволяют метчику глубоко врезаться в ловимый объект и улучшают условия для выноса стружки при врезании. Описанные метчики изображены на рисунке 8.



Рисунок 8 – метчик ловильный универсальный типа МБУ и МЭУ

4.2 Колокола ловильные типа: ЛК, К, ЛКС, КС

Колокола представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб.

Колокол ловильный ЛК оснащен в верхней части присоединительной замковой резьбой. Оснащение нижней части – ловильная резьба с фаской (заводным зубом).

Колокол К оснащен в верхней части присоединительной замковой резьбой. Оснащение нижней части внутренняя ловильная резьба и наружная ниппельная резьба для присоединения направляющей.

Колокол ловильный сквозной ЛКС оснащен в верхней части присоединительной замковой резьбой. Оснащение нижней части ловильная резьба, с фаской (заводным зубом).

Особенностью является возможность пропуска через внутреннюю поверхность колокола деформированной верхней части трубы.

На конусе колокола выполнена оригинальная специальная ловильная цементированная резьба упорного профиля.

Вдоль ловильной резьбы выполняются продольные канавки специального профиля, которые позволяют колоколу глубоко врезаться в ловимый объект и улучшают условия для выноса стружки при врезании.

Все колокола имеют заводной зуб для отвода трубы прижатой к стенке скважины. Надежное закрепление колокола на ловимом объекте позволяет увеличить нагрузку при рассаживании и легкое освобождение после проведения ловильных работ. Описанные колокола изображены на рисунке 9.

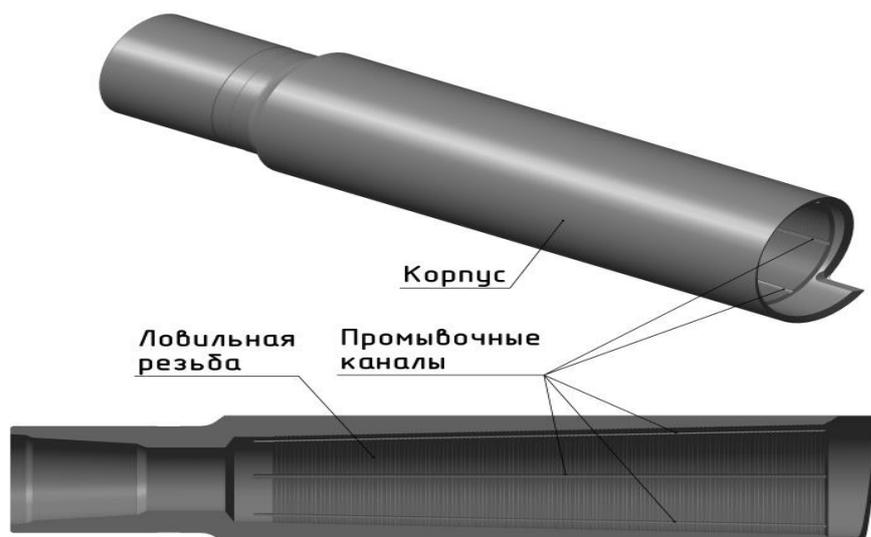


Рисунок 9 – колокол ловильный типа ЛК и К

4.2.1 Колокола ловильные типа: КН, КЛН

Колокола наборные предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов колонн при проведении ловильных работ в скважинах различного назначения.

Колокол состоит из специального переводника, воронки и ловильной втулки-вставки. На внутренней поверхности втулки-вставки выполнена ловильная резьба с конусностью 1:16. Для передачи крутящего момента на ловильную втулку, на нижнем торце специального переводника выполнены выступы, входящие при сборке колокола в соответствующие пазы на верхнем торце втулки изображенный на рисунке 10.

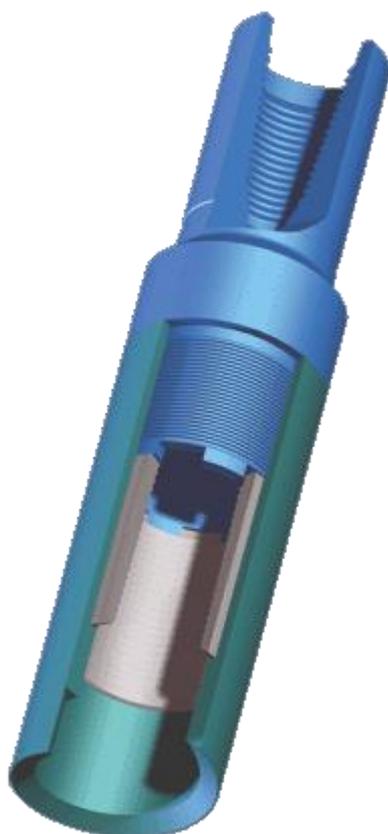


Рисунок 10 – колокол наборный типа КН и КЛН

4.3 Ликвидация аварий с бурильными трубами

Успешная ликвидация аварий с бурильными трубами в большой степени зависит от того, как скоро замечен момент слома труб. При обнаружении аварий с бурильными трубами бурильщик поднимает их с максимальной скоростью. Поднятый конец сломанной части бурильной колонны на поверхности очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают количество свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину, на которой находится верхний конец сломанной колонны труб, и намечают мероприятия по ликвидации аварии.

Работы по ликвидации аварии (любой) в скважине ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера бурового предприятия (разведки, участка) в зависимости от сложности работ.

Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляется эскиз общей его компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Эти инструменты позволяют после захвата оставшейся колонны бурильных труб производить расхаживание и промывку скважины. Длина спускаемого в скважину инструмента для ловильных работ должна подбираться с таким расчетом, чтобы крепление ловильного инструмента осуществлялось ротором с пропущенной через стол ротора ведущей бурильной колонной. Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на бурильных трубах метчик покрывает оборванный конец трубы воронкой и конусом входит внутрь трубы до тех пор, пока не упрется в кромку трубы. Приподняв немного бурильную колонну, чтобы ослабить давление на оборвавшийся конец трубы, проворачивают ее по часовой стрелке на 90° , затем обратно на 45° и опять на $1/4$ оборота по часовой стрелке. При постепенном опускании бурильной колонны вниз метчик врезается в трубы и закрепляется в них. Запрещается окончательно закреплять ловильный инструмент на сломе до восстановления циркуляции бурового раствора через долото. После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают. При расхаживании необходимо помнить, что подъемные усилия выше допустимых вызывают срыв ловильного инструмента, обрыв бурильных труб, обрыв талевого каната или разрушение вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично описанному ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колонны при помощи колокола.

При сильном отклонении конца колонны от центра скважины ее отводят к центру посредством отводного крючка и лишь после этого спускают метчик или колокол.

Когда даже после восстановления циркуляции не удастся расхаживанием освободить колонну, прибегают к нефтяной ванне или принимают другие

меры. Если все попытки освободить инструмент безрезультатны, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах.

4.4 Регламент работы с ловильным инструментом

Метчики:

1. Опустить инструмент на глубину выше оборванных труб на 3–5 м.
2. Восстановить циркуляцию бурового раствора, зафиксировать его давление и вес спущенной колонны.
3. Нащупать “голову” оборванной колонны при разгрузке не более 2 кН. Вхождение метчика в оборванную колонну отмечается повышением давления раствора. Нельзя опускать универсальный метчик на 800 мм, а специальный на 200 мм ниже верхнего конца аварийной колонны.
4. Медленным вращением ротора при нагрузке 10–20 кН ввинтить метчик на длину его рабочей части до появления “отдачи” (“пружины”) ротора.
5. При небольшой длине оборванной колонны время ввинчивания метчика увеличить до 30–40 мин при нагрузке до 200 кН.
6. Расхаживанием инструмента с интенсивной промывкой произвести освобождение колонны и ее подъем. При необходимости возможна установка ванны.

Колокола:

1. Спуск инструмента на глубину выше оборванных труб на 3–5 м.
2. Восстановить циркуляцию бурового раствора, зафиксировать его давление и вес колонны опущенных труб.
3. Нащупать “голову” оборванного инструмента при разгрузке не более 2 кН. Повышение давления раствора свидетельствует о входе в оборванный инструмент. При этом при значительной глубине скважины повышается температура бурового раствора на устье.
4. Медленным вращением ротора (до 40 об/мин) при нагрузке 10–30 кН навернуть ловильный инструмент на длину рабочей части (0,3–0,5 м).

5. Появление “отдачи” (“пружины”) инструмента свидетельствует о навинчивании. При небольшой длине оборванного инструмента время навинчивания увеличить до 30–40 мин при нагрузке до 200 кН.

6. Расхаживанием инструмента и интенсивной промывкой произвести освобождение инструмента и его подъем. При необходимости может быть установлена ванна.

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Крупнейшее в составе ОАО «НК «Роснефть». Предприятие ведет работу на территории городов Нефтеюганск и Пыть-Ях, Нефтеюганску, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры. История предприятия началась в 1961 году с открытия (разработка начата с 1964 года) Усть-Балыкского нефтяного месторождения. Производственное объединение «Юганскнефтегаз» основано в 1977 году. Сегодня ведутся работы по разработке и разведке месторождений на 32 лицензионных участках. Текущие извлекаемые запасы нефти категории АВС1 на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» по состоянию на 01.01.2016 года оцениваются в 1,9 млрд тонн. Это такие легендарные кладовые, как Мамонтовское, Приобское, Малобалыкское, Правдинское, Приразломное месторождения. При этом Приобское, Мамонтовское, Приразломное, Малобалыкское месторождения по принятой классификации являются уникальными по величине начальных извлекаемых запасов. На 1 января 2016 года накопленная добыча составила 2 ,143 млрд тонн нефти. За 2015 год было добыто 62,4 млн. тонн, что составляет 24 % добычи по ХМАО-Югре и более 12 % всей нефтедобычи России. План на 2016 год составляет 63,8 млн. тонн. Общая площадь земель, занимаемых лицензионными участками ОАО НК «Роснефть» в ХМАО-Югре составляет более 19,3 тыс. кв. км. Предприятием реализуется благотворительная деятельность на территории муниципальных образований ХМАО-Югры, направленная на поддержку советов ветеранов, обществ инвалидов, реализацию образовательных и иных социальных проектов. ООО «РН-Юганскнефтегаз» оказывает целевую поддержку коренными малочисленными народами Севера, на территории которых предприятие ведёт производственную деятельность. По итогам ежегодного регионального конкурса «Черное золото Югры» в 2015 году ООО «РН-Юганскнефтегаз» стал в очередной раз лауреатом среди предприятий ТЭК.

5.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

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 [27].

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание скважин на продуктивность.

Расчет нормативного времени на вышкомонтажные работы

Расчет времени затраченного на вышкомонтажные работы осуществляется исходя из того что при строительстве скважины будет применяться буровая установка: БУ – 3000 ЭУК – 1М.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время:

- на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,9 часов;
- на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа;
- на сборку механизма подъема вышки – 102,2 часа;
- на сборку вышки – 672,9 часов;
- на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа;
- на сборку оснований насосного блока – 307,7 часа;
- на монтаж буровой установки – 150,6 часа.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1707,9 часа или 71,2 суток.

$$T_{\text{ВМ}} = 70,9 + 173,4 + 102,2 + 672,9 + 230,2 + 307,7 + 150,6 = 1707,9 \text{ часов}$$

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в табл. 28.

Таблица 28 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	2620
Способ бурения:	
под направление	Роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
направление	d393,7 мм на глубину 50 м
кондуктор	d295,3 мм на глубину 970 м
эксплуатационная	d215,9 мм на глубину 2620 м
Буровая установка	ЗД-86
Оснастка галевой системы	6x5
Насосы:	
тип количество, шт.	УНБ–600
производительность, л/с:	
в интервале 0–50 м.	63
в интервале 50–970 м.	56
в интервале 970–2620 м.	32
Утяжеленные бурильные трубы(УБТ):	
в интервале 0–50 м.	УБТ–178x80 Д–8,5 м.
в интервале 50–970 м.	УБТ–178x80 Д–17 м.
в интервале 970–2620 м.	УБТ–178x80 Д–17 м.
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 0–50 м.	-
в интервале 50–970 м.	ДРУ–240 3/4
в интервале 970–2620 м.	ДРУ–178 7/8
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
в интервале 0–50 м.	147
в интервале 50–970 м.	127
в интервале 970–2620 м.	127
Типы и размеры долот:	
в интервале 0–50 м.	Ш393,7 М
в интервале 50–970 м.	БИТ 295,3 ВТ 619
в интервале 970–2620 м.	БИТ 215,9 В 519

5.2.1 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 29.

Таблица 29 – Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,026	490
2	50	970	920	0,032	1400
3	970	2620	1650	0,036	980

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 11

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

Где T – норма времени на бурение 1 метра/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 30.

Таблица 30 – 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
970	0,032	43,2
2620	0,036	57,6
Итого		102,1

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 12

$$n = H / П, \quad (12)$$

где H – количество метров в интервале;

$П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 31.

Таблица 31 – 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
920	1400	0,65
1650	980	1,6
Итого на скважину		2,35

5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 13

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (13)$$

где П – длина интервала, м;

$n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 32

Таблица 32 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервал 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	50–970	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
						900–970	0,0166	1,66
Эксплуатационная колонна	970–2620	215,9	1600	12	32	970–1070	0,0199	1,99
						1070–1170	0,0210	2,10
						1170–1270	0,0230	2,30
						1270–1370	0,0233	2,33
						1370–1470	0,0240	2,40
						1470–1570	0,0246	2,46
						1570–1670	0,0249	2,49
						1670–1770	0,0252	2,52
						1770–1870	0,0255	2,55
						1970–2070	0,0256	2,56
						2070–2170	0,0259	2,59
						2170–2270	0,0262	2,62
						2270–2370	0,0265	2,65
						2370–2470	0,0268	2,68
						2470–2570	0,0270	2,70
2570–2620	0,0272	2,72						
Итого								54,6

5.2.3 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: $34 \cdot 1 = 34$ мин;
- эксплуатационная колонна: $84 \cdot 1 = 84$ мин;

5.2.4 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.

5.2.5 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:

Отворот долота—7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 14

$$L_c = L_k - L_n, \quad (14)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления: $L_c = 50 - 10 = 40$ м

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (18 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 18 + 1 = 19 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 15

$$L_T = L_c - L_n, \quad (15)$$

1. Для направления:

$$L_T = 40 - 18 = 22 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 16

$$N = L_T / l_c, \quad (16)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 22 / 24 = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5.$$

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

2. Для кондуктора: $L_c = 970 - 10 = 960$ м

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 970 - 25 = 945 \text{ м}$$

$$N = 945 / 24 = 39,4 \approx 40 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 40 \cdot 2 + 5 = 85 \text{ мин}$$

3. Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2620 - 10 = 2610 \text{ м}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2620 - 25 = 2595 \text{ м}$$

$$N = 2595 / 24 = 108,1 \approx 109 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{эк.}} = 124 \cdot 2 + 5 = 223 \text{ мин}$$

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:

$$t = 7 + 85 + 223 + 5 \cdot (7 + 19 + 24) = 565 \text{ мин} = 10 \text{ ч.}$$

5.2.6 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 ч.

5.2.7 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 223,56 часов или 9,6 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:

$$223,56 \times 0,066 = 14,7 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$223,5 + 14,7 + 25 = 263,26 \text{ ч} = 10,9 \text{ суток.}$$

5.2.8 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле 17

$$T_{пр} = T_H \cdot k, \quad (17)$$

$$T_{пр} = 263,26 \cdot 1,06 = 279,1 \text{ ч}$$

где T_H , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент рассчитывается по формуле 18

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (18)$$

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

$t_{пр}, t_{кр}, t_{всп}, t_p$ - 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 33

Таблица 33 – 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
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 таблице 3.1. Приложение 3.

5.2.9 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч рассчитывается по формуле 19

$$V_M = H / T_M, \quad (19)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2620/102,1 = 25,6 \text{ м/ч.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч рассчитывается по формуле 20

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (20)$$

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

$$V_p = 2620/(102,1 + 54,56) = 16,7 \text{ м/ч.}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч рассчитывается по формуле 21

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (21)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2620 \cdot 720 / 263,26 = 7165 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_0 , м рассчитывается по формуле 22

$$h_0 = H/n, \quad (22)$$

где n - количество долот.

$$h_0 = 2620/2,35 = 1114 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитывается по формуле 23

$$C_{с/м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (23)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

$$C_{с/м} = (140246420 - 36256) / 2620 = 53515 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 35.

Таблица 35 – нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2620
Продолжительность бурения, сут.	10,9
Механическая скорость, м/ч	25,6
Рейсовая скорость, м/ч	16,7
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7165
Проходка на долото, м	1114
Стоимость одного метра	53515

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека [30].

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим источники в таблице 36.

Таблица 36 – Виды производственных работ, оказывающие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003–74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3.Спускоподъемные операции; 4.Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5.Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6.Освоение скважины.	1.Неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; 2.Повышение уровня шума; 3.Повышение уровня вибрации; 4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6.Повреждение в результате контакта с насекомыми.	1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2.Поражение электрическим током; 3.Пожаровзрывоопасность; 4.Расположение рабочего места на значительной высоте.	1 ГОСТ 12.0.002–80. 2 ГОСТ 12.0.003–74. 3 ГОСТ 12.1.005–88. 4 СНиП 2.04.05–91. 5 ГОСТ 12.1.012–90. 6 ГОСТ 12.1.003–83. 7 СНиП 23–05–95. 8«Правила Безопасности Нефтяной и газовой промышленности». 9 ГОСТ 12.1.007–76. 10 ГОСТ 12.2.003–91. 11 ГОСТ 12.3.003–75. 12 РД 34.21.122–87. 13 СНиП 4557–88. 14 ГОСТ 12.1.008–76. 15 МР 2.2.8.2127–06. 16 Н 2.2.5.1313–17.

6.2 Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды

Работы связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения теплового удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 .

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.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

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 [33], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

6.3 Шум и вибрация

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, которые являются источниками шумов и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросито, ротор и др. Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и

вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали. Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито до 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при СПО до 105 дБ. В связи с этим имеется превышение уровня шума над нормами по ГОСТ 12.1.003–83 на 13–15 дБ, что требует принятия мер по защите работающих. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [30,32].

6.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Причинами: снижения производительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Освещение на буровой бывает: естественное и искусственное освещение СНиП 23–05–95 [38] приведенное в таблице 37

Таблица 37 – нормы освещенности СНиП 23–05–95

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Норма, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полаты верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Анализируя отраслевые нормы освещенности видно, что они занижены в 3-5 раз по сравнению со СНиП 23–05–95 естественное и искусственное освещение, что затрудняет деятельность рабочих, ухудшает ориентировку, приводит к авариям и травмам.

6.5 Электробезопасность

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 незаземленного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мерами защиты при эксплуатации электроустановок являются:

- использование токов низкого напряжения, постоянных токов небольших величин;
- обучение рабочих безопасной эксплуатации;
- контроль и профилактика повреждений изоляции;
- обеспечение недоступности токоведущих частей;
- использование защитного заземления.

Класс взрывоопасной зоны БУ по ПУЭ–В1г.

Маркировка взрывозащищенного электрооборудования РД 34.21.122–87.

Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений [36].

6.6 Пожарная безопасность

Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накаливающиеся тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения. Наибольшую опасность они приобретают при риске ГНВП. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия: запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки; отведе-

ние специальных мест для курения и разведения огня; установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества; оснащение буровой установки молние защитной для предупреждения возгорания от удара молнии; оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП–5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» Передвижная установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов СНиП 21–01–97 [46]. Пожарная безопасность зданий и сооружений, приведенных в таблице 38

Таблица 38 – Классификация основных сооружений и установок по взрыво и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасной смеси	Категория молние защиты
Устье бурящейся скважины до обшивки	В1г	ПА-Т1	2
Машинно-насосный блок	В1а	ПА-Т1	2
Трапная установка	В1а	ПА-Т1	
Емкости для дизтоплива	В1г	ПА-Т3	3
Емкости для смазочного и отработанного масла	То же	ПА-Т3	3
Емкости для нефти (газоконденсата)	-«-	ПА-Т3	2
Горизонтальная факельная установка	-«-	ПА-Т1	2
Котельная - блок топливных насосов	-«-	ПА-Т3	2

6.7 Средства обеспечения пожарной безопасности

Первичные средства пожаротушения приведены в таблице 39

Таблица 39 – Средства пожаротушения

Наименование	Длительность действия	Количество шт.	Места установки
1	2	3	4
Порошковый огнетушитель вместимостью 10 л	10 с	1	Силовой блок
Углекислотный огнетушитель вместимостью 5 л	10 с	2	
Порошковый огнетушитель вместимостью 10 л	10 с	1	Электростанция
Углекислотный огнетушитель вместимостью 5 л	10 с	2	
Ящик с песком ($V = 0,1 \text{ м}^3$)		1	
Совковая лопата		2	
Асбестовое полотно (кошма) размером 1x1 м		1	
Порошковый огнетушитель вместимостью 10 л	10 с	1	Котельная

Продолжение таблицы 39

Ящик с песком ($V = 0,1 \text{ м}^3$)		1	
Совковая лопата		2	
Асбестовое полотно (кошма) размером 1x1 м		1	
	10 с	1 на 1 вагон-дом	Силовой блок
Углекислотный огнетушитель вместимостью 5 л	10 с	1 на вагон-столовая	

486.8 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды.

Атмосфера–воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере.

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

Гидросфера – в процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;
- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора;

Для защиты гидросферы в соответствии требований ГОСТ 17.1.3.12–86 [48]"Охрана природы.

Гидросфера – общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;

- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора.

Литосфера – в процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02–85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора.
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений.

6.9 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций

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 [42].

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Анализ опасностей

Возможные осложнения, аварии	Краткий сценарий	Минимальный ущерб	Максимальный ущерб	Ущерб для жизни людей, ответственность перед третьими лицами
Газонефтепроявления, открытый фонтан	Во время работ по расконсервации или испытания скважины возможны газонефтепроявления с изливом жидкости или газа и последующим возгоранием.	Увеличение времени и средств на обработку бурового раствора	Потеря буровой установки. Ликвидация нефтегазопроявлений по специальному плану	Ответственность перед землепользователем, органами охраны недр и природы. Возможны человеческие жертвы для буровой вахты.
Негерметичность эксплуатационной колонны	Во время проведения работ по опрессовке обсадной колонны выявляется негерметичность эксплуатационной колонны.	Исправительные работы по ликвидации негерметичности	Ликвидация скважины.	Нет
Смятие обсадной колонны в интервале залегания ММП	Во время проведения работ по шаблонировке ствола скважины возможно выявление смятия эксплуатационной колонны в интервалах залегания ММП	Ремонт скважины	Ликвидация скважины.	То же
Наличие в скважине обломков НКТ или бурильного инструмента, либо посторонних предметов.	Во время проведения работ по шаблонировке ствола скважины возможно выявление наличия в скважине посторонних предметов	Ловильные работы	Ловильные работы	-//-

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". Территория бу-

ровой 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". 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".

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические решения на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении Тюменской области и пробуренной компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз».

В работе представлен ряд технических решений: спроектирована конструкция скважины, выбор долот под каждый интервал, компоновка низа буровой колонны, выдвинуты решения по заканчиванию и способу цементирования скважины, выбрана буровая установка.

В специальной части представлен ловильный инструмент, конструктивные особенности и регламент работы для ликвидации аварий при обрывах буровых труб.

В разделе финансовый менеджмент были произведены общие расчеты сметной стоимости скважины, а так же среднюю стоимость одного метра бурения.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране труда и окружающей среды, технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список используемой литературы и источников

1. 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.
2. 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.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. 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.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
11. Ловильный инструмент [Электронный ресурс]. –

<https://www.smithservices.com/> (Дата обращения 12.04.2019).

12. Трубы утяжелённые бурильные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 10.04.2019).

13. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 10.04.2019).

14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).

17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 16.04.2019).

18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун–т. Пермь, 2007, – 189 с

19. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.

20. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.

21. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.

22. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.

23. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механиз-

ма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 09.05.2019).

24. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 09.05.2019).

25. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс]. – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 09.05.2019).

26. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 09.05.2019).

27. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

28. 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 (дата обращения: 15.05.2019).

29. СНиП IV–2–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

30. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

31. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

32. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

33. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
34. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
35. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.)
36. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
37. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
38. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
39. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
40. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
41. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

42. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

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

44. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2019 г.).

45. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

46. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

47. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

48. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

Приложение А

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	2,40
40	50	10	Ингуянская толща	N	1,30
50	130	80	Пельымская толща	N	1,30
130	150	20	Абросимоская свита	N	1,20
150	190	40	Туртаская свита	P ₃	1,20
190	310	120	Черталинская свита	P ₃	1,20
310	400	90	Тавдинская свита	P _{2+3tv}	1,20
400	500	100	Люлинворская свита	P _{1-2 ll}	1,20
500	520	20	Талицкая свита	P _{1 tl}	1,20
520	690	170	Ганькинская свита	K _{2 gn}	1,20
690	790	100	Слагородская свита	K _{2 slv}	1,15
790	940	150	Ипатоская свита	K _{2 ip}	1,15
940	960	20	Кузнецовская свита	K _{2 kz}	1,15
960	1750	790	Покурская свита	K _{1-2 pk}	1,15
1750	2170	420	Вартовская свита	K _{1 vt}	1,10
2170	2260	90	Тарская свита	K _{1 tr}	1,10
2260	2555	295	Куломзинская свита	K _{1 klm}	1,10
2555	2570	15	Баженова свита	K _{1-J₃ bg}	1,10
2570	2650	80	Наунакская свита	J _{2-3 nn}	1,10
2650	2900	250	Тюменская свита	J _{2 tm}	1,10
2900	2950	50	Палеозой	Pz	1,10

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Индекс Стратиграфического 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	40	пески суглинки глины	30 20 50	Почвенно-растительный слой; пески серые, тёмно-серые, мелко-среднезернистые, реже крупнозернистые, иногда с прослоями гавелитов, суглинки буровато-серые, суспеси и глины с прослоями лигнита, бурого угля.
N	40	150	пески глины	50 50	Неравномернопереслаивание песков и глин. Пески светло-серые, мелкозернистые. Глины серые, буровато-серые, буровато-серые, иногда каолинизированные, алевроитистые. Встречаются прослой бурых углей, лигнита и обугленной растительности.
P ₃	150	310	пески глины	50 50	Неравномернопереслаивание песков и глин. Пески серые, средне и мелкозернистые, преимущественно кварцевые. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, иногда каолинизированные, с прослоями алевроитовых разностей, бурых углей и растительного детрита.
P _{2+3 tv}	310	400	глины пески алевроиты	80 10 10	Глины зеленовато-серые, зеленовато-серые, плотные, жирные на ощупь, с гнёздами, присыпками и линзовидными прослойками песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатных, разнозернистых и алеволитов.
P _{1-2 ll}	400	500	глины алевроиты пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, желто-зелёные, жирные на ощупь, в нижней части свиты опоквидные, местами переходящей в опоки, встречаются прослойки серых слюдястых алевроитов и разнозернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчанников.
P _{1 tl}	500	520	глины алериты пески	80 10 10	Глины темно-серые, буровато серые, до чёрных, плотные, иногда опоквидные, алевроитистые с пропластами и присыпками алевроитов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпато-глауконитовых, с включениями пирита.
K _{2 gn}	520	690	мергели глины алевроиты пески	10 70 10 10	Мергели серые, зеленовато-серые, с прослоями глин; глины серые, тёмно-серые, участниками известниковые с тонкими прослойками алевроитов и песков с останками раковин.
K _{2 slv}	690	790	глины алевролиты песчаники	80 10 10	Глины серые, зеленовато-серые, комоватые, иногда опоквидные или алевроитистые, с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов.
K _{1 ip}	790	940	песчаники алевролиты глины	40 20 40	Песчано-алевролитовая толща с подчёрнутыми прослоями глин. Песчаники и алевролиты серые, тёмно-серые слабосцементированные, иногда глауконитовые, участками слоистые. Глины серые, тёмно-серые.
K _{2 kz}	940	960	глины	100	Глины серые, тёмно-серые, плотные, тонкоплитчатые, листоватые и плитчатые, иногда известковые или алевроитистые и слюдястые, с останками морской фауны и включениями пирита.

Продолжение таблицы А.2

K ₁₋₂ pk	960	1750	глины алевролиты песчаники	30 20 50	Неравномернопереслаивание глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, часто алевритистые, комковые, косослоистые с зеркалами-кольжения, с углубленным растительным детритом. Алевролиты серые, темно-серые, слюдястые, крепкие. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатные, слабосцементированные, иногда известковистые, крепкие с полого-косой слоистостью.
K ₁ vt	1750	2170	глины алевролиты песчаники	60 20 20	Неравномернопереслаивание глин, алевролитов и песчаников с доминирующим преобладанием глинисто-алевролитовых пород. Глины пестроцветные, комковые, иногда алевритистые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, плоные. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, часто глинистые или алевритистые, различной крепости.
K ₁ tr	2170	2260	песчаники алеролиты аргиллиты	50 25 25	Песчаные пласты с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатные, слабосцементированные, однородные, иногда сцементированные, прослоями крепкие. Алевролиты серые, плотные, крепкие, слюдястые. Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие с линзовидой косой слоистостью.
K ₁ klm	2260	2555	аргиллиты песчаники алеролиты	70 20 10	Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, часто алевритистые, слюдястые, с тонкими прослойками алевролитов с известковистыми прослойками морской фауны. В верхней части вышестоящего наблюдается некоторое опесчанивание.
K ₁ -J ₃ bg	2555	2570	аргиллиты битуминозные	100	Битуминозные аргиллиты темно-бурые до черных с коричневым оттенком, плотные, крепкие, иногда алевритистые или карбонатизированные, участками с прослойками сидерита.
J ₂₋₃ nn	2570	2650	песчаники угли алеролиты аргиллиты	50 10 10 30	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, углистых аргиллитов и песчаников. В составе выделяется до двух углей.
J ₂ tm	2650	2900	песчаники угли алеролиты аргиллиты	50 10 10 30	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей (до 12 угольных пластов).
Pz	2900	2950	карбонатные терригенные метаморфизованные эффузивные породы		Эффузивы, метаморфизованные породы, известняки.

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

Индекс Стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Краткое название Горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость мдарси	Глинистость, %	Расслоеность	Абразивность	Категория пород	
	от	до								По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	40	пески	2,0	25-30	2500	10	1	X	I	мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	5	IV		
			глины	2,0	25-30	0	90	5	IV		
N	40	150	пески	2,1	20	1000	20	5	X	I	мягкая
			глины	2,4	30	0	90	5	IV		
P ₃	150	310	пески	2,0	25	10	50	5	X	I	мягкая
			глины	2,3	30	0	95	5	IV		
P _{2+3 tv}	310	400	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			пески	2,1	25	10	10	5	X		
			алевролиты	2,1	30	0	90	5	IV		
P _{1-2 II}	400	500	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	25	0	90	5	IV		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
P _{1I}	500	520	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	25	0	90	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K _{2gn}	520	690	мергели	2,4	20	0	100	5	IV	I	мягкая
			глины	2,3	25	0	100	5	IV		
			алевролиты	2,2	25	0	40	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K _{2slv}	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		
K _{2ip}	790	940	песчаники	2,1	25	50-300	20	5	X	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	90	5	VI		
			глины	2,3	16	0	95	5	IV		
K _{2kz}	940	960	глины	2,35	16	0	100	5	IV	I	мягкая
K _{1-2pk}	960	1750	глины	2,35	16	0	95	5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	VI		
			песчаники	2,1	22	50-300	10-20	5	X		

Продолжение таблицы А.3

K _{1vt}	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K _{1tr}	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K _{2slv}	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		
K _{2ip}	790	940	песчаники	2,1	25	50-300	20	5	X	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	90	5	VI		
			глины	2,3	16	0	95	5	IV		
K _{2kz}	940	960	глины	2,35	16	0	100	5	IV	I	мягкая
K _{1-2pk}	960	1750	глины	2,35	16	0	95	5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	VI		
			песчаники	2,1	22	50-300	10-20	5	X		
K _{1vt}	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K _{1tr}	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K _{1klm}	2260	2555	аргиллиты	2,4	15	0	100	2	IV	III	твердая
			песчаники	2,2	22	10-20	0-20	2	X		
			алевролиты	2,4	20	0-10	30	2	VI		
K _{1-J3bg}	2555	2570	аргиллиты битуминозные	2,45	0	0	100	3	IV	III	твердая
J _{2-3 nn}	2570	2650	Песчаники	2,3	15	5-20	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	25	2	VI		
			аргиллиты	2,4	5	0	100	2	IV		
J _{2 tm}	2650	2900	песчаники	2,3	15	5-100	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	30	2	VI		
			аргиллиты	2,4	5	0	90-100	2	IV		

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

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Прогнозируемый интер- вал		Градиент давлений								Температура в конце ин- тервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	40	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,200	0
N	40	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,220	3.9
Pз	150	310	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,230	4.5
P ₂₊₃ tv	310	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	5.7
P ₁₋₂ ll	400	500	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	12
P ₁ tl	500	520	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	15.6
K ₂ gn	520	690	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	20.7
K ₂ slv	690	790	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	23.7
K ₂ ip	790	940	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28.2
K ₂ kz	940	960	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28.8
K ₁₋₂ pk	960	1750	0,100	0,101	0,100	0,101	0,200	0,180	0,230	0,230	52.5
K ₁ vt	1750	2170	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	65
K ₁ tr	2170	2260	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	67.8
K ₁ klm	2260	2555	0,101	0,102	0,101	0,102	0,180	0,170	0,230	0,230	76.6
K ₁ -J ₃ bg	2555	2570	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	77
J ₂ -3nn	2570	2650	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	79.5
J ₂ tm	2650	2900	0,102	0,103	0,102	0,103	0,170	0,160	0,230	0,230	87
Pz	2900	2950	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,230	0,230	89

Приложение Б

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₂₋₃ nn	2560	2595	Поровый	799 (п.у), 836 (п.д.)	4-10	62-70,5	-
Газоносность							
-	-	-	-	-	-	-	-
Водоносность							
Q + P	0	690	Поровый	0,001	20-300	-	Да. Минерализ. – 0,1-0,8 мг/л.
K _{1-2g}	690	1750	Поровый	0,001	195-500	-	Нет. Минерализ. – 8-10 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 3385-5500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 17-24, HCO ₃ – 85-170 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 200-3500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 33-73 мг/л, Ca ⁺⁺ - 180-340 мг/л
K ₁	1750	2555	Поровый	0,00101	100	-	Нет. Минерализ. – 10-17 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 9500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 160 мг/л, HCO ₃ - 300 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 8800 мг/л, Mg ⁺⁺ - 150 мг/л, Ca ⁺⁺ - 1500 мг/л
J ₃ J ₂₋₃ J ₁	2555	2900	Поровый	0,00125	3-46	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ 15000 мг/л, SO ₄ ⁻ - 320 мг/л, HCO ₃ – 800 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 9500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 120 мг/л, Ca ⁺⁺ - 800 мг/л
PZ	2900	2950	Трещиноватый	0,00103	15-50	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 16800 мг/л, SO ₄ ⁻ - 250 мг/л, HCO ₃ – 600 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 11000 мг/л, Mg ⁺⁺ - 250 мг/л, Ca ⁺⁺ - 460 мг/л

Приложение В

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Поглощение бурового раствора	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K ₁₋₂ pk, kl	960	2555		
Pz	2900	2950		
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора 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 осложнений, склонных к осыпям и обвалам.
K ₁₋₂ pk	960	2555	Нефтеводопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Повышение скорости подъема инструмента.
J ₃₋₂ nn	2570	2650		
Q - P ₁₋₃	0	520	Прихватаопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
K ₂ - K ₁₋₂	520	1750		
K ₁ tr	2170	2260		

Приложение Г
Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-970	970-2620
Шифр долота		Ш 393,7 М	БИТ 295,3 ВТ 619	БИТ 215,9 В519
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	СЗ	ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	75/8REG	65/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,32	0,3
Масса, кг		150	50	40
G, тс	Рекомендуемая	3-5	5-15	2-12
	Предельная	10	17	15
n, об/мин	Рекомендуемая	45-90	65-130	90-177
	Предельная	400	400	400

Таблица Г.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0-50	50-970	970-2620
Шифр калибратора		К-390 МС	К-292 МС	КС 212 СТ
Тип калибратора		Лопастной с прямыми лопастями		Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	292	212
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177 / 3-177	3-152 / 3-152	3-147 / 3-147
	API	7 5/8 REG / 7 5/8 REG	6 5/8 REG / 6 5/8 REG	5 1/2 REG / 5 1/2 REG
Длина, м		0,60	0,50	0,39
Масса, кг		188	90	70

Приложение Д

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Бурение под направление (0–50м)							
1	Долото Ш393,7 М	0,40	393,7	-	3-177	Ниппель	0,150
2	Калибратор К- 390x80 МС	0,60	390	80	3-177	Муфта	0,188
					3-171	Муфта	
3	Переводник Н- 171/М-147	0,52	178	80	3-171	Ниппель	0,130
					3-147	Муфта	
4	УБТ -178x80 Д	8,5	178	80	3-147	Ниппель	1,87
					3-147	Муфта	
5	ЛБТ 147x11 ХН 40	25,16	147	80	3-147	Ниппель	0,450
					3-147	Муфта	
10	Переводник М147xН147	0,40	178	80	3-147	Ниппель	0,050
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147xМ147	0,40	178	80	3-147	Ниппель	0,050
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-140/147	18	140	80	3-147	Ниппель	2,89
					3-152	Муфта	

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (50–970м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–970м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 619	0,32	295,3	-			0,050
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К-292 МС	0,50	292	80	3-152	Муфта	0,090
					3-152	Муфта	
3	Двигатель ДРУ-240 3/4	8	240	-	3-152	Ниппель	3,271
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н152хМ147	0,51	178	80	3-152	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
5	УБТ-178х80 Д	17	178	80	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
6	Переводник Н147хМ133	0,51	178	80	3-147	Ниппель	0,050
					3-133	Муфта	
7	ТБПК 127*9,2 G-105	933	127	80	3-133	Ниппель	31,07
					3-133	Муфта	
8	Переводник Н147хМ147	0,42	178	80	3-133	Ниппель	0,038
					3-147	Муфта	
9	КШЗ-35 М147хН147	0,42	178	80	3-147	Ниппель	0,038
					3-147	Муфта	
10	ВБТ-140/147	18	140	80	3-147	Ниппель	38,42
					3-152	Муфта	

Таблица Д.3 – Проектирование КНБК для бурение интервала под эксплуатационную колонну (970–2550м)–(2605–2620)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (970–2550)–(2605–2620)							
1	БИТ 215,9 В 519	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,02
2	Двигатель ДРУ-178 7/8	6	178	-	3-117	Муфта	1,809
					3-147	Муфта	
3	Переводник Н-147 М-147	0,5	165	-	3-147	Ниппель	0,042
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178x80	8,5	178	80	3-147	Ниппель	1,87
					3-147	Муфта	
5	Переводник Н-147 Н147	0,5	165	80	3-147	Ниппель	0,042
					3-147	Ниппель	
6	Калибратор КС 212x80 СТ	0,39	212	80	3-147	Муфта	0,070
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178x80 Д	8,5	178	80	3-147	Ниппель	1,87
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147xМ133	0,5	165	80	3-147	Ниппель	0,042
					3-133	Муфта	
9	ТБПК 127*9,2 G-105	2587	127	-	3-133	Ниппель	86,15
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н147xМ133	0,40	165	80	3-133	Ниппель	0,042
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 М147xН147	0,40	165	80	3-147	Ниппель	0,042
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-140/147	18	140	80	3-147	Ниппель	91,1
					3-152	Муфта	

Таблица Д.4 – Проектирование КНБК для отбора керна (2550–2605м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2550–2605м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9 В613	0,2	215,9	100			0,015
					3-161	Муфта	
2	Керноотборный снаряд СК-165/100	20	165	100	3-161	Ниппель	0,350
					3-161	Муфта	
3	Переводник Н-161 Н-88	0,4	165	80	3-161	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178x80 Д	17	178	80	3-147	Ниппель	3,74
					3-133	Муфта	
5	ТБПК-127*9,2 G-105	2560	127	-	3-133	Ниппель	85,25
					3-133	Муфта	
6	Переводник М147xН133	0,40	165	80	3-133	Ниппель	0,42
					3-147	Муфта	
7	КШЗ-35 Н147xМ147	0,40	165	80	3-147	Ниппель	0,42
					3-147	Муфта	
8	ВБТ-140/147	16	88,9	80	3-147	Ниппель	93,26
					3-152	Муфта	

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.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
0	50	1,19	–	–	70–90	≤10	8–10	≤2	8–20	10–25
50	970	1,17	19–38	28–76	35–45	≤8	8–10	≤1	8–20	10–25
970	2620	1,10	10–48	20–120	40–55	≤6	8–10	≤0,5	5–20	10–25

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Таблица Е.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Наименование	Описание/назначение	Упаковка, кг	Расход
			Кг/м ³
Бентонит ПБМА	Регулятор вязкости	900	40
Каустическая сода	Регулятор рН	25	0,28
Кальцинированная сода	Регулятор рН и жесткости	25	0,28
МЕХ-BOR	Полиакрилат. Капсулятор, флокулянт	25	0,56
Барит	Регулятор плотности	1500	4480

Таблица Е.3 – Компонентный состав ингибирующего раствора. (кондуктор)

Наименование	Описание/назначение	Упаковка, кг	Расход
			Кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор рН	25	0,15
Кальцинированная сода	Регулятор рН и жесткости	25	0,15
МЕХ-BOR	Боросиликатный ингибитор	25	2,13
МЕХ-САР	Инкапсулятор	25	0,46
МЕХ-РАС HV	Регулятор фильтрации, вязкости	25	0,30
МЕХ-РАН	Полиакрилат. Капсулятор, флокулянт	25	1,83
SAPP	Разжижитель	25	0,46
Барит	Регулятор плотности	1500	4480

Таблица Е.4 – Компонентный состав KCL/полимерного раствора

Наименование	Описание/назначение	Упаковка, кг	Расход
			Кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор pH	25	1,50
Кальцинированная сода	Регулятор pH и жесткости	25	0,21
МЕХ-GL LUBE	Смазывающая добавка	250	4,29
МЕХ-GUM S	Ксантановая смола, регулятор вязкости	25	0,64
МЕХ-PAC HV	Регулятор фильтрации, вязкости	25	1,29
МЕХ-LV	Регулятор фильтрации	25	7,83
Бикарбонат натрия	Нейтрализатор цементной агрессии	25	0,11
KCL	Ингибитор глин	900	104,29
Карбонат кальция(мел)	Карбонат кальция, кольматант	1000	64,38

Таблица Е.5 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2620м

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	0	2,4	14,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =11,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =2,5
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =47,8
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	970	920	295,3	305,3	1,27	94,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =7,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =53,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =28,5

Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 259,9$	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1} = 0$	
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 354,3$	
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2} = 0$	
Экспл. колонна	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
	970	2620	1650	215,9	226,7	1,14	107,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 10,1$	
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 47,1$	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 8,2$	
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 42,5$	
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 298,5$	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 0$	
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 406,4$	
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев3} = 0$	

Таблица Е.6 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25	25	1	25	2	25	20	575	23
Кальцинированная сода		25	25	1	25	2	25	3	150	6
Бентонит ПБМА		900	900	2	0	0	0	0	1800	2
МЕХ-РАN		25	0	1	25	12	0	0	300	12
МЕХ-ВОР		25	0	0	25	25	0	0	675	25
МЕХ-САР		25	0	0	25	6	0	0	150	6
МЕХ-РАС HV		25	0	0	25	20	0	0	500	20
SAPP		25	0	0	25	6	0	0	150	6
МЕХ-GL LUBE		250	0	0	0	0	250	6	1500	6
МЕХ-GUM S		25	0	0	0	0	25	9	225	9
МЕХ-САР HV		25	0	0	0	0	25	17	425	17
МЕХ-РАС LV		25	0	0	0	0	25	102	2550	102
БИКАРБОНАТ НАТРИЯ		25	0	0	0	0	25	2	50	2
KCL		900	0	0	0	0	900	38	34200	38
Карбонат кальция(мел)		1000	0	0	0	0	1000	21	21000	21
Барит		1500	1500	1	1500	1	0	0	3000	2

Приложение Ж

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.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, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0.13	0.029	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	1	22,2	92,2	213,6
Под кондуктор									
50	970	БУРЕНИЕ	0.77	0.078	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11*2/12*4	83,4	257,1
Под эксплуатационную колонну									
970	2550	БУРЕНИЕ	1,109	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	6*2/7*8	88,1	140,5
Отбор керна									
2550	2605	Отбор керна	1,109	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	9	88,4	155,5

Таблица Ж.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КП Д	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения %	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	100	170/140	112,5	85	65	35,7	60
50	970	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	100	170/140	148,5	85	65	26,8	56
970	2550	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	100	170	162	85	65	30,6	32
2550	2605	Отбор керна	УНБ-600	1	100	140	130,5	85	65	30,6	24

Таблица Ж.3 – 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				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	64,5	59,8	0	1,6	0	3,0
50	970	БУРЕНИЕ	144,6	48	37,6	49,6	2,7	6,7
970	2550	БУРЕНИЕ	137,1	45,9	36,3	38,3	14,6	2,1
2550	2605	Отбор керна	120,4	50,8	0	39,2	28,4	2,1

Приложение 3
Нормативная карта

Таблица 3.1 – Нормативная карта вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные	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	Ш 393,7 М	490	0,1	0–50	50	0,026	1,3	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 619	1400	0,96	50–970	920	0,032	43,2	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 519	980	1,6	970–2620	1650	0,036	57,6	40,92	57,6
Всего			5,64		2620		104,95		104,95
Крепление: направления кондуктора эксплуатационная колонна									3 12 18
Установка центраторов направления кондуктор эксплуатационная колонна			3 33 40						0,05 0,55 0,66

Продолжение таблицы Ж.1

ОЗЦ: направление кондуктора эксплуатационной колоны									8 16 24
Разбуриваем цементной пробки (10 м): направление кондуктор				40-50 960-970 970-2620					0,11 2,01
Промывка скважины (1 цикл) направление кондуктор эксплуатационная									0,01 0,11 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего набурение скважи- ны(без учета норм време- ни на геофизические ра- боты)									203,99
Ремонтные работы (3,3 %)									17,8
Общее время на скважину									260,33