

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА          ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2850)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Сысенко Андрей Михайлович		

Руководитель

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
Ст. преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 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	Сысенко Андрей Михайлович

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	1. Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком 10 м <sup>3</sup> /сут
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Обоснование конструкции скважины</b> (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).</li> <li>– <b>Углубление скважины</b> (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 програм-</li> </ul>

	<p>мы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p>– <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p>– <b>Выбор буровой установки.</b></p> <p>– <b>Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).</b></p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
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	Сысенко Андрей Михайлович		

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Сысенко Андрей Михайлович

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

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <p>3. Физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</p> <p>2. Действие фактора на организм человека;</p> <p>4. Приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</p> <p>4. Предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</p>	<p>Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места буровицка ЭРБ на нефть и газ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вибрация, шумы, токсичные ядовитые газы жидкости.</li> <li>– повышенный уровень шума</li> <li>– повышенный уровень вибрации</li> <li>– общая тяжесть трудового процесса</li> <li>– класс условий труда 3.1.</li> <li>– законодательством предусмотрено</li> <li>– 17 наименований сиз.</li> </ul>
<p>5. Анализ выявленных опасных факторов производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– ермические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Анализируемые выявленные <b>опасные факторы</b>.</p> <p>Механические:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– подвижные и вращающиеся детали механизмов и маши</li> <li>– работа под давлением. (Каска, спецодежда, спец. обувь, очки защитные и пр.);</li> </ul> <p>Термические:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спецодежда, спец обувь и пр.);</li> </ul> <p>Электробезопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током (спецодежда, молнезащита и пр.);</li> </ul> <p>Пожаровзрывобезопасность:</p>

	<p>– возгорание, пожар, НГВП.  Мероприятия:  – противопожарные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.)  Высота:  – монтажные, спускоподъемные операции.</p>
<p>б. Охрана окружающей среды:  – 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>	<p>Принять подготовить и рассмотреть и какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду:  – 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>
<p>7. Защита в чрезвычайных ситуациях:  – 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>	<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>8. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:  – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;  – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий).  Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**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	Сысенко Андрей Михайлович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
32Б4Е	Сысенко Андрей Михайлович

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	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	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
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 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Графики динамики и сравнения показателей
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	07.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		27.03.2019г

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4Е	Сысенко Андрей Михайлович		27.03.2019г

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит, 102 страниц, 20 таблиц, 8 приложений, 49 литературных источников и 7 рисунков.

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

Объектом исследования является разведочная скважина глубиной 2850 метров на газовом месторождении (Тюменской области).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновку низа буровой 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 потайной колонной с цементованным забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а так же интервал спуска обсадных колонн и цементирование по расчетным интервалам.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «Компас» (представлены вместе с ВКР).

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Скважина – горная выработка круглого сечения пробуренная с поверхности земли без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой меньше её глубины.

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

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

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- КНБК – компоновка низа буровой колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные буровые трубы;
- УБТ – утяжеленные буровые трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая буровая труба;
- ТБПК – труба буровая с приварными замками;
- ПХЦЗ – подвеска хвостовика цементируемая защищенная;

- АО – акционерное общество;
- БУ – бурильная установка;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ЕПБВР – Единые правила безопасности взрывных работ;
- ИТР – инженерно-технический работник;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- НП – нефтепродукты;
- НТД – нормативно-техническая документация;
- МЧС – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;
- ОВЧ – отряд военизированной части;
- ОГМЧС – оперативная группировка Министерства Российской Федерации по чрезвычайным ситуациям;
- ОПС – окружающая природная среда;
- ОС – окружающая среда;
- ОТ – охрана труда;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СНиП – строительные нормы и правила;
- ТБ – техника безопасности;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ЭУК – электрический привод универсальная монтажа-способность кустовое бурение.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так да-

лее; т.п., тому подобное; др., и другие; шт., штуки; наруж., наружный, внутр.,  
внутренний

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и .....	17
коэффициент кавернозности пластов.....	17
1.2 Горно-геологические условия бурения.....	17
1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) .....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	18
2.1 Обоснование профиля скважины .....	18
2.2 Обоснование конструкции забоя и выбор способа закачивания скважины .....	18
2.2.1 Совмещенный график давлений.....	18
2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	20
2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.3 Углубление скважины .....	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	24
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	25
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	28
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	30
2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	30
2.5 Проектирование процессов заканчивание скважины.....	31
2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны .....	31
2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине .....	34

2.6 Расчет процессов цементирования скважины.....	35
2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	35
2.6.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	35
2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	36
2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	37
3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	39
4 ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН .....	40
4.1 Виды прихватов.....	40
4.2 Дифференциальный прихват .....	41
4.2.1 Факторы влияющие на получение дифференциального прихвата .....	41
4.2.2 Методы устранения дифференциального прихвата .....	42
4.3 Радиальный прихват .....	42
4.3.1 Признаки радиального прихвата .....	43
4.3.2 Факторы влияющие на радиальный прихват .....	43
4.3.3 Методы устранения радиального прихвата и его не допущения.....	44
4.4 Механический прихват.....	44
4.4.1 Факторы влияющие на получения механического прихвата .....	45
4.4.2 Методы устранения механического прихвата .....	46
4.4.3 Геологические осложнения.....	46
4.4.4 Факторы влияющие на получения геологического прихвата .....	46
4.4.5 Методы устранения геологического прихвата.....	47
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ .....	49
5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ХМАО Югра Тюменской области.....	49
5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	50
5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	50

5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	51
5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрующих фонарей .....	51
5.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	51
5.2.5 Нормативное время на разбуривание цементной пробки.....	52
5.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	52
5.2.7 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	52
5.3 Расчет технико-экономических показателей .....	53
<b>6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>55</b>
6.1 Производственная безопасность.....	55
6.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны .....	57
6.1.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны .....	57
6.1.3 Повышенный уровень вибрации .....	58
6.1.4 Повышенный уровень шума .....	59
6.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	59
6.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми .....	59
6.1.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы .....	60
6.1.8 Повышенное значение напряжения в электрической цепи .....	60
6.1.9 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли .....	61
6.2 Экологическая безопасность.....	61
6.2.1 Влияние на литосферу .....	62
6.2.2 Влияние на гидросферу .....	62
6.2.3 Влияние на атмосферу .....	63
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	64
6.3.1 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары .....	64
6.3.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	66
Список используемой литературы и источников .....	68

Приложение А .....	74
Приложение Б.....	81
Приложение В.....	84
Приложение Г .....	86
Приложение Д.....	91
Приложение Е.....	99
Приложение Ж.....	101

## **ВВЕДЕНИЕ**

В данной квалификационной работе запроектирована скважина поисково-разведочная, глубиной 2850 метров. Скважина представлена одноколонной, с потайной колонной под хвостовик. В работе рассчитаны глубины спуска колонн направления, кондуктор, эксплуатационная колонна и потайная колонна под хвостовик. Выбраны технологии и способы бурения, подобраны компоновки под каждый интервал бурения. Рассчитана гидравлическая промывка, выбрана буровая установка и буровой насос. Под литологические разрезы каждого интервала, были выбраны долота и буровая головка для отбора керна в интервале 2775–2824 метра, выбраны насади способные обеспечить нужную промывку в зоне бурения скважины. Так же рассчитана количество химии на буровой раствор, подобрана химия для каждого интервала бурения колонны, который сможет обеспечить хорошую наработку фильтрационной корки, хороший вынос шлама, предотвратить сальнико-образование и обвалы стенок скважины.

Выбор технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

Сведения при некачественном вскрытии могут дать ложный результат, о разрезе скважины, что может привести к потере пласта и ликвидации скважины.

## **1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов**

Геологический разрез месторождения представлен четвертичными отложениями, песчаниками в интервале 0–20 метров. Интервал под кондуктор 20–1400, эксплуатационную колонну 1400–2770, интервал по хвостовик 2770–2850 м, разрез представлен глинами, алевролитами, песчаниками и аргиллитами. Продуктивные пласты находятся на следующих интервалах: 2535–2541, 2635–2645, 2685–2693, 2779–2819. Данные представлены в приложении А.

### **1.2 Горно-геологические условия бурения**

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

По разрезу скважины представлены мягкие и средние по шкале буримости, горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

### **1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)**

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины, разрез скважины представлен 5 водоносными, 3 газоносными и 1 нефтеносным пластом.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

### **2.1 Обоснование профиля скважины**

Проектируется разведочно-поисковая скважина, глубиной 2850м, с потайной колонной хвостовик. В бурении под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик проектируется ДРУ, так как породы на данных интервалах залегают хаотично, волнообразно и в перекрест бурению. В процессе бурения возможен набор угла, как по азимуту так и по зенитному, углу что не допустимо для данной разведочной скважины. С помощью ДРУ при определенном выставленном угле, мы сможем выйти в проектный градус.

### **2.2 Обоснование конструкции забоя и выбор способа закачивания скважины**

Согласно геологическим данным, тип коллектора поровый, с каверновыми образованиями, по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород.

Следовательно, необходимо применить конструкцию забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к пласт представлен неустойчивыми палеозойскими отложениями и скважина является разведочной.

#### **2.2.1 Совмещенный график давлений**

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений который показан в таблице 1. Согласно совмещенному графику давлений, в таблице 1, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, но так как продуктивный пласт представлен поровым и градиент давления в зоне продуктивного пласта возрастает, проектируется одноколонная конструкция скважины с потайной колонной хвостовик, для предотвращения разрыва, загрязнения, продуктивного пласта.

Таблица 1 – Совмещенный график давлений

Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Давление кгс/см <sup>2</sup>		Графики давлений пластового и гидроразрыва пород							Градиент давления	
		пластовое	гидроразрыва	эквивалент градиента давлений							пластового	гидроразрыва
				0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0		
7	Q	1	1,4								0,1	0,200
19	P <sub>3lt</sub>	2	3,8									
78	P <sub>3nm</sub>	8	15,6									
107	P <sub>3at</sub>	11	21,4									
230	P <sub>g2ll</sub>	23	46									
250	P <sub>g1tl</sub>	25	50									
270	K <sub>2gn</sub>	27	54									
360	K <sub>2sl</sub>	36	72									
430	K <sub>2ip</sub>	43	86									
615	K <sub>2kz</sub>	62	123									
630	K <sub>1-2pk</sub>	63	126									
1530	K <sub>1al</sub>	153	306									
1570	K <sub>1kls</sub>	157	314									
2200	K <sub>1tr</sub>	220	374									
2250	K <sub>1klm</sub>	225	383									
2495	J <sub>3bg</sub>	249,5	424									
2520	J <sub>3gr</sub>	254,5	428									
2530	J <sub>3vs</sub>	255,5	430									
2605	J <sub>2tm</sub>	270,9	417									
2770	PZ	288,08	443									
2850	PZ	312,7	463									
										0,101	0,170	
										0,103		
										0,104	0,16	
										0,108		
										0,108		

## 2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска

Таблица 2 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–20	0–20	323,9	393,7
Кондуктор	0–1400	0–1400	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–2770	900–2770	168,3	215,9
Хвостовик	2695–2850	2695–2850	114,3	139,7

### 2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки ( $P_{оп}$ ) колонны, 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 определяется по формуле 1

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

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

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

$P_{му}$  – максимальное давление на устье, рассчитывается для нефтяного пласта по формуле 2

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 9,98 \text{ МПа}, \quad (2)$$

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

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

Для газового пласта величина максимального устьевого давления считается по формуле 3

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s} = 22,99 \text{ МПа}. \quad (3)$$

Т.к. в разрезе присутствуют и нефтеносные и газоносные пласты, за  $P_{му}$  принимаем наибольшее из полученных значений (для газоносного пласта). В таком случае давление опрессовки составит 27,79 МПа.

– шифр колонной обвязки выбираем: *ОКК1 – 35 – 168x245 К1 ХЛ*.

– шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: *ОП5 – 230/80 x 35*.

## **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 под направление, будет буриться шарошечным долотом, роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну и хвостовик, сложен в основном твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться долото марки PDC совместно с ДРУ.

Исходя из, рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0 – 20	Направление	Роторный
0 – 1400	Кондуктор	С применением ДРУ (двигатель с регулируемым углом )
1400 – 2770	Эксплуатационная колонна	С применением ДРУ (двигатель с регулируемым углом)
2770 – 2850	Хвостовик	С применением ДРУ (двигатель с регулируемым углом)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик принимаются PDC. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

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

### 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. 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 4

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 4 и 5 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 4.

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

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий;

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

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота.

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

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 4 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
Исходные данные				
$\alpha$	1	1	1	1
$P_{ш}$ , кгс/см <sup>2</sup>	350	750	1000	1500
$D_{д}$ , см	39,37	29,53	21,59	13,97
$\eta$	1	1	1	1
$\delta$ , см	1,5	1,5	1,5	1,5
$q$ , кН/мм	0,2	0,4	0,6	0,8
$G_{пред}$ , кН	470	150	130	120
Результаты проектирования				
$G_1$ , кН	20	23	22	21
Интервал	0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
$G_2$ , кН	79	119	130	112
$G_3$ , кН	376	120	104	96
$G_{проект}$ , кН	60	120	104	96

Производиться аналитический расчет, на основе качественных показателей механических свойств горной породы, и характеристики шарошечного долота под направление. После расчета всех нагрузок  $G_1$ ,  $G_2$ ,  $G_3$ , сравнивается большее из полученных значений с допустимой нагрузкой на долото. Из расчета нагрузки, большее значение превышает максимально допустимую нагрузку на долото, то тогда мы принимаем второе значение из расчетного  $G_2$ . Но для более комфортного бурения в интервале четвертичных отложений 0–20 м, исходя из практики бурения, мы принимаем нагрузку 60, для того что бы снизить нагрузку на опорные части долота и обеспечить максимальную проходку на долото. Под остальные интервалы, запроектированы долота марки PDC. Исходя из расчетов, максимальная нагрузка не превышает допустимую нагрузку на долото, тем самым мы принимает большее расчетное значение.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчеты частоты вращения долот производиться по формуле 6 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 5

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

Таблица 5 – Результаты частоты вращения

Интервал		0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
Исходные данные					
V <sub>л</sub> , м/с		3,0	2,5	1,5	1,2
Интервал		0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
D <sub>д</sub>	M	0,3937	0,2953	0,2159	0,1397
		393,7	21953	215,9	139,7
τ, мс		6	-	-	-
z		26	-	-	-
α		0,8	-	-	-
Результаты проектирования					
n <sub>1</sub> , об/мин		145	161	132	164
n <sub>2</sub> , об/мин		340	-	-	-
n <sub>3</sub> , об/мин		657	-	-	-
n <sub>проект</sub> , об/мин		30–60	160–170	130–140	160–170

Интервал бурения под направление 0–20 производится бурение роторным способом. Максимальная частота вращения ротора составляет 60–80. Исходя из расчетного n<sub>1</sub> нам не подходит, но так как интервал слишком мал и применение ДРУ не целесообразно. Исходя из опыта бурения четвертичных отложений, мы принимаем частоту вращения ротора, 30–60 выбранное значение не приведет к износу опор долота. Для всех остальных интервалов, выбираются расчетные значения, для эффективного разбуривания горной породы.

### 2.3.5 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–244.6, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ–178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДРУ–121. 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.

Параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – 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
ДРУ244.6-7/8	20-1400	244,6	9	1,8	35-40	180-240	7,9-9,5	104-180
ДРУ178-7/8	1400-2770	178	9	0,9	30-35	125-220	3-4	35-75
ДРУ121-7/8	2770-2850	121	9	0,8	25-30	80-150	2-3	15-25

### 2.3.6 Проектирование 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 гидро-разрыва 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. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов расхода бурового раствора

Интервал	0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
Исходные данные				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2153	0,1397
$K$	0,65	0,5	0,4	0,3
$K_k$	1,30	1,25	1,10	1,05
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,13	0,11	0,1
$V_m$ , м/с	0,011	0,008	0,006	0,005
$d_{бт}$ , м	0,147	0,147	0,147	0,89
$d_{мах}$ , м	0,22	0,191	0,121	0,115
$d_{нмах}$ , м	0,0159	0,0143	0,0056	0,0036
$n$	5	3	7	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,2	1,15	1,12	1,12
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,3	2,5	2,65	2,7
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	20	12	7	3
$Q_2$ , л/с	51	12	10	7
$Q_3$ , л/с	160	74	42	9
$Q_4$ , л/с	70	37	14	8
$Q_5$ , л/с	47	25	23	13
$Q_6$ , л/с	-	30	25	20

В интервале под направление 0–20, из расчетных 70–156 л/с, опираясь на опыт бурения четвертичных отложений нам будет достаточно 70–80 л/с для выноса шлама. Этот литраж мы сможем достигнуть двумя насосами с диаметром втулок (180). Для бурения интервала под кондуктор согласно расчету диапазон получается 37–74 л/с исходя из практического опыта бурение под заданный диаметр, выбирается значение 60–70 л/с которое будет обеспечено двумя насосами УНБТ 1180 с диаметром втулок (150) с регулировкой ходов насоса и плавностью пуска. Под интервал эксплуатационной колонны, расчетный диапазон получается 14–42 л/с, согласно данной методике выбираем значение 30–40 л/с. Данный литраж будет достигнут одним насосом с диаметром втулок (140). Исходя из методики проектирования для того что бы скважина очищалась от шлама, необходим расход 9 литров в секунду, но при этом расходе будет размыв стенок скважины. При этом из опыта бурения под данную секцию обсадной колонны, нормальным считается 10–

12 л/с. По этому расход проектируется 10–12 л/с но в буровой раствор планируется введение химических реагентов для укрепления стенок скважины.

Таблица – 8 Выбор областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
<b>Исходные данные</b>				
Q <sub>1</sub> , л/с	20	12	7	3
Q <sub>2</sub> , л/с	51	12	10	7
Q <sub>3</sub> , л/с	160	74	42	9
Q <sub>4</sub> , л/с	70	37	14	8
Q <sub>5</sub> , л/с	47	25	23	13
Q <sub>6</sub> , л/с	-	30	25	20
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>				
ΔQ, л/с	70–60	37–74	14–42	8–9
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>				
Q, л/с	70–80	60–70	30–40	10–12
<b>Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)</b>				
Q <sub>тн</sub> , л/с	-	30,0	25,0	20
ρ <sub>1</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-	1004	1015	
ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-	1100	1060	
M <sub>тм</sub> , Н*М	-	7900	3000	
M <sub>тб</sub> , Н*М	-	9460	3960	

### 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 ДРУ 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 Г.2

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности», действующим с 2013 года, давление столба промывочной жидкости, должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%. Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

#### *Интервал под направление*

Бурение интервала 0–20м под направления производится *бентонитовым* буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водо-отдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями. Такой раствор в четвертичных отложений формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 60–80 сек.

#### *Интервал под кондуктор*

В интервале 20–1400 породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей категории (глин) и четвертой категории (алевролиты). 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 глина, составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к каверно-образованию и сужению

ствола скважины. Также возможны прихваты, вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить *полимер глинистый* буровой раствор.

*Интервал под эксплуатационную колонну*

При бурении интервалов (1400–2770 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать *полимерный (инкапсулированный)* буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО. Бурение под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и газоводонефтепроявления, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием полимерного раствора и проработкой ствола скважины компоновкой с установленным *КЛС*. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

*Интервал под хвостовик*

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

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

В силу того, что *полимерный* раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легко-растворимый карбонат кальция, он подходит для бурения в интервале продуктивного пласта.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

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 Д.3.

### **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 хвостовик. Для остальных интервалов бурения расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Е.4.

### **2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керн**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керн для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2779–2819 м. Так как скважина является разведочной. Из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже про-

гнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие 277–2825 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовку PDC, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой, 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 80 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале

В таблице 9 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 9 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагруз- ка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового рас- твора, л/сек
2775–2825	Бурильная головка БИТ 139,7/67 МС Керноотборный снаряд СК–121/80	5	80	10

## **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. Данные расчеты нагрузок, мы производим в программном обеспечении Microsoft Excel.

Для проведения расчета избыточных давлений определены плотности, используемых технологических жидкостей, которые занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
Плотность нефти $\rho_{н}$ , кг/м <sup>3</sup>	738	Глубина скважины, м	2770
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	900	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	415
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_0$ , м	1846

### Расчет наружных избыточных давлений

Наружные избыточные давления представлены на рисунке 1 и рассчитываются по формуле 7.

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (7)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

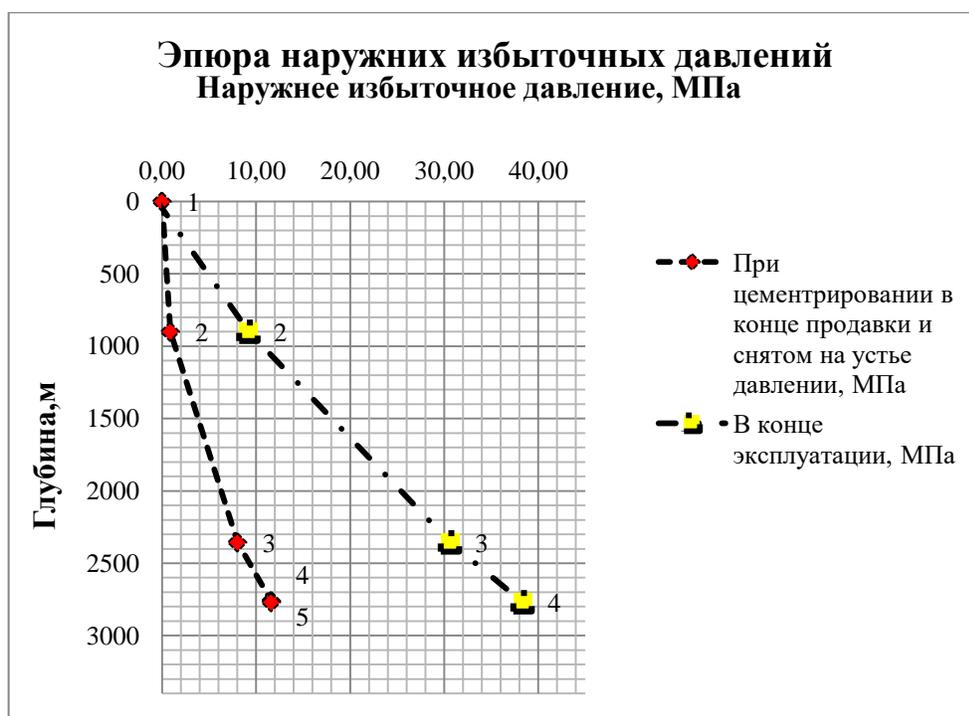


Рисунок 1 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### *Расчет внутренних избыточных давлений*

Расчеты внутренних избыточных производятся по формуле 8. Расчеты давлений проводятся для двух случаев, при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения и при опрессовки колонны с целью проверки ее герметичность. Внутренние избыточные давления представлены на рисунке 2, 3.

$$P_{ви} = P_в - P_n \quad (8)$$

где  $P_в$  – внутреннее давление;

$P_n$  – наружное давление.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

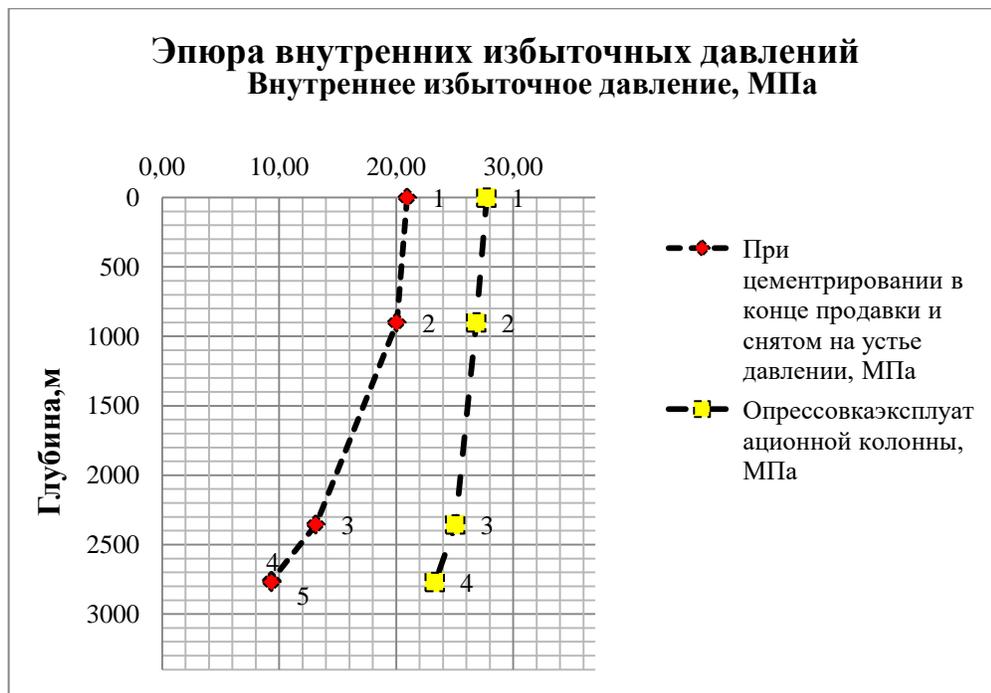


Рисунок 2 – Эпюра внутренних избыточных давлений

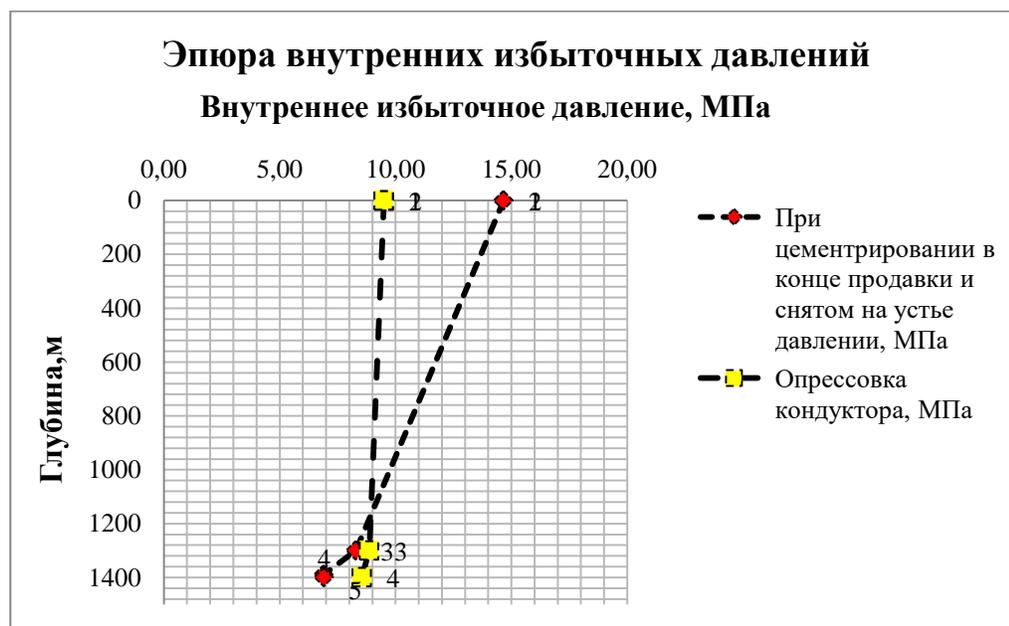


Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений, кондуктора

#### 2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине

В продуктивной части забоя, проектируются секции обсадной колонны с толщиной стенки 10.6 мм, в остальном интервале до устья скважины толщина стенки 8.6 мм, которые представлены в таблице 10.

Таблица 10 –Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	20	67,2	1344	1344	0–20
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	1400	52,8	73920	73920	0–1400
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТГ	Д	10,6	400	169	16924	16924 89932	2485–2770
2	ОТТГ	Д	8,6	2485	36,19	89932		0–2485
<b>Хвостовик</b>								
1	ОТТМ	Д	7,4	300	19,7	5910	5910	2695–2850

## 2.6 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

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

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

$$P_{гр} = 51,98 \text{ МПа,}$$

$$38,85 + 0,680 \leq 0,95 * 50,49,$$

$$45,56 \leq 47,96.$$

Условие недопущения гидроразрыва пласта выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.6.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения. Производят с учётом водоцементного соотношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Объём тампонажной смеси буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная жидкость 1	4,626	1150	-	МБП-МВ	323,824
Буферная жидкость 2	1,157	1150	-	МБП-СМ	17,348
Облегченный	24,973	1500	21,078	ПЦТ-III-Об (4)-100	20170,611
				НТФ	10,239
Нормальный	6,666	1900	4,470	ПЦТ-I-100	9235,216
				НТФ	2,733
Продавочная	50,263	1030	50,263	-	-

### 2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата по формуле 10

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

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

$$P_{ца} \geq 19.8.$$

Ближайшее большее давление – 25МПа при диаметре втулок 100 мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах расчет по формуле 11:

$$m = G_{сух} / G_{б}. \quad (11)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 9,936 / 13 = 1.$$

Для цемента облегченного

$$m = 21,11 / 13 = 2.$$

Схема расположения техники при цементировании изображена на рисунке 4

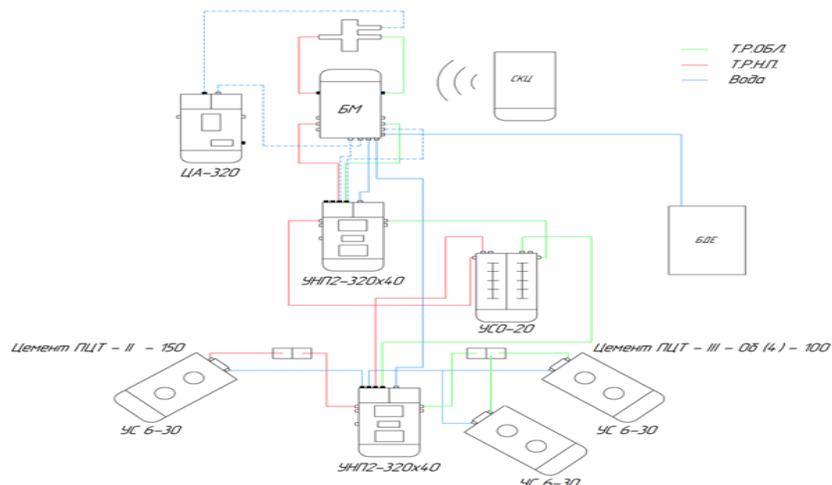


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при цементировании  
 1 – блок манифольда; 2 – цементировочный агрегат ЦА – 320М; 3 – УНП2 – 320\*40; 4 – осреднительная емкость; УО – 20; 5 – цементосмесительная машина типа УС 6 – 30; 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – устье скважины; 9 – БДЕ

### 2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Оборудование колонн технологической оснасткой, приведены в

таблице 12

Таблица 12 – Элементы технологической оснастки

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик 114	БКМ–114	2849,7	2850	1	1
	ЦКОД–114	2839,4	2839,7	1	1
	ПРП–Ц–В 114	2839,1	2839,4	1	1
	ЦПЦ 114/146	2695	2770	4	10
		2770	2779	1	
		2779	2819	4	
2819		2850	1		
ПХРЦ 114/168–102	2690,32	2695	1	1	

Продолжение таблицы 12

Эксплуатационная, 168	БКМ–168	2769,7	2770	1	1
	ЦКОД–168	2759,4	2759,7	1	1
	ПРП–Ц–В 168/216	2759,1	2759,4	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	1400	28	103
		1400	2530	28	
		2535	2545	1	
		2545	2635	9	
		2635	2645	1	
2645		2685	4		
2685	2770	3			
Кондуктор, 245	БКМ–245	1399,6	1400	1	1
	ЦКОД–245	1389,2	1389,6	1	1
	ПРП–Ц 245	1388,9	1389,2	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	20	1	1
	ЦТ 245/295	0	1400	70	70
Направление, 324	БКМ–324	19,6	20	1	1
	ЦКОД–324	9,2	9,6	1	1
	ПРП–Ц 324	8,9	9,2	1	1

### 3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Выбрана буровая установка БУ–3000 ЭУК–1 М, характеристики представлены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	61,8	$[G_{кр}]/Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	111,2	$[G_{кр}]/Q_{об}$	2,41
Мараметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	144,56	$[G_{кр}]/Q_{п}$	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			

Таблица 14 – Характеристика буровой установки БУ–3000 ЭУК–1 М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного 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 ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

### **4.1 Виды прихватов**

1. Дифференциальный;
2. Радиальный;
3. Механический;
4. Геологический;

*Прихват* – это невозможность беспрепятственно вращать либо производить спуск, подъем бурильной колонны, возможна потеря циркуляции бурового раствора. При не возможности ликвидации прихвата, его осложнения могут привести к потере всей скважины.

При получении прихвата влияют множество факторов. Состояние геологических залежей горной породы ее состав, интервал на котором получили прихват вид и тип прихвата так же во многом зависит от правильной подобранной буровой жидкости и его рецептуры. Так же с пятном контакта долота, возникает большая температура при срезании горной породы, в эти моменты буровой раствор подвергается колоссальным температурным перегрузкам, что пагубно влияет на качество буровой жидкости. Прихват можно получить при большом угле скважины за недостатком или переизбытком смазочных веществ. Не мало, важную роль в получении является человеческий фактор.

Определение получения прихвата при спускоподъёмных операциях предшествуют затяжки, при бурении увеличение момента на роторе, связаны они между собой обвалами или попадания инструмента в большие каверны пробуренные на большом литраже в неустойчивых породах не соблюдения спуска обсадной или бурильной колонны.

Каждый прихват индивидуален, ликвидация прихвата и его последствия отличаются друг от друга, применение различных инструментов, химических реагентов путем прокачки химических жидкостей в интервал определенный расчетным путем. При прихвате на большой глубине нужно учитывать не мало факторов (вес на крюке, длина бурильной колонны, состав бурильной колонны, параметры

раствора при котором случился прихват, возможные геологические осложнения на данном интервале и.т.д).

## **4.2 Дифференциальный прихват**

Дифференциальный прихват может произойти в зоне проницаемых пород песчаник, продуктивного пласта. Причиной данного прихвата может служить плохое качество или неправильно подобранный буровой раствор в местах с опасностью получения прихвата или геологические особенности месторождения.

### **4.2.1 Факторы влияющие на получение дифференциального прихвата**

Влияние получения дифференциального прихвата является глинистая корка стенок скважины, большая фильтрационная корка к которой прижимается буровой инструмент в ходе бурения или спускоподъёмных операций. Прихват может произойти из-за разности давлений между пластовым и забойным.

Чем дальше происходит фильтрация бурового раствора тем больше будет толщина фильтрационной корки и тем больше вероятности получить прихват именно в том месте где фильтрация была максимальна.

При бурении твердых пород в растворе возрастает количество твердой фазы что в свою очередь влияет на фильтрационную корку она становится более твердой и проницаемой. Фильтрационная корка является тонкой которая состоит из твердой фазы.

Бурения в интервалах песчаника при большом литраже, неправильно подобранных втулках на насосе, может создать мощную фильтрационную корку и произойти прихват КНБК при бурении скважины. Варианты для решение прихвата снизить плотность бурового раствора или установка промежуточной колонны, возможна установка потайной колонны (пластырь).

Если прихват произошел в песчаниках, и компоновка остается длительное время без движения, до это значительно ухудшает ситуацию по освобождения компоновки из зоны прихвата. В этой зоне происходит набухание фильтрационной корки тем самым усложняя степень прихвата зоны бурильной колонны.

#### **4.2.2 Методы устранения дифференциального прихвата**

Наработка высоковязкой пачки для прогонки по стволу скважины служит для вымывания шлама из ствола скважины для наработки фильтрационной корки ствола.

В интервале установка нефтяных ванн, для увеличения смазывающих свойств бурового раствора, частичного разжижение глинистых пород, создания благоприятной среды путем выравнивания давления в зоне прихвата инструмента.

Сбивание инструмента, путем резких остановок инструмента давая инструменту волновые толчки путем отлипания в зоне прихвата буровой трубы, шевеление инструмента производится непрерывно в течение определенного времени либо производить расхаживание инструмента каждые 2–3 минуты.

Соблюдения режима «СПО», согласно плану скважины соблюдать скорость подъема инструмента, скорость спуска, в определенных интервалах скважины, для исключения заклинки инструмента или полной разгрузки инструмента.

#### **4.3 Радиальный прихват**

Радиальный прихват образуется в тех местах где угол скважины достаточно сильный, в этой зоне плохо проработали ствол скважины или оставили инструмент без движения на долгое время что привело к радиальному прихвату. При бурении в глинистых породах возможно прилипание к стенкам скважины буровой колонны, при не качественном растворе и его отклонения от проектного может привести к потере инструмента и в плоть до ликвидации всей скважины. Что бы избежать данного прихвата нужно следить за параметрами бурового раствора или восстановить его параметры до проектных. Путем расхаживания пытаться извлечь инструмент из опасной зоны. На рисунке 7 изображен прихват.

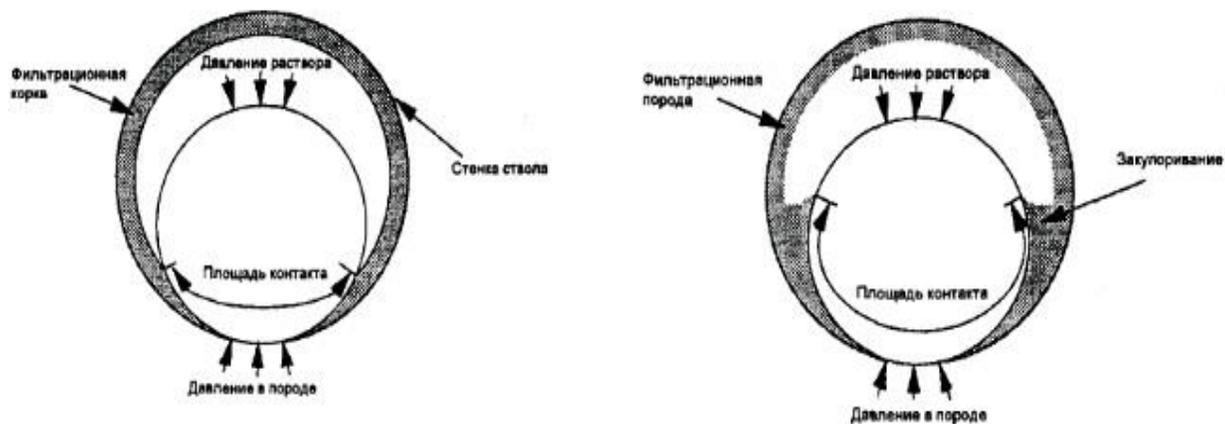


Рисунок 5 – Радиальный прихват колонны

#### 4.3.1 Признаки радиального прихвата

Возможности определения радиального прихвата является, увеличение момента на роторе, при бурении скважины, из за этого бурильщику нужно быть всегда внимательным к изменяющимся показаниям на мониторе бурильщика и быть готовым что сигнал идет с запозданием, в зависимости от глубины бурильной колонны. В отличии от других прихватов циркуляция бурового раствора не теряется и можно практически сразу предугадать характер прихвата.

#### 4.3.2 Факторы влияющие на радиальный прихват

Одним из фактором является, остановка инструмента на длительное время без движения в нестабильных горных породах, что влечет за собой одни из признаков прихвата. Еще одним не мало важным фактором является буровая жидкость, а точнее ее фильтрационная корка создаваемая буровым раствором, увеличение водоотдачи влечет за собой толщину, фильтрационной корки и прихвата инструмента. Если инструмент находится в глинистых породах и состояние глинистой корки не стандартно для данного интервала, то площадь соприкосновения увеличивается, тем самым риски прихватопасной зоны велики. К прилипанием бурильной колонны при перепаде давления приводит бурение на буровом растворе не соответствующим параметрам геологической зоны скважины, параметры (завышена вязкость, плотность, фильтрация, малое содержание противоприхватных добавок, нефти, ПАВ и т.д.).

### **4.3.3 Методы устранения радиального прихвата и его не допущения**

Установка нефтяных ванн, путем прокачки по стволу с промежуточными остановами, до вымывания пачки их ствола скважины.

Установка кислотных ванн путем прокачки по стволу, с промежуточными остановами но с меньшим временем нахождением в неподвижном состоянии.

*Сбивание инструмента* – путем резких остановок инструмента, давая инструменту волновые толчки, путем отлипания в зоне прихвата буровой трубы, шевеление инструмента производится непрерывно в течение определенного времени либо производить расхаживание инструмента каждые 2–3 минуты.

*Соблюдения режима «СПО»* – согласно плану скважины соблюдать скорость подъема инструмента, скорость спуска, в определенных интервалах скважины, для исключения заклинки инструмента или полной разгрузки инструмента.

### **4.4 Механический прихват**

*Механический прихват* – в эту сферу прихватов, входят все известные прихваты.

Механический прихват получают в тех случаях если плохо проработанный ствол скважины и в суженной части ствола происходит заклинка инструмента, при не соблюдении скорости (СПО) можно получить более сложные последствия и его устранения. Если в ствол скважины по неаккуратности, или в ходе бурения попадают металлические предметы это способствует в 99% механическую заклинку (КНБК). При не качественном цементирование, при выходе из закрытого ствола скважин инструмента на большой скорости, способствует разрушению цементного камня и обвалам его в скважину, и получение заклинки инструмента. Примерное получение механического прихвата изображено на рисунке 8.

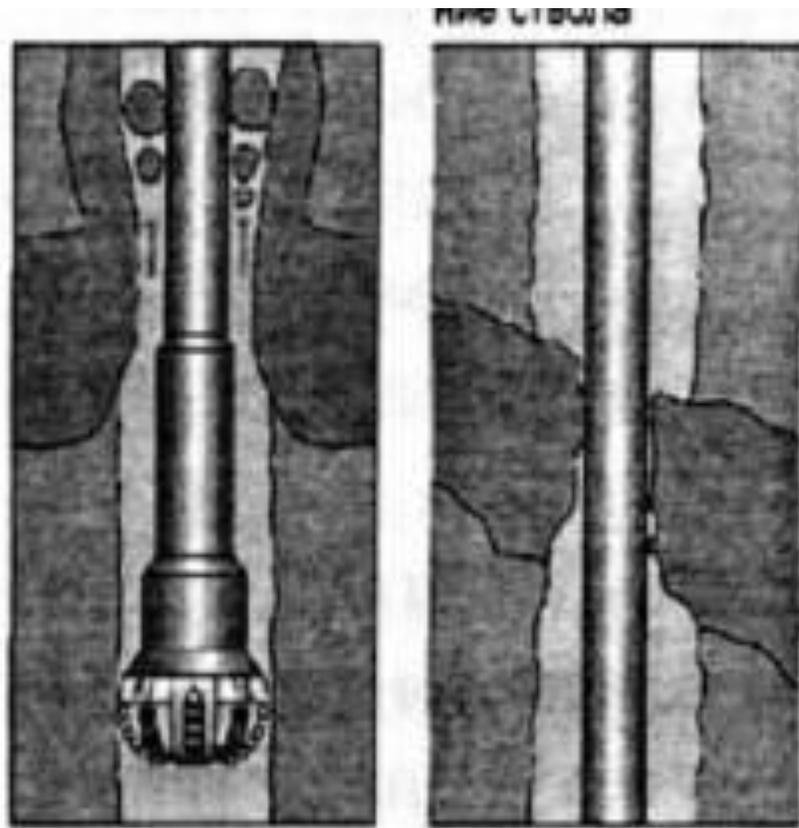


Рисунок 6 – Механический прихват

#### **4.4.1 Факторы влияющие на получения механического прихвата**

Не соблюдение скорости спуска буровой колонны, заклинка его в набухающих стенках скважины. Если диаметр бурового долота предыдущей колонны был меньше то при выходе из башмака закрытого ствола может произойдет заклинивание инструмента. Так же при цементировании промежуточных и эксплуатационных колонн влияет качество цементного камня который в процессе бурения, от вибрационных, разгрузочных, крутящих моментов, разрушается большими кусками и при попадании цементного камня между стволом скважины и буровой колонны происходит заклинка бурового инструмента.

#### **4.4.2 Методы устранения механического прихвата**

Несогласованные действия бурильщика, маленький опыт буровой бригады, не понимания степени прихвата, не правильное определение зоны прихвата, усложняют заклинивание бурового инструмента. При данном прихвате пробуют поднять трубу до муфты навернуть ведущую трубу и произвести промывку и проработку интервала, где произошла заклинка инструмента. Если скорость спуско-подъёмных операций, была нарушена и на полной скорости влетели в место сужения ствола, в некоторых случаях происходит полная разгрузка инструмента, буровая труба в зависимости от веса колонны, степени твердости горной породы, может войти от 3 до 40 метров как показывает практика.

Восстановление циркуляции при этом ведет к уплотнению осыпавшихся пород вокруг колонны и к усложнению аварии. Поэтому при заклинивании целесообразно бурильную колонну поднимать не менее чем на свечу и начинать проработку на 12–15 м выше места посадки.

Следует отметить, что бурение с эксцентричными переводниками, или с шламометаллоуловителями значительно снижает число заклиниваний колонн.

#### **4.4.3 Геологические осложнения**

Геологическими осложнениями является, обвалы горной породы в особенностях некоторых месторождения. При бурении наклонно направленной скважины при наборе угла, в этих местах происходят осложнения при спуске и подъеме бурильного инструмента, путем врезания инструмента в стенку скважины. При таких осложнениях чаще всего производят проработку данного интервала, что бы исключить разгрузку или посадку инструмента. Самая большая опасность в таких осложнениях при проработке, забуривание второго ствола, что может привести к перебуриванию скважины, с того интервала с которого началась проработка ствола скважины.

#### **4.4.4 Факторы влияющие на получения геологического прихвата**

Геологическое осложнение можно получить путем не качественного раствора или плохой обработки которая ведет к обрушению не устойчивых горных

пород что изображено на рисунке 9. Также в более пористых породах мы можем получить поглощение буровой жидкости что так же может являться геологической особенностью скважины, которая может привести к меньшему статическому напряжению на продуктивный пласт и получить ГНВП.

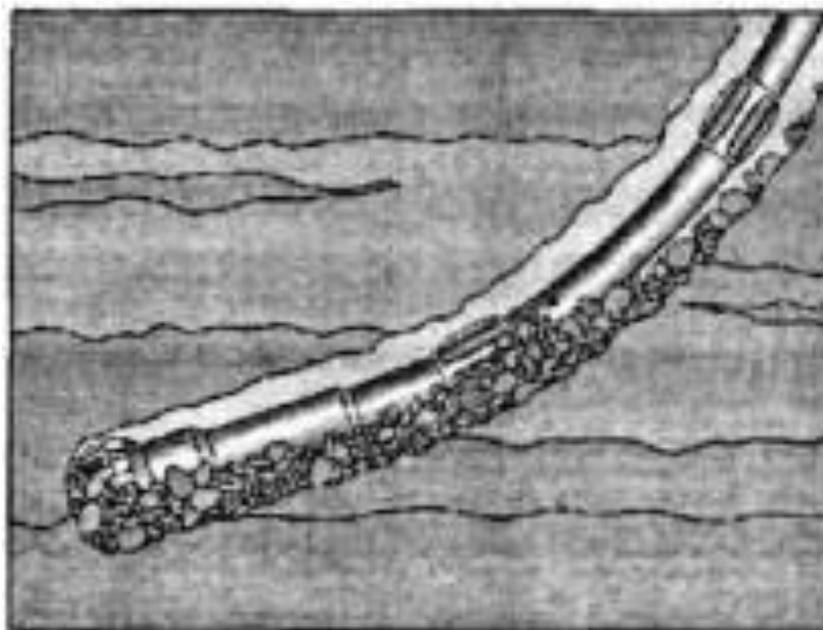


Рисунок 7 – Геологическое осложнение

#### **4.4.5 Методы устранения геологического прихвата**

Наработка высоко вязкой пачки, для прогонки по стволу скважины, служит для вымывания шлама из ствола скважины, и для наработки фильтрационной корки ствола.

В интервале установка нефтяных ванн, для увеличения смазывающих свойств бурового раствора, частичного разжижение глинистых пород, создания благоприятной среды путем выравнивания давления в зоне прихвата инструмента.

Сбивание инструмента, путем резких остановок инструмента давая инструменту волновые толчки, путем отлипания в зоне прихвата буровой трубы, шевеление инструмента производится непрерывно в течение определенного времени, либо производить разхаживание инструмента каждые 2–3 минуты.

Соблюдения режима «СПО», согласно плану скважины соблюдать скорость подъема инструмента, скорость спуска, в определенных интервалах скважины, для исключения заклинки инструмента или полной разгрузки инструмента.

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ**

### **5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ХМАО Югра Тюменской области**

#### **АО «Самотлорнефтегаз»**

АО «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку Самотлорского месторождения, одного из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз». Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО Югра Тюменской области в 15–60 км севернее и северо-восточнее г. Нижневартовска.

Основными видами деятельности предприятия, владеющим 9 лицензионными участками, являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений.

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, 2516,9 кв. м. На месторождении 9370 добывающих и 4328 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1600 до 2500 метров.

С 2005 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет сертификат соответствия работ по охране труда (ССОТ), а в 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008.

В Обществе трудятся свыше 6 тысяч человек. Являясь одним из крупнейших работодателей Нижневартовска и Нижневартовского района, «Самотлорнефтегаз» придерживается принципов высокой социальной ответственности перед

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

## **5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин**

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в приложении Ж таблица 1.

### **5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического Бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	20	20	0,026	490
2	20	1400	1380	0,032	1400
3	1400	2770	1370	0,036	980
4	2770	2850	80	0,057	650

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

$$N = T \cdot H, \quad (12)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м.

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
20	0,026	0,52
1380	0,032	44,16
1370	0,036	49,32
80	0,057	4,56
<b>Итого:</b>		<b>98,56</b>

### 5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото. Указано в приложении Ж таблица 2.

### 5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрующих 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:  $3 * 1 = 3$  мин;
- кондуктор:  $33 * 1 = 33$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $40 * 1 = 40$  мин;
- хвостовик:  $3 * 1 = 3$  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 Нормативное время на разбуривание цементной пробки**

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементной пробки обсадных колонн определяется суммой всех затрат времени.

### **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 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины**

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле 13

$$T_{пр} = T_{н} \cdot k, \quad (13)$$

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

$k$  – поправочный коэффициент рассчитывается по формуле 14

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}}, \quad (14)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года ч.

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Ж таблица 3.

Таблица 17 – Продолжительность бурения и крепления скважины

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления представлены в приложении Ж таблица 3

### 5.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины по формуле 15–18:

а) Механическая скорость  $V_M$ , м/ч;

$$V_M = H/T_M, \quad (15)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч;

б) Рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (16)$$

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

в) Коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (17)$$

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч;

г) Проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (18)$$

где  $n$  – количество долот;

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитывается по формуле 17

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (19)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2850
Продолжительность бурения, сут	10,8
Механическая скорость, м/ч	72,6
Рейсовая скорость, м/ч	18,2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8141
Проходка на долото, м	1117
Стоимость одного метра	52,774

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **6.1 Производственная безопасность**

Охрана труда, зона работы сотрудника, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочем месте сотрудника, роторная площадка буровой установки, сокращение физического труда путем механизации процесса, путем удаленного управления буровыми насосами. В таблице 19 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству нефтяной и газовой скважины.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству скважины на нефть и газ

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

### **6.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Для контроля, за запыленностью и загазованностью, используют специальные приборы, газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК, транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ, метан по санитарным нормам относится к четвертому классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ , нефть по санитарным нормам относится к третьему классу опасности –  $10 \text{ мг/м}^3$ , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $C_1 - C_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (второй класс опасности).

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

### **6.1.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещении, при переходе из одной зоны в другую при разнице в температурах (+10)–(-60 °С) приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  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.

В зимнее время температура воздуха понижается до (-50)–(-60°C). К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в *ГОСТ Р 12.4.236–2011*. 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*, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Работает бурильщик преимущественно за пультом управления. Работу выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы – 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда бурильщик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный бурильщик который входит в состав вахты дневной или ночной смены. Смена бурильщика как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед.

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

### **6.1.3 Повышенный уровень вибрации**

Источниками вибрации являются вибростата, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы, компрессорные блоки, основная лебедка. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0–28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям *ГОСТ 12.1.012–90* ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности.

#### **6.1.4 Повышенный уровень шума**

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростанции компрессорные блоки дизельные установки. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБ и соответствовать требованиям *ГОСТ 12.1–050* и *ГОСТ 23941*. Уровень шума на в рабочей зоне бурильщика зависит от вида выполняемой работы, что составляет от 15 до 45 дБ местами в лебедочном блоке составляет с выше 85 дБ. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы, беруши), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся:

- пневмоударники;
- звукоизоляция и звукопоглощение стены обработанные специальной пеной или установлены спец блоки.

#### **6.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора–100 лк, пути движения талевого блока–30 лк, превенторные установки 7–5 лк, полаты верхового рабочего–10 лк, приемные мостки–30 лк, пусковые ящики насосного блока–50 лк, буровые насосы–25 лк.

#### **6.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми**

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

мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками.

Существует несколько основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение и применение распыляющих средств на одежду. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам.

#### **6.1.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы**

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

#### **6.1.8 Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

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

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

### **6.1.9 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли**

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности полаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь зацепное устройство для крюка пояса верхового и проверено не реже 1 раза в месяц, каждый раз при работе на высоте визуальный осмотр.

В зимнее время, оборудованные полаты верхового подогревом полов должен быть в исправном состоянии, исключить падения и травмирования.

### **6.2 Экологическая безопасность**

**Создание условий** для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- правильное хранение и использование по назначению химических реагентов.
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.

– химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами;

– физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;

– нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП.

### **6.2.1 Влияние на литосферу**

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

– использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;

– сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;

– после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;

– необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

### **6.2.2 Влияние на гидросферу**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов

буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта:

- с целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия;

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;

- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);

- контроль за герметичностью амбара;

- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

### **6.2.3 Влияние на атмосферу**

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Во избежание аварий на месторождениях каждой организацией, буровым подрядчиком или заказчиком, создается документ, по ликвидации ГНВП или предупреждению чрезвычайных ситуаций и ликвидаций. Которые не должны противоречить федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности, правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработаны в соответствии кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. Каждый работник проходит курс по обучению на корочки ГНВП, после которого он будет допущен на буровую площадку.

#### *Типы чрезвычайных ситуаций и последствия:*

- открытое фонтанирование нефти продуктов скважины, влекут за собой возгорание торфяных болот, лесов, загрязнение окружающей среды;
- открытое фонтанирование водоносных пластов, влекут за собой затопление лесов, увеличения уровня в ближе лежащих озерах реках;
- разливы нефти в реки озера, питьевых источников используемых ближе лежащими селами, городами;
- россыпи химических реагентов на буровой площадке, попадающие в заболоченную местность месторождения.

#### **6.3.1 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары**

При строительстве скважины, может возникнуть на определенных глубинах различные осложнения и ГНВП, это могут быть открытые фонтаны и их последствия. При не соблюдении технологии и не принятия мер для их устранения, таких как увеличение буровой жидкости против расчетной в рабочих емкостях, увеличения давления на стойке манифольда, проявления флюида. При этих условиях стоит загерметизировать устье скважины, и согласно плану производить глушение скважины, если все пункты проявления проигнорировать произойдет выброс буровой жидкости и фонтанирование скважины. Следует разрушения устья скважины, разрушения противовыбросового оборудования, возгорание нефти продуктов которые наносят в некоторых случаях не восполняемую потерю окружающей среде.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 20

Таблица 20 – Анализ чрезвычайных ситуаций

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

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.

Первый работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады. Во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера ТКРС либо ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану.

### **6.3.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Согласно трудовому кодексу *РФ статья 173* гарантии и компенсации работникам совмещающие работу с получением высшего образования по программам бакалавриата, программам специалиста или программам магистратуры, и работникам поступающим на обучение по указанным образовательным программам.

Согласно трудовому кодексу *РФ N 197-ФЗ* указано что работники имеют право на подготовку и дополнительное профессиональное образование. Указанное право реализуется путем заключения договора между работником и работодателем.

Бурильщик имеет полное право на повышение квалификации включает следующие виды обучения: краткосрочное (не менее 72 часов) тематическое обучение по вопросам конкретного производства, которое проводится по месту основной работы специалистов и заканчивается сдачей соответствующего экзамена, зачета или защитой реферата, получение стажировки как в Российской Федерации, так и за рубежом.

При строительстве скважины на нефть и газ в условиях крайнего севера обычно предусмотрен вахтовый метод работы. Рабочая смена составляет не более 11 часов с перерывами на прием пищи. Каждый год прохождение медицинского осмотра, проверка знаний и сдача тестового экзамена. Прохождение по-

вторного или первичного обучения на допуск ГНВП раз в 2–3 года за счет предприятия:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя.

## Список используемой литературы и источников

1. *ГОСТ 12.0.003–74* Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
3. *ГОСТ 12.4.236–2011* система стандартов безопасности труда.
4. Термины и определения электронный ресурс – <http://oilgasinform.ru/science/glossary/>.
4. *ГОСТ 12.1.218–99* Одежда специальная, общие технические требования, электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document/1200008470>.
5. *ГОСТ 12.1.012–90* «ССБТ вибрационная безопасность общие требования» электронный ресурс – <https://www.ohranatruda.ru/ot>.
6. *ГОСТ 12.1–050–86* и *ГОСТ 23941–79* ССБТ "шум общие требования безопасности", электронный ресурс – <http://www.vashdom.ru/gost/12.1.003-83/>.
7. *СНиП 23–05–5* "естественное и искусственное освещение", электронный ресурс – <http://base.garant.ru/2306278/>.
8. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146173/2B26ebb2e8d93d3b3d04a114ced4acee8dfb44b9/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/2B26ebb2e8d93d3b3d04a114ced4acee8dfb44b9/).
9. «Экологическая безопасность влияние на литосферу, атмосферу, гидросферу» Электронный ресурс – <https://expert123.ru/ekologicheskaya-bezopasnost-neftegazovoj-otrasli/>.
10. «Безопасность в ЧС и мероприятия по их устранению» Электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document/499075302>.
11. 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.
12. 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.

13. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2 – х т.– М.: Недра, 2000. – Т.1.

14. Трубы бурильные [Электронный ресурс] – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

15. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс] – <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

16. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс] – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

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

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

19. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс] – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2019).

20. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс] – <http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).

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

22. 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.

23. Виноградова И.Э. Противозносные присадки к маслам – М: Химия, 1972–272 с.

24. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс] – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2019).

25. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс] – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2019).

26. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс] – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 22.12.2019).

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 ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2019).

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

30. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года "О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1".

31. *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] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

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

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

34. *ГН 2.2.5.1313–03* Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

35. *ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.* [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

36. *ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).* [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019г.).

37. *ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.* [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

38. *ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.* [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

39. *[СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.* [Электронный ресурс] – (дата обращения 05.05.2019 г.) <http://docs.cntd.ru/document>.

40. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

41. *ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.* [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

42. *СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий* [Электронный ресурс] – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

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

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

45. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [businessforecast.by](http://businessforecast.by) (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. *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.).

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

48. *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.).

49. *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.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было спроектировано технологическое решение для бурения разведочной скважины, геолого-технологический наряд, интервалы спуска обсадных колонн и интервалы цементирования.

Рассмотрены, инженерные решения по строительству вертикальной газовой скважины глубиной 2850 метров в Тюменской области пробуренной компанией АО Самотлорнефтегаз. В ходе многочисленных решений, до проектной глубины принято, спустить потайную колонну хвостовик, для предотвращения поглощения бурового раствора в нефтеносном пласте и его загрязнения.

В технической части были аргументирован выбор, продоразрушающего инструмента, выбор и класс долот подходящий под интервалы бурения, винтовые забойные двигатели, выбор КЛС и КЛ и тип бурильной трубы. Под каждый интервал бурения был разработан буровой раствор, который должен обеспечить оптимальную скорость проходки бурового инструмента в различных интервалах.

Геологической части были рассмотрены все возможные осложнения в различных интервалах, осыпи обвалы, поглощения буровой жидкостью, прихвато-опасные зоны.

В специальной части были рассмотрены прихваты различной категории, способы получения, способы их ликвидации и определения зоны прихвата.

Социальной ответственности рассмотрены опасные факторы влияющие как на человека так и на окружающую природу, способы ликвидации ГНВП, степень защиты, нормы прав человека на рабочем месте, степень безопасности рабочей зоны соответствующие с федеральными законами.

Финансовый менеджмент предусматривает расчеты на химию, на коммерческую скорость бурения, зарплату работникам, полная смета затрат на строительство скважины

## Приложение А

### Геологические условия бурения скважины

Таблица А.18 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	7	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1,3
7	19	Лагернотомская	Pa lt	0	-	1,3
19	78	Новомихайловская	P <sub>3</sub> nm	0	-	1,3
78	107	Атымская	P <sub>3</sub> at	0	-	1,3
107	230	Тавдинская	P <sub>2</sub> Tv	0	-	1,3
230	250	Люлинворская	Pg <sub>2</sub> ll	0	-	1,2
250	270	Талицкая	Pg <sub>1</sub> ti	0	-	1,3
270	360	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	0	-	1,5
360	430	Славгородская	K <sub>2</sub> si	0	-	1,5
430	615	Ипатовская	K <sub>2</sub> ip	0	-	1,5
615	630	Кузнецовская	K <sub>2</sub> kz	0	-	1,0
630	1530	Покурская	K <sub>12</sub> pk	0	-	1,0
1530	1570	Алымская	K <sub>3a</sub> l	0	-	1,0
1570	2200	Киялинская	K <sub>1</sub> kls	0	-	1,1
2200	2250	Тарская	K <sub>1</sub> tr	0	-	1,0
2250	2495	Куломзинская	K <sub>1</sub> klm	0	-	1,1
2495	2520	Баженовская	J <sub>3</sub> bg	0	-	1,1
2520	2530	Георгиевская	J <sub>3</sub> gr	0	-	1,1
2530	2605	Васюганская	J <sub>3vs</sub>	0	-	1,0
2605	2770	Тюменская	J <sub>2</sub> tm	-	-	1,1
2770	2896	Палеозой	PZ	-	-	1,1

Таблица А.19 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, 2 кге/мм	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	7	алевриты	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> It	7	19	пески	2,1	30	2000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> nm	19	78	алевриты	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> at	78	107	пески	2,1	30	1500	20	0	-	5	10	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>2</sub> tv	107	230	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевриты	2	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	-	5	10	мягкая
P <sub>92</sub> II	230	250	алевриты	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
			опоки	2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
			пески	2,1	30	1500	5	0	-	1	10	мягкая
Pgi ti	250	270	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	270	360	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
K <sub>2</sub> si	360	430	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	25	80	10	0	5	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>2</sub> ip	430	615	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая мягкая мягкая
			песчаники	2,2	25	80	10	0	5	5	10	
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	
K <sub>2</sub> kz	615	630	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	630	1530	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2,3	20	10	20	3	20	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> al	1530	1570	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	средняя
			песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	средняя
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	средняя
K <sub>1</sub> kls	1570	2200	алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			глины	2,4	5	0	100	10	50	3	4	средняя
			песчаники	2,2	25	85	20	3	50	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> tr	2200	2250	песчаники	2,2	40	90	10	5	50	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	100	3	4	средняя
K <sub>1</sub> klm	2250	2495	песчаники	2,4	20	80	20	10	60	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J <sub>3</sub> bg	2495	2520	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J <sub>3</sub> gr	2520	2530	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя

Окончание таблицы А.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J <sub>3</sub> VS	2530	2605	песчаники	2,3	16,1	40	20	8	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	8	120	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
			алевролиты	2,4	5	0	40	5	90	3	4	средняя
J <sub>2</sub> tm	2605	2770	песчаники	2,4	15,4	6-10	10	5	80	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	3	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	30	3	95	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
PZ	2770	2896	известняки	2,65	18	5-100	35	80	170	4	4	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
		бокситы доломиты известняки	2,70	16	50	35	80	170	4	6	твердые	
			2,63	-	0	90	10	150	4	4	твердые	
			2,64	6,7	0,5	35	100	170	4	4	твердые	

Таблица А.20 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		градус
			кгс/см <sup>2</sup>	на м							
			от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	7	0	0,100	0	0,100	0,00	0,20	0,00	0,20	3
P <sub>3</sub> It	7	19	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	5
P <sub>3</sub> nm	19	78	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	7
P <sub>3</sub> at	78	107	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	8
Pg <sub>2</sub> tv	107	230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	10
Pg <sub>2</sub> II	230	250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,21	0,21	11
Pgi ti	250	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,21	0,21	13
K <sub>2</sub> gn	270	360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	15
K <sub>2</sub> si	360	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	19
K <sub>2</sub> ip	430	615	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	21
K <sub>2</sub> kz	615	630	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	24

Продолжение таблицы А.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K <sub>1-2</sub> pk	630	1530	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	48
K <sub>1</sub> al	1530	1570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	49
K <sub>1</sub> kls	1570	2200	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	71
K <sub>1</sub> tr	2200	2250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	73
K <sub>1</sub> klm	2250	2495	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	78
J <sub>3</sub> bg	2495	2520	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23	79
J <sub>3</sub> gr	2520	2530	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23	80
J <sub>3</sub> vs	2530	2605	0,103	0,103	0,103	0,103	0,16	0,16	0,23	0,23	85
J <sub>2</sub> tm	2605	2770	0,104	0,104	0,104	0,104	0,16	0,16	0,23	0,23	94
PZ	2770	2896	0,108	0,108	0,108	0,108	0,16	0,16	0,23	0,23	97

Интервал 0–20 бурение четвертичных отложений возможно интенсивное поглощение бурового раствора, интенсивный вынос песка, разжижение раствора водоносными пластами. В данном интервале решено применить раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*.

Интервал 0–1400 м 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. В данном интервале под кондуктор принято применить *(ингибирующий буровой раствор)*.

## Приложение Б

### Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, (на устье скважины для газ) г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефтеносность								
PZ(M-M <sub>10</sub> )	2779	2819	Поров. Трещиноватый	0,653 (п.у.); 0,84 (п. дег)	119	339	-	-
Газоносность								
J <sub>3vs</sub> Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2535	2541	Поровый	0,723	10	-	0,853	
J <sub>2 tm</sub> Ю <sub>3</sub>	2635	2645			10			
J <sub>2 tm</sub> Ю <sub>4</sub>	2685	2693			50			
Водоносность								
P <sub>3nm</sub> -P <sub>3 at</sub>	19	107	поровый	1000	-	-	-	Нет. Минерализ. – Ca <sup>++</sup> 0,05

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
К1-2 Pk	630	1530	поровый	1005	До 500	-	-	Минерализ.-7-10 г/л ХЛК Хим. состав (преоблад.): Cl-5000 мг/дм <sup>3</sup> , Na <sup>+</sup> К- 3800мг/дм <sup>3</sup> , Mg <sup>++</sup> -100 мг/дм <sup>3</sup> , Ca <sup>++</sup> -1100 мг/дм <sup>3</sup>
К <sub>1</sub> kls	1570	2200	поровый	1005	50-60	-	-	Минерализ.-7-11 г/л ХЛК, Хим. состав (преоблад.): Cl-5000 мг/дм <sup>3</sup> , Na <sup>+</sup> +К-3800 мг/дм <sup>3</sup> , Mg <sup>++</sup> -100 мг/дм <sup>3</sup> , Ca <sup>++</sup> -1100 мг/дм <sup>3</sup>
К <sub>1</sub> tr-К <sub>1</sub> klm	2200	2495	поровый	1012	70-350	-	-	Минерализ.-12-27г/л ХЛК, Хим. состав (преоблад.): Cl-14964 мг/дм <sup>3</sup> , SO <sub>4</sub> -6,5 мг/дм <sup>3</sup> , HCO <sub>3</sub> -101 мг/дм <sup>3</sup> , Na <sup>+</sup> +К-7088 мг/дм <sup>3</sup> , Mg <sup>++</sup> -40 мг/дм <sup>3</sup> , Ca <sup>++</sup> -2281 мг/дм <sup>3</sup>

Окончание таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
PZ	2855	2896	Поровый трещиноватый	1033	До 250	-	-	Минерализ.-20,8-29,8 г/л 49,194 ХЛК Хим. состав (преоблад.): Cl-29781 мг/дм <sup>3</sup> , HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> -469,9 мг/дм <sup>3</sup> , Na <sup>+</sup> +K-17371 мг/дм <sup>3</sup> , Mg <sup>++</sup> -160,4 мг/дм <sup>3</sup> , Ca <sup>++</sup> -1579,2 мг/дм <sup>3</sup>

## Приложение В

### Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P <sub>3</sub> at	0	107	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
K <sub>1-2</sub> pk	630	1530		
1	2	3	4	5
K <sub>1</sub> kIs-K <sub>1</sub> klm	1570	2495	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
J <sub>3</sub> vs-J <sub>2</sub> tm	2530	2770		
Pz	2770	2896		
Q – Pgitl	0	270	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие проектным значениям параметров применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,16 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодавление столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K <sub>1</sub> gn	270	360		
K <sub>1</sub> kls+tr	1570	2250		
J <sub>3</sub> vs+J <sub>2</sub> tm	2530	2770		
PZ	2770	2896		
P <sub>3</sub> nm-P <sub>3</sub> at	19	107	Нефтегазопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
K <sub>1-2</sub> Pk	630	1530		
K <sub>1</sub> kls	1570	2200		

Продолжение таблицы В.1

K <sub>1tr</sub> -K <sub>1</sub> klm	2200	2495	Нефтегазопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
J <sub>3</sub> vs Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2535	2541		Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
J <sub>2</sub> tm Ю <sub>3</sub>	2635	2645		
J <sub>2</sub> tm Ю <sub>4</sub>	2685	2693		
PZ(M)	2779	2819		
Q – Pg <sub>2ll</sub>	0	250	Прихватопасность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы, оставление инструмента без движения
Pgi tl-ja bg	250	2520		
PZ	2770	2896		

## Приложение Г

### Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–20	20–1400	1400–2770	2770–2850
Шифр долота		Ш 393,7 В М Р227	БИТ 295,3 В 419	БИТ 215,9 В 913 Н	БИТ 139,7 В613Н
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	139,7
Тип горных пород		МЗ	СЗ	ТЗ	Тз
Присоедини- тельная резь- ба	ГОСТ	3–181	3–152	3–133	3–78
	API	6 5/8 REG	4 ½ REG	4 ½ REG	4 ½ REG
Длина, м		0,6	0,5	0,4	0,3
Масса, кг		187	50	40	20
G, тс	Рекомендуемая	5–15	2–12	2–12	3–10
	Предельная	35	40	40	30
n, об/мин	Рекомендуемая	100	60	60	60
	Предельная	350	400	400	300

Таблица Г.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		20–1400	1400–2770	2770–2850
Шифр калибратора		КП–292 СТ	5КС–212	5КС–133
Тип калибратора		Лопастной с прямыми лопа- стями	Лопастной со спи- ральными лопастями	Лопастной со спи- ральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		295	215	139
Тип горных пород		СЗ	ТЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–152 / 3–152	3–133 / 3–133	3–78/3–78
	API	4 ½ REG / 4 ½ REG	4 ½ REG / 4 ½ REG	4 ½ REG / 4 ½ REG
Длина, м		0,425	0,432	0,350
Масса, кг		90	80	60

## Приложение Г.1

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Г.1.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–20)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-20м)</b>							
1	Ш 393,7 МЗ	0.6	393,7	-	3-181	Ниппель	0.0187
2	Переводник М 3-243/100	0,4	243	100	3-181	Муфта	0.060
					3-181	Муфта	
3	УБТ 279,4x70 Д	10	279.4	70	3-181	Ниппель	4.43
					3-181	Муфта	
4	УБТ 279,4x70 Д	9	279.4	70	3-181	Ниппель	4.43
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 3-147/147	0,4	155	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
6	КШЗ-35 М147-Н147	0,3	147	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
7	ВБТ-К М 152 Н 147	16	147	89	3-147	Ниппель	2,4
					3-152	Муфта	

Таблица Г.1.2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (20–1400м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (20-1400м)</b>							
1	БИТ 295,3 В 4 – 19	0,5	295.3	-	3-152	Ниппель	0,05
2	ДРУ-244.6–7/8	9	244.6	-	3-152	Муфта	1.8
					3-152	Муфта	
3	Обратный клапан ОК–244.6	0,5	244,6	196	3-152	Ниппель	0,04
					3-152	Муфта	
4	Переливной КО-244.6	0,5	244,6	196	3-152	Ниппель	0,04
					3-152	Муфта	
5	УБТ 243 х79 Д	10	243	79	3-181	Ниппель	1,072
					3-181	Муфта	
6	УБТ 243 х79 Д	9	243	79	3-181	Ниппель	1,00
					3-181	Муфта	
7	Переводник 241/79	0,5	241	79	3-181	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	400	127	79	3-133	Ниппель	30
					3-133	Муфта	
9	Переводник 147х 9,19	0,5	147	79	3-133	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
10	Бурильная труба ТБВК – 16Т 147х13 Д	До устья	147	79	3-147	Ниппель	17
					3-147	Муфта	
11	Переводник П 3 – 147/147	0,4	155	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
12	КШЗ-35 М147-Н147	0,3	147	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
13	ВБТ – К М 152 Н 147	16	147	89	3-147	Ниппель	2,4
					3-152	Муфта	

Таблица Г.1.3 – Проектирование КНБК для бурение интервала под эксплуатационную колонну (1400–2770 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (1400-2770м)</b>							
1	БИТ 215,9 ВТ 613	0,4	215,9	-			0,04
2	ДРУ–178–7/8	9	178	-	3-117	Ниппель	900
					3-133	Муфта	
3	Обратный клапан ОК–178	0,5	178	79	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
4	Переливной КО–178	0,5	178	79	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
5	Переводник 133/147	0,4	155	79	3-133	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178/79 Д	9	178	79	3-147	Ниппель	1,404
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178/79 Д	10	178	79	3-147	Ниппель	1,404
					3-147	Муфта	
8	Переводник 147/133	0,4	155	79	3-147	Ниппель	6,67
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127 Д	400	127	100	3-133	Ниппель	63,1
					3-133	Муфта	
10	Переводник 147/133	0,4	155	79	3-133	Ниппель	30
					3-147	Муфта	
11	Бурильная труба ТБВК 16–Т 147 Д	До устья	147	79	3-147	Ниппель	40,279
					3-147	Муфта	
12	Переводник П 3–147/147	0,4	155	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
13	КШЗ-35 М147-Н147	0,3	147	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
14	ВБТ-К М 152 Н 147	16	147	89	3-147	Ниппель	2,4
					3-152	Муфта	

Таблица Г.1.4 – Проектирование КНБК для интервала отбора керна под хвостовик (2775–2829 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Отбор керна (2775–2829м)</b>							
1	Бурильная головка РДС–139,7/67 МС	0,3	139,7	-	3-78	Муфта	0.030
2	Кернотборный снаряд СК–121/80	12	121	80	3-78	Ниппель	0,500
					3-78	Муфта	
3	Кернотборный снаряд СК 121/80	12	121	80	3-78	Ниппель	0,500
					3-78	Муфта	
	Переводник ПЗ 121/80	0,3	121	80	3-78	Ниппель	0,04
					3-78	Ниппель	
	ДРУ 121-7/8	9	121	80	3-78	Муфта	1
					3-78	Муфта	
4	УБТ УБТ 108x45 Д	30	108	45	3-78	Ниппель	1,5
					3-78	Муфта	
5	Переводник ПЗ 108/58	0,4	108	58	3-78	Ниппель	0,04
					3-89	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 89x10 Д	До устья	89	58	3-89	Ниппель	42,96
					3-89	Муфта	
7	Переводник П 3–147/89	0,4	155	89	3-89	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
8	КШЗ–35 М147-Н147	0,3	147	89	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
9	ВБТ-КМ 152 Н 147	16	147	89	3-147	Ниппель	2,4
					3-152	Муфта	

## Приложение Д

### Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>10</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДН С, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	20	1,19	–	–	60–80	≤10	8–10	≤2	8–20	10–25
20	1400	1,15	4–8	6–16	45–55	≤8	8–10	≤1	8–20	10–25
1400	2770	1,12	2–10	4–24	40–55	≤6	8–10	≤1	5–20	10–25
2770	2850	1,10	2–9	4–26	38–45	≤4	8–10	≤0,5	2–15	10–25

### Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Таблица Д.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление 0–20)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора		
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,5
ПБМВ / Petro Vent	Структурообразователь, понизитель водоотдачи	80,0
Сода кальцинированная	Регулировка жесткости	0,5
Барит	Утяжелитель	124
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6

Таблица Д.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора (кондуктор 20–1400)

Рекомендуемая рецептура раствора		
Наименование реагента	Объяснение	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,6
Сода кальцинированная	Регулировка жесткости	0,5
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора.	0,9
ПБМБ / Petro Bent	Структурообразователь, регулятор реологии и понизитель водоотдачи	10,0
Flodrilл PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	1,1
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6
Petro PAC HV	Целлюлоза высоко вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	0,4
ГКЖ	Разжижитель, водо-отдача смазывающие свойства	5,0
Flodrilл TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	0,6
Petro Det	Ингибирование глин; минимизация тенденций к образованию сальников на КНБК	2,0
Микропрамор КМ-60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	40,0
Барит	Утяжелитель	124

Таблица Д.4 – Компонентный состав полимерный (инкапсулированный) раствора под (интервал бурения 1400–2770)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора		
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	1,6
Сода кальцинированная	Регулировка жесткости	1,0
Xanthan Petro L	высокоочищенный биополимер, применяемый в качестве загустителя и структурообразователя	2,0
Flodril TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	2,5
Луб-БКЕ	смазывающая добавка	30,0
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора	1,0
Flodril PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	2,5
Richmole Component 100	Подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев является дополнительной смазочной добавкой	14,0
Petro PAC HV	Целлюлоза высоко вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	3
ГКЖ	Разжижитель, водо-отдача смазывающие свойства	5,0
Petro PAC LV	Целлюлоза низко вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6
Микрорамор КМ-10	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0

Продолжение таблица Д.5

Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Микрограмор КМ-60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0
Petro Cide	Предотвращение ферментативного разложения и брожения бурового раствора	0,5

Таблица Д.6 – Компонентный состав полимерного раствора (интервал бурения 2770–2850 м)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора		
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	1,6
Сода кальцинированная	Регулировка жесткости	1,0
Xanthan Petro L	высокоочищенный биополимер, применяемый в качестве загустителя и структурообразователя	2,0
Луб-БКЕ	смазывающая добавка	30,0
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора	1,0
Richmole Component 100	Подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев является дополнительной смазочной добавкой	14,0
Petro PAC HV	Целлюлоза высоко вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6
ГКЖ	Разжижитель, водо-отдача смазывающие свойства	5,0
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	3,0

Продолжение таблица Д.6

Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Petro ASF	Стабилизирует пласты неустойчивых глинистых сланцев	5,0
Микрограмор КМ-10	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0
Микрограмор КМ-60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0
Petro Cide	Предотвращение ферментативного разложения и брожения бурового раствора	0,5

Таблица Д – 7 Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2850м

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 <sup>3</sup> .
от	до					
0	20	20	393,7	-	1,3	V <sub>СКВ</sub> = 3,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,255
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 2,103
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>СПО</sub> = 0,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 3,2
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>бр</sub> = 12,230
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> = 3,88
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 <sup>3</sup> .
от	до					
20	1400	1380	295,3	305,3	1,5	V <sub>СКВ</sub> = 145,23
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 15,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 97,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>СПО</sub> = 7
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 294,32
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> = 417,17
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> = 3,2
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>2</sub> = 414,15
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 0

Продолжение таблица Д.7

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр доло- та под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1400	2770	1370	215,9	225,9	1,3	V <sub>СКВ</sub> 111,22
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =8,312
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =37,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =7
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> =235,56
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =288,8
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>з'</sub> =288,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев3</sub> = 41,23
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
2770	2850	80	139,7	157,8	1,1	V <sub>СКВ</sub> = 42,31
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,314
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =1,02
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>4</sub> =84,616
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =86,35
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =41,23
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>з'</sub> =45,12

Таблица Д.8 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Направление	Кондуктор			Экс. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Каустическая сода	25	25	1	375	6	68	3	75	3	543	13
ПБМВ / Petro Bent	900	5360	6	138	3	370	15	0		5868	24
Сода кальцинированная	50	34	1	9661	10	0	0	0	0	9695	11
Бикарбонат натрия	40	0	0	123	3	231	6	0	0	354	9
SAPP	25	0	0	221	9	231	9	150	6	593	24
Flodrilл PAM 1040	25	0	0	271	11	578	23	0	0	849	34
Petro PAC LV	25	0	0	0	0	693	28	450	18	1143	46
Petro PAC HV	25	0	0	98	4	370	15	125	5	593	24
ГКЖ	250	0	0	1230	5	1155	5	1000	4	3385	14
Flodrilл TS 705	25	0	0	148	6	578	23	0	0	726	29
Petro Det	200	0	0	492	2	116	0,6	0	0	608	2,6
Микропрамор KM-60	1000	0	0	9840	10	36960	37	7000	7	53800	54
Xanthan Petro L	25	0	0	0	0	462	18	125	5	587	23
Луб-БКЕ	180	0	0	0	0	6930	39	720	4	7650	43
Richmole Component 100	225	0	0	0	0	323	14	900	4	1223	18
Petro ASF	25	0	0	0	0	1155	46	375	15	1530	61

Продолжение таблица Д.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Микрорамор КМ-10	1000	0	0	0	0	36960	37	8000	8	44960	45
Petro Cide	32	0	0	0	0	116	4	128	4	244	8
Petro Det	200	0	0	0	0	347	2	0	0	347	2
Барид	1500	320	1	0	0	0	0	11134	8	11454	9

## Приложение Е

### Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	20	БУРЕНИЕ	0.922	0.064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	96,1	640
<b>Под кондуктор</b>									
20	1400	БУРЕНИЕ	0.653	0.082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6x2; 8x3; 9x2; 14,3x2		85,4	265,2
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
1400	2770	БУРЕНИЕ	1,02	0.076	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	12	79,6	111,3
<b>Отбор керна</b>									
2775	2830	Отбор керна	1,109	0.077	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	90,2	61,4

Таблица Е.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
					КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения %	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	20	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	180	219,6	85	125	39,1	66
20	1400	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	150	285,1	85	125	28	59
1400	2770	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	140	330,5	85	61	13,5	14
2770	2830	Отбор керна	УНБТ-1180	1	100	140	367,2	85	45	11,61	10

Таблица Е.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	20	БУРЕНИЕ	104,6	81,8	0	12,7	0,1	10
20	1400	БУРЕНИЕ	272,3	47,4	68,2	145,4	4,4	6,9
1400	2770	БУРЕНИЕ	173,2	41,2	42,4	42,5	45,9	1,8
2770	2830	Отбор керна	189,5	52,8	42,4	46,5	45,9	1,1

**Приложение Ж**  
**Исходные данные**

Таблица Ж.1 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	2850
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ДРУ
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 20 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 1400 м
- эксплуатационная	d 215,9 мм на глубину 2770 м
- хвостовик	d 142,9 мм на глубину 2850 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК – 1М
Оснастка талевого системы	6'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-1180
производительность, л/с:	51,4
- в интервале 0 – 20м.	40
- в интервале 20 – 1400м.	28
- в интервале 1400 – 2770м.	14
- в интервале 2770 – 2850м.	12
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0 – 20м.	УБТ – 279,4x70Д – 19м.
- в интервале 20 – 1400м.	УБТ – 243x79Д – 19м.
- в интервале 1400 – 2770м.	УБТ 178x79Д – 19м.
- в интервале 2770 – 2850м.	УБТ 108x57Д – 30м.
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 20 – 1400м.	ДРУ – 244,6
- в интервале 1400 – 2770м.	ДРУ – 178
- в интервале 2770 – 2850м.	ДРУ – 121
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0 – 20м.	127
- в интервале 20 – 1400м.	127 – 147
- в интервале 1400 – 2770м.	127 – 147
- в интервале 2770 – 2850м.	89
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-20м.	Ш 393,7 МЗ
- в интервале 20 – 1400м.	БИТ 295,3 В 419
- в интервале 1400 – 2770м.	БИТ 215,9 – ВТ – 613
- в интервале 2770 – 2850м.	PDC 139,7 – 67 МС

## Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица Ж.2 – Нормативное время

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер габлицы	номерграфы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0 – 20	393,7	490	11	24	0 – 20	0,0121	0,48
Кондук тор	20 – 1400	295,3	1400	12	32	0 – 100	0,0122	0,73
						100 – 200	0,0133	1,33
						200 – 300	0,0146	1,46
						300 – 400	0,0146	1,46
						400 – 500	0,0146	1,46
						500 – 600	0,0155	1,55
						600 – 700	0,0158	1,58
						700 – 800	0,0159	1,59
						800 – 900	0,0160	1,60
						900 – 1000	0,0166	1,66
1000 – 1100	0,0177	1,67						
1100 – 1200	0,0188	1,78						
1200 – 1300	0,0190	1,90						
1300 – 1400	0,0193	1,93						
Эксплу ационная	1400 – 2770	215,9	980	12	32	1400 – 1500	0,0199	1,99
						1500 – 1600	0,0210	2,10
						1600 – 1700	0,0230	2,30
						1700 – 1800	0,0233	2,33
						1800 – 1900	0,0240	2,40
						1900 – 2000	0,0246	2,46
						2000 – 2100	0,0249	2,49
						2100 – 2200	0,0252	2,52
						2200 – 2300	0,0255	2,55
						2300 – 2400	0,0256	2,56
						2400 – 2500	0,0259	2,59
						2600 – 2700	0,0262	2,62
2700 – 2850	0,0265	2,65						
Хвостовик	2770 – 2850	139,7	650	12	32	2770 – 2850	0,0280	2,80
<b>Итого</b>								<b>61,92</b>

## Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Тюменская область)

Таблица Ж.3 – нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные	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 МС	490	0,1	0-20	20	0,026	1,3	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419	1400	0,96	20 - 1400	1350	0,032	43,2	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 – ВТ – 613	980	1,6	1400 - 2770	1600	0,036	57,6	40,92	57,6
Хвостовик	БИТ PDC 139,7/67 МС	650	0,07	2770 - 2850	80	0,057	2,85	45,6	2,85
Всего			5,64		3050		104,95		104,95
Крепление:									3 12 18
Установка центраторов									
направление			3						0,05
кондуктор			33						0,55
- эксплуатационная			40						0,66
- хвостовик			3						0,05
ОЗЦ:									
-направление									8
-кондуктора									16
- эксплуатационной									24
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление				20 – 50					0,11

Продолжение таблица Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-кондуктор Промывка скважины (1 цикл)				1390 – 1400 1400 – 2770					2,01
-направление -кондуктор									0,01 0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									203,99
Ремонтные работы (3,3 %)									17,8
Общее время на скважину									260,33