

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2400 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2400):622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Головков Дмитрий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	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  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Головкову Дмитрию Олеговичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2400 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019 г., № 1019/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 11 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и

	<p>компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Ловильный инструмент при обрывах бурильных труб</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка 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
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Ловильный инструмент при обрывах бурильных труб	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Головков Дмитрий Олегович		

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 (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.02.2019	1. Общая и геологическая часть	10
05.04.2019	2. Технологическая часть	40
30.04.2019	3. Специальная часть	20
15.05.2019	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Головкову Дмитрию Олеговичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

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

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

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

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li><i>1. Организационная структура управления организацией</i></li> <li><i>2. Линейный календарный график выполнения работ</i></li> <li><i>3. Нормативная карта</i></li> </ol>	
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4Б	Головков Дмитрий Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Головков Дмитрий Олегович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></li> <li>– <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></li> <li>– <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></li> </ul>	<p>При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76</p>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Превышение уровней шума.</li> <li>2. Тяжесть физического труда.</li> <li>3. Превышение уровней вибрации.</li> <li>4. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> <li>6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</li> </ol>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита– источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</li> <li>3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.</li> <li>4. Электрический ток.</li> <li>5. Пожароопасность.</li> </ol>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Рассмотреть 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 горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспе-</p>	<p>Специальные правовые нормы трудо-</p>

<p><i>чения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i></li> <li>– <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i></li> </ul>	<p>вого законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих)</p>
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Головков Дмитрий Олегович		



## 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 образовательных и информационных технологий
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 междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа содержит 81 страницу, 6 рисунков, 33 таблицы, 23 литературных источника, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, скважина, нефть, закачивание скважин, ловильный инструмент, забойный двигатель.

Цель работы – проектирование и строительство разведочной скважины глубиной 2400 метров (Томская область).

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 2400 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации, строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о применении ловильного инструмента при обрывах буровых труб, их типов и способов применения.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, и специального ПО «Бурсофтпроект» графический материал выполнен в программах «CoreIDRAW» и КОМПАС (представлены вместе с ВКР).

## СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ТР – тампонажный раствор;

ЭК – эксплуатационная колонна.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	16
<b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>17</b>
1.1 Горно-геологические условия бурения.....	17
1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождения.... .....	17
1.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	18
<b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....</b>	<b>19</b>
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	22
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	23
2.3. Углубления скважины .....	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	24
2.3.3 Выбор типа калибратора .....	26
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	27
2.3.5 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента .....	28
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	29
2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	30
2.3.8 Проектирование компоновки низа бурильной колонны (КНБК) по интервалам бурения.....	32
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	33

2.4	Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	34
2.4.1	Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	34
2.5	Проектирование процессов заканчивания.....	36
2.5.1	Расчет обсадных колонн.....	36
2.5.1.1	Исходные данные для расчета действующих нагрузок .....	36
2.5.1.2	Расчет наружных избыточных давлений.....	37
2.5.1.3	Расчет внутренних избыточных давлений .....	38
2.5.1.4	Конструирование обсадной колонны по длине .....	38
2.5.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	39
2.5.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	39
2.5.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	40
2.5.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	41
2.5.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	43
2.5.5	Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	43
2.5.5.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	43
2.5.5.2	Проектирование пластоиспытателя .....	44
2.6	Выбор буровой установки.....	45
<b>3</b>	<b>ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ</b> .....	<b>46</b>
<b>4</b>	<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ</b>	
	<b>РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>57</b>
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	57
4.1.2	Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	58
4.1.3	Расчет нормативного времени на установку	

центрирующих фонарей .....	61
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	61
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	61
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	63
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные ук- рупненными нормами .....	63
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	64
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	64
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	64
4.3 Расчет технико-экономических показателей .....	65
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>67</b>
5.1 Профессиональная социальная ответственность.....	67
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.2. Экологическая безопасность.....	72
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
Заключение .....	80
Список использованных источников .....	88
Приложение А .....	82
Приложение Б.....	91
Приложение В.....	92
Приложение Г .....	96
Приложение Д.....	99

Приложение Е.....	101
Приложение Ж.....	103
Приложение И .....	106

## ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа выполнена на материалах месторождения в Томской области. Нефтеносный участок, на котором было произведено бурение под разведочную скважину проектной глубиной 2400 метров. В проект включены такие материалы как геолого-технический наряд под данную скважину и компоновка низа буровой колонны.

Энергетические ресурсы в современном мире играют ведущую роль в экономике. На сегодняшний день, вне всякого сомнения важнейшим извлекаемым ресурсом для человечества является нефть. Невозможно представить современную жизнь, без использования этого полезного ископаемого. Нефть в наше время используется во всех областях промышленности, и химической области.

Самым эффективным средством разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений на сегодняшний день является бурение глубоких скважин. Стоит отметить что бурение нефтегазовых скважин – это достаточно трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из большого числа операций. При бурении используется современное оборудование и материалы, которые значительно сокращает время на строительство скважины, уменьшает вредное влияние на окружающую среду, и минимизируют вред флюидосодержащему пласту во время процесса бурения. Качественное крепление скважин и цементирования, значительно уменьшает их себестоимость, а также увеличивает срок эксплуатации, а это серьезная задача, к решению которой привлекаются крупные научно-исследовательские учреждения, и лидеры в мировой нефтесервисной отрасли.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной скважины и включает в себя решение задач которые возникают в процессе строительства скважины. Разработаны следующие части на основе данных горно-геологических условий площади: технологическая, социальная и экономическая. В специальной части работы рассматривается аварийный инструмент для ловильных работ при обрывах буровых труб.



## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 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.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2400 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске технической колонны отсутствует.

### **1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении**

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в таблице 1.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и 7 нефтеносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2355-2370 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 11 м<sup>3</sup>/с.

Таблица 1 – Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождения

Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5
<b>Нефтеносность</b>				
1550	1556	поровый	0,735	0-7
1716	1722	поровый	0,783	0-10
1805	1825	поровый	0,782	0-10
1839	1843	поровый	0,742	0-10
1947	1952	поровый	0,746	0-10
2065	2070	поровый	0,76	0-10
2355	2370	поровый	0,74	0-11
<b>Водоносность</b>				
1	2	3	4	5
40	330	поровый	1,003	
895	1500	поровый	1,003	
2080	2155	поровый	1,007	
2155	2340	поровый	1	

### 1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины.

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
От	До		
0	90	Поглощение бурового раствора	Частичные поглощения
895	1620		
1620	1640		
1640	2420		
0	480	Осыпи и обвалы стенок скважины	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам
560	750		
1620	1640		
1640	2155		

Продолжение таблицы 2

0	480	Прихватоопасные зоны	Недостаточная очистка забоя от шлама и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
480	2420		
1550	1716	Нефтепроявления	Перелив раствора на устье, проявление газа на буровом растворе, увеличение объёма в приемных ёмкостях, появление пленок нефти в буровом растворе
1716	1805		
1805	1839		
1839	1947		
1947	2065		
2065	2355		
2355	2370		
40	330	Водопроявления	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Повышение скорости подъема инструмента.
895	1550		

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, из этого следует что профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты в данном случае не производятся.

### 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн, глубин их спуска, интервалов затрубного цементирования, диаметров обсадных колонн а также диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно геологическим данным, тип коллектора поровый, по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями. Продуктивный пласт является литологически неоднородным. Аргиллиты переслаиваются с алевролитами и песчаниками.

Следовательно, необходима конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к. пласт представлен неустойчивыми отложениями, и скважина является разведочной. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

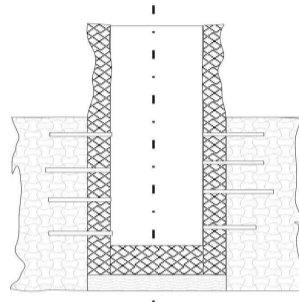


Рисунок 1— Конструкция забоя закрытого типа.

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по исходным данным.

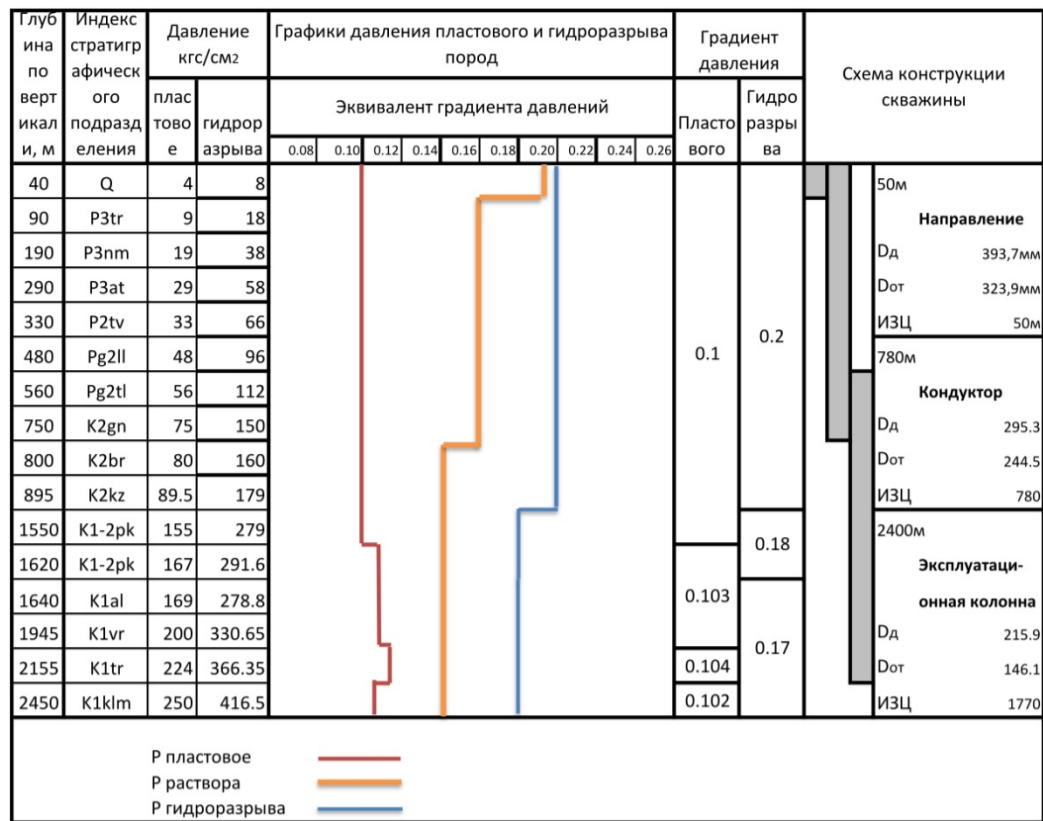


Рисунок 2 — Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют.

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. спуск направление реализуется с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине четвертичные отложения 40 м, то будем считать глубину спуска направления равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. В итоге, кондуктор спускается на глубину 780 м, т.к. с этой глубины, согласно

прогнозу, физико-механический свойств ГП по разрезу скважины, начинаются породы средней твердости.

Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м, данное перекрытие подошвы последнего продуктивного пласта необходимо для ЗУМППФа. Глубина спуска ЭК составляет 2400 м.

Таблица 3 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны По вертикали	По стволу	Глубина спуска, м
Направление	50	50
Кондуктор	780	780
Эксплуатационная колонна	2400	2400

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

Направление и кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м (По ПБНГП для строительства нефтяной скважины).

#### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным  $D_{\text{ЭК}} = 146,1$  мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины. Конструкция скважины представлена в приложении Б.

### **2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

Выбором колонной головки и противовыбросового оборудования являются максимальное давление возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом, при закрытом превенторе и диаметров проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.  $P_{му} = 9,02 \text{ МПа}$ ;

1. Колонная головка соответствующая максимальному устьевому давлению **ОКК1-21-146x245- К1 ХЛ**.

2. ПВО соответствующее высокому пластовому давлению **ОП5-230/80x35**.

### **2.3 Углубление скважины**

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, подбор режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, а также расчет гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

#### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Для бурения под направление выбирается роторный способ бурения. В связи с тем что направление бурится до глубины 50 м, и нет необходимости в создании большего момента на долоте, а также скорости вращения. Для бурения этого интервала механическая скорость бурения не будет существенно от-

личатся от бурения с применением ВЗД, стоит учитывать также необходимый диаметр двигателя и расход необходимый для его запуска, при котором верхний почвенный слой, пески и супеси которыми сложены четвертичные отложения будут размыты. А также дополнительное время на его сборку и разборку.

Для бурения интервала под кондуктор учитывая горно-геологические, технологические и экономические характеристики выбирается метод бурения в применении ГЗД. Бурение данного типа обеспечит необходимый момент для разрушения горной породы, а также высокую механическую скорость проходки. ВЗД позволит создать необходимую скорость вращения долота, которая соответствует расчетным параметрам. В итоге бурение данного типа позволит провести успешную проводку скважины с высокими технико-экономическими показателями.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну учитывая горно-геологические, технологические и экономические характеристики выбирается метод бурения в применении ГЗД. Бурение данного типа обеспечит необходимый момент для разрушения горной породы, а также высокую механическую скорость проходки. ВЗД позволит создать необходимую скорость вращения долота, которая соответствует расчетным параметрам. В итоге бурение данного типа позволит провести успешную проводку скважины с высокими технико-экономическими показателями. Выбранные способы бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал, м</b>	<b>Обсадная колонна</b>	<b>Способ бурения</b>
0-50	Направление	Роторный
0-780	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
780-2400	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости для строитель-



ства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну. Долота данного типа позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-780	780-2400
Шифр долота		III 393,7 M-ЦВ	295,3 B 516 CM.08	БИТ 215,9 B 516 CM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		M	CT	CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8 REG	16 5/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,41	0,480	0,385
Масса, кг		150	54	40
G, тс	Рекомендуемая	2-9,6	2-8	2-8
	Предельная	28	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	48-97	64-130	89-177
	Предельная	600	400	400

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

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм. Выбор долот такого типа, в данных геологических условиях практически исключает преждевременный подъём инструмента по причине износа долота. Породоразрушающий инструмент позволяет обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Долота шарошечного типа не рассматриваются для данного геологического строения, по причине проблем возникающих при прохождении типов пород, образования сальников, и заклинки, а также меньшее число ресурса оборотов долота по сравнению с долотами типа PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм. Выбор долот такого типа, в данных геологи-

ческих условиях практически исключает преждевременный подъём инструмента по причине износа долота. Породоразрушающий инструмент позволяет обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Долота шарошечного типа не рассматриваются для данного геологического строения, по причине проблем возникающих при прохождении типов пород, образования сальников, и заклинки, а также меньшее число ресурса оборотов долота по сравнению с долотами типа PDC.

### **2.3.3 Выбор типа калибратора**

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом, или выше забойного двигателя для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя, придаёт дополнительную жесткость инструменту.

1. Для бурения интервала под направление 0-50 м использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 500-780 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота, а так же поможет сохранить направление скважины. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 780-2400 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота, а так же поможет сохранить направление скважины. Выбор типа калибратора обусловлен

тем, что интервал сложен мягкими и средними по твердости горными породами. Выбранные калибраторы представлены в таблице 6

Таблица 6 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		50-780	780-2400
Шифр калибратора		КЛС 295	КЛС 215
Тип калибратора		Спиральный	Спиральный
Диаметр калибратора, мм		295	215
Тип горных пород		МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152/ 3-152	3-133/ 3-133
	API	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> REG/6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> REG	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> IF /4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> IF

### 2.3.4 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения выполнены по методике приведенной в [№21] и представлены в таблице 7.

Таблица 7 — Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-780	780-2400
<b>Исходные данные</b>			
D <sub>д</sub> , см	39,37	29,53	21,59
G <sub>пред</sub> , кН	280	98	98
<b>Результаты проектирования</b>			
G <sub>проект</sub> , кН	93,6	78,4	78,4

Расчетная нагрузка для бурения под направления составляет 93,6 кН. Исходя из максимального веса КНБК при забурке, а также горно-геологических условий, достаточной нагрузкой для разрушения является 10-40 кН. Выбор данной нагрузки обусловлен типом слагаемых горных пород, а также максимальным весом данной КНБК. Создаваемая осевая нагрузка является достаточ-

ной для разрушения пород почвенного слоя, и для обеспечения необходимой механической скорости бурения. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной расчетной методике.

### 2.3.5 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально.

Общие рекомендации по осевой нагрузке на долото и частоте вращения инструмента сводятся к следующим:

- с увеличением твердости горной породы осевую нагрузку следует увеличить при одновременном снижении частоты вращения;
- в трещиноватых неоднородных породах указанные параметры процесса бурения следует снижать;
- в течение рейса осевая нагрузка постепенно увеличивается.

Расчеты частоты вращения по интервалам бурения выполнены по методике приведенной в [№21] и представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-780	780-2400
<b>Исходные данные</b>			
$V_{дл}$ , м/с	2,8	1-2	1-2
$D_{дл}$	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
<b>Результаты проектирования</b>			
$n_1$ , об/мин	135	91	89
$n_2$ , об/мин	165	-	-
ВЗД, об/мин		52-130	125-220
$n_{проект}$ , об/мин	60	91-130	89-220

Для интервала бурения под направление выбирается условная частота вращения равная 60 об/мин. Это связано с тем что при бурении направления не используется ВЗД, а также исходя из горно-геологических условий. Данная

частота вращения является достаточной для обеспечения максимальной скорости проходки.

Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно данной расчетной методике.

1. Кондуктор – 91 об/мин.
2. Эксплуатационная колонна – 89 об/мин.

Такая частота вращения обеспечит требуемую линейную скорость на периферии долота и необходимую эффективность разрушения горных пород. Весь интервал бурения сложен мягкими и средними по крепости горными породами имеющими малую абразивность, которая позволяет сохранять высокую частоту вращения инструмента и также позволяет использование долот типа PDC.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Расчеты параметров забойного двигателя по интервалам бурения выполнены по методике приведенной в [№21], и представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-780	780-2400
<b>Исходные данные</b>				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		35,0	78,4	78,4
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>				
D <sub>зд</sub> , мм		-	240	172
M <sub>р</sub> , Н*м		-	3025	2463
M <sub>о</sub> , Н*м		-	147,65	107,95
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	36,9	30,2

Выбранные винтовые забойные двигатели типа Д-240РС, ДРУЗ-172РС, соответствуют требованиям по диаметру забойного двигателя, позволяют бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также при заданном расходе обеспечивают необходимый момент на долоте для разрушения горной породы, а также необходимую частоту вращения долота, для обеспечения необходимых параметров бурения, и плановой механической скорости. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых 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
Д 240РС	50-780	240	10,14	2547	30-75	52-130	7,9-9,5	104-180
ДРУЗ 172РС	780-2400	172	4,87	806	24-30	125-220	3-4	35-75

### 2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Расчеты расхода бурового раствора выполнены по методике приведенной в [№21]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование расчета бурового раствора

Интервал	0-50	50-780	780-2400
<b>Исходные данные</b>			
$D_{л}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,65	0,65
$K_k$	1,30	1,3	1,3
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,13	0,13
$V_m, м/с$	0,011	0,008	0,005
$d_{от}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,1619	0,1619	0,1619
$d_{нмах}, м$	0,00191	0,00159	0,00159
$n$	6	7	5
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p,$ $г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,19	1,16	1,14
$\rho_n, г/см^3$	2,3	2,5	2,65
<b>Результаты проектирования</b>			
$Q_1, л/с$	70	44	24
$Q_2, л/с$	62	20	8
$Q_3, л/с$	58	37	30
$Q_4, л/с$	94	48	22
$Q_5, л/с$	67	65	46
$Q_6, л/с$	-	75	30

Таблица 12 – Проектирование параметров расхода бурового раствора по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-780	780-2400
<b>Исходные данные</b>			
$Q_1, л/с$	70	44	24
$Q_2, л/с$	62	20	8
$Q_3, л/с$	58	37	30
$Q_4, л/с$	94	48	22
$Q_5, л/с$	67	65	46
$Q_6, л/с$	-	75	30
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>			
$\Delta Q, л/с$	62-94; 55-58	44-65; 35-37	30-46; 22-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$\Delta Q, л/с$	55-58	35-37	22-30
<b>Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)</b>			
$Q_{тн}, л/с$	-	35	30

Продолжение таблицы 12

$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1190	1070
М <sub>тм</sub> , Н*м	-	18000	12000
М <sub>тб</sub> , Н*м	-	48770	28520

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 58 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, и недопущения размыва стенок скважины, данный расход не позволяет эффективно выносить шлам на поверхность, после окончания бурения необходимо произвести промывку с расхаживанием и вращением колонны и обеспечить прокачку очищающей пачки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 35 л/с для предупреждения размыва стенок скважины и стабильной работы ВЗД. Исходя из недопущения размыва стенок скважины невозможно обеспечить необходимый расход бурового раствора позволяющий обеспечить полный вынос шлама. При бурении интервала под кондуктор необходима проработка с вращением после каждой пробуренной свечи и периодические прокачки очищающих пачек.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, в связи с тем что невозможно создать необходимый расход позволяющий обеспечить вынос шлама, и сохранить целостность стенок скважины, в таком случае необходимо обеспечить интенсивное расхаживание с вращением после каждой пробуренной свечи, и периодические прокачки очищающих пачек, для предотвращения накопления шлама в стволе скважины. Данный расход будет достаточным для стабильной работы ВЗД.

### **2.3.8 Проектирование компоновки низа буровой колонны (КНБК) по интервалам бурения**



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 буровой колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель, для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа буровой колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.

### **2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Бурение интервала 0 – 50 м под направлением производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

При бурении интервала 50 – 780 м под кондуктор используется ингибирующий буровой раствор. Применяется при бурении интервалов, сложенных активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов  $K_{1tr}$ (Б3) и  $K_{1klm}$ (Б16-20). Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Г.

При расчете потребного количества химических реагентов учитывается условия, что запас бурового раствора на поверхности должен быть равен не менее двух объемов скважины.

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении В.

#### **2.4 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 В.

##### **2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2355-2370м, Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологиче-

ских данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

1.Интервал отбора керна 2345-2380 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отборочного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения планируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый-трещиноватого типа – представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитом. Для сохранения отборочного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использованием керноприемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале. После отбора керна произвести калибровку ствола скважины т.к. диаметр бурголовки меньше диаметра долота.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 215,9/100 В 613.Р .01	215,9	100	3-161	30

Таблица 14 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верхняя	Нижняя	
УКР-185/100 Тенгиз	185	14 (2)	100	15727	3-171	3-171	450

Таблица 15 — Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного Снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора л/сек
2345-2380	УКР-172/101	2-5	60-120	18-25

## 2.5 Проектирование процессов заканчивания

### 2.5.1 Расчет обсадных колонн

#### 2.5.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 16.

Таблица 16 – 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>	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1800
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	850	Глубина скважины, м	2400
Высота столба буф. жидкости $h1$ , м	630	Высота столба тампонажного раствора норм. плотности $h2$ , м	950
Высота цем. стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	1600

### 2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (1)$$

Где  $P_n$  – наружное давление;  $P_в$  – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятием на устье давлений.
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюры наружных избыточных давлений для двух случаев представлены на рисунке 3.

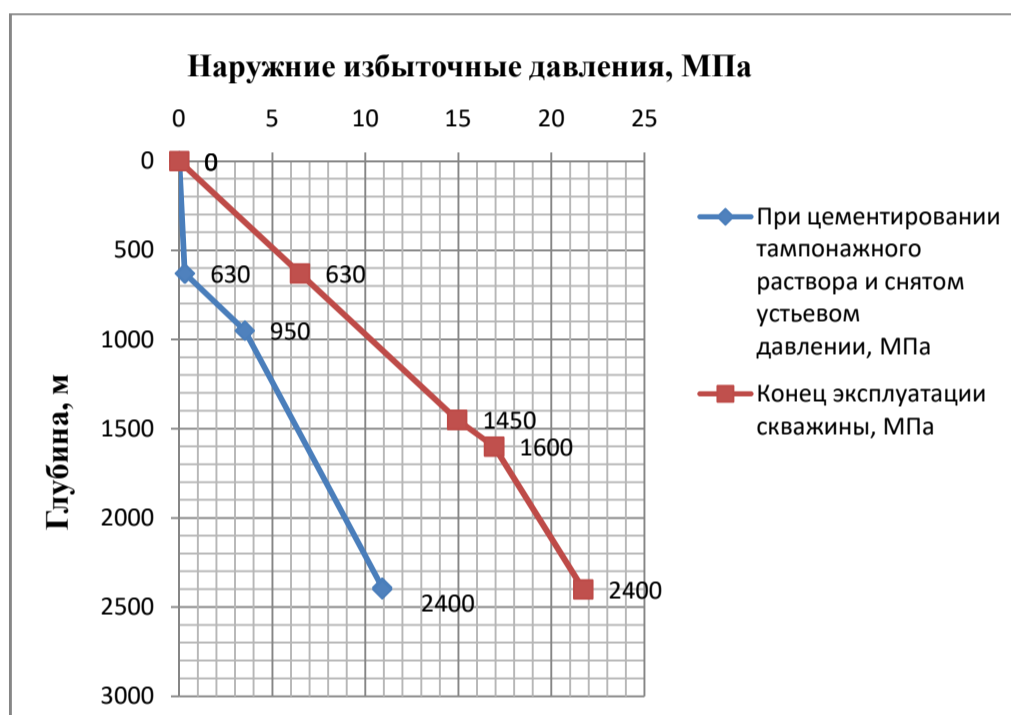


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства имеются два таких случая.

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.

Эпюры внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 17 представлены рассчитанные характеристики обсадных колонн.

Таблица 17 – Характеристики обсадных колонн

Обсадная колонна	Тип соединения	Номер секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, т			Интервал установки, м
						1м трубы	Секции	Суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЭК	ОТТМ	1	Д	8,5	1500	0,29	43,5	435	900-2400
	ОТТМ	2	Д	7	900	0,243	21,87	65,37	0-900
Кондуктор	ОТТМ	1	Д	7,4	780	0,472	36,82	36,82	0-780
Направление	ОТТМ	1	Д	8,4	50	0,67	3,35	3,35	0-50

## 2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

$$P_{Гс\ кп} + P_{Гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{Гр}, \quad (2)$$

где  $P_{Гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{Гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{Гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве определим по формуле:

$$P_{Гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot v_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{ЭК\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot v_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{ЭК\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{ЭК\ н})} = 0,20 \text{ МПа}, \quad (3)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве,  $\lambda = 0,035$ ;

$\rho_{\text{срвзв зс}}$  и  $\rho_{\text{срвзв ос}}$  – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{срвзв зс}} = 1198 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ,  $\rho_{\text{срвзв ос}} = 1634 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ );

$V_{\text{ос}}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{\text{зс}}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе, равная 0,472 м/с;

$L$  – длина ствола скважины, м ( $L = 2400$  м);

$L_{\text{к}}$  – длина ствола кондуктора, м ( $L_{\text{к}} = 780$  м);

$D_{\text{эк д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну (215,9 мм);

$D_{\text{эк н}}$  – наружный диаметр обсадной колонны (146,1 мм);

$k_{\text{срвзв}}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины ( $k_{\text{срвзв}}=1,3$ );

$D_{\text{к вн}}$  – внутренний диаметр кондуктора (214,7 мм).

Максимальное гидростатическое давление в кольцевом пространстве  $P_{\text{гс кп}}$  было определено при расчете избыточных давлений – 34,52 МПа.

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}; \quad (4)$$

$$34,52 + 0,20 \leq 0,95 \cdot 40,8; \quad (5)$$

$$34,72 \leq 38,73.$$

Условие прочности выполняется, из этого следует, что в данном случае, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

#### **2.5.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.**

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



Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Наименование жидкости	Объем жидкости, м3	Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления жидкости, м3	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Наименование компонента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	8,934	1050	-	МБП-МВ	134	-	-
	2,234	1050	-	МБП-СМ	156	-	-
Облегченный ТР	24,573	1400	21,673	ПЦТ - Ш - Об (4) - 100	16419	НТФ	10,075/11
ТР нормальной плотности	29,471	1800	19,015	ПЦТ - I - 100	38415	НТФ	12,083/25
Продавочная жидкость	33,790	1030	33,790	-	-	-	-

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

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (6)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 19,00 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 23,75 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 22.

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

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (7)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси используются 2 машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности используются 3 машины типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.

На разработанной схеме обвязки изображены следующие элементы:

Водяные линии, линии подачи и всасывания цементного раствора, нагнетательные линии и т.д., проиллюстрированные разными цветами, модификация цементирующей техники (ЦА-320), схема источника водоснабжения (БДЕ), марка применяемого цемента (возле соответствующей цементосмесительной машины), цементирующая головка, блок манифольда, тройники. Схема обвязки с применением смесительных установок и бачка затворения изображена на рисунке 5.

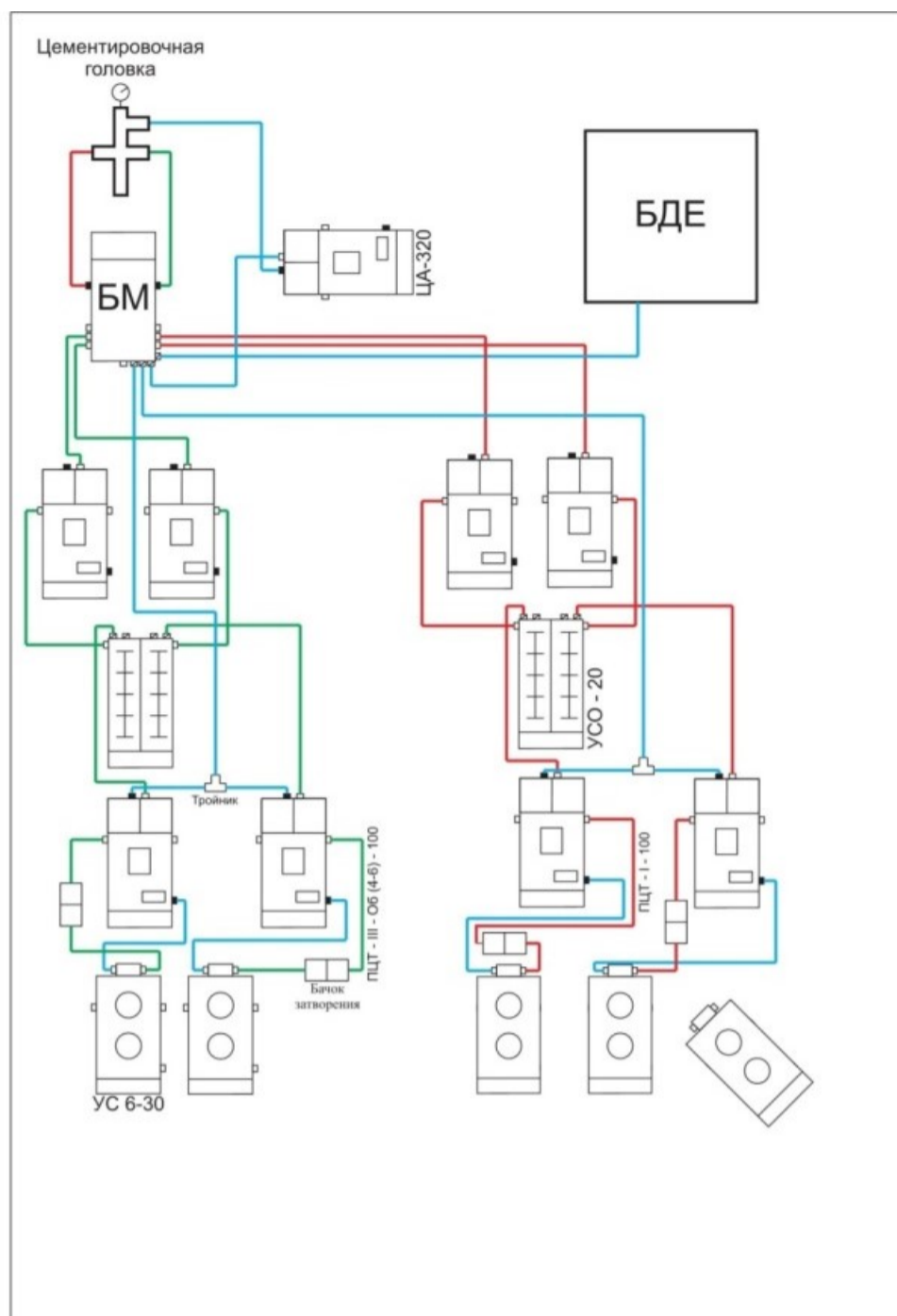


Рисунок 5 – Схема обвязки с применением смесительных установок и бачка затворения

#### 2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности, являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины, или выполняющие технологические функ-

ции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны. Выбранная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

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		
Эксплуатационная, 146	БК-М-146	2399,7	2400	1	1
	ЦКОД-146	2389,7	2389,7	1	1
	ЦЦ 146/219,5	0	780	16	55
		780	1550	15	
		1550	2400	24	
	ЦТ 146/219,5	780	2400	88	88
ПРП-Ц-В 146	2400	2400	1	1	
Кондуктор, 245	БК-М-245	779,61	780	1	1
	ЦКОД-245	769,61	769,61	1	1
	ЦЦ 245/295,3	0	780	20	20
	ПРП-Ц-В 245	780	780	1	1
Направление, 324	БК-М-324	49,6	50	1	
	ЦКОД-324	39,6	39,6	1	1
	ЦЦ 324/393,7	0	50	3	3
	ПРП-Ц-В 324	50	50	1	1

## 2.5.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.5.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15 м, глубина 2355-2370 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из трех секций по 5 м.

Таблица 20 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

### 2.5.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

## 2.6 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных

расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО выполнены по методике приведенной в [№21] и представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	30	[G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>бк</sub>	5,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	66	[G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>об</sub>	5,57
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	86	[G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>пр</sub>	1,9
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	170		

Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.

Таблица 23 – Характеристика буровой установки БУ 3000

ЭУК-1М Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевого системы	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

### 3 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Любой предмет оставленный в скважине из-за которого могут возникнуть помехи в работе при процессе бурения на нефтепромыслах называется аварийным инструментом. Аварийным инструментом может являться большое разнообразие бурового, эксплуатационного, каротажного оборудования: трубы, долотья, геофизические и ручные инструменты, а так же иные посторонние, поврежденные или утерянные предметы, каким-либо образом попавшие в скважину. Их необходимо извлечь из скважины посредством так называемых «ловильных работ», в противном случае они являются помехой для проведения дальнейших буровых мероприятий.

Понятие «ловильные работы» (с английского – «fishing») берет свое начало во времена раннего этапа развития ударно-канатного бурения. Это процесс, при котором один конец кабеля прикрепляли к буровой штанге для многократного поднимания и бросания тяжелого долота, долбившего породу при работе со скважиной. Если случалась такая ситуация что происходил разрыв этого кабеля с оставлением долота на забое, то бурильщики спускали импровизированный крючок и пытались зацепить им инструмент.

"Рыбак" ("fisherman") – так называли специалистов по извлечению аварийного инструмента из скважины. С течением времени услуга становилась все более востребованной, пока не заняла свою узкоспециализированную нишу в сервисе буровых работ. Аварийный инструмент необходимо извлечь на поверхность, невзирая на способ попадания его в скважину, будь то в результате отказа, обрыва или прихвата.

Начиная с начала момента бурения и заканчивая ликвидацией ловильные работы могут потребоваться в любой момент эксплуатации скважины. Данная надобность всякий раз появляется внезапно, в основном из-за прихватов бурильной колонны или механических поломок.

Прихват также может произойти при проведении геофизических исследований на кабеле или при испытании скважины. Затем, на этапе заканчивания, работы могут быть прерваны по множеству причин: прихват перфоратора,

преждевременная посадка пакера, или поломка гравийного фильтра. После ввода скважины в эксплуатацию ловильные работы можно включить в график общих работ по техническому обслуживанию, замене или извлечению подземного оборудования и труб во время выполнения работ по капитальному ремонту или ликвидации скважины.

За долгие годы эксплуатации насосно-компрессионные трубы забиваются песком, именно поэтому на многих нефтепромыслах при выполнении капитальных ремонтов возникает потребность очистки или подъема НКТ, то есть ловильные работы выполняются в самом начале капитального ремонта. Трубы, насосы, оборудование заканчивания во время завершающих работ на скважине компании операторы часто пытаются извлечь перед финальным тампонирующим скважины. В таком случае, если прихваченным может оказаться и само ловильное оборудование, требуется пересмотр стратегии выполнения ловильных работ. Практика указывает на то, что ни одна операция на нефтепромыслах не может быть застрахована от необходимости выполнения ловильных работ. Статистические данные за половину 1990-х годов показывают, что стоимость ловильных работ на тот момент составляла порядка 25% от всех затрат на бурение скважин по всему миру. В связи с тем, что есть большое множество замещающих более экономичных альтернатив, в наше время, ловильных работ чаще можно избежать. Например современные методы бурения такие как наклонно-направленное бурение, при определенных условиях могут быть альтернативной ловильным работам, может пробуриться дополнительный ствол в обход аварийному, при условии что ловильные работы невозможны.

Каждая связанная с ловильными работами ситуация, плановая или непредвиденная, в открытом или обсаженном стволе, с применением ГНКТ или инструментов на кабеле, является уникальной, обладающей собственным набором условий и проблем, требующих конкретных решений с учетом обстановки. Среди многообразия аспектов темы ловильных работ основное внимание в данной статье уделяется методам выполнения ловильных работ во время бурения. адаптации этих методов применительно к обсаженным участкам ствола, ГНКТ, инструментам на кабеле и КРС. Кроме всего прочего обсуждаются раз-



личные стратегии ловильных работ, а также методы обучения и специализированные курсы для специалистов которые будут руководить аварийными работами.

В бурении существует три основные случая когда производятся ловильные работы: человеческий фактор также это неисправности или отказу оборудования и неустойчивости ствола скважины. Практически каждый упущенный предмет может стать аварийным, все что является меньше просвета конуса вкладыша ротора. Различный ручной инструмент, сухари, фонари, цепи и тросы, попасть в скважину также могут части инструмента, трубных ключей, замковых соединений, список предметов просто огромен. Обязательным условием является поддержание чистоты и порядка на рабочем месте. Запрещается оставлять устье скважины открытым и необходимо следовать выполнению требований по обслуживанию оборудования на буровой, иначе, велика вероятность попадания посторонних предметов в скважину, что само по себе представляет большую опасность. Но в нынешних условиях, большинство буровых бригад хорошо осознают к каким последствиям может привести халатное отношение к правилам техники безопасности. Механические поломки буровой колонны на глубине усложняют процесс работы и легко могут превратить обычные буровые работы в ловильные аварийные. Характер поломок может быть самый разнообразный. Трубы – буровые, обсадные или насосно-компрессорные, утяжеленные а также иные — могут подвергаться различным деформациям: смятию, разрывам, обрывам или поломкам вследствие высоких крутящих моментов. На рисунке 6 изображен слом УБТ при свинчивании.



Рисунок 6 – слом УБТ в момент свинчивания

Метод выбора ловильных работ диктуется типом аварийного инструмента. Буровые долота могут разбиваться, или их части могут оставаться на забое, замковые соединения могут отвернуться от колонны труб, или же сами трубы могут застрять в скважине. Каждый из этих случаев будет отдельным видом аварии, хотя обрыв труб и не является самым распространенным типом, бурильщики всеми силами стараются предотвратить этот данный тип аварии. Смятие труб происходит под воздействием высокого внешнего давления, разрыв труб – из-за повышенного давления внутри труб, а обрыв различных частей происходит под воздействием чрезмерного натяжения, промыва или большого крутящего момента.

В буровой отрасли используют различные меры для снижения риска поломки буровой колонны, начиная с проверки инструмента, труб и резьбы на предмет износа и коррозии, и заканчивая применением специальных трубных манипуляторов и обязательным соблюдением требований к крутящему моменту при свинчивании труб, и проведению дефектоскопии при подъеме после отбуренного интервала.

В современных наклонно-направленных скважинах имеющих сложный профиль, износ труб может сильно увеличиваться в местах резкого изменения направления ствола скважины. Трубы подвергаются дополнительным переменным напряжениям изгиба при прохождении искривленных участков ствола. Кроме того, наклонно-направленные скважины зачастую требуют тщательной очистки от шлама, так как часто имеют длинный горизонтальный профиль, что осложняет его вынос на поверхность. Для предотвращения образования шламовой подушки вокруг бурильной колонны бурильщику следует прибегнуть к вращению колонны и расхаживанию инструмента с одновременной промывкой и высокой скоростью циркуляции промывочной жидкости для очистки ствола, также периодически прокачивать очищающие пакки.

Однако, такие методы увеличивают вероятность создания промывия в самой колонне буровых труб. При идентификация промыва в колонне труб необходимо решить, начать немедленный подъем или попытаться промыться для удаления шлама и подъема. При продолжении циркуляции создается опас-

ность обрыва колонны труб, но если игнорировать промывку то можно получить прихват колонны, однако стоит заметить что при правильных режимах бурения и проработки накопления шлама будет минимально. Для предотвращения смятия труб необходимо сохранять колонну заполненной буровым раствором, чтобы уравновесить внешнее гидростатическое давление бурового раствора с давлением в межтрубном пространстве, долив при подъема может осуществляться в трубное пространство. Бурильщик контролирует крутящий момент при свинчивании, режим промывки, частоту вращения ротора и плавно регулирует подачу долота на забой, чтобы не превосходить расчетные и паспортные ограничения на колонну бурильных труб. Когда поломки труб все же происходят, в скважине остаются части труб с обломанными краями.

В зависимости от типа оставленного в скважине инструмента нужно разработать стратегию ловильных работ. В современности существует большое множество методов и различных приспособлений для извлечения частей оборудования, труб и различных предметов, их можно разделить на пять групп:

1. ШМУ, используется для улавливания обломков слишком больших по размеру, который исключает вымывание раствором.
2. Специальный инструмент для фрезировки верхней части аварийного инструмента.
3. Специальный инструмент для резки бурильных труб.
4. Внешние захваты необходимые для подъема бурильных труб, после соединения с внешней частью инструмента.
5. Внутренние захваты для подъема бурильных труб, после их соединения с внутренней частью инструмента.

Местоположение аварийного инструмента, причины, по которым он оказался в скважине, его состояние, размер, ориентация в стволе скважины – все это дополнительные факторы которые используют для решений задач в области фишинга. Главными факторами являются ориентация инструмента и диаметр скважины, а также наличие каверн. Эти данные помогут выбрать тип и диаметр аварийного ловильного инструмента, а также определить пространство для маневра оборудования над верхней частью аварийного инструмента. В

скважинах большого диаметра, однако, могут возникнуть трудности при присоединении головы утерянного инструмента. Представление о точном размере и форме оставленных в скважине предметов необходимо иметь при подготовке программы ловильных работ. Этим задач также способствуют фишинги, чертежи которые создают на месторождении для каждого элемента КНБК, облегчающие ловильные работы. Во время ловильных работ не имея точного понятия о размера потерянного инструмента могут возникнуть проблемы при его захвате. Заказчик именно по данной причине требуют точных данных о каждом спускаемом в скважину инструменте, и оборудовании включает в себя измерение длины при помощи измерительной ленты и замер диаметров с использованием штангенциркуля. При условии когда нет точной уверенности о расположении потерянного инструмента, в скважину спускается специальный инструмент называемый скважинная печать, который изображен на рисунке 7.

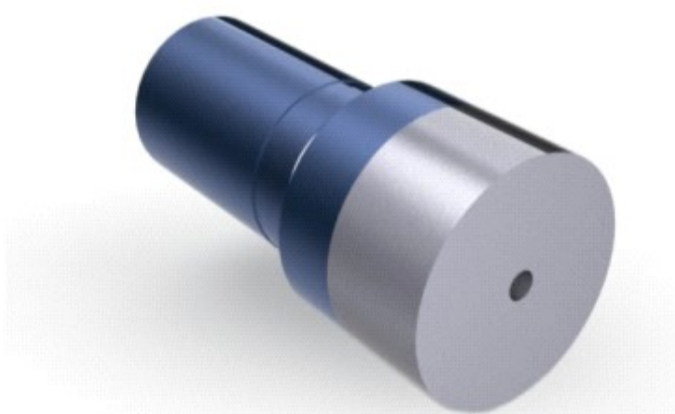


Рисунок 7 – Скважинная печать

Скважинные печати имеют короткий трубчатый корпус из стали, на нижнем конце которого установлен блок из мягкого материала (обычно это свинец, также встречается дерево). Инструмент спускается на конце колонны до соприкосновения с препятствием. Некоторые печати имеют циркуляционное отверстие для закачки бурового раствора с целью очистки головы аварийного инструмента перед посадкой печати. Вес спускаемой колонны помогает прижать спускаемую печать к утерянному инструменту, после подъема из скважи-

ны, ответственный за ловильные работы тщательно обследует поднятую печать. Данная информация помогает специалистам установить глубину оставленного инструмента, его расположение в скважине, после чего подбирается тип спускаемого инструмента. Также печать может спускаться на скребковой проволоке. Данная методика имеет ограничения касающиеся веса, изгиба ствола скважины, размеров спускаемой печати, также нет возможности вызвать циркуляцию.

При обрывах или направленного отстрела различных бурильных труб используются другие методы для их извлечения. При проведении бурильных работ или при подъема может произойти прихват, или обрыв инструмента. Движения ограничиваются по причине того, что может произойти обвал или зашламование скважины, все это из-за отсутствия циркуляции раствора вокруг оставленного предмета. По этим причинам типовой план бурение должен учитывать возможность наихудшего сценария развития событий.

Когда происходят ловильные работы основной стратегией чаще всего выбирается такая где фигурирует использование ударных ясов и овершотов. Однако не бывает типовых и легких ловильных операций. Место обрыва инструмента в скважине может быть поврежденным, в таком случае потребуются ее фрезерование, также могут возникнуть трудности при захвате головы аварийного инструмента. Более того, на каждом из этих основных этапов требуется применение многочисленных операций. Если не получается произвести раскрепление, для срезки колонны будут применяться иные методы.

Химическая фреза – спускаемый на шнуре инструмент который создает множество химических отверстий по телу аварийного инструмента. Отверстия снижают прочность трубы, и она поддается разделению. Этот метод не требует вращения колонны, реагент оставляет небольшие заусенцы и может вызвать набухание трубы, и при использовании этого метода нет необходимости во фрезировании конца трубы.

Еще один метод срезки – спускаемый на кабеле камулятивный резак. Это устройство создает вокруг себя струю на 360<sup>0</sup>, срезающую часть прихва-

ченной трубы. Однако после использования такого метода потребуется фрезеровка оставленного участка.

Еще один метод заключается в использовании механических труборезов, которые спускают на промысловых трубах на нужную глубину. Давление бурового раствора в колонне труб заставляет выдвигаться срезные плашки. Режущие поверхности плашек армированы крошкой из вольфрама, отрезание происходит при медленном вращении инструмента внутри трубы.

Как правило при ловильных работах применяются два вида захвата – внешний и внутренний. Размеры аварийного инструмента, его положение в стволе скважины обуславливают выбор того или иного метода. Внешний захват осуществляется при помощи ловильного метчика или овершота. Ловильный метчик имеет форму усеченного конуса, для успешного захвата за голову аварийного инструмента. На верхнем конце метчика нарезана резьба замка буровых труб, а на нижнем конце – специальная ловильная резьба (может быть правой или левой). Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (спускаются на буровых трубах с левой резьбой) – для извлечения колонны по частям. Этот инструмент обычно применяется для захвата оборванных труб с рваными краями, он опускается на оставленную часть колонны и подается медленное вращение которое позволяет осуществить захват колонны. Нижняя кромка инструмента как правило усилена твердыми сплавами или напылением из карбида вольфрама, что значительно упрощает нарезание резьбы на внешней части поднимаемого инструмента. Ловильный метчик изображен на рисунке 8.

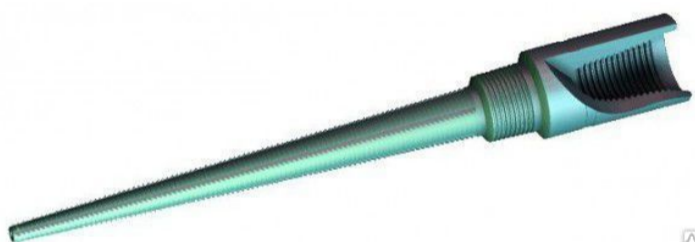


Рисунок 8 - Метчик ловильный

Ловильные колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, их зацепления и подъема, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы возник со стороны ниппельного соединения замка. Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять «сквозной» (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют так называемый колокол-калибр.

Существуют колокола с правой и левой резьбой они применяются для различных задач.

Из кованых заготовок изготавливают колокола, в верхней присоединительной части нарезается необходимая резьба. В нижней части колокола нарезают внутреннюю ловильную резьбу специального профиля для захвата бурильных труб при проведении ловильных работах.

Если конец оставленного в скважине инструмента в результате слома оказался неровным и на нем есть продольные трещины, тогда применяют специальный открытый шлипс с подходящим патрубком или трубкой для ловли за верхнюю от сломанного конца муфты или за цельную часть инструмента. Через шлипс возможна промывка скважины. Если не удастся поднять оставленную часть колонны то шлипс можно высвободить. На рисунке 9 изображен ловильный колокол.

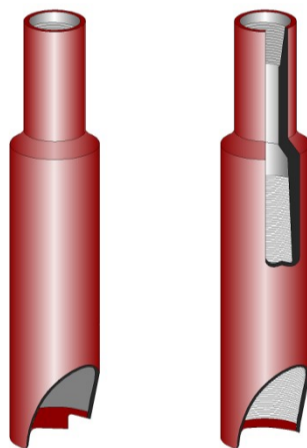


Рисунок 9 – Колокол ловильный

Овершот используется для захвата, и создания герметичности во время извлечения оставленных бурильных труб или утяжеленных бурильных труб и их частей. Нарезная коническая воронка овершота имеет на своем теле захват для фиксирования и удержания на внешней поверхности аварийного инструмента. По мере спуска аварийного овершота на верхнюю часть инструмента бурильщик подает циркуляцию и расхаживает колонну для очистки верхней части аварийного инструмента и промывки внутреннего канала овершота.



Рисунок 4 Овершот ловильный

Отводной крюк – его применение обусловлено в ситуации, когда диаметр ствола намного превышает диаметр аварийного инструмента, в этом случае овершот может не попасть на голову аварийного инструмента, пройдя ниже так и не захватив его. Если это происходит то встает необходимость использования специального отводного крюка, изображение которого представлено на рисунке 6.



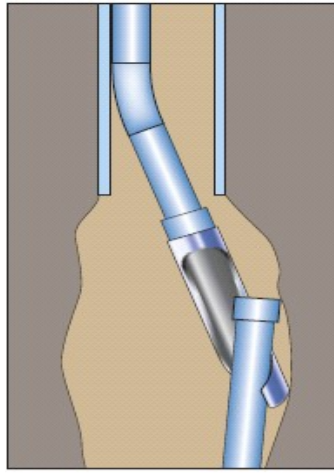


Рисунок 6 – отводной крюк

Овершоты могут оборудоваться различными захватами, пакерами и вспомогательными устройствами из достаточно прочных материалов, способных выдержать усилия при отвороте колонны и работе ясами. Обычно в число вспомогательных устройств входит фрезерующий направляющий инструмент, который устанавливается на основании овершота и служит для фрезерования расширенных или зубчатых концов аварийного инструмента, для обеспечения прохода аварийного инструмента с его захватом. Вспомогательные фрезы обеспечивают возможность приготовления данной поверхности и захват аварийного инструмента за один рейс. Отводной крюк овершота прикрепляется к помятой секции трубы. После того как произошел захват овершота на голову аварийного инструмента бурильщик падает медленное вращение колонны до тех пор, пока показания моментомера и увеличенный вес колонны не укажут на то что произошел захват ловильной колонны и утерянного инструмента. Во время подъема колонны вращение должно продолжаться. Когда крутящий момент снижается, аварийный инструмент проскальзывает внутрь, где осуществляется его захват.

Подводя итог можно сказать что аварии при бурении рассматриваются как непредвиденное прекращение углубки скважины, которое вызвано нарушением нормального состояния бурового инструмента, или оборудования которое влечет за собой большие финансовые проблемы, и существенно увеличивает время заложенное на строительство скважины.

В связи с этим следует уделять повышенное внимание проведению дефектоскопии, производить замеры степени износа инструмента перед спуском в скважину, а также соблюдению рациональных значений параметров режимов бурения, а также соблюдать технологию, стараться минимизировать осложнения, во время сборки инструмента контролировать моменты свинчивания резьбовых соединений. Требуется также учитывать и возможности возникновения геологических осложнений для различных этапов строительства скважины и вести работы с учетом таких данных задач. Всегда аварию легче предупредить чем ликвидировать, но нельзя игнорировать возможную опасность, и следует учитывать возможность таких аварий.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1.1 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 табл. 24.

Таблица 24 – Исходные данные

<b>Наименование скважины</b>	Разведочная
<b>Проектная глубина, м:</b>	2400
<b>Способ бурения:</b>	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну	Совмещенный с ВЗД
<b>Цель бурения</b>	разведка
<b>Конструкция скважины:</b>	
– направление	d 323,9 мм на глубину 50 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 780 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2400 м
<b>Буровая установка</b>	БУ – 3000 ЭУК-1М.
<b>Оснастка талевой системы</b>	5x6
<b>Насосы:</b>	
– тип, количество шт.	УНБТ-950 2 шт
<b>производительность, л/с:</b>	
– в интервале 0-50м	69,70
– в интервале 50-780м	58,75
– в интервале 780-2400м	27,20
<b>Утяжеленные бурительные трубы (УБТ):</b>	203-65м, 178-64м, 108-48м,
<b>Забойный двигатель (тип):</b>	
– в интервале 50-780 м	ДГР-240.7/8.49
– в интервале 780-2400 м	ДГР-172.7/8.62
- при отборе керна	СК-136/80 «ТРИАС»
<b>Бурительные трубы: длина свечей, м</b>	24
– в интервале 0-50м	127'9
– в интервале 50-780м	127'9
– в интервале 780-2400м	127'9
<b>Типы и размеры долот:</b>	
– в интервале 0-50м	III 393,7М-ЦВ
– в интервале 50-780м	БИТ 295,3 FD 516 SM
– в интервале 780-2400м	БИТ 215,9 В 716 У

#### 4.1.2 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 Томской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,026	490
2	50	780	730	0,032	840
3	780	2400	1620	0,036	1800

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

$$N = T * H, \quad (8)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

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

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,026	1,3
730	0,032	23,36
1620	0,036	58,32
<b>Итого</b>		<b>82,44</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (9)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 27

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$ , м	$n$
50	490	0,1
730	840	1,15
1620	1800	1,11
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,36</b>

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (10)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	393,7	490	11	24	0-50	0,0112	0,672
II	50-780	295,3	840	12	32	50-100	0,0131	0,524
						100-200	0,0144	1,44
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0153	1,53
						500-600	0,0156	1,56
						600-700	0,0157	1,57
						700-780	0,0157	1,256
<b>Итого</b>								11,43
III	780-2400	215,9	1800	12	32	780-1000	0,0186	0,93
						1000-1100	0,0188	1,88
						1100-1200	0,0191	1,91
						1200-1300	0,0197	1,97
						1300-1400	0,0208	2,08
						1400-1500	0,0228	2,28
						1500-1600	0,0231	2,31
						1600-1700	0,0238	2,38
						1700-1800	0,0244	2,44
						1800-1900	0,0247	2,47
						1900-2000	0,0250	2,5
						2000-2100	0,0253	2,53
						2200-2300	0,0254	2,54
						2300-2400	0,256	2,56
<b>Итого</b>								28,38
<b>Всего</b>								39,78

#### **4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

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

Направление – 3 минуты.

Кондуктор – 20 минуты.

Эксплуатационная колонна – 55 минут.

#### **4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 18 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

#### **4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

1.Отворот долота –7 минут.

2.Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (12)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (13)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 25/24 = 1,04 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1,04 \cdot 2 + 5 = 7,08 \text{ мин}$$



Для кондуктора:

$$L_c = 780 - 10 = 770 \text{ м}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 780 - 25 = 755 \text{ м}$$

$$N = 755/24 = 31,6 \approx 31 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 31 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2400 - 10 = 2390 \text{ м}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2390 - 24 = 2366 \text{ м}$$

$$N = 2366/24 = 98,6 \approx 99 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 99 \cdot 2 + 5 = 203 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 7,08 + 69 + 203 + 3(7 + 17 + 42) = 469,91 \text{ мин} = 7,83 \text{ ч.}$$

#### **4.1.6 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.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

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

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 189,362 часов или 7,89 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$189,36 \times 0,066 = 12,5 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет  $189,36 + 12,5 + 25 = 226,86 \text{ ч} = 9,45 \text{ суток}$ .

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область) представлена в приложении Е.

### **4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины**

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

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

$$T_{np} = T_n * k, \quad (14)$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (15)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ		Продолжительность	
нормативная, ч		Проектная, сут.	
Бурение:	1,524	1,66	0,07
направление	35,96	39,19	1,63
кондуктор	87,53	95,4	3,97
эксплуатационная колонна			
Крепление:	3,56	3,88	0,16
направление	16,0	17,44	0,73
кондуктор	32,4	35,32	1,47
эксплуатационная колонна			
<b>Итого</b>	<b>176,97</b>	<b>192,89</b>	<b>8,03</b>

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении И. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении И.

#### 4.3 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (16)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (17)$$

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

в) коммерческая скорость  $V_k$ , м/ч

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_n} \quad (18)$$

где  $T_n$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H / n \quad (19)$$

где  $n$  - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H \quad (20)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2400
Продолжительность бурения, сут.	9,45
Механическая скорость, м/ч	28,96
Рейсовая скорость, м/ч	18,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9656
Проходка на долото, м	1207
Стоимость одного метра	64499

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область). Во время сооружения данной скважины при условии неправильной организации труда, несоблюдения технологии проводки скважины, возможны такие производственные риски как: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе и освоение скважины.

### **5.1 Профессиональная социальная ответственность**

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

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

### **5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### **Превышение уровней вибрации.**

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01.

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;

- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и цы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **Превышение уровней шума.**

Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).



### **Повреждения в результате контакта 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 два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны.**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

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

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

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.

– площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

– хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+18^{\circ}\text{C}$ .

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 32

Таблица 32 – погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

## **5.2. Экологическая безопасность**

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 33 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению.

Таблица 33 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

<b>Природные ресурсы и компоненты окружающей среды</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Литосфера	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов
Литосфера	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Гидросфера	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Литосфера	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидро-геологические наблюдения в скважинах
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специаль-

но оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение ка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевого системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приво-

дят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

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. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

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

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест

сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов – не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м)

## Заключение

Для данной выпускной квалификационной работе создан технический проект, включающий графический материал – ГТН и КНБК на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на месторождении в Томской области.

Общая часть дипломного проекта содержит расчеты по технологии бурения, буровым растворам и заканчиванию скважин с применением современных технологий направленных на оптимизацию процесса бурения и снижению затрат.

Специальная часть дипломного проекта содержит анализ аварийного ловильного инструмента при обрывах бурильных труб, его видов и применение.

Экономическая часть содержит данные по нормативному времени на строительство скважины, также составлен линейно-календарный график, в котором учитывается непрерывность работы буровой бригады. В данной работе была рассчитана сметная стоимость необходимая на строительство скважины с поправкой на цены 2019 года учитывая индекс удорожания для Томской области.

Повышение социальной ответственности и преодоление противоречия между потребностями организации и ожидаемым обществом социально-значимым поведением организаций, является важной задачей в современном мире. Естественный набор задач их социального поведения – защита окружающей среды и здоровья своих работников – дополняется развитием местных экономик. В данный момент социальная ответственность навязывается обществом и пристально регулируется государством. Также стоит учитывать его важную экономическую роль.

## Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Мохаммад Н. Бестраншейные технологии трубопроводов : установка и проверка, 2010-482 с.
11. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин учебное пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
12. Спрынник Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.



13. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
14. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
16. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
17. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
18. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
19. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
20. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.
- 21.Расчеты выполнены в программном продукте Excel и приведены в таблице № 7,8,9,22.

## Приложение А

### Геологические условия бурения скважины

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

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название свит	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,3
40	90	50	Туртасская	P <sub>3</sub> tr	1,3
90	190	100	Новомихайловская	P <sub>3</sub> nm	1,3
190	290	100	Атлымская	P <sub>3</sub> at	1,3
290	330	40	Тавдинская	P <sub>2</sub> tv	1,3
330	480	150	Люлинворская	Pg <sub>2</sub> ll	1,2
480	560	80	Талицкая	Pg <sub>1</sub> tl	1,3
560	750	190	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	1,5
750	800	50	Славгородская	K <sub>2</sub> sl	1,5
800	875	75	Платовская	K <sub>2</sub> ip	1,5
875	895	20	Кузнецовская	K <sub>2</sub> kz	1,6
895	1620	725	Покурская	K <sub>1-2</sub> pk	1,3
1620	1640	20	Алымская	K <sub>1</sub> al	1,3
1640	1945	305	Вартовская	K <sub>1</sub> vr	1,3
1945	2155	210	Тарская	K <sub>1</sub> tr	1,3
2155	2420	265	Куломзинская	K <sub>1</sub> klm	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	6
Q	0	40	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
P <sub>3</sub> tr	40	90	Пески серые разнозернистые глинистые с прослойками глин.
P <sub>3</sub> nm	90	190	Глины серые, коричневато-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита. Песок мелко-тонкозернистый, слюдистый, глинистый, с включениями растительной сечки, прослойками глин.
P <sub>3</sub> at	190	290	Песок светло-серый, в верхней части разреза тонкозернистый слюдистый, в нижней-разнозернистый хорошо промытый.
P <sub>2</sub> tv	290	330	Глины зеленовато-серые, очень плотные с тонкими прослоями алевроитов и песков
Pg <sub>2</sub> ll	330	480	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, жёлто-зелёными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.
Pg <sub>1</sub> tl	480	560	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевроитов и песков
K <sub>2</sub> gn	560	750	Ганькинская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, с тонкими прослоями песков и алевроитов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые.
K <sub>2</sub> sl	750	800	Славгородская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевроитов и песков.
K <sub>2</sub> ip	800	875	Ипатовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевроитов и песков.

Продолжение таблицы А.2

K <sub>2</sub> kz	875	895	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K <sub>1-2</sub> pk	895	1620	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глины серые, комковатые
K <sub>1</sub> al	1620	1640	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части глины
K <sub>1</sub> vr	1640	1945	Свита складывается преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Пласты свиты часто не выдержаны в разрезе, часто глинизируются
K <sub>1</sub> tr	1945	2155	Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толщина их различная, достигает 32м
K <sub>1</sub> klm	2155	2420	Отложения куломзинской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Таблица А.3 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	40	пески	40	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
			суглинки	40	
			глины	10	
			супеси	10	
P <sub>3tr</sub>	40	90	пески	80	Пески серые разнозернистые глинистые с прослойками глин.
			глины	20	
P <sub>3nm</sub>	90	190	пески	80	Глины серые, коричневатые-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита. Песок мелко-тонкозернистый, слюдистый, глинистый, с включениями растительной сечки, прослойками глин.
			глины	20	
P <sub>3at</sub>	190	290	пески	100	Песок светло-серый, в верхней части разреза тонкозернистый слюдистый, в нижней-разнозернистый хорошо промытый.
P <sub>2tv</sub>	290	330	глины	70	Глины зеленовато-серые, очень плотные с тонкими прослоями алевролитов и песков.
			алевролиты	15	
			пески	15	
P <sub>g2ll</sub>	330	480	глины	90	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, жёлто-зелёными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.
			пески	5	
			алевролиты	5	
P <sub>g1tl</sub>	480	560	глины	90	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевролитов и песков.
			алевролиты	5	
			пески	5	

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6
K <sub>2</sub> sl	750	800	глины	90	Славгородская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.
			пески	10	
K <sub>2</sub> ip	800	875	глины	90	Ипатовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.
			алевролиты	5	
			пески	5	
K <sub>2</sub> kz	875	895	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K <sub>1-2</sub> pk	895	1620	алевролиты	100	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников.
K <sub>1</sub> al	1620	1640	песчаники	30	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.
			аргиллиты	30	
			алевролиты	20	
K <sub>1</sub> vr	1640	1945	алевролиты	50	Свита слагается преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Пласты свиты часто не выдержаны в разрезе, часто глинизируются.
			аргиллиты	25	
			песчаники	25	
K <sub>1</sub> tr	1945	2155	песчаники	70	Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толщина их различная, достигает 32м.
			аргиллиты	15	
			алевролиты	15	
K <sub>1</sub> klm	2155	2420	песчаники	60	Отложения куломзинской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.
			аргиллиты	20	
			алевролиты	20	

Таблица А.4 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу 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, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	супеси	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3tr</sub>	40	90	пески	2	30	2000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3nm</sub>	90	190	пески	2	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3at</sub>	190	290	пески	2	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
P <sub>2tv</sub>	290	330	глины	2	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2	25	1500	50	0	-	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Pg <sub>2</sub> ll	330	480	алевролиты	2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
Pg <sub>1</sub> tl	480	560	глины	2	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	560	750	мергели	2	15	5	20		10	3	6	мягкая
			пески	2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2	20	10	40		-	5	10	мягкая
			глины	2	20	0	100	7	10	4	4	мягкая
K <sub>2</sub> sl	750	800	глины	2	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
			алевриты	2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> ip	800	875	глины	2	20	0	100	6	-	4	4	мягкая
			алевриты	2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> kz	875	895	глины	2	20	0	100	0	10	5	0	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	895	1620	песчаники	2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая



Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К <sub>1</sub> al	1620	1640	глины	2	10	0	100	2	30	1	6	средняя
			алевролиты	2	15	3	20	3	20	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			песчаники	2	15	15	15	3	40	2,5	10	средняя
К <sub>1</sub> vr	1640	1945	аргиллиты	2	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			алевролиты	2	10	6	17	6	50	3	4	средняя
			песчаники	2	23	13	15	3	50	2,5	10	средняя
К <sub>1</sub> tr	1945	2155	песчаники	2	25	15	10	5	50	3,5	10	средняя
			алевролиты	2	10	5	20	1	65	1	6	средняя
			аргиллиты	2	5	0	95	7	50	3	4	средняя
К <sub>1</sub> klm	2155	2420	песчаники	2	5	8	10	5	50	3,5	10	средняя
			алевролиты	2	10	5	20	1	65	1	6	средняя
			аргиллиты	2	5	0	95	7	50	3	4	средняя

Таблица А.5 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интерва- ла градус
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			кгс/см <sup>2</sup> на м		кгс/см <sup>2</sup> на м		кгс/см <sup>2</sup> на м		кгс/см <sup>2</sup> на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	14	15
Q	0	40	0	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0,00	0,20	2
Patr	40	90	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	5
P3 nm	90	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	7
P3 at	190	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	10
P2tv	290	330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,21	12
Pg2ll	330	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	24
Pg1tl	480	560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,22	26
K2gn	560	750	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	31
K2br	750	800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	35
K2kz	800	895	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	40
K1-2pk	895	1550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	66
K1-2pk	1550	1620	0,103	0,103	0,103	0,103	0,180	0,180	0,23	0,23	67
K1 al	1620	1640	0,103	0,103	0,103	0,103	0,170	0,170	0,23	0,23	68
K1vr	1640	1945	0,103	0,103	0,103	0,103	0,170	0,170	0,23	0,24	84
K1tr	1945	2155	0,104	0,104	0,104	0,104	0,170	0,170	0,24	0,24	88
K1klm	2155	2420	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,24	0,24	98

## Приложение Б

### Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

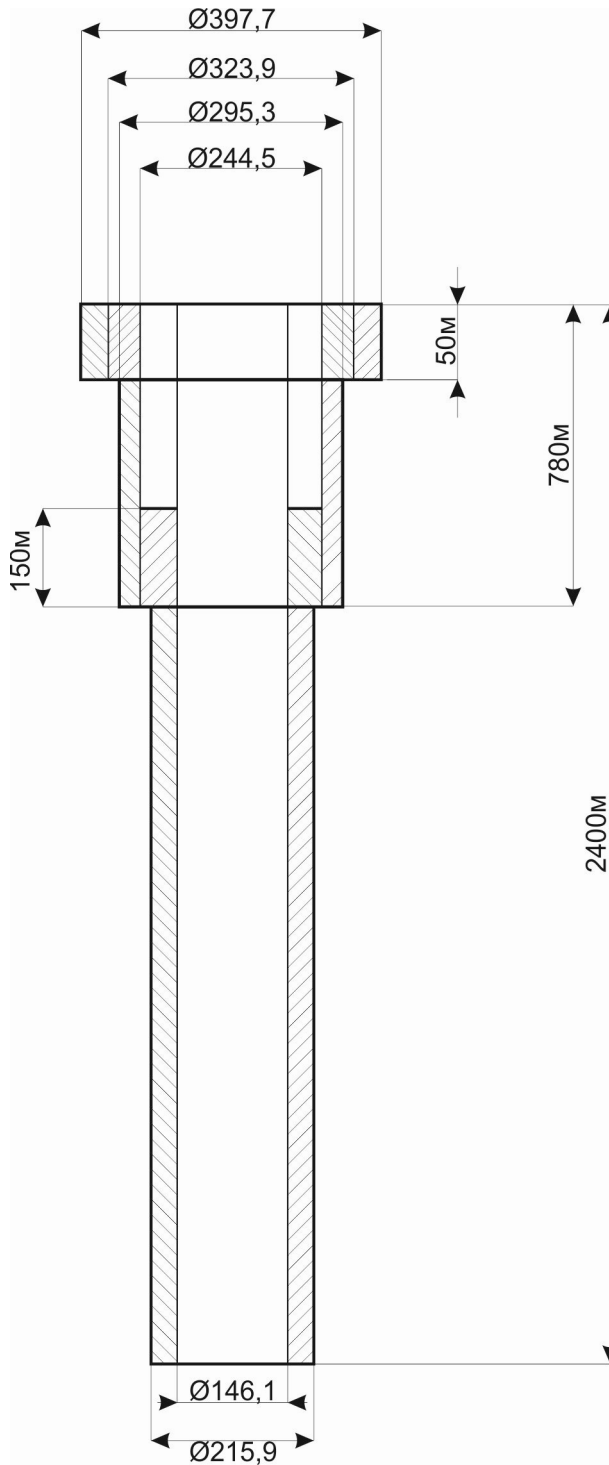


Рисунок Б – Конструкция скважины

## Приложение В

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица В.1 – Проектирование КНБК по интервалу бурения направления

№	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 (0-50м)</b>							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0,41	393,7	-	3-177	Ниппель	0,15
2	Переводник М171хМ177	0,42	225	101	3-177	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ-203х80 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
4	Переводник М147хН171	0,38	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ-178х80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127х9,19Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,68
					3-133	Муфта	

Таблица В.1.2 – Проектирование КНБК по интервалу бурения под кондуктор

№	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 (50-780м)</b>							
1	Долото 295,3 В 516 СМ.08	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,054
2	ВЗД Д-240РС	10,14	240	-	3-152	Муфта	2,54
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	-	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	-	3-171	Ниппель	0,10
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ-203х80 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
6	Переводник М152хН171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
7	Калибратор КЛС 295	0,9	295	90	3-152	Ниппель	0,12
					3-152	Муфта	
8	Переводник М171хН152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
9	УБТ УБТ-203х80 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
10	Переводник М147хН171	0,47	200	90	3-171	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,43	178	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	23,06
					3-133	Муфта	

Таблица В.1.3 – Проектирование КНБК по интервалу бурения под ЭК

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	На-руж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резь-ба (низ)	Тип соеди-нения (низ)	Сум.вес, т
					Резь-ба (верх)	Тип соеди-нения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (780-2345;2380-2400м)</b>							
1	Долото БИТ 215,9 В 516 СМ	0,385	215,9	-	3-117	Ниппель	0,48
2	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-117	Муфта	0,06
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДРУЗ-172РС	8,65	172	-	3-117	Муфта	1,6
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-178	0,34	178	-	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-178	0,42	178	-	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ-178x80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133xН147	0,43	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
9	Переводник М147xН133	0,43	178	70	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	УБТ УБТ-178x80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133xН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127x9,19Д	300	127	108	3-133	Ниппель	9,90
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ТБТ 127	25	127	76	3-133	Ниппель	2,01
					3-133	Муфта	
14	Яс гидравлический 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
15	Бурильная труба ТБТ 127	25	127	76	3-133	Ниппель	2,01
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,23
					3-133	Муфта	

Таблица В.1.4 – Проектирование КНБК под отбор керна

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум. вес, т
					Резь- ба (верх)	Тип со- единения (верх)	
<b>Отбор керна (2345-2380м)</b>							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 613.Р .01	0,16	215,9	100	3-161	Муфта	0,03
2	Центратор нижний М171хН161	0,55	210	140	3-161	Ниппель	0,68
					3-171	Ниппель	
3	Кернотборный снаряд УКР-172/101	8,8	185	140	3-171	Муфта	0,45
					3-171	Муфта	
4	Центратор промежу- точный М171хН171	0,55	210	140	3-171	Ниппель	0,68
					3-171	Ниппель	
5	Переводник верхний М147хН171	0,73	185	140	3-171	Муфта	0,78
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ-178х80 Д	18,9	178	70	3-147	Ниппель	3,08
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	78,97
					3-133	Муфта	

## Приложение Г

### Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ,с Пз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,19	30-40	-	-	-	-	-	<2
Ингибирующий	40	800	1,16	30-40	15-20	35-80	15-38/35-75	8-10	8-9	< 1,5
Полимерный (инкапсулированный)	780	2400	1,14	40-60	16	12-35	20-40/20-60	<6	8-10	< 0,5

Таблица Г1.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалом бурения

Тип раствора	Интервал		Компонентный состав
	От	До	
Бентонитовый	0	50	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Ингибирующий	50	780	Техническая вода, каустическая сода, барит, глинопорошок, полиакриламид, ПАВ, ПАЦ НВ, смазывающая добавка, ингибитор
Полимерный (инкапсулированный)	780	2400	Техническая вода, каустическая сода, ПАВ, биополимер, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, инкапсулятор, смазывающая добавка, мраморная крошка



Таблица Г.1.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2400 м

Направление 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					
0	50	50	393,7	-	1,3	6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =0,645
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =10,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> =40,88
<b>Объем раствора к приговлению:</b>						V <sub>бр</sub> =52,28
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> =15,2
Кондуктор 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					
50	780	730	295,3	376,9	1,3	44
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =7,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =32,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =119,65
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =165,58
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> =15,2
<b>Объем раствора к приговлению:</b>						V <sub>2</sub> =147,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub>
Экспл. колонна 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					
780	2400	1620	219,5	229,7	1,3	105
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =9,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =52,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =8,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>3</sub> =224,82
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =294,92
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub>
<b>Объем раствора к приговлению:</b>						V <sub>3</sub> =294,92

Таблица Г.1.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	44,76	2	62,05	3	92,41	2	199,22	7
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации	25,0	0	0	62,05	3	0	0	62,05	3
Бентонит	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	2238	3	4964	6	0	0	7202	9
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	297,87	12	297,87	12
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	620,5	25	3721	149	4341,5	174
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	0	0	893,04	36	893,04	36
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	124,1	2	0	0	124,1	2
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	620,5	4	7744	42	8364,5	46
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 л канистра	0	0	0	0	744,2	30	744,2	30
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор	20	0	0	0	0	744,2	38	744,2	38
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	33480	34	33480	34

## Приложение Д

### Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.1 – Гидравлическая программа 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, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	БУРЕНИЕ	0,428	0,051	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	38,7	0,47
<b>Под кондуктор</b>									
40	780	БУРЕНИЕ	0,33	0,046	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	7x6;8	113,2	3,58
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
780	2400	БУРЕНИЕ	0,758	0,095	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9x2;11x3	84,4	4,01
<b>Отбор керна</b>									
2345	2380	Отбор керна	0,89	0,095	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	49,8	2,18

Таблица Д.1.2 – Режимы работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	100	31,16	62,32
50	780	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	220	0,85	108	27,37	54,74
780	2400	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	252	0,85	80	17,41	34,82
2345	2380	Отбор керна	УНБТ-950	2	90	170	252	0,85	80	17,41	34,82

Таблица Д.1.3 – 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				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	39,5	10,5	0	18,9	0,1	10
50	780	БУРЕНИЕ	129,1	25,5	48,13	42,9	1,9	10
780	2400	БУРЕНИЕ	210,9	48,01	81,1	51,2	19,6	10
2345	2380	Отбор керна	92,56	16,2	0	33,0	33,36	10

## Приложение Е

### Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Е.1.1 - Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Томская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						На 1м	На весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление		490	0,08	0-50	50	0,026	1,3	0,484	1,524
Бурение под кондуктор		840	0,9	50-780	730	0,032	23,36	11,64	35,96
Бурение под эксплуатационную колонну		1800	0,95	780-2400	1620	0,036	58,35	32,45	87,53
Всего			1,93		2400		83,01		125,014
Крепление: —Кондуктора —Направления —ЭК				120,454					3,56 16,0 32,4

Продолжение таблицы Е.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
-направление			1						0,01
-кондуктор			20						0,27
- эксплуатационная			55						0,81
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной									
пробки (10 м):				40-50					1,84
-направление				770-780					2,12
-кондуктор									
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									
-кондуктор									
- эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,00
Прочие вспомогательные									7,65
работы, не учтенные в УНВ									
Всего на бурение скважины (без									221,804
учета норм времени на									
геофизические работы)									
Ремонтные работы (3,3 %)									7,31
Общее время на скважину									267,654

## Приложение Ж

### Сметный расчет на бурение скважины

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,07	9,67	1,63	139,82	3,97	142,16
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,39	1,63	21,53	3,97	23,87
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,07	1,93	1,63	29,3	3,97	31,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,56	-	-	0,07	0,52	1,63	9,17	3,97	11,51
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,7	1,63	254,49	3,97	256,83
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,07	1,99	1,63	30,14	3,97	32,48
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,07	0,48	1,63	8,58	3,97	10,92
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,17	1,63	1318,63	3,97	1320,97
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,63	854,92	3,97	857,26

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,07	1,12	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,63	248,25	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370	-	-	-	-	-	-	3,97	374,32
Содержание бурильных труб (до 100000 м), сут	23,22	-	-	0,07	1,62	1,63	24,85	3,97	27,19
Плата за колюченную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,72	1,63	140,52	3,97	142,86
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,07	7,05	1,63	102,47	3,97	104,81
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,07	2,37	1,63	35,55	3,97	12,87
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,37	1,63	35,55	3,97	37,89
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,02	1,63	102,03	3,97	104,37
Транспортировка вагон-дома с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-дома 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	18,62	1,63	170,92	3,97	173,26
Содержание станции ГТИ, сут.	14,92	-	-	0,07	1,64	1,63	16,55	3,97	18,89
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-



Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,37
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2261,34		9364		4585,45	
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
Ш 393,7М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
295,3 В 516 СМ.08	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 189,9 ВТ 613 Н	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,994		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2431		10111,88		9773,23		
Всего по сметному расчету, руб	30582								

## Приложение И

### Сметный расчет на крепление скважины

Таблица И.1 – сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатаци- онная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,24	0,73	5,5	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,7
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99

Продолжение таблицы И.1

Амортизация бурового оборудования при бурении, креп- лении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	108,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,335	0,73	6,5	1,47	13,08
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	23,3935	0,73	123,58	1,47	248,86
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	0,73	24,76	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БКМ-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295-320, шт	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-146/216-245, шт	18,7	-	-	-	-	47	935
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-146, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-102÷168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ППП-168	590,9	-	-	-	-	1	590
Головка цементировочная ГЦУ-245А	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146А	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			746,52		7203,26		10706,74

Продолжение таблицы И.1

Обсадные трубы 324x8,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,7, м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 146x7,0 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 146x6,5 м	23,67	-	-	-	-	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб		2573,2		25538		55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		3337,72		32741,26		66411,66	
Всего по сметному расчету, руб	103228,64						

Таблица И.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
Глава 2	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
Глава 3	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	30583
Крепление скважины	103229
<b>Итого по главе 3</b>	<b>133812</b>
Глава 4	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
Глава 5	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	36942
<b>Итого по главе 5</b>	<b>36942</b>
Глава 6	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>411887</b>

Продолжение таблицы И.2

<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	67549
<b>Итого по главе 7</b>	57549
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	35354
<b>Итого по главе 8</b>	38354
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23818
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15015
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9320
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	220
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
<b>Итого по главе 9</b>	53267
<b>Итого по главам 1-9</b>	571057
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1142
<b>Итого по главе 10</b>	1142
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	4620
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	28841
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28841
<b>Итого по главе 12</b>	28841
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	605660
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	123675772
НДС 20%	22 706 871
<b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента удорожания</b>	146382643