

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 2750 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН)</b>

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2750):622.323(470.57)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2750 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (республика башкотостан), с ожидаемым притоком <math>Q = 155,7 \text{ м}^3/\text{сутки}</math>.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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);</li> <li>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</li> <li>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>– Выбор буровой установки.</li> <li>– Применение щелевых насадок на цементно-пескосмесительных агрегатах</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-технический наряд</li> <li>2. Компоновка бурильной колонны</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;"><b>Раздел</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Романюк Вера Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p> </p>	<p> </p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общая и геологическая часть</li> <li>2. Технологическая часть</li> <li>3. Применение щелевидных насадок на цементно-пескосмесительных агрегатах</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol>
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p> </p>

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович		

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

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

Форма представления работы:

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович

<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»:**

1. <i>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>
2. <i>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>
3. <i>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:**

1. <i>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>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>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):**

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

**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	Золотарев Виталий Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович

<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 2750 метров на нефтяном месторождении (республика Башкортостан) 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>чения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</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>
---	--

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Золотарев Виталий Владимирович		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 68 страниц, 4 рисунка, 32 таблицы, 46 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 2750 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 2750 м (по вертикали).

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

В работе рассмотрен вопрос о применении целевидных насадков на цемента-пескосмесительные агрегаты.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц MicrosoftExcel, презентация представлена в программе MicrosoftOfficePowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW» (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;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементируочная.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>17</b>
<b>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>18</b>
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	18
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ) .....	19
1.3 ЗОНЫ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ .....	20
<b>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....</b>	<b>21</b>
2.1 ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ.....	21
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	21
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	22
2.2.3 Выбор интервалов цементирования .....	22
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	22
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	23
2.3 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ...	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	27
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	29
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	32
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	33
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок .....	33

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	34
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений .....	35
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине .....	36
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	37
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования .....	37
2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.....	37
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	38
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	40
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	40
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	40
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя.....	40
2.5 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	41

**3. ПРИМЕНЕНИЕ ЩЕЛЕВЫХ НАСАДОК НА ЦЕМЕНТО-ПЕСКОСМЕСИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТАХ ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.**

<b>4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>43</b>
4.1 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО АНК«БАШНЕФТЬ»(РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН) .....	43
4.1.1 Организационная структура управления предприятием .....	44
4.2 РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН .....	44
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	46
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	47
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	49

4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента..	49
4.2.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	49
4.2.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	51
4.2.7	<b>Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....</b>	<b>51</b>
4.2.8	<b>Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....</b>	<b>51</b>
4.3	ЛИНЕЙНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ .....	52
4.4	КОРРЕКТИРОВКА СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ....	53
4.4.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	53
<b>5</b>	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>56</b>
5.1	ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	56
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	58
5.2.	ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	61
5.3	БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ. ....	63
5.4	ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	63
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>64</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>66</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>69</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>76</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В .....</b>	<b>81</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....</b>	<b>85</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....</b>	<b>88</b>

<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....</b>	<b>91</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ К.....</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Л.....</b>	<b>100</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Добывающая нефть и газ играет важную роль в инфраструктуре страны. Но стоит отметить, что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий, дорогостоящий и сложный технологический процесс, который состоит из множества операций.

При бурении используется современное оборудование, которое сокращает время и затраты на строительство скважин. Также не стоит и забывать, что бурение скважин еще и взрывоопасный технологический процесс, поэтому при работе соблюдают тщательно все меры безопасности

Одним из эффективным средством разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. При бурении используется современное оборудование, которое значительно сокращает время на строительство скважины, уменьшает вредное влияние на насыщенный флюидом, пласт во время бурения, качественное крепление скважин и цементирования, значительно уменьшает их себестоимость, а это серьезная задача, к решению которой привлекаются крупные научно-исследовательские учреждения, также привлекаются молодые специалисты ведущих вузов страны. В научно-исследовательских центрах и предприятиях решают вопросы о более рациональном способе строительства скважин.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной вертикальной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологической, экономической и социальной. В специальной части работы рассматривается применение щелевидных насадок на цементно-пескосмесительные агрегаты.

# 10БЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2720–2730 метров представлен песчаником и глиной, плотностью 2,4 г/м<sup>3</sup>.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1–Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	МПа/м	МПа/м	МПа/м	МПа/м
1	2	3	4	5	6	7
P2 <sup>tat</sup>	45	200	0,01	0,001	0.0191	0.002
P2 <sup>kz</sup>	200	365	0,01	0,001	0.0191	0.002
P1 <sup>art-s</sup>	365	535	0,01	0,001	0.0191	0.002
C3	535	895	0,01	0,001	0.0191	0.002
C2 <sup>mc</sup>	895	1230	0,01	0,001	0.0191	0.002
C2 <sup>ks</sup>	1230	1330	0,01	0,001	0.0191	0.002
C2 <sup>vr</sup>	1330	1440	0,01	0,001	0.0191	0.002
C2 <sup>b</sup>	1440	1530	0,0106	0,001	0.0194	0.002

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
C1 <sup>s</sup>	1530	1700	0,01	0,001	0.0197	0.002
C1 <sup>tr</sup>	1700	1720	0,01	0,001	0.0197	0.002
C1 <sup>vn-mh</sup>	1720	1910	0,01	0,001	0.02	0.002
C1 <sup>bb</sup>	1910	1960	0,0107	0,001	0.0202	0.002
C1 <sup>t</sup>	1960	2060	0,01	0,001	0.0204	0.002
D3 <sup>zv</sup>	2060	2140	0,01	0,001	0.0206	0.002
D3 <sup>fm</sup>	2140	2630	0,011	0,001	0.0211	0.002
D3 <sup>dm</sup> - D3 <sup>sr</sup>	2630	2680	0,01	0,001	0.0212	0.002
D3 <sup>tm</sup>	2680	2700	0,01	0,001	0.0212	0.002
D3 <sup>ps</sup>	2700	2830	0,01	0,001	0.0213	0.002
Ar	2830	2850	0,011	0,001	0.0213	0.002

## 1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2–Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
<b>Водоносность</b>				
5	15	Терригенный-поровый	0,99	-
55	60	Терригенный-поровый	1,001	-
150	200	Карбонатный-трещинный	1,040	-
1428	1438	Терригенный-поровый	1,020	-
1552	1560	Карбонатный-трещинный	1,160	-
2142	2150	Терригенный-поровый	1,171	-
2168	2170	Карбонатный-трещинный	1,160	-
2784	2790	Карбонатный-трещинный	1,180	-
<b>Нефтеносность</b>				
1440	1460	Карбонатный-трещинный	0,746	5,8
1910	1920	Терригенный-поровый	0,801	125,7
1925	1945	Терригенный-поровый	0,801	125,7
1960	1980	Карбонатный-трещинный	0,778	5
2580	2610	Карбонатный-трещинный	0,706	5
2685	2695	Терригенный-поровый	0,750	3,5
2700	2710	Терригенный-поровый	0,803	155,7
2720	2730	Терригенный-поровый	0,803	155,7

Проектируется эксплуатация пласта D3<sup>ps</sup>

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	95	Осыпи и обвалы стенок скважины	
1330	1440		
1700	1720		
1845	1960		
2680	2830		
1440	1460	Нефтегазоводопроявления	
1910	1920		нефть
1925	1945		нефть
1960	1980		нефть
2580	2610		нефть
2685	2695		нефть
2700	2710		нефть
2720	2730		нефть
0	95	прихватоопасные зоны	Сальникообразование, прилипание к стенке скважины
1330	1440		Заклинка инструмента, сальникообразования
1700	1720		Заклинка инструмента, сальникообразования
1845	1960		Заклинка инструмента, сальникообразования
2680	2830		От перепада давления
100	150	поглощение бурового раствора	10-15 м <sup>3</sup> /ч
380	400		
1510	1530		
1555	1585		До полного
1605	1635		
1770	1820		10-15 м <sup>3</sup> /ч
2005	2015		
2080	2100		
2120	2140		
2140	2170		До полного
2240	2280		

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

## 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

## 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

### 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

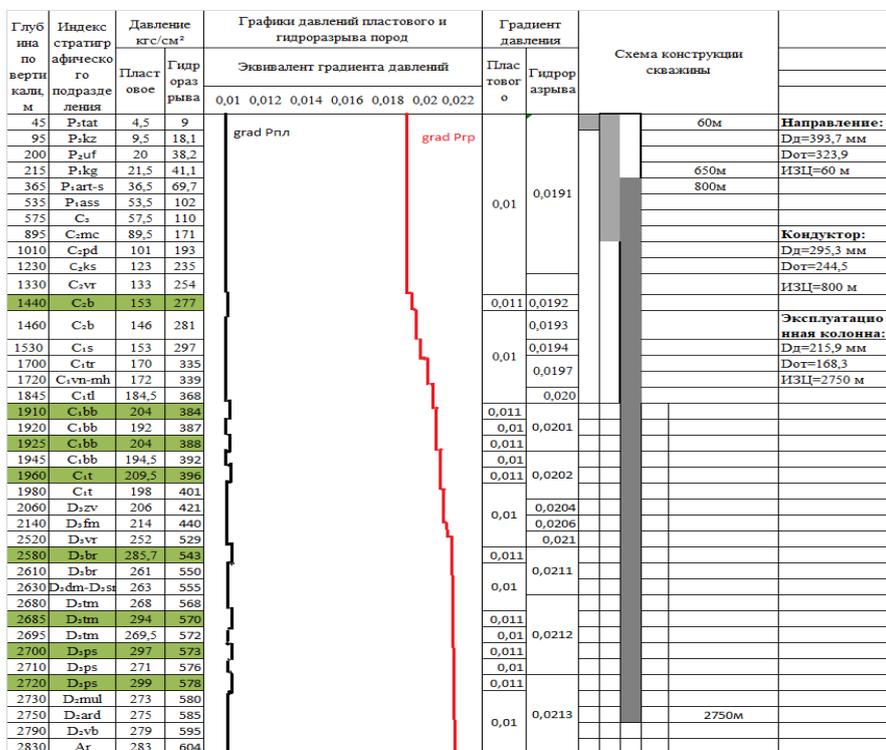


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

### **2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

1. Направление спускается на глубину 60м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50м (прил. 1) и с учетом величины перекрытия 10м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 800м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–800м, для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2750 м с учетом предотвратить интервалы несовместимые по условиям бурения.

### **2.2.3 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0–60м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–800м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650–2750м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

### **2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Диаметр под эксплуатационную колонну принимаем равным  $D_{\text{эк}} = 168,3$  мм.

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

## 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовибросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ :

$$P_{му} = 24,18 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1–35–168x245.**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–230/80x35.**

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-800	Кондуктор	Роторный с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2750	Эксплуатационная колонна	Роторный с применением ВЗД (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 строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну, так как они 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		0-60	60-800	800-2750
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 FD619SM	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	75/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4
Масса, кг		150	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-12
	Предельная	-	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), 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.

В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу.

$$G_I = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

Где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий;

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

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-800	800-2750
<b>Исходные данные</b>			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}, \text{ кг/см}^2$	3400	1315	10623
$D_d, \text{ см}$	39,37	26,99	18,89
$\eta$	1	1	1
$\delta, \text{ см}$	1,5	1,5	1,5

q, кН/мм	0,2	0,5	1
G <sub>пред</sub> , кН	420	100	80
<b>Результаты проектирования</b>			
G <sub>1</sub> , кН	100	33,7	16,5
G <sub>2</sub> , кН	78,74	135	189
G <sub>3</sub> , кН	336	80	64
G <sub>проект</sub> , кН	Вес инструмента	80	64

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 100кН. Ее выбор обусловлен расчетом из условия допустимых нагрузок на долото при строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

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

$D_d$  – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-800	800-2750
<b>Исходные данные</b>				
$V_l$ , м/с		2,8	1,5	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau$ , мс		6	-	-
$z$		24	-	-
$\alpha$		0,8	0,6	0,3
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_1$ , об/мин		135	162	173
$n_2$ , об/мин		271	-	-
$n_3$ , об/мин		657	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин		135	162	173

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому  $n_{проект}$  применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Расчет двигателя произведен по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу.

$$D_{зд} = (0,8-0,9)D_d, \quad (4)$$

где  $D_{зд}$  – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_d$  – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} + G_{ос}, \quad (5)$$

где  $M_p$  – момент необходимый для разрушения горной породы, Н\*м;

$M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н\*м;

$M_{уд}$  – удельный момент долота, Н\*м/кН;

$G_{ос}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_d, \quad (6)$$

где  $D_d$  – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 * D_d, \quad (7)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н\*м/кН;

$D_d$  – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8–Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-800	800-2750
<b>Исходные данные</b>				
D <sub>д</sub>	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		-	88,7	150
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>				
D <sub>зд</sub> , мм		-	233-265	172,72
M <sub>р</sub> , Н*м		-	3417	4027,58
M <sub>о</sub> , Н*м		-	147,5	107,95
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	37	27,41

Для интервала бурения подкондуктор 60–800 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 800–2750 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9– Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ДРУ – 240РС7/8	ДРУ – 172РС7/8
Интервал, м	60 – 800	800 – 2750
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	6,917	8,290
Вес, кг	1875	1225
Расход жидкости, л/с	37 – 75	20 – 40
Число оборотов, об/мин	85 – 150	85 – 180
Максимальный рабочий	9 – 12	10 – 15

<b>момент, кН*м</b>		
<b>Мощность двигателя, кВт</b>	6 – 140	60 – 200

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1 – Б.2 приложение Б.

### **2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1 – В.5 приложения В.

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

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

–интервал бурения 0–60 м под направления – бентонитовый буровой раствор.

–интервал бурения 60–800 м подкондуктор–Ингибирующий буровой раствор.

–интервал бурения 800–2750 м под эксплуатационную колонну – Полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность/с м <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	60	1,18(±0,03)	30-60	-	-	-	-	-	-
Ингибирующий	60	800	1,18(±0,03)	40-60	18	45	10-30/25-50	<10	8-9	< 2
Полимерный (инкапсулированный)	800	2750	1,13(±0,03)	25-30	20	35	10-25/15-30	<6	8-9	< 1

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	60	Бентонитового раствора Глинопорошок, сода каустическая, НТФ
Ингибирующий	60	800	Глинопорошок, ТехноSOAP P, Сода кальцинированная, Сода каустическая, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, Пеногаситель Пента-465.
Полимерный (инкапсулированный)	800	2750	Полиакриат натрия «Seurvey» марки FL, праестол 2540н, биополимер XanthanGUM, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, карбонат кальция, БСР.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя.

Состав и концентрация кольматационной пачки:

1. Буровой раствор
2. ПАЦВВ–5 кг/м<sup>3</sup>
3. CaCO<sub>3</sub> 5–60 кг/м<sup>3</sup>
4. CaCO<sub>3</sub> 50 – 60 кг/м<sup>3</sup>
5. CaCO<sub>3</sub> 150–60 кг/м<sup>3</sup>
6. NUTSHELLMEDIUM –30 кг/м<sup>3</sup>
7. NUTSHELLCOARSE– 30 кг/м<sup>3</sup>
8. CF-1 (торф) –20 кг/м<sup>3</sup>

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

– эффективную очистку забоя скважины от шлама;

- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины-представлены в таблицах Д.1 – Д.3 приложения Д.

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2720 – 2730 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2710 – 2740 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения пяти запланированных интервалов.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 12.

Таблица 12– Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
PDC-215,9/100 В 613 SM MC,C	215,9	100	3-117	32

Характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное 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-172/100 Кембрии	172	14 (3)	100	14315	3-133	3-117	1480

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – 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
2710 - 2740	УКР-172/100 Кембрии	2-6	60-90	16-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	863	глубина скважины, м	2750

Высота столба буферной жидкости $h_1, м$	650	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, м$	1410
Высота цементного ста- кана $h_{ст}, м$	10	динамический уровень скважи- ны $h_d, м$	1930

### 2.4.1.2 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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_v$  – 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 снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

3. режимы бурения при отборе керна

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

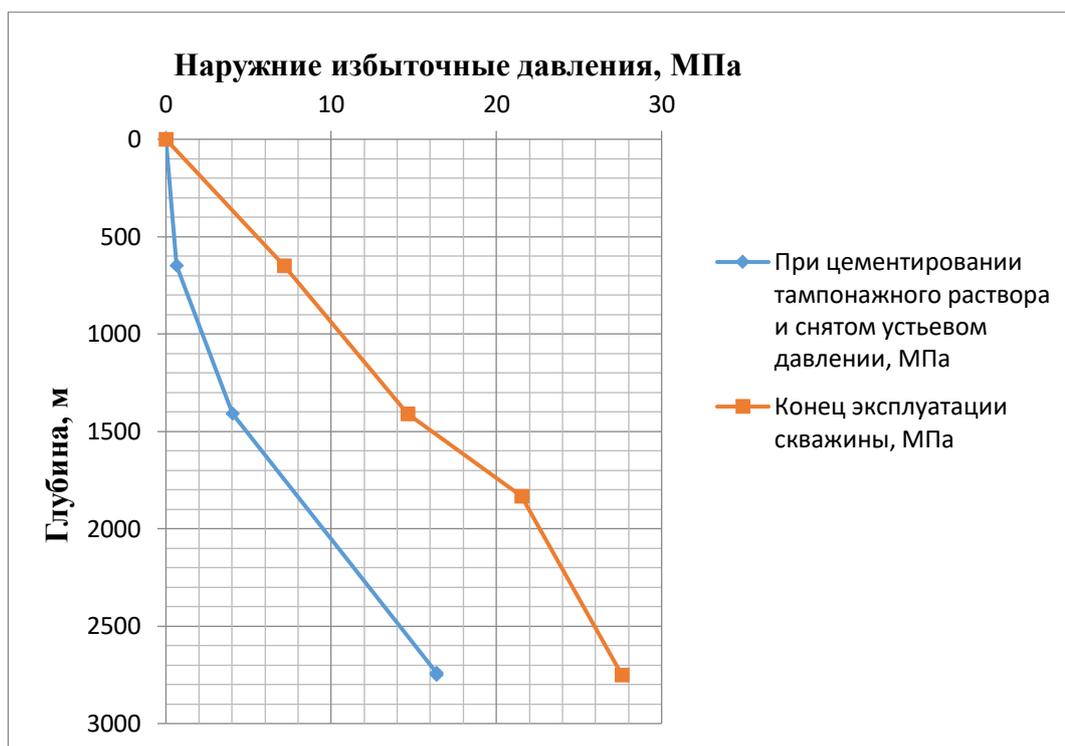


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 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.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

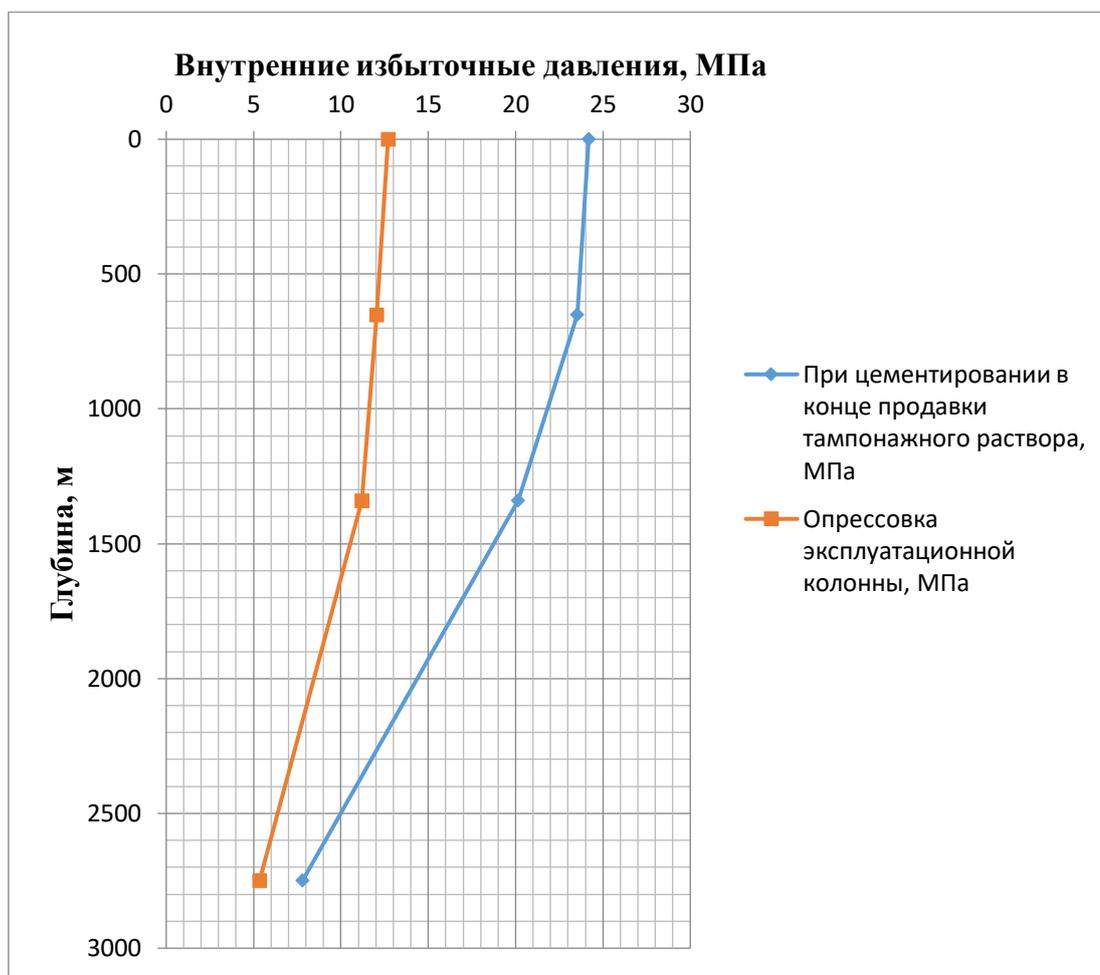


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Расчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,25	4111	4111,2	0 – 60

Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	47,2	37760	37760	0 – 800
Эксплуатационная колонна								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	10,6	1360	41,4	56304	56304	2750 – 1390
2	ОТТМ	Д	8,9	1390	35,4	49206	105510	1390 - 0

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,  $P_{гс\ кп} = 41,23$  МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,  $P_{гд\ кп} = 0.19$  МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 58,04$  МПа.

Производим сравнения давлений  $41,23 \text{ МПа} \leq 56,7 \text{ МПа}$ .

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 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 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т
Буферная	7,6	1150	-	МБП-СМ	527,2	-	-
	1,8			МБП-МВ	28,2	-	-
Облегченный тампонажный раствор	22,82	1500	16	-	-	ПЦТ - III - Об 5-100	22
Тампонажный раствор нормальной плотности	35,84	1900	30,7	-	-	ПЦТ - I – 100	35
Продавочная жидкость	47,8	1000	-	-	-	-	-

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

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

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

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

$$P_{цг} = 24,18 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 30,22 \text{ МПа}.$$

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:

$$m = G_{сух} / G_б, \quad (11)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 2$  машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 3$  машины типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 4.

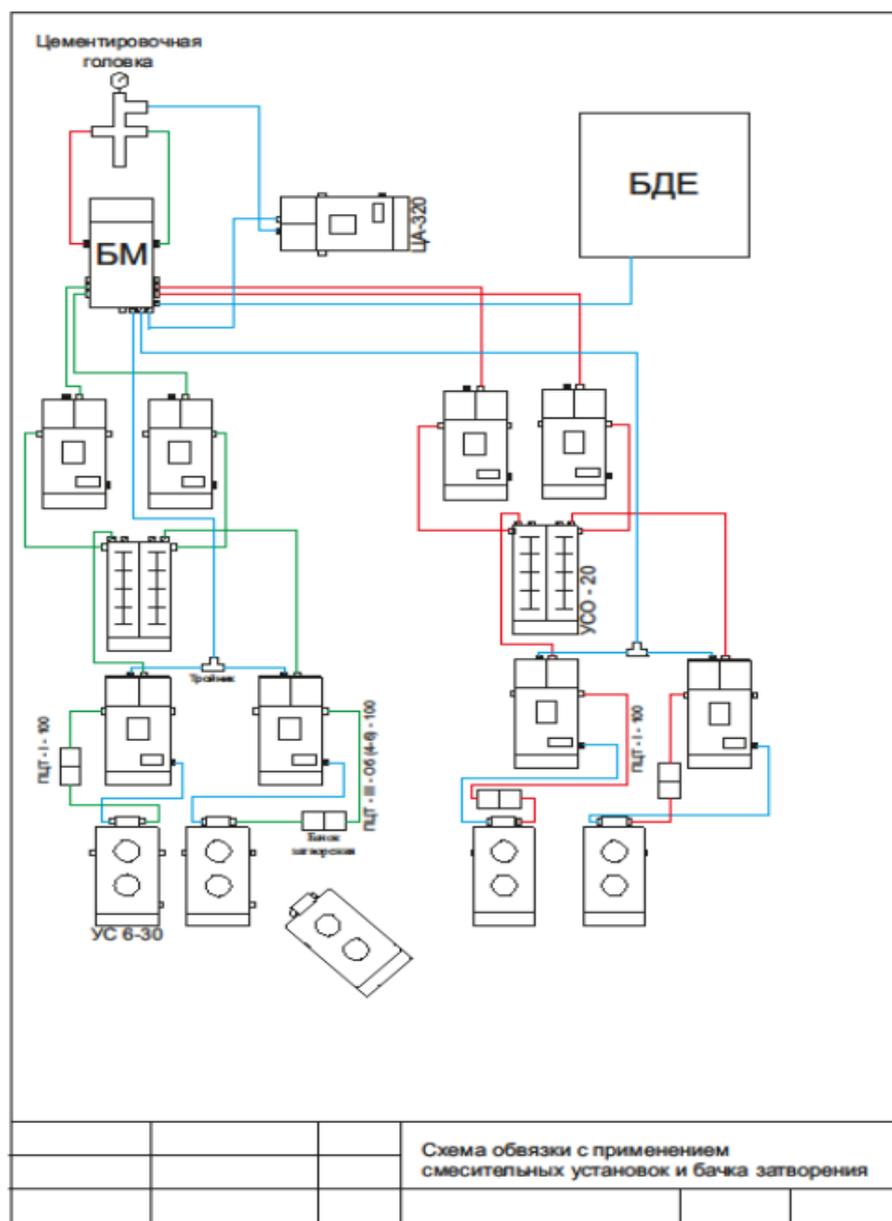


Рисунок 4 – Схема обвязки с применением смесительных установок и бачка затворения

## 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D <sub>усл</sub> =324мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОДМ -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393(3)
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =245мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295(23)
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =168мм	БКМ-168 ОТТМ	ЦКОДМ -168 ОТТМ	ПРП-Ц-168	ЦЦ-168\216(48)

## 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вто- ричного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне НКТ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 10 м, глубина 2720 – 2730м.

Результаты выбора перфорационной системы ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 приведены представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты выбора перфорационной системы ЗПКТ105Н-ТВ-СП2

Мощность перфо- рируемого объек- та, м	Способ спус- ка перфорато- ра	Вид пер- форации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфора- ции, отв/1 м	Количество спусков пер- форатора	
2720-2730	10	НКТ	Кумуля- тивная	114/140	16	1

### 2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 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-116 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86;3-102

### 2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где  $G_{кр}$  – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$  – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$  – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$  – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{\text{пр}} = k \cdot Q_{\text{мах}}, \quad (15)$$

где  $k$  – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ( $k = 1,3$ );

$Q_{\text{мах}}$  – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку 3Д86-2

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки предствалены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка галевой системы
3Д86-2		320	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	109,2	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{бк}} \geq 0,6$	2,93
Максимальный вес обсадной колонны	161,8	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{об}} \geq 0,9$	1,97
веса колонны при прихвате	210.34	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1,0$	1,52

### 3. Применение щелевидных насадков на цементно-пескосмесительные агрегаты

Определение, применение, методы установки рассмотрены в приложении Ж.

## **4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **4.1 Основные направления деятельности ПАО «АНК «Башнефть»**

ПАО «АНК «Башнефть» российская вертикально-интегрированная нефтяная компания. Появлению «Башнефти» способствовало развитие нефтяной промышленности в Башкирии, началом которого стало открытие 16 мая 1932 года под руководством инженера-геолога Алексея Блохина Ишимбайского нефтяного месторождения на территории современного города Ишимбая.

«Башнефть» создана в 1946 году на базе «Башнефтехимкомбината». В состав объединения вошли тресты «Ишимбайнефть» (самый первый), «Туймазанефть», «Башнефтеразведка», «Башнефтестрой», Ишимбайский машиностроительный завод и завод «Красный пролетарий», «Башнефтепроект» и «Баштехснабнефть».

В 1954 году объединение вышло на первое место в СССР среди нефтедобывающих объединений.

В 1975 году переименована в Производственное объединение «Башнефть», с 1995 года — открытое акционерное общество.

Компания ведёт добычу нефти на территории Башкортостана, Татарстана, Оренбургской области из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области (всего свыше 160 месторождений). Также компания добывает нефть на четырёх лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе. На конец 2009 года доказанные запасы компании по категории 1Р составляли 1,3 млрд баррелей (177,4 млн т) нефти, а с учетом вероятных и возможных — 2,1 млрд баррелей (286,5 млн т).

«Башнефти» принадлежит три нефтеперерабатывающих завода мощностью 24,07 млн т в год («Уфанефтехим», Уфимский нефтеперерабатывающий завод и «Новойл», сегодня объединенные в один филиал «Башнефть-Уфанефтехим»), а также нефтехимический комбинат «Уфаоргсинтез». По данным за первый квартал 2010 года «Башнефть» являлась отраслевым лидером по глубине переработки нефти на своих предприятиях — 84,8 %, при среднероссийском показателе — 72,5 %.

За сбыт продукции компании ответственны собственные нефтебазы, расположенные на территории Башкортостана, Удмуртии и Оренбургской области, 460 собственных АЗС (принадлежат дочерней ООО «Башнефть-Розница») и более 160 сторонних АЗС, работающих на условиях франчайзинга и джоберских соглашений.

По оценке замдиректора аналитического департамента компании «Альпари» Анны Кокоревой, к 2016 году «Башнефть» контролировала 7 процентов

общероссийской переработки нефти, 4 процента добычи и 12 процентов российского рынка бензина.

#### 4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ПАО «АНК «Башнефть».

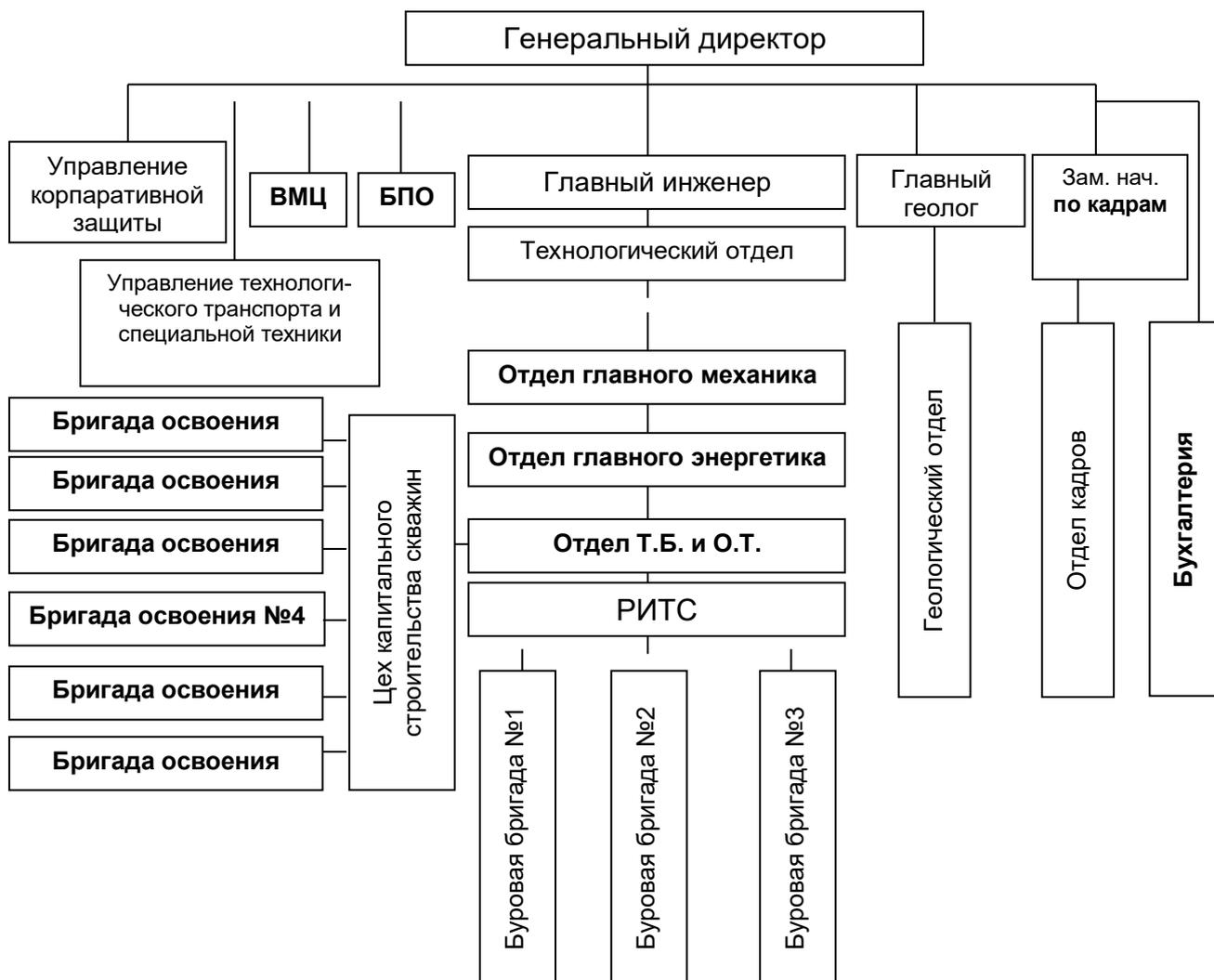


Рисунок 5– Организационная структура ПАО «АНК «Башнефть»

#### 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22- Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2750
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
–подкондуктор, эксплуатационную колонну	Роторный совместно с ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d323,9 мм на глубину 60 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 800 м
– эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2750 м
Буровая установка	БУ-3Д86-2
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
–тип и количество, шт.	УНБТ-950 2шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 60м	82
– в интервале 60 – 800м	36,74
– в интервале 800 – 2750м	19,20
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203 – 29м, 178 – 36м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 0 – 60м	
– в интервале 60 – 800м	ДРУ-240РС.7/8.49
– в интервале 800 – 2750м	ДРУ-178РС.7/8.50
– при отборе керна	УКР-172/100 Кембри
Бурильные трубы: длина свечей, м	36
– в интервале 0 – 60м	127'10
– в интервале 60 – 800м	127'10
– в интервале 800 – 2750м	127'10
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0 – 60м	Ш 393,7М-ЦВ
– в интервале 60 – 800м	БИТ 295,3 FD 619 SM
– в интервале 800 – 2750м	БИТ 215,9 ВТ 613

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки долота представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормы механического бурения

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	60	60	0,027	470
2	60	800	800	0,027	820
3	800	2750	1950	0,037	1300

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

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 24.

Таблица 24– Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
890	0,027	21,6
2050	0,037	72,15
<b>Итого</b>		<b>95,37</b>

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

$$n = H / П, \quad (17)$$

где  $H$  – количество метров в интервале;

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

Для всех интервалов расчет производится по формуле и результаты рас-

чета сводятся в таблицу 25.

Таблица 25– Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
60	470	0,13
800	820	0,98
2750	1300	2,12
<b>Итого на скважину</b>		<b>3,23</b>

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта ВЗД;
- 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:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где П – длина интервала, м;

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26.

Таблица 26 – 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 – 60	393,7	470	11	24	0-60	0,0112	0,672
II	60 – 800	295,3	820	12	32	60 – 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 – 800	0,0157	1,57
ИТОГО								13,59
III	800 – 2750	215,9	1300	12	32	950 – 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	0,0231	2,31
						1500 – 1600	0,0238	2,38
						1600 – 1700	0,0244	2,44
						1700 – 1800	0,0247	2,47
						1800 – 1900	0,0250	2,5
						1900 – 2000	0,0253	2,53
						2000 – 2100	0,0254	2,54
						2200 – 2300	0,0256	2,56
						2300 – 2400	0,0264	2,64
						2400 – 2500	0,0276	2,76
2500 – 2600	0,0288	2,88						
2600 – 2700	0,0300	3						
2700 – 2750	0,0312	1,56						
Итого								41,34
Всего								55,6

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

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

кондуктор – 26 минуты;

эксплуатационная колонна – 64 минут;

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

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 6 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч,

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

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

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

– герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировки кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (14 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (20)$$

Для направления:

$$L_T = 800 - 15 = 785 \text{ м}$$

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

$$N = L_T / l_c, \quad (21)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

$$N = 785 / 36 = 21,80 \approx 22 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 22 \cdot 2 + 5 = 49 \text{ минут}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 60 минуты.

#### **4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

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

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

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

#### **4.2.8 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.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 231,26 часов или 9,63 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $231,26 \times 0,066 = 15,26$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$231,26 + 15,26 + 25 = 271,52 \text{ ч} = 11,31 \text{ суток.}$$

Нормативная карта наклонно – направленной скважины представлена в таблице К.1 приложения К.

### 4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 27:

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 28.

Условные обозначения к таблице 28:

-  Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания;

Таблица 28- Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

#### 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

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

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 231,26 \cdot 1,07 = 247,44 \quad (22)$$

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

$k$  – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми 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. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 29– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,62	2,37	0,09
кондуктор	21,6	30,23	1,25
эксплуатационная колонна	72,15	90,16	3,75
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
Итого	149,33	180,48	7,48

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

#### 4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (24)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2750 / 95,37 = 28,83 \text{ м/час}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (25)$$

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

$$V_p = 2750 / (95,37 + 55,6) = 32,57 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (26)$$

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

$$V_K = 2750 \cdot 720 / 149,33 = 13259 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/n, \quad (27)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_d = 2750/3,23 = 851,39 \text{ м}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n)/H, \quad (28)$$

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

$P_n$  – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488)/2750 = 54600 \text{ рублей}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2750
Продолжительность бурения, сут.	6,22
Механическая скорость, м/ч	28,83
Рейсовая скорость, м/ч	32,57
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	13259
Проходка на долото, м	851,39
Стоимость одного метра	54600

## **5.СОЦИАЛЬНАЯОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2750 метров на нефтяном месторождении (Республика Башкортостан). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадные 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, 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.

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 31.

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 тампонирования.</p> <p>3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</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 (производственная санитария)**

### **Превышение уровней вибрации**

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 виброручкавицы, 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. Суще-

ствуется 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 противэнцефалитным 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, полаты 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 сточных 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.

## 5.2. Экологическая безопасность

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

Таблица 32 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению.

Таблица 32– Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	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.
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки.	Засыпка создаваемых неровностей.
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением.	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушный бассейн	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 бу-

ровых 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 специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка 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 – озеленение.

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

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде. ЧС могут носить следующий характер: 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. 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 (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), 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

В данной выпускной квалификационной работе представлены литолого-стратиграфические характеристики района работ. Также представлены геологический разрез скважины, места возможных осложнений, прихватов, обвалов, поглощений бурового раствора, нефтеводонасыщенности.

В технологической части произведен расчет конструкции скважины, определение профиля скважины и глубины. Выбор интервалов цементирования, расчет диаметров обсадных колонн и их число. Выбор породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, способа бурения, обвязки устья скважины, компоновки низа буровой колонны. Обоснования компонентного состава промывочных жидкостей, а также выбрана буровая установка способ освоения скважины согласно расчетных данных.

Специальной части представлен вопрос о улучшение применения щелевидных насадков над цилиндрическими.

Рассмотрены вопросы охраны труда и промышленной безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
9. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
10. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиных В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
11. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
12. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов.– Тюмень 2010.
13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб.для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
14. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005– 75 с.
15. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра– Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
17. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
18. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.

19. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
20. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
21. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
22. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
23. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
24. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
25. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.– 450 с.
26. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник /Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
28. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
31. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.
32. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
33. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
34. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
35. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
36. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под

ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

37. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.

38. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, ТПУ.

39. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность».– Томск, ТПУ.

40. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины».– Томск, ТПУ.

41. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки».– Томск, ТПУ.

42. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет натяжения эксплуатационной колонны».– Томск, ТПУ.

43. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.

44. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

45. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.

46. [www.sibserv.com](http://www.sibserv.com)

## Приложение А

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

Глубина залегания, м				Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пластов по по-		Линейный коэффициент кавернозности	
по вертикали		по стволу			гол	азимут		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	название	индекс			
1	2	3	4	5	6	7	8	
0	45	0	45	Кайнозойская группа	KZ	До 2,5	См. примечание	1,5
0	45	0	45	Четвертичная, неогеновая системы	Q, N	-	-	-
45	2830	45	2840	Палеозойская группа	PZ	-	-	-
45	575	45	575	Пермская система	P	-	-	-
45	215	45	215	Верхний отдел	P <sub>2</sub>	-	-	-
45	95	45	95	Татарский ярус	P <sub>2</sub> <sup>tat</sup>	-	-	-
95	150	95	150	Верхнеказанский ярус	P <sub>2</sub> <sup>kz2</sup>	-	-	-
50	200	150	200	Нижнеказанский ярус	P <sub>2</sub> <sup>kz1</sup>	-	-	-
200	215	200	215	Уфимский ярус	P <sub>2</sub> <sup>uf</sup>	-	-	-
215	575	215	575	Нижний отдел	P <sub>1</sub>	-	-	-
215	365	215	365	Кунгурский ярус		-	-	-
365	535	365	535	Артинский, сакмарский ярусы	P <sub>2</sub> <sup>art-s</sup>	-	-	-
535	575	535	575	Ассельский ярус	P <sub>1</sub> <sup>ass</sup>	-	-	-
575	2060	575	2069	Каменноугольная система	C	-	-	-
575	895	575	895	Верхний отдел	C <sub>3</sub>	-	-	-
895	1530	895	1537	Средний отдел	C <sub>2</sub>	-	-	1,3
895	1440	895	1446	Московский ярус	C <sub>2</sub> <sup>m</sup>	-	-	-
895	1010	895	1010	Мячковский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	-	-	-
1010	1230	1010	1234	Подольский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>pu</sup>	-	-	-
1230	1330	1234	1335	Каширский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	-	-	-
1330	1440	1335	1446	Верейский горизонт	C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	-	-	-
1440	1530	1446	1537	Башкирский ярус	C <sub>2</sub> <sup>b</sup>	-	-	-

Продолжение таблицы Таблица А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1530	2060	1537	2069	Нижний отдел	C1	До 2,5 <sup>o</sup>	1,3
1530	1700	1537	1708	Серпуховский ярус	C1 <sup>s</sup>	-	См. примечание
1700	1720	1708	1728	Тарусский горизонт	C1 <sup>tr</sup>	-	-
1720	1960	1728	1969	Визейский ярус	C1 <sup>v</sup>	-	-
1720	1910	1728	1918	Окский надгоризонт	C1 <sup>ok</sup>	-	-
1720	1845	1728	1853	Веневский, михайловский, алексинский горизонты	C1 <sup>vn-mh- al</sup>	-	-
1845	1910	1853	1918	Тульский горизонт	C1 <sup>tl</sup>	-	-
1910	1960	1918	1969	Бобриковский горизонт	-	-	-
1960	2060	1969	2069	Турнейский ярус	C1 <sup>t</sup>	-	-
2060	2800	2069	2809	Девонская система	D	-	-
2060	2730	2069	2740	Верхний отдел	D3	-	-
2060	2140	2069	2150	Заволжский надгоризонт	D3 <sup>zv</sup>	-	-
2140	2520	2150	2530	Фаменский ярус	D3 <sup>fm</sup>	-	-
2520	2730	2530	2740	Франский ярус	D3 <sup>fr</sup>	-	-
2520	2580	2530	2590	Воронежский горизонт	D3 <sup>vr</sup>	-	-
2580	2630	2590	2640	Бурегский горизонт	D3 <sup>br</sup>	-	-
2630	2680	2640	2690	Доманиковский, саргавский горизонты	D3 <sup>dm</sup>	-	-
2680	2700	2690	2710	Гиманский горизонт	D3 <sup>tm</sup>	-	-
2700	2730	2710	2740	Пашийский горизонт	D3 <sup>ps</sup>	-	-
2730	2830	2740	2840	Средний отдел	D2	-	-
2730	2830	2740	2840	Живетский ярус	D2 <sup>gv</sup>	-	-
2730	2750	2740	2760	Муллинский горизонт	D2 <sup>mul</sup>	-	-
2750	2790	2760	2800	Ардатовский горизонт	D2 <sup>ard</sup>	-	-
2790	2830	2800	2840	Воробьевский горизонт	D2 <sup>vb</sup>	-	-
2830	2850	2840	2860	Архей	AR	-	-

Таблица А.2 –Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	До (низ)	краткое назва- ние	В ин- терва- ле	
1	2	3	4	5	6
kz	0	45			
Q, N	0	45	Глины Суглинки пески	15 45 40	Глины, суглинки, пески
pz	45	2830			
P	45	575			
P2	45	215			
P2 <sup>int</sup>	45	95	Глины Алевролиты песчаники Доломиты Ангидриты Гипсы Известня-	0 0 10 10 10	Глины, алевролиты, песчаники, доломиты, ангидриты, гипсы, известняки
P2 <sup>kz2</sup>		50	Глины Алевролиты песчаники Доломиты Ангидриты Гипсы Известня-	5 10 10 10	Глины коричневато красные, известкови- стые с прослоя- ми плотных алевролитов, мергелей, из- вестняков и песчаников
P2 <sup>kzi</sup>	150	200	Глины Алевролиты песчаники Доломиты Ангидриты Гипсы Известннки	55 10 10 10	
P2 <sup>uf</sup>	200	215	Известннки Глины Доломиты	30 30 40	
P1	215	575			
P1 <sup>kg</sup>	215	365	Ангидриты Доломиты Каменная соль	10 10 80	Доломиты серые, ангидриты, каменная соль
P1 <sup>art-s</sup>	365	535	Доломиты Известняки	40 60	Доломиты и известняки серые, гипсы
P1 <sup>ass</sup>	535	575	Доломиты Известняки	40 60	Доломиты и известняки серые, гипсы
C	575	2060			

Продолжение таблицы таблицы А.2

1	2	3	4		6
Cз	75	895	Доломиты Известняки Ангидриты Мергели	50 30 10 10	Известняки и доломиты серые и светло-серые. Редко прослой ангидритов, мергелей
C2	895	1530			
C2 <sup>m</sup>	895	1440			
tc <sup>c2</sup>	895	1010	Известняки Доломиты	50 50	Известняки серые и светло-серые участками окремнелые и доломитизированные, доломиты желтовато - серые, слабо известковистые
	1010	1230	Известняки Доломиты	50 50	
ks <sup>c2</sup>	1230	1330	Известняки	100	Известняки серые, светло - серые
vr	1330	1440	Г лины Алевролиты Песчаники	70 20 10	Песчаники, алевролиты и глины темно - серые
C2 <sup>b</sup>	1440	1530	Известняки Доломиты	60 40	Известняки светло - серые, мелко зернистые. Доломиты перекристаллизованные
C1	1530	2060			
C1 <sup>s</sup>	1530	1700	Известняки	100	Известняки органогенно-обломочные
C1tr	1700	1720	Г лины Доломиты	50 50	Глины, доломиты
C1 <sup>v</sup>	1720	1960			
C1 <sup>ok</sup>	1720	1910			
C1vn-mh-al	1720	1845	Известняки	100	Известняки серые
C1 <sup>tl</sup>	1845	1910	Известняки Г лины	80 20	Известняки серые и темно - серые, глинистые, местами окремнелые, с прослоями глин черных.
C1 <sup>bb</sup>	1910	1960	Песчаники Алевролиты Г лины	50 25 25	Песчаники светло желтовато - серые, неравномерно зернистые, с прослоями глин темно - серых и алевролитов серых
C1 <sup>t</sup>	1960	2060	Известняки Доломиты	50 50	Известняки серые и темно - серые доломиты светло бурые, серые кристаллические
D	2060	2800			
D3	2060	2730			
D3 <sup>zv</sup>	2060	2140	Известняки Доломиты	50 50	Известняки серые и темно - серые доломиты светло бурые, серые кристаллические
Df	2140	2520	Известняки Доломиты	50 50	
D3 <sup>vr</sup>	2520	2580	Известняки Доломиты	50 50	
D7	2580	2630	Известняки Доломиты	50 50	

Продолжение таблицы А.2

1			4		6
D3 <sup>dm-sr</sup>	2630	2680	Известняки	50	
			Доломиты	50	
D3 <sup>un</sup>	2680	2700	Глины	40	Переслаивание песчаников, алевролитов, глин.
			Песчаники	20	
			Алевролиты	20	
D3 <sup>ps</sup>	2700	2730	Песчаники	70	Песчаники светло-серые, кварцевые, тонко и мелкозернистые, пористые, с прослоями глин
			Глины	30	
D2	730	830			
D2 <sup>sv</sup>	730	830			
D2 <sup>mul</sup>	2730	2750	Глины	100	Глины
D2 <sup>ard</sup>	2750	2790	Глины	40	Переслаивание глин, алевролитов, песчаников
			Алевролиты	30	
			Песчаники	30	
D2 <sup>vb</sup>	2790	2830	Алевролиты	10	Переслаивание глин, алевролитов, песчаников, известняков
			Известняки	10	
			Глины	40	
			Песчаники	20	
Ar	2830	2850	Биотитовые гранито- гнейсы	100	Гранито-гнейсы

Таблица А.3–Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость л/л-15 2 10 м	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промисловой квалификации (мягкая, средняя и т.д.)	Категория пород по буримости	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/м	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	От (верх)	до (низ)																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Q, N	0	45	Суглинки	2,23	20	90	10-90	1,5	0,5-5	1,5	70-80	2	3	Рыхлые, сыпучие и плавучие	II	0,3	0,2	2
			Глины	1,3	20	90	10-90	10	0,5-5	2,5	25-45	2	6-7			0,4	0,1	2
			Пески	2,0	-	250 750	10	5	0,5-5	1,5	55	1	5			0,3	0,15	1
Pa'''	45	95	Глины	2,3	20	90	90	10	0,5-1	4	25-45	2	2	Мягкие	I	0,4	0,1	2
			Алевриты	2,3	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	-	-	0,3	0,1	1,1
			Песчаники	2,10	10 20	250	10-15	5	0,5 1,0	1,5	78-100	2	8	-	-	0,3	0,15	1,1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,5	1
			Ангидриты	2,12	0-3	5-25	10	75-80	1-3	2	150	1	1	-	-	0,44	0,13	1,1
			Гипсы	1,2	4-10	0,1 1,5	10-15	10-12	1-3	2,5	30-70	1	3	Малой твердости	-	0,2	0,1	1-1,5
			Известняки	2,4	5	5-25	2	80-90	0,5-1	3	50-300	1	3,5	-	-	0,2	0,5	1
Pz2'2	95	150	Глины	2,3	20	90	90	10	0,5-1	4	25-45	2	2	Мягкие	-	0,4	0,1	2
			Алевриты	2,3	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	-	-	0,3	0,1	1,1
			Песчаники	2,10	10 20	250	10-15	5	0,5 1,0	1,5	78-100	2	8	-	-	0,3	0,15	1,1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней-твердости	-	0,2	0,5	1
			Ангидриты	2,12	0-3	5-25	10	75-80	1-3	2	150	1	1	-	-	0,44	0,13	1,1

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
2	KZZ	95	150	Г ипсы	1,2	4-10	0,1 1,5	10-15	10-12	1-3	2,5	30-70	1	3	Малой твердости	-	0,2	0,1	1-1,5	
				Известняки	2,4	5	5-25	2	80-90	0,5-1	3	50-300	1	3,5	-	-	-	0,2	0,5	1
2	JL KZL	150	200	Г лины	2,3	20	90	90	10	0,5-1	4	25-45	2	2	Мягкие	-	0,4	0,1	2	
				Алевролиты	2,3	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	-	-	-	0,3	0,1	1,1
				Песчаники	2,10	10-20	250	10-15	5	0,5-1,0	1,5	78-100	2	8	-	-	-	0,3	0,15	1,1
				Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	-	0,2	0,5	1
				Ангидриты	2,12	0-3	5-25	10	75-80	1-3	2	150	1	1	-	-	-	0,44	0,13	1,1
				Г ипсы	1,2	4-10	0,1 1,5	10-15	10-12	1-3	2,5	30-70	1	3	Малой твердости	-	-	0,2	0,1	1-1,5
				Известняки	2,4	5	5-25	2	80-90	0,5-1	3	50-300	1	3,5	-	-	-	0,2	0,5	1
D	Uz	200	215	Известняки	2,4	5	5-25	2	80-90	0,5-1	3	50-300	1	3,5	-	-	0,2	0,5	1	
				Г лины	2,3	20	90	90	10	0,5-1	4	25-45	2	2	Мягкие	-	-	0,4	0,1	2
				Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	-	0,2	0,5	1
	215	365	Ангидриты	2,12	0-3	5-25	10	75-80	1-3	2	150	1	1	-	-	0,44	0,13	1,1		
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	-	-	0,2	0,5	1		
			Кам. соль	2,0	0	0	5	0	100	1	150	1	1	Малой твердости	-	0,44	0,3 1,0	1,1		
F	part-s	365	535	Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,2	1	
				Известняки	2,6	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	-	-	0,18	0,2		
ass	35	75	Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,2	1		
			Известняки	2,6	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	-	-	0,18	0,2	1		

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сз	575	895	Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	I	0,2	0,2	1
			Известняки	2,6	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	Средней твердости	-	0,18	0,2	1
			Ангидриты	2,12	0-3	5-25	10	75-80	1-3	2	150	1	1	Средней твердости	-	0,44	0,13	1,1
			Мергели	2,1	-	-	10-50	10	0,5-1	3	72	2	1,5	Мягкие	-	0,15	0,3	1,2
С <sub>2тс</sub>	895	1010	Известняки	2,62	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,5	1
	1010	1230	Известняки	2,62	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,5	1
С <sub>2</sub> г 2	1230	1330	Известняки	2,62	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	III	0,44	0,1	2
			Алевриты	2,3	10-20	5-25	-	75	1-3	4	25-45	2	3-4	-	-	0,4	0,1	1,1
С <sub>2</sub> <sup>р</sup>	1440	1530	Известняки	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Средней твердости	-	0,44	0,1	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,2	1
С <sub>1</sub> <sup>с</sup>	1530	1700	Известняки	2,6	6-10	25	2-5	95	1,5-2	1,2-2,5	160	1	3	Средней твердости	-	0,23	0,2	1
С <sub>1</sub> <sup>т</sup>	1700	1720	Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	-	0,44	0,1	2
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3	Средней твердости	-	0,2	0,2	1
С <sub>1</sub> <sup>л</sup>	1720	1845	Известняки	2,65	6-8	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
С <sub>1</sub> <sup>л1</sup>	1845	910	Известняки	2,65	6-8	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	-	VI	0,21	0,2	1
			Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	III	0,44	0,1	2

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
bb C1	1910	1960	Песчаники	2,35	12	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	Мягкие	III	0,31	0,15	1,1
			Алевролиты	2,3	10-20	5-25	-	75	1-3	4	25-45	2	3-4	-	-	0,4	0,1	1,1
			Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	-	-	0,44	0,1	2
C1 <sup>r</sup>	2115	2145	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1		Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
B3 <sup>TM</sup>	2060	2140	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
	2140	2520	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	V	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
D3 <sup>VI</sup>	2520	2580	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
~D3 <sup>bb</sup>	2580	2630	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
D3 <sup>msr</sup> D3	2630	2680	Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Доломиты	2,65	2-6	0,2	0-2	90-92	1-3	1,5-2	150	1	3		-	0,2	0,2	1
D3 <sup>III</sup>	2680	2700	Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	-	0,44	0,1	2
			Песчаники	2,35	12	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	-	-	0,31	0,15	1,1
			Алевролиты	2,3	10-20	5-25		75	1-3	4	25-45	2	3-4	-	-	0,4	0,1	1,1
D3 <sup>PS</sup>	2700	730	Песчаники	2,35	12	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	-	-	0,31	0,15	1,1
			Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	-	-	0,44	0,1	1,8
1-4 mul D2	2730	2750	Г лины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	-	-	0,44	0,1	1,8

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2750	2790	Глины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	V	0,44	0,1	1,8
			Алевриты	2,3	10-20	5-25	-	75	1-3	4	25-45	2	3-4	-	-	0,4	0,1	1,1
			Песчаники	2,35	12	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	-	-	0,31	0,15	1,1
	2790	2830	Алевриты	2,3	10-20	5-25	-	75	1-3	4	25-45	2	3-4	-	-	0,4	0,1	1,1
			Известняки	2,6	4,1	10-50	3	80-90	1,5-2,5	2	220	1	3	Средней твердости	-	0,21	0,2	1
			Глины	2,4	6	5-25	70-80	5-10	1-3	3	75	3	3	Мягкие	-	0,44	0,1	1,8
			Песчаники	2,35	12	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	-	-	0,31	0,15	1,1
ЛГ	2830	2850	Граниты и гнейсы	2,5	3	0,14	3,14	-	-	1,5	300	2	9	Средней твердости	-	0,29	1,8	1

## ПриложениеБ

(Обязательное)

Таблица Б.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0 – 60	60 – 800	800 – 2750
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,6	0,5
$K_k$	1,3	1,38	1,25
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,12	0,13
$V_m$ , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$ , м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$ , м	0,015	0,0127	0,019
$n$	3	5	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 <sup>3</sup>	0,02	0,15	0,15
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,18	1,13
$\rho_п$ , г/см <sup>3</sup>	1,5	2,26	2,3
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	50	40	18
$Q_2$ , л/с	63	52	18
$Q_3$ , л/с	69	75	45
$Q_4$ , л/с	43	46	23
$Q_5$ , л/с	51	47	45
$Q_6$ , л/с	82	37 – 40	19 – 30

Таблица Б.2 –Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-800	800-2750
Исходные данные			
Q <sub>1</sub> , л/с	79	28	11
Q <sub>2</sub> , л/с	82	68	39
Q <sub>3</sub> , л/с	163	40	30
Q <sub>4</sub> , л/с	25	17	16
Q <sub>5</sub> , л/с	44	37	58
Q <sub>6</sub> , л/с	-	30-75	19-40
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	82-160	37-40	19-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	82	37	19
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q <sub>тн</sub> , л/с	-	57	38
ρ <sub>1</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000
ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-	1190	1070
M <sub>тм</sub> , Н*м	-	18000	12000
M <sub>тб</sub> , Н*м	-	48770	28520

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 82 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала подкондуктор принимается 37 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 19 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД

## ПриложениеВ

(Обязательное)

Таблица В1– КНБК для бурения секции под направления (0 – 60м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Су- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-60м)</b>							
1	Долото Ш 393,7 М- ЦВ	0,53	393,7	-			0,145
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х80	10	203	80	3-171	Ниппель	2,704
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	2,764
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80	9	178	80	3-147	Ниппель	4,659
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	178	89	3-147	Ниппель	4,699
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х10 Е	24,28	127	107	3-133	Ниппель	5,371
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	5,411
					3-147	Муфта	
10	ТВК 140х140 П 3-147	14	178	76	3-147	Ниппель	9,321

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-800м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- мар- ный- вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (60 – 800м)</b>							
1	Долото PDC 295,3 FD 619 SM	0,43	295,3	-			0,075
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДРУ-240РС7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х76,2	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,4	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	728,94	127	107	3-133	Ниппель	37,61
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,71
					3-147	Муфта	
11	ТВК 140х140 Н 147	14	133	82	3-147	Ниппель	41,72

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800 – 2750м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (800 – 2750м)</b>							
1	Долото БИТ215,9 ВТ613	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,043
2	ВЗД ДРУ172РС	9,43	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х76	29	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,4	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,4	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	2658, 57	127	107	3-133	Ниппель	105,09
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	105,13
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147хМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	105,17
					3-147	Муфта	
12	ТВК 140х140 Н 147	14	133	82	3-147	Ниппель	109,2

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (2710 – 2740м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Отбор керна (2710– 2740м)</b>							
1	Бурильная головка PDC-215,9/100 В 613 SM MC,C	0,3	215,9	-			0.032
					3-117	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии	14	172	100	3-117	Ниппель	1,512
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	1,552
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80	36	178	80	3-147	Ниппель	9,302
					3-147	Муфта	
5	Переводник Н147/М133	0,4	165	89	3-147	Ниппель	9,352
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБПК 127x10E	2674,1	127	107	3-133	Ниппель	82,224
					3-133	Муфта	
7	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	82,264
					3-147	Муфта	
8	КШЗ-35 Н147xМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	82,304
					3-147	Муфта	
9	ТВК 140x140 Н 147	14	133	82	3-147	Ниппель	86,34

## Приложение Г

(Обязательное)

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 2750 м

<b>Направление</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,50	8,59
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,88$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=7,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=30,5$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}}=31,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=5,32$
<b>Кондуктор</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
60	800	800	295,3	306,9	1,50	86,29
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=8,19$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=52,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=86,29$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}}=239,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=5,32$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2=237,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}}=42,6$

Продолжение таблицы Г.1

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 ин- тервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
800	2750	1950	215,9	228,7	1,30	125,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=13,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=65,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=9,75$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=125,5$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}}=345,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{3'}=147,9$

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25,0	30,9	2	258,8	11	100,17	4	389,9	17
Кальцинированная сода		60,0	0	0	138	3	135	3	313	8
Глинопорошок		1000	1546,2	2	10352	11	0	0	11898,2	13
Малоколлоидные глины		0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПАЦ НВ		25	0	0	2070,4	93	1669,5	67	3739	150
ПАЦ ВВ		25	0	0	517,6	21	400,68	17	918,28	37
Электролит КСІ		200	0	0	12940	65	0	0	12940	65
Смазочная добавка		186	0	0	1294	7	3339	13	4633	25
ПАВ		25	0	0	0	0	333,9	10	333,9	14
Мраморная крошка		0	0	0	0	0	15025,5	0	15025,5	0
Биополимер		25	0	0	0	0	133,56	6	133,56	6
Инкапсулятор		25	0	0	0	0	33,9	17	333,9	17

## ПриложениеД

(Обязательное)

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	60	БУРЕНИЕ	0.479	0.057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	102,4	3.89
<b>Под кондуктор</b>									
60	800	БУРЕНИЕ	0.889	0.086	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	15,9	98,6	4.92
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
800	2750	БУРЕНИЕ	0,779	0.774	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	85,5	3,16
<b>Отбор керна</b>									
2710	2740	Отбор керна	1,057	0.086	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	92	4,25

Таблица Д.2– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ – 950	2	85	170	214	0,9	125	41	82
60	800	БУРЕНИЕ	УНБТ – 950	2	85	170	214	0,9	56	18,37	36,74
800	2750	БУРЕНИЕ	УНБТ – 950	1	85	170	280	0,9	75	19,20	19,20
2710	2740	Отборкерна	УНБТ – 950	1	85	170	280	0,9	63	16,13	16,13

Таблица Г.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	60	БУРЕНИЕ	97,1	77,4	0	9,7	0,1	10
60	800	БУРЕНИЕ	239,5	65,4	65,9	86,2	12	10
800	2750	БУРЕНИЕ	179,3	73,5	55,2	39,5	1,5	8,2
2710	2740	Отбор керна	176,3	77	0	88,1	8,5	2,6

## ПриложениеЖ

### (Обязательное)

#### Применение щелевых насадок на цементно-пескосмесительных агрегат

##### Актуальность

Одной из основных задач в процессе цементирования является приготовление тампонажных растворов с заданной плотностью. С целью повышения качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» была увеличена плотность тампонажного раствора с 1.92 г/см<sup>3</sup> до 2.08 г/см<sup>3</sup>. Это позволило значительно повысить качество контакта цементного камня с обсадной колонной в интервале продуктивных пластов.

Приготовление таких тампонажных растворов осуществляется методом рециркуляции, который заключается в доведении плотности до заданной, при котором через насадку прокачивается не жидкость затворения, а уже приготовленный тампонажный раствор меньшей плотности.

Помимо высоких временных затрат возникает еще одна важная проблема – экологическая: разбрызгивание цементного раствора, разлив тех.воды.

Вот уже несколько лет наше предприятие работает на таких месторождениях как Верне Казымское, Им. Логачева, Ватлорское, Южно-Ватлорское, которое находится на территории природно-экологического-этнического парка «НУМТО» и святого озера «НУМТО» на которых жили, живут и чтят традиции уже много веков ханты. Поэтому решение этой проблемы требует повышенного внимания.

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-пескосмесительные агрегаты, которые принято называть *установками смесительными («смычками»)*.



Рисунок 6 - Цементно-пескосмесительный агрегат («смычок»)

Приемная камера приварена к задней стенке бункера. Передняя стенка приемной камеры имеет *смотровое окно*, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления *задних опор* дозирующих *винтовых конвейеров*. В нижней части приемной камеры расположена *заслонка* с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для ее выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приемную камеру.



Рисунок 7 - Устройство смесительное гидровакуумного типа

К фланцу приемной камеры крепят смесительное устройство с помощью двух полухомутов, один из которых неподвижный, а другой - откидной. Работает по принципу струйного насоса (эжектора). Жидкость под давлением проходит через *насадки б*. На выходе из насадок образуется разрежение, за счет чего струя увлекает (подсасывает) цемент, поступающий из приемной камеры. Далее двухфазная смесь поступает в *сливную трубу 1*, которая за счет создания турбулентного режима течения раствора выполняет функцию камеры смешивания. *Сливная труба 1* в рабочем положении одним концом крепится с помощью *болтов 2* к *корпусу 3* смесительного устройства.

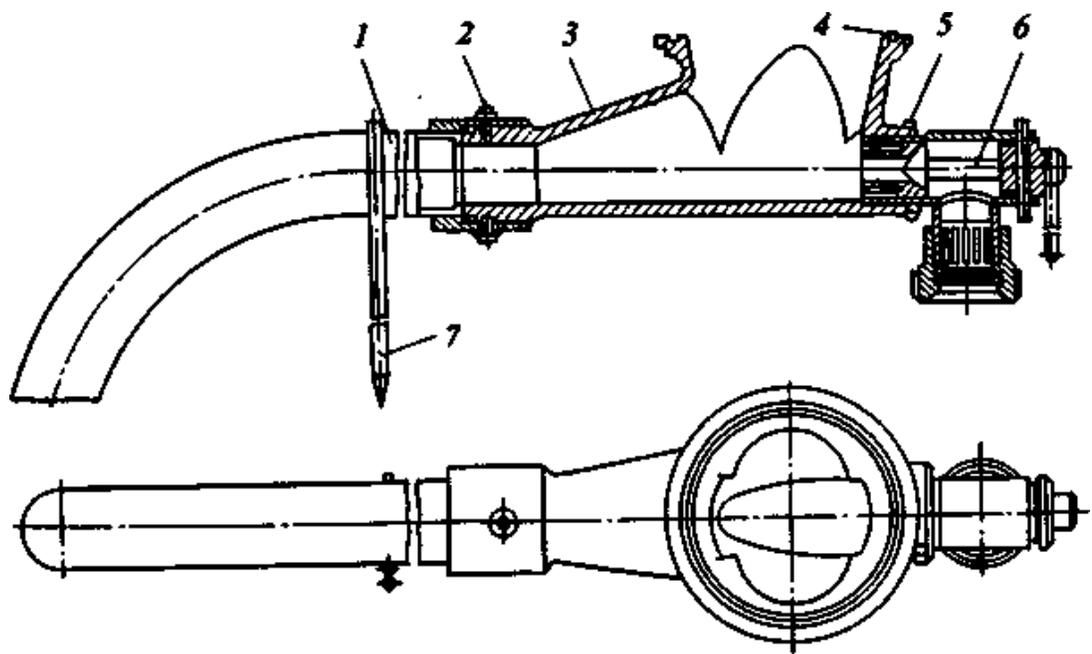


Рисунок 8 –устройство смесительное гидровакуумного типа

**Установка насадки (переводник)**



Рисунок 9 - переводник



Рисунок 10 – установка насадки в гидровакуумное устройство



Рисунок 11 - установка насадки в гидровакуумное устройство

## Вывод

Согласно закону Бернулли ( $S_1 \cdot V_1 = S_2 \cdot V_2$ ) объем жидкости, протекающей в единицу времени через сечение трубы, равен произведению площади поперечного сечения трубы на скорость течения. Этот объем должен быть одним и тем же в разных сечениях трубы. Поэтому, чем меньше сечение трубы, тем больше скорость движения.

Если взять одинаковое сечение (площадь соприкосновения с цементом), то скорость истечения воды через щелевой насадок больше, чем через цилиндрический.

- Насадки из полимерных материалов при данном методе быстро промываются и перестают выполнять свою функцию, в этом случае необходимо производить их замену.
- С целью увеличения срока службы насадок, предлагается использовать насадки изготовленные из коррозионного и износостойкого металла, с твердостью 55-60 ед. НРС.

### Результаты применения:

- 1. Избавились от метода рециркуляции. (Стали получать нам нужную плотность сразу же ).
- 2. Использование насадок изготовленных из данного материала позволило сократить периодичность их замены в десятки раз.
- 3. Избавились от возможных экологических проблем, связанных с рециркуляцией.
- 4. Экономический эффект заключается в сокращении затрат на приобретение щелевидных насадок из-за увеличения срока их службы

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0-60	60	0,027	1,62	4,56	6,18
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 619 SM	820	0,98	60-800	800	0,027	21,6	18	39,6
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ215,9 ВТ613	1300	2,12	800-2750	1950	0,037	72,15	31,4	103,55
Всего			3,23		2750		95,37	53,96	149,33
Крепление: – направления – кондуктора – эксплуатационная – хвостовик									4,56 18,0 31,4

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			23						0,23
– кондуктора			48						0,78
– эксплуатационная									
ОЗЦ:									6,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
– направления									
– кондуктора									1,12
– эксплуатационная									
Промывка скважины (1 цикл)									
– направления									0,05
– кондуктора									0,11
– эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Продолжение таблицы К.1

Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									207,66
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									221,24

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
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	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
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	-	-
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	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-
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

## Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, 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 завися- щих от времени, без учета транспорниров- ки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 215,9 В716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб	49344,73								

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488

## Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2			-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-
Центратор ЦЦ-168/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-
ЦКОД-168, шт	113,1	-	-			1	113,1
Продавочная пробка ПП-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12

## Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9		-	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807			
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9x7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168,3x10,6 м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44
Обсадные трубы 168,3x8,9 м	13,96	-	-	-	-		
Портландцемент там- понажный ПЦТ III обр, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	23,75	711,181

## Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Заливка колонны, тампонажный цех,	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	1828,9985	22742,0521	70653,3456				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1						

## Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Всего по сметному расчету, руб	117812,1						

Таблица Л.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<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>
<b>Глава 2</b>	
<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>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167156</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18360</b>

## Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Глава 6</b>	
<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>426649</b>
<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)	66959
<b>Итого по главе 7</b>	<b>66959</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39488</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54737</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>587833</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1175</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

## Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Итого по главам 1-11</b>	<b>593628</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29681</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623309</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	<b>127279698</b>
НДС 20%	<b>22910345</b>
<b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента</b>	<b>150190044</b>