

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.243.23/.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Тихонов Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	–		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное  
 учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)  
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>Фамилия Имя Отчество</b>
2БЗВ	Тихонов Алексей Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Интервал отбора керна: в пилотном стволе</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 70 м, угол входа пилотного ствола не более 65 град., точка входа пилотного пласта должна быть максимальна приближена к точке входа в пласт основного ствола скважины, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 40 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,3 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,25 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 6 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход на кровлю/ длина горизонтального участка ствола: 300 метров / 300 метров</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2650 м</li> <li>6. Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол</li> <li>9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины                     <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol>

	2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель кафедры экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер лаборатории радиационной спектроскопии

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	6 февраля 2017 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Тихонов Алексей Сергеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3В	Тихонову Алексею Сергеевичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение нефтяных и газовых скважин</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»/ «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 18%</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>
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		14.02.2017г

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б3В	Тихонов Алексей Сергеевич		14.02.2017г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 2БЗВ	<b>ФИО</b> Тихонову Алексею Сергеевичу
-----------------------	---

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении Томской области.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
<b>2. Экологическая безопасность</b> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	<b>2. Экологическая безопасность</b> – 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
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при	<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);

компоновке рабочей зоны	– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
-------------------------	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.2017
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Тихонов Алексей Сергеевич		14.02.2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

<b>Дата контроля</b>	<b>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</b>	<b>Максимальный балл раздела (модуля)</b>
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Зав. кафедрой</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 31 рис., 31 табл., 56 литературных источников, 8 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, ВЗД, резина, эластомер, смазки.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении Томской области. Так же было рассмотрено влияние смазок на пару трения резина/сталь

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины, а так же получены и изучены зависимости влияния смазок на резину эластомера при изменении рабочей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики - разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком длиной 300 метров с фильтром хвостовиком диаметром 114,3мм.

В будущем планируется научные исследования в направлении методов повышения износостойкости резины эластомера путём использования смазочных добавок, изучить устойчивость смазочных добавок к воздействию дисперсионной среды.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

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

– **эластомер:** Обкладка статора винтового забойного двигателя, изготовленная из резины.

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ПХЦЗ- подвеска хвостовика цементируемая защищенная;
- ПГМЦ- пакер гидравлический для манжетного цементирования;
- ФСПЩГН – фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой;
- СНС – статическое напряжение сдвига;

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Оглавление

Введение .....	14
1. Общая и геологическая часть .....	15
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	15
1.2. Геологические условия бурения .....	15
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	15
1.4. Зоны возможных осложнений .....	16
1.5. Исследовательские работы .....	16
2. Технологическая часть .....	17
2.1. Обоснование и расчет профиля скважины .....	17
2.2. Обоснование конструкции скважины .....	19
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	19
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений .....	19
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска .....	21
2.2.4. Выбор интервалов цементирования .....	21
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	21
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины .....	23
2.3. Углубление скважины .....	23
2.3.1. Выбор способа бурения по интервалам .....	23
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	24
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	24
2.3.4. Расчет частоты вращения долота .....	25
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора .....	27
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	28
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	32
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	36
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	38
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин .....	38
2.4.1. Расчет обсадных колонн .....	38
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений .....	39
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений .....	40
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине .....	42
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины .....	42
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	42
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов .....	42
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости .....	43
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины .....	43
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования .....	43
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси .....	44
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	45
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	45
2.5. Выбор буровой установки .....	47
3. Специальная часть .....	49
3.1. Актуальность .....	49
3.2. Методика эксперимента .....	51
3.3. Условия и порядок проведения экспериментов .....	54
3.4. Результаты экспериментов .....	55
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	64
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Красноярский филиал АО "ССК" .....	64

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины .....	66
4.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	68
4.4 Линейный календарный график выполнения работ.....	69
4.5 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины .....	70
5. Социальная ответственность .....	72
5.1. Введение .....	72
5.2. Производственная безопасность.....	72
5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды .....	73
5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	76
5.3. Экологическая безопасность .....	78
5.3.1. Атмосфера .....	78
5.3.2. Гидросфера .....	78
5.3.3. Литосфера .....	79
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	79
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
Заключение .....	81
Список публикаций студента .....	82
Список использованных источников .....	83
Приложение А Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	89
Приложение Б Геологические условия бурения .....	91
Приложение В Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	97
Приложение Г Зоны возможных осложнений.....	98
Приложение Д Исследовательские работы .....	100
Приложение Е Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик .....	104
Приложение Ж Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений .....	109
Приложение К Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	111

## Введение

На сегодняшний день нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

Первое в мире бурение скважины для целей нефтедобычи было проведено в 1846 году в посёлке Биби-Эйбат близ Баку, входившем тогда в Российскую империю. Это стало отправной точкой для развития нефтяной индустрии по всему миру. Основоположником горизонтального бурения в России является Григорян Александр Михайлович. Он с 1953 года разрабатывал технологию горизонтального бурения. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Длина непосредственно в интервале продуктивного пласта мощностью 30 м составила 130 м. Её стартовый дебит многократно превышал дебиты вертикальных скважин.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Каргасокском районе, Томской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

## **1. Общая и геологическая часть**

### **1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ**

Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ представлена в приложении А.

### **1.2. Геологические условия бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении Б.

#### **Краткая характеристика геологических условий бурения.**

Интервал 0-2253 м в большей части сложен глинами, иногда переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, что может вызвать набухаемость глин в данном интервале. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений проектируется использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны. Забойные температуры в интервале продуктивного пласта достигают 85 градусов, что будет требовать правильного подбора рецептуры цементного раствора.

Интервал от 450-2253 м. обладает достаточно высоким коэффициентом кавернозности, что будет требовать более тщательного вытеснения бурового раствора тампонажным в процессе цементирования, а так же увеличит объём требуемого цементного раствора.

### **1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении В.

#### **Краткая характеристика флюидосодержащих пластов**

Разрез представлен 4 водоносными и 2 нефтегазоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2650-2695 м.

(нефтеносный) горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Так же, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации.

#### **1.4. Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Г.

##### **Краткая характеристика возможных осложнений**

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 762-1467, градиент давления поглощения очень низкий, что указывает на необходимость тщательного контроля плотности бурового раствора, а так же ограничения скорости при СПО.

В интервале 0-1647 м. ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а так же обработка раствора ингибирующими глинистыми минералами и химреагентами.

Интервал 0-1647 и 2253-2327 м. характеризуется наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость введения смазочных добавок в буровой а так же ограничение по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут. В таблице 8 представлены возможные осложнения по разрезу скважины.

#### **1.5. Исследовательские работы**

Запланированные испытания и исследования скважины представлены в приложении Д.

## 2. Технологическая часть

### 2.1. Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование семиинтервального профиля скважины. В таблице 1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке 1 представлен профиль скважины.

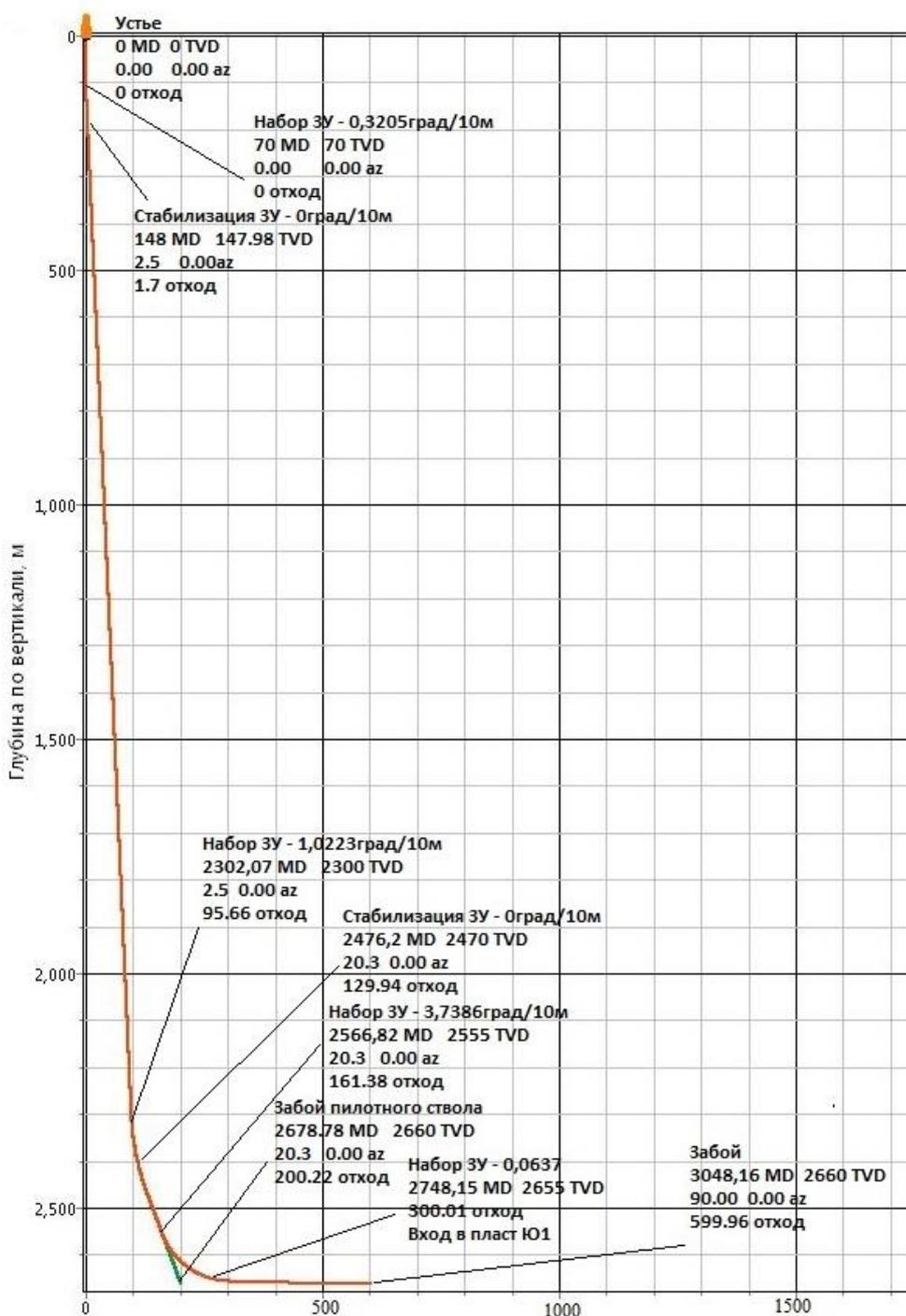


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2660		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м				0,3205	
Глубина вертикального участка скважины, м				70		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м				1,0223	
Отход скважины, м				300		Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м				3,7386	
Длина интервала бурения по пласту, м				300		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				0,0637	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				2,5	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				20,3	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				90		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				88,090	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	70	70	0	0	0	0	0	0	70	70
2	70	147,98	77,98	0	1,7	1,7	0	2,5	70	148	78
3	147,98	2300	2152,02	1,7	95,66	93,96	2,5	2,5	148	2302,07	2154,07
4	2300	2470	170	95,66	129,94	34,28	2,5	20,3	2302,07	2476,2	174,12
5 (пилотный)	2470	2660	190	129,94	200,22	70,28	20,3	20,3	2476,2	2678,78	202,58
6	2470	2555	85	129,94	161,38	31,44	20,3	20,3	2476,2	2566,82	90,63
7 (зарезка)	2555	2655	100	161,38	300,01	138,63	20,3	88,09	2566,82	2748,15	181,32
8 (хвостовик)	2655	2660	5	300,01	599,96	299,95	88,09	90	2748,15	3048,16	300,01
Итого	Σ		2660	Σ		599,96	-	-	Σ		3048,16

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из того, что коллектор поровый, литологически неоднородный, неоднородный по проницаемости, малопроницаемый, неоднородный по типу флюида и неустойчивый то выбирается конструкция забоя открытого типа с фильтром-хвостовиком для предотвращения выноса песка диаметром 114мм. Так как имеются близко расположенные водонапорные горизонты, то необходимо манжетное цементирование хвостовика [2]. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

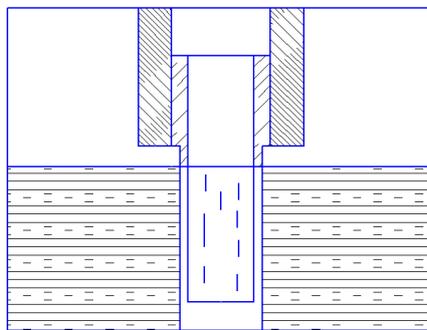


Рисунок 2 – Конструкция забоя открытого типа

Для предотвращения выноса песка выбирается фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой ФСПЩГН [21].

Выбирается тип подвесного устройства ПХЦ31 114/168, которое сочетает в себе: якорь, гидромеханический пакер, гидравлический и механический разъединитель [22].

Для проведения манжетного цементирования выбирается пакер гидравлический манжетного цементирования ПГМЦ6 114. Данный пакер позволит зацементировать интервал хвостовика от продуктивного пласта до подвесного устройства [22].

### 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений. В таблице 2 представлен график совмещённых давлений

Таблица 2 – Совмещённый график давлений

Глубина по вертикали, м	Давление		Индекс стратиграфического подразделения	Характеристика давлений пластового, гидроразрыва и бурового раствора, МПа/м										Градиент давления		Минимальная плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Схема конструкции скважины
	Пластовое, МПа	Гидроразрыва, М		0,01	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	Пластового		
1	2	3	4	5										6	7	8	9
0	0	0	Q											0,02	0,01	1121	
100	1	2	P <sub>3nk</sub>														
200	2	4	P <sub>3cq</sub>														
300	3	6	P <sub>2ll</sub>														
400	4	8	P <sub>2tl</sub>														
500	5	10	K <sub>2qn</sub>														
600	6	12	K <sub>2sl</sub>														
700	7	14	K <sub>2ip</sub>														
800	8	15,8	K <sub>1-2pk</sub>														
900	9	17,6															
1000	10	19,4															
1100	11	21,2															
1200	12	23															
1300	13,01	24,8															
1400	14,02	26,6															
1500	15,03	28,4	K <sub>1kis</sub>														
1600	16,04	30,2															
1700	17,05	32															
1800	18,06	33,8															
1900	19,07	35,6															
2000	20,08	37,4															
2100	21,09	39,2															
2200	22,1	41	K <sub>tr</sub>														
2300	23,11	42,8															
2400	24,12	44,5	K <sub>klm</sub>														
2500	25,14	46,2															
2600	26,2	47,9	J <sub>3bq</sub>														
2660	26,77	48,9	J <sub>3vs</sub>														

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины.

### **2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска**

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 712,5 м, исходя из этого, принимаем глубину спуска кондуктора 770 м для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2650 м в соответствии с заданием на проектирование.

Глубина спуска хвостовика задана в задании на проектирование и равна 2660м [2].

### **2.2.4. Выбор интервалов цементирования**

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м, в соответствии правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности поскольку скважина нефтяная. Хвостовик цементируется с перекрытием на 75м башмака эксплуатационной колонны [2].

### **2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика, который дан в задании на проектирование и равен 114,3 мм [2].

В таблице 3 представлена конструкция скважины.

Таблица 3 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	40	50	40	50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	712,5	770	713,06	770,62	0-770	0-770,62	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2650	2650	2713,67	2713,67	620,15-2650	620,62-2713,67	168,3	215,9
Хвостовик	2660	2660	3048,16	3048,16	2575-2655	2588,15-3048,16	114	142,9

## 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

По расчетам было получено максимальное устьевое давление  $P_{му}=7,91$  МПа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

Выбирается ОКК1-21-168-245 ОТТМ ХЛ, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 168мм и 245мм с максимальным рабочим давлением 21МПа.

В качестве превенторной установки выбирается 6 схема, рассчитанная на рабочее давление 35МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90 [2].

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1. Выбор способа бурения по интервалам

Выбор способа 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 скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения [1]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-770	Кондуктор	Винтовой забойный двигатель + роторный
770-2660	Пилотный ствол	Винтовой забойный двигатель + роторный
2555-2650	Эксплуатационная колонна	Винтовой забойный двигатель + роторный
2650	Хвостовик	Винтовой забойный двигатель + роторный

### 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими, средними и твёрдыми породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ» [16].

В таблице 5 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 5 – Породоразрушающий инструмент

Интервал		0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Шифр долота		393,7 Z3RSJ (М-ЦГНУ)	БИТ 295,3 ВТ 613 У	БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	БИТ 215,9/100 В 913 УО	БИТ 142,9 ВТ 813 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9/100	142,9
Тип горных пород		М	МС	СТ	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-161	3-88
	API	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> FH	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg
Длина, м		0,39	0,420	0,370	0,224	0,255
Масса, кг		180	90	42	25	16
G, тс	Рекомендуемая	3,7	10	12	5	8
	Предельная	4,7	12	14,4	6	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-250	60-400	60-280	80	60-200
	Предельная	270	450	300	120	240

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

В таблице 6 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов бурения, принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото [1].

Таблица 6 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Исходные данные					
$\alpha$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1120	3291	8115	12200	13550
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59	14,29
$\eta$	1	-	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,2	150	300	300	300
$G_{пред}, \text{кН}$	47	120	144	60	100
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	19,8	24,6	60,7	91,4	101,5
$G_2, \text{кН}$	39	44,2	86,4	64,7	57,2
$G_3, \text{кН}$	37	100	120	50	80
$G_{проект}, \text{кН}$	40	50	90	50	80

### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (2645-2660 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей максимального выхода керна [1]. В таблице 7 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660	
Исходные данные						
$V_{л}, \text{м/с}$	3	1,7	1,4	1	1,2	
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	142,9
$\tau, \text{мс}$	6	-	-	-	-	
$z$	24	-	-	-	-	
$\alpha$	0,7	-	-	-	-	
Результаты проектирования						
$n_1, \text{об/мин}$	146	110	124	80	134	
$n_2, \text{об/мин}$	270	-	-	-	-	
$n_3, \text{об/мин}$	634	-	-	-	-	
$n_{пр}, \text{об/мин}$	146	110	124	80	134	

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДР-120. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям [1;3]. В таблице 8 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения. В таблице 9 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей [23].

Таблица 8 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9	215,9	142,9
G <sub>ос</sub> , кН		44,2	86,4	50	80
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм		233,25-265,77	172,75-194,3	172,75-194,3	114,35-128,6
M <sub>р</sub> , Н*м		1780,2	2476	1478,4	1563,3
M <sub>о</sub> , Н*м		147,65	107,95	107,95	71,45
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		36,936	27,408	27,408	18,648

Таблица 9- Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	50-770	240	6,917	1875	30-50	85-150	9-12	60-140

ДР-178	770-2650	178	8,29	1225	19-38	80-170	10-15	60-200
ДР-178	2645-2660	178	8,29	1225	19-38	80-170	10-15	60-200
ДР-120	2650-2660	120	5,503	400	10-20	120-330	2,8-4,5	35-90

### 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов [1]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10– Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Исходные данные					
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429
$K$	0,65	0,6	0,5	0,4	0,4
$K_k$	1,3	1,43	1,52	1,2	1,2
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,13	0,11	0,11
$V_m$ , м/с	0,0097	0,009	0,0062	0,0041	0,0041
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,229	0,240	0,178	0,178	0,12
$d_{нмах}$ , м	0,02	0,013	0,013	0,013	0,013
$n$	3	6	6	6	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,121	1,081	1,081	1,091	1,091
$\rho_п$ , г/см <sup>3</sup>	2,25	2,2	2,26	2,4	2,4
Результаты проектирования					
$Q_1$ , л/с	79,09	41,072	18,3	14,63	6,41
$Q_2$ , л/с	82,2	47,26	18,96	13,26	5,025
$Q_3$ , л/с	152,11	68,48	46,12	28,6	11,9
$Q_4$ , л/с	72,76	42,62	21,48	15,62	3,29
$Q_5$ , л/с	35,33	45,92	45,92	45,92	45,92
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38	10-20

Дополнительные проверочные расчеты					
$Q_{\text{табл}}$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38	10-20
$\rho_{\text{табл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1,081	1,081	1,091	1,091
$M$ , Н*м	-	2476	1478,4	1563,3	1780,2
$M_{\text{табл}}$ , Н*м	-	12000	15000	15000	4500
$m$	2	2	2	1	1
$n$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}$ , л/с	46	27,60	25,6	27,60	11,82
$Q_{\text{пров1}}$ , л/с	-	21,85	11,5	6,18	12,04
$Q_{\text{пров2}}$ , л/с	82,8	49,68	46	24,84	10,638

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 11.

Таблица 11- Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Исходные данные					
$Q_1$ , л/с	79,09	41,072	18,3	14,63	6,41
$Q_2$ , л/с	82,2	40,26	18,96	13,26	5,025
$Q_3$ , л/с	152,11	68,48	46,12	28,6	11,9
$Q_4$ , л/с	72,76	42,62	21,48	15,62	3,29
$Q_5$ , л/с	35,33	45,92	25,92	45,92	45,92
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q$ , л/с	82-152	40-68	25-46	19-29	10-12
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q$ , л/с	83	50	46	25	11
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)					
$Q_{\text{тн}}$ , л/с	-	50	38	38	20
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1,081	1,081	1,091	1,091

### 2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет колонны буровых труб производился для интервала бурения под хвостовик, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичны, а у хвостовика длина по стволу наибольшая. Расчет колонны буровых труб представлен в приложении Е.

В таблице 12 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения.

Таблица 12- Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	393,7 Z3RSJ (М-ЦГНУ)	180	0,39	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления 0-50 м.
			Калибратор КЛСН 393,7 МС	450	1,3	
			Переводник П-201/177	63	0,53	
			УБТ – 254*80 Д	2017	6	
			Переводник П-161/201	60	0,521	
			УБТ – 203*80 Д	1284	6	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ – 178*80 Д	936	6	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ – 146*71 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	641,44 (26,71)	24	
Σ				6389,44	52	
2	50	770,62	БИТ 295,3 В 613 У	90	0,42	Бурение интервала под кондуктор: -вертикального участка 50-70 -участка набора угла 70-147,98 (70-148) -участка стабилизации 147,98-770 (148-770,62) -проработка ствола перед спуском кондуктора 50-770 (50-770,62) м.
			Калибратор КЛСН 295,3 МС	170	0,982	
			Переводник Н-152/152	51	0,55	
			ДР-240	1875	6,917	
			КОБ-203	115	0,77	
			ПК-240	107	0,587	
			ФД2-240	129	0,723	
			Переводник П-161/171	60	0,521	
			НУТБ-203*80 Д Корвет MWD; LWD	2568	12	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ-178*80 Д	936	6	

Продолжение таблицы 12

			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*71 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	19638,65	735	
			Σ	26379,7	771	
3	770,62	2713,67 (2661,5)	БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	42	0,37	Бурение интервала под эксплуатационную колонну: -участка стабилизации 770-2300 (770,6- 2302,1) -участка набора зенитного угла 2300-2470 (2302,1-2476,2) -участка стабилизации 2470-2555 (2476,2- 2566,8) -участка набора зенитного угла 2555-2650 (2566,8-2713,6) -проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны 770-2650 (770,6-2713,7) м. Бурение интервала пилотного ствола до отбора керна: -участка стабилизации 2470-2645 (2476,2- 2661,5)
			Калибратор КЛСН 215,9 СТ	60	0,39	
			Переводник Н-117/117	49	0,5	
			ДР-178	1225	8,29	
			КОБ-172	98	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			НУБТ-178*80 Д Корвет MWD; LWD	1968	12	
			УБТ – 178*80 Д	7392	48	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ – 146*71 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	13461,84	504	
			ТБТ 127	3456	48	
			ЯМБ-172Н	240	2,24	
ТБТ 127	1728	24				
ПК 127*9,19 Е	55022,6	2060				
			Σ	85549,44	2716	
4	2661,5	2678,78	БИТ 215,9/100 В 913 УО	25	0,224	Бурение интервала пилотного ствола с отбором керна 2645-2660 (2661,5-2678,8)
			КIS 168/100	1430	18	
			Переводник П 117/133	55	0,51	
			ДР-178	1225	8,29	

Продолжение таблицы 12

			КОБ-172	98	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			НУБТ-178*80 Д Корвет MWD; LWD	1968	12	
			УБТ – 178*80 Д	2952	18	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ – 146*71 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	69846,65	2615	
			Σ	78406,65	2680	
5	2713,7	3048,16	БИТ 142,9 ВТ 813 У	16	0,26	Бурение интервала под хвостовик хвостовика с малоинтенсивным набором угла 2650-2660 (2713,7-3048,16)
			ДР-120	400	5,5	
			КОБ - 120	43	0,652	
			ПК - 120	28	0,48	
			ФД1-120-01	28	0,508	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			НУБТ – 121*51 Д Корвет MWD; LWD	1008	16	
			Переводник П 102/86	23	0,42	
			ПН 89*9,35 Д	6071,04	288	
			ТБТ 89	8148	168	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			ЯГМ - 110	220	4,37	
			Переводник П 102/86	23	0,42	
			ТБТ 89	11640	240	
			ПН 89*9,35 Д	49074,2	2328	
			Σ	76740	3049	

### **2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

#### **Направление**

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в неустойчивых отложениях формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Исходя из опыта бурения, такой раствор имеет очень частое применение на скважинах при бурении под направление, так как имеет низкую стоимость, эффективность а так же простоту в приготовлении.

#### **Кондуктор**

Интервал бурения под кондуктор характеризуется пропластками серых, темно-серых, голубовато-зелёных и других глин, а так же интенсивными обвалами стенок скважины. Во избежание набухания глин в процессе бурения скважины необходимо использовать ингибирующий полимер-глинистый буровой раствор.

#### **Эксплуатационная колонна**

Бурение интервала под эксплуатационную колонну следует разделить на два интервала до продуктивного пласта и интервал продуктивного пласта.

Исходя из этого, для интервала 50-2650 рекомендуется применять полимер глинистый раствор, но с добавлением смазки. Использование одного и того же раствора позволяет сэкономить деньги на транспортировке и хранении большого ассортимента реагентов.

Применение особого раствора при вскрытии продуктивного пласта обусловлено тем, что технология первичного вскрытия продуктивных пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин.

Исходя из этого, целесообразно принять безглинистый биополимер-

карбонатный раствор. Многочисленный промышленный опыт свидетельствует о том, что с применением данных растворов достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70-90%. При этом, резко снижаются затраты времени и средств на освоение скважин.

### **Пилотный ствол**

При строительстве пилотного ствола, буровые растворы проектируются аналогично эксплуатационной колонны. Для интервала до 2645 м. проектируется ингибированный полимер-глинистый буровой раствор. В интервале отбора керна проектируется биополимер-карбонатный раствор [1;4;7].

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос АКР 270 [17].

В таблице 13 представлены запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Таблица 13 - Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	50	1,1	0,5	50	9,81	1121	2250	1,5	0,003	
50	770,62	1,1	7,7	770	9,81	1081	2200	1,5	0,003	
770,62	2713,67	1,05	26,35	2650	9,81	1081	2260	1,5	0,003	
2660,25	2678,78	1,05	26,67	2660	9,81	1091	2400	1,5	0,003	
2745,15	3048,16	1,05	26,67	2660	9,81	1091	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,21	30-60	50-100	40-60	8-10	8-10	до 0,5	60-100	8-10
50	770,62	1,08	10-20	20-40	25-40	6-8	8-10	до 0,5	40-80	8-30
770,62	2713,67	1,08	10-20	20-40	25-40	6-8	8-10	до 0,5	40-80	8-30
2660,25	2678,78	1,09	10-20	20-40	25-35	4-6	8-9	до 0,5	50-80	12-18
2745,15	3048,16	1,09	10-20	20-40	25-35	4-6	8-9	до 0,5	50-80	12-18

В таблице 14 представлено описание компонентного состава бурового раствора  
Таблица 14 - Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
50	770,62	Полимер-глинистый ингибированный раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ПАА, КМЦ, KCL
770,62	2713,67	Полимер-глинистый ингибированный раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ПАА, КМЦ, KCL, смазка.
2660,25	2678,78	Биополимер-карбонатный раствор Техническая вода, DUO-VIS NS, NaOH, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, CaCO <sub>3</sub> , ПАВ, биоцид, смазка.
2745,15	3048,16	Биополимер-карбонатный раствор Техническая вода, DUO-VIS NS, NaOH, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, CaCO <sub>3</sub> , ПАВ, биоцид, смазка.

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

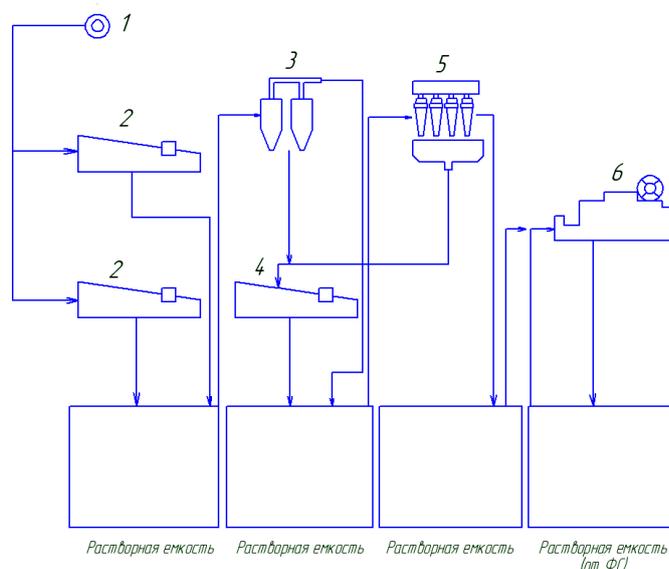


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon 3; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363.

### 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе. В таблице 15 представлены исходные данные для расчета гидравлической промывки скважины.

Таблица 15 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>
3048,16	0,1429	1,2	26,77	48,9	2300
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_{п}$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,01182	УНБТ-950	0,0028	0,015	22,9	1091

Режимы работы насосов					
Интервал	0-50	50-770	770-2650	2645-2660	2650-2660
Расход л/с	83	50	46	25	11
Число насосов	2	2	2	1	1
Число двойных ходов в мин	125	75	70	75	33
Предельное давление, МПа	19	19	19	19	19
Диаметр втлок, мм	180	180	180	180	180
КНБК					
Элемент	$d_n$ , м	$L$ , м		$d_b$ , м	
ДР-120	0,120	5,5		-	
НУБТ-121	0,108	16		0,051	
ПН 89*9,35	0,089	288		0,0703	
ТБТ 89	0,089	408		0,052	
ПН 89*9,35	0,089	2328		0,0703	

В таблице 16 представлено проектирование гидравлической промывки скважины.

Таблица 16 - Проектирование гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\phi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа	$\Delta P_o$ , МПа
1486,944	0,99	0,171	0,7	1,07	0,026
$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	$d$ , мм	
0,2	8,47	91,2	0,0001232	5,6	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ-121	15927,98	3909,98	114,25	0,030378403	-
ПН 89*9,35	20835,46	4195,19	179,76	0,449781765	0,00091845
ТБТ 89	20835,46	4195,19	179,76	0,099951503	0,0002041
ПН 89*9,35	20835,46	4195,19	179,76	3,442774006	0,00703014
ДР-120	12944,28	3749,01	78,36	0,012232906	-
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_r$	
НУБТ-121	11377,4	24324,76	0,034302	0,036747	
ПН 89*9,35	17665,68	15570,61	0,033539	0,078192	
ТБТ 89	13071,44	21050,27	0,033879	0,079267	
ПН 89*9,35	17665,68	15570,61	0,033539	0,59851	

### 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), керноприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна [1]. В таблице 17 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 17 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2645-2660 (2661,5-2678,78)	БИТ 215,9/100 В 913 УО KIS 168/100	5	80	24,84

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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>	1075
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	760	глубина скважины, м	2660
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	620,2	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	65
высота цементного стакана $h_{см}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_0$ , м	1766

### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

#### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

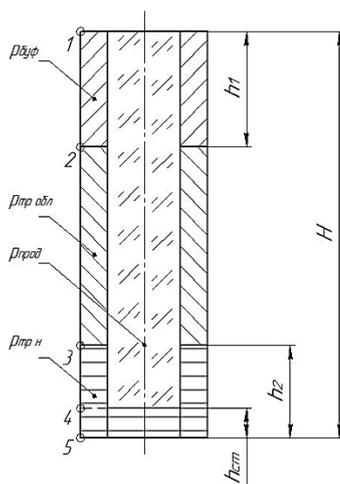


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	620	2595	2640	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,46	10,14	10,52	10,52

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации [2].

## 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

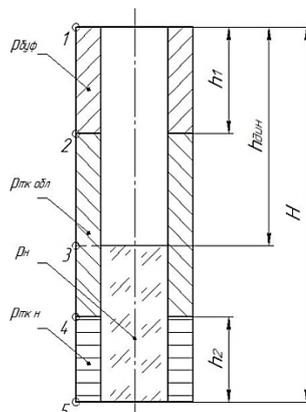


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	620	2595	2640	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	6,54	19,2	22,15	22,5

Эпюра наружных избыточных давлений представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

#### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 19,25 Мпа. В таблице 21 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора [2].

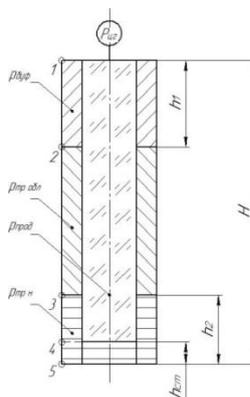


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 21 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	620	2595	2640	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,25	18,8	9,1	8,73	8,73

### 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

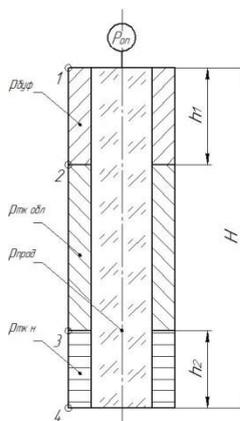


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки  $P_{on}$  составляет 11,5 МПа.

В таблице 22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 22 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	620	2595	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,04	8,62	8,41

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена рисунке Ж.2 приложения Ж.

#### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 23 [2].

Таблица 23 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	8,9	180	35,4	6372	6372	2533,6 - 2713,6 (2523,83-2650)
2	Д	8.0	980	31.9	31262	37634	1553.6 - 2533,6 (1552.3-2523,83)
3	Д	7.3	1553.6	29.4	45676	83310	0-1553.6 (0-1552.3)

#### 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

##### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (1)$$

37,04 МПа < 46,46МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [2].

##### 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 24 [2].

Таблица 24 – Объем тампонажной смеси и количество компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=1875 \text{ кг/м}^3$	4,48	5796	3,96
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	63,33	51151	53,45
Сумма	67,81	56947	57,41

#### 2.4.2.3. Обособование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

В качестве продавочной жидкости будет использоваться техническая вода, а в качестве буферной жидкости соляной раствор. Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 25 [2].

Таблица 25 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объем, м <sup>3</sup>
Буферная	29,64
Продавочная	52,68

#### 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

##### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 8 приведена спроектированная технологическая схема цементирования скважины с применением осреднительной емкости [2].

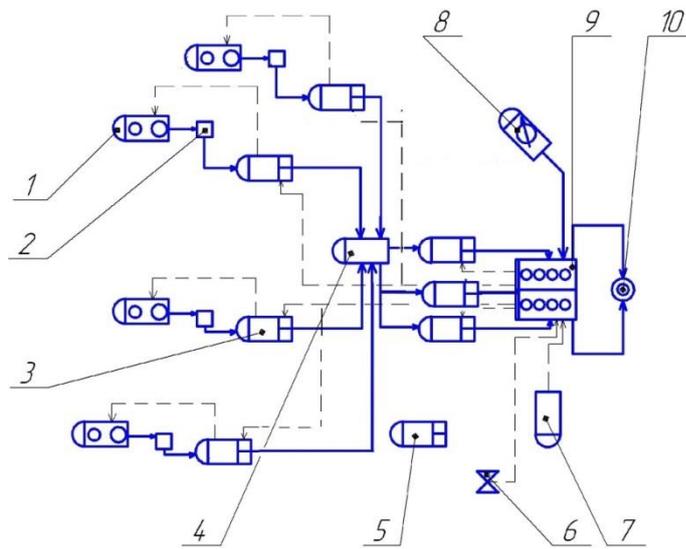


Рисунок 8 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

#### 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 9 [2].

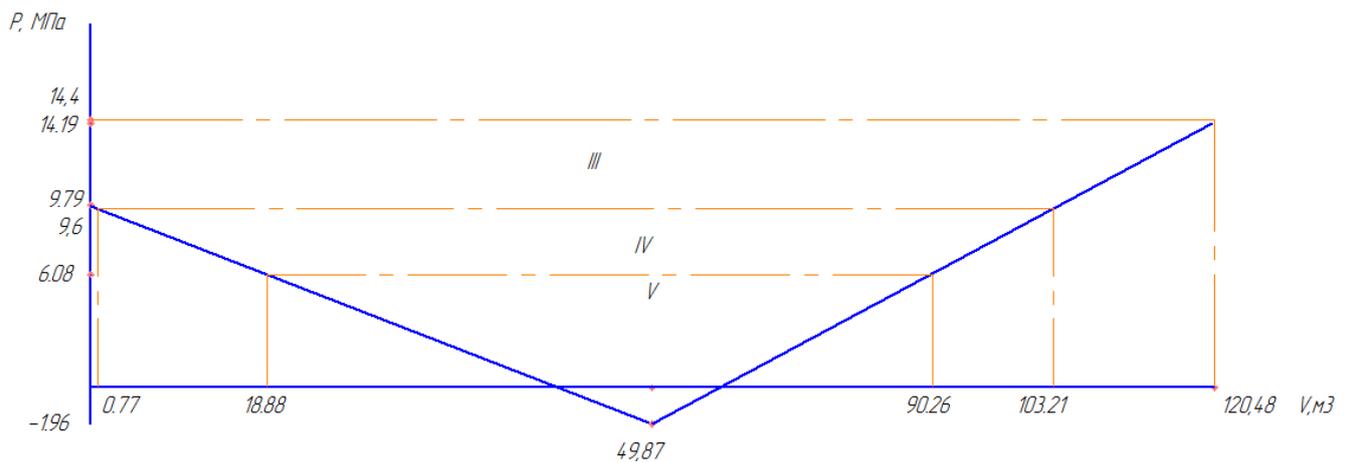


Рисунок 9 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 26 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 26 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	71,38
IV	31,06
III	17,04
II	1

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{\text{цем}}$  составляет 86.4 мин.

### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-168 ОТТМ;
- КОДГ–168 ОТТМ предназначен для цементирования скважин с большим зенитным углом, так же для упора продавочной пробки;
- цементирующая головка ГЦУ-168;
- разделительная пробка ПРП-Ц-168
- центраторы ЦПН-168/216. В интервале от 2303-2713 устанавливается по 1 центратору на обсадную трубу, это связано с большими интенсивностями искривления и зенитными углами. В интервале 0-2303 устанавливается по одному центратору через 50м, так как в данном участке зенитный угол незначительный (интервалы установки и их количество представлены в таблице 27) [18].

Таблица 27 – интервалы установки центраторов

Интервал установки, м	Тип центратора	Количество, шт
2303-2713	ЦПН-168/216	40
0-2303	ЦПН-168/216	46

### 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура АФК1 – 65х21 ХЛ

На данном месторождении коллектор является слабосцементированным и неустойчивым, пластовое давление является нормальным. В связи с этим необходимо применять методы плавного снижения забойного давления. Одним из таких наиболее распространенных на сегодня методов является сваби́рование. Сваб представляет собой трубу, в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена на рисунке 10. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными провололочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность [18].

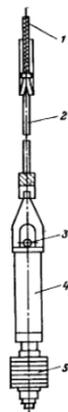


Рисунок 10 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень.

Для проведения операций по сваби́рованию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая [19].

Испытания скважины будут проводиться в пилотном стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. В состав пластоиспытателя входят следующие основные элементы: циркуляционный клапан, запорный поворотный клапан (ЗПК), испытатель пластов гидравлический (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр хвостовик, опорный башмак. Для

проведения испытаний выбирается пластоиспытатель на трубах ИПТ – 110 Г, в состав которого представлен на рисунке 11 [20].

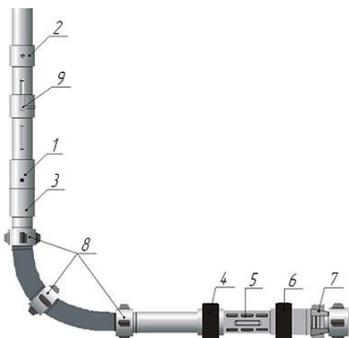


Рисунок 11 – состав ИПТ 110 Г: 1. Испытатель пластов ИПМ-110М 2. Клапан циркуляционный КСК-110 3. Устройство для замера затрубного давления УЗД-108 4. Фильтр Ф-110 5. Пакер ПСУ-115С (с уравнивающим клапаном) 6. Пакер ПС-115С 7. Якорь ЯК-108/136 8. Пробоотборник ПО-110 9. Центратор Ц-120; Ц-123

В процессе испытания скважины происходит отбор проб, что позволяет провести дальнейший анализ нефти содержащейся в пласте. Также на основании полученных данных с использованием расчетных формул определяют:

- Средний дебит притока;
- Конечный дебит притока;
- Коэффициент гидропроводности (подвижности);
- Пластовое давление;
- Средний коэффициент продуктивности;
- Потенциальный коэффициент продуктивности;
- Средний коэффициент призабойной закупорки.

## 2.5. Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (85,549 т.), веса обсадной колонны (83,310 т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 3000/200 ЭУК-1М. В таблице 38 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной

скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК = 9м<sup>2</sup>, установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы.

Таблица 28 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	85,549	Q <sub>бк</sub> / [G <sub>кр</sub> ]	0,43
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	85,752	Q <sub>об</sub> / [G <sub>кр</sub> ]	0,43
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	111,48	Q <sub>пр</sub> / [G <sub>кр</sub> ]	0,5574
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебедочного блока, т (Q <sub>вלב</sub> )	585,1	k <sub>по</sub> = P <sub>о</sub> / P <sub>бo</sub> (k <sub>по</sub> >1,25) P <sub>о</sub> =2кгс/см <sup>2</sup>	0,225 кгс/см <sup>2</sup> P <sub>о</sub> /P <sub>бo</sub> =8,89>1,25
Вес бурильной колонны, т (Q <sub>бк</sub> )	85,549		
Вес обсадной колонны, т (Q <sub>ок</sub> )	83,310		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K <sub>п</sub> )	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т (Q <sub>бр</sub> )	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> (F <sub>бo</sub> )	36		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	8	985,77	
3	31	924,8	
4	25	655,7	
5	18	436,5	
6	32	278,9	

### 3. Специальная часть

#### «Методы повышения ресурса эластомера винтового забойного двигателя за счет использования смазочных реагентов»

##### 3.1. Актуальность

С развитием технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин возникла необходимость в создании совершенно нового привода долота, который бы имел меньшую длину, чем турбобур и в тоже время позволил бурить искривленные участки скважин. Первый высокооборотный винтовой забойный двигатель был разработан в США в 1962 Харрисоном на базе однозаходного героторного насоса Муано. Отечественный низкочастотный многозаходный винтовой забойный двигатель был создан в СССР в 1966-70 гг. С.С. Никомаровым и М.Т. Гусманом [31].

Согласно статистике на сегодняшний день почти на каждом месторождении осуществляется бурение с помощью ВЗД. Это связано с тем, что при бурении данным способом достигаются высокие механические скорости и точное достижение проектных горизонтов. На рисунке 12 представлена статистика применения различных способов бурения [32].

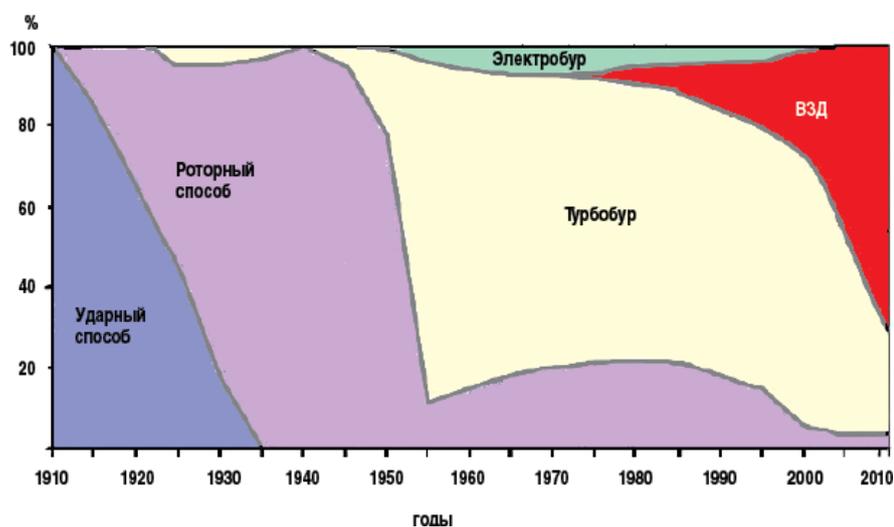


Рисунок 12 - статистика применения способов бурения.

За свою полувековую историю винтовые забойные двигатели получили наибольшую популярность. Наряду со своими многочисленными преимуществами, винтовые забойные двигатели имеют недостатки. Одним из самых уязвимых мест ВЗД является резиновая обкладка статора (эластомер) так

как она подвержена воздействию различных агрессивных сред и высоких нагрузок при взаимодействии с ротором. В связи с чем возникает проблема создания системы повышения износостойкости эластомера ВЗД с целью уменьшения числа аварий, количества СПО, затрат на бурение и в целом время бурения скважины.

На сегодняшний день отсутствует какой-либо комплекс мер для повышения износостойкости эластомера ВЗД, как в зарубежной, так и отечественной практике применения. Существует лишь ряд мер для повышения времени эксплуатации рабочей секции ВЗД. Увеличение длины рабочего органа ВЗД позволяет повысить сроки эксплуатации, но это влияет на проходимость двигателя в скважинах с большими углами. Так же необходимо соблюдать требования предъявляемые к системе промывки и очистки скважины, так как качество бурового раствора, его скорость и абразивность очень сильно влияют на срок службы эластомера [25].

Исходя из исследования ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета, стоит отметить, что наименьшую скорость изнашивания в среде бурового раствора при трении пары резина-сталь имеет полимер глинистый раствор. В некоторых случаях разница между полимер глинистым и другими растворами достигает десятков раз [24].

Исследования ученых в большей части направлены на изучение влияния смазочных добавок для бурового раствора на взаимодействие пары ротор/статор винтового забойного двигателя. Российскими учёными проводился сравнительный анализ нескольких смазочных добавок. Где ФК 2000+ и Луброил в совокупности с применением бурового раствора показали снижение коэффициента трения и скорости изнашивания до 2-3 раз. Так же были исследованы реагенты комплексного действия БКР-7 и СМ-1 разработаны на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ, которые показали себя с гораздо лучшей стороны, так как более ориентированы на снижение износа пары резина/сталь. Применение данных реагентов комплексного действия снижает износ в парах трения, в паре трения «резина – металл» ВЗД, в

частности. Соответственно увеличивается межремонтный рабочий ресурс двигателя [24].

Отсутствие каких-либо крупных исследований в данной сфере является главным стимулом в изучении работы пары резина/сталь, и снижение износа резины. Наиболее перспективные пути повышения стойкости резин заключаются в модификации поверхностного слоя с целью снижения коэффициента трения. В данной работе будет проведён анализ используемых смазок для резиновых поверхностей с целью повышения их износостойкости в промышленности в целом, для дальнейшего изучения их воздействия на эластомер ВЗД.

### 3.2. Методика эксперимента

Для имитации работы пары резина/сталь использовалась резина ИРП – 1226 и стальная пята. ИРП – 1226 является резиной повышенной износостойкости, из которой изготавливаются большинство эластомерных обкладок винтовых забойных двигателей. Изготовление образцов происходило с помощью сверлильного станка и коронки по дереву диаметром 43мм, путём вырезания из листа резины. Процесс изготовления представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Процесс изготовления образцов

Истирание образца происходило в цилиндрическом стакане, в котором происходила фиксация образца и рабочей среды. На рисунке 14 представлен

стакан и истирающая пята.



Рисунок 14 – Стакан для проведения экспериментов

В качестве имитации агрессивной среды бурового раствора использовались следующие жидкости:

- Вода
- Дизельное топливо
- Всесезонное масло гидравлическое загущенное (ВМГЗ)
- Соляной раствор (концентрация NaCl - 300 г/л)
- Глинистый буровой раствор (концентрация ПБМБ – 5%)
- Полимер-глинистый буровой раствор (концентрация ПБМБ – 3%, ПАА – 0,3%)

С целью снижения сил трения действующих между резиной и сталью применялись смазки. Все смазки были подобраны по принципу низкой цены и доступности. Далее будет проведён обзор каждой из них. Общий вид смазок представлен на рисунке 15.



Рисунок 15 – Общий вид смазок

### **Силиконовая смазка**

Одной из наиболее распространенных смазок для резино-технических изделий на сегодняшний день является силиконовая смазка. Силиконовая смазка создаёт на поверхности сплошной полимерный слой, который придаёт ей водоотталкивающие свойства и значительное снижение силы трения. К достоинствам силиконовой смазки можно отнести: широкий диапазон рабочей температуры, антифрикционные свойства, высокая устойчивость к старению.

### **Тефлоновая смазка**

Фторопласт (тефлон) — антифрикционный материал с коэффициентом трения скольжения, наименьшим из известных доступных конструкционных материалов. Данный вид смазки имеет самый высокий показатель сопротивления к истиранию. Находясь между двумя подвижными частями, она долго не вырабатывается при большом давлении. Тефлоновые смазки аналогично силиконовым они не только смазывает механизмы, но и покрывает их защитной пленкой, что позволяет повысить износостойкость поверхностей. В качестве испытуемой смазки была выбрана смазка PTFE от Liqui Moly/

### **Литиевая смазка**

По своему составу литиевая смазка является комбинацией синтетических или нефтяных масел, в которую добавляются специальные добавки и присадки, формирующие свойства определенного типа смазки. Все литиевые смазки стойки к воде, способны выдерживать широкий диапазон температур, имеют отличную механическую стабильность. Они применяются как в герметизированных, так и в негерметизированных узлах. Для проведения экспериментов был выбран Литол-24.

### **Литиевые смазки шарниров равных угловых скоростей**

Литиевые смазки для Шарниров Равных Угловых Скоростей являются частным видом смазки Литол-24, в которые добавлен дисульфид молибдена. Наличие дисульфида молибдена гарантирует надежную защиту механизмов, которые работают под действием знакопеременных механических нагрузок, а также при кратковременных пиковых нагрузках. Владеют

влагоотталкивающими свойствами, отлично защищает механизмы от загрязнений и может применяться в широком интервале температур вплоть до 150°C. Примером такой смазки на отечественном рынке является ШРУС-4 компании Felix или LM-47 от Liqui Moly.

### **Эластомерная смазка**

Одним из видов модифицированной литиевой смазки является смазка Zefal Elastomer Grease. Она предназначена для смазки пружинно-эластомерных вилок велосипедов. Дело в том, что эластомеры данных вилок находятся в постоянной высокой нагрузке, и подвергаются высоким деформациям, что схоже с эластомером винтового забойного двигателя.

### **Многоцелевая компонентная смазка WD-40**

WD-40 - многоцелевая смазка, получившая у российских потребителей большой спрос, в связи с её универсальностью. В состав данной смазки входит уайт-спирит и множество углеводородных соединений. Данная смазка используется для многих целей, хотя производители позиционируют данную смазку для заржавевших резьбовых соединений и удаления засохшей смазки.

Замер деформации производился с помощью цифрового штангенциркуля ШЦЦ-1-125.

### **3.3. Условия и порядок проведения экспериментов**

На дно стакана кладется образец и затем фиксируется цилиндром. В стакан заливается агрессивная среда, имитирующая буровой раствор. В сверлильный станок устанавливается пята и затягивается ключом. Стакан фиксируется тисками. Запускается станок, на рычаг подачи устанавливается груз и запускается таймер. На рисунке 16 представлен процесс проведения экспериментов.



Рисунок 16 – Процесс проведения эксперимента

В каждой среде проводится две серии опытов с выдержкой образцов в смазке в течении 72 часов и без выдержки. Для каждой смазки в каждой среде было изготовлено по три образца, с целью получения сходимости результатов.

Все образцы истираются под действием нагрузки в бкг, с частотой вращения шпинделя равной 180 об/минуту, в течении 5 минут. После истирания с каждого образца с помощью штангенциркуля глубиномера снимается деформация и образец маркируется. По истечению 72 часов снимается остаточная деформация с каждого образца.

### **3.4. Результаты экспериментов**

Рассмотрение результатов стоит начать с воды. При истирании в воде можно исключить агрессивное воздействие среды, которые повлияет на износ эластомера. Очевидно, что при использовании смазки износ эластомера снижается до двух раз. В тефлоновой и эластомерной смазке замечены наименьшие показатели износа, 2,21и 2,02 мм соответственно и равенство значений с выдержкой и без, что свидетельствует о том что они не воздействуют на резину эластомера. Результат истирания с эластомерной и тефлоновой смазкой представлен на рисунке 17 и 18 соответственно. После 72 часовой выдержки в смазках Литол-24 и ШРУС-4 замечен износ крошкой при истирании.



Рисунок 17 – Износ резины с эластомерной смазкой в воде



Рисунок 18 – Износ резины с тефлоновой смазкой в воде

На рисунке 19 представлена гистограмма деформации при различных смазках в воде.

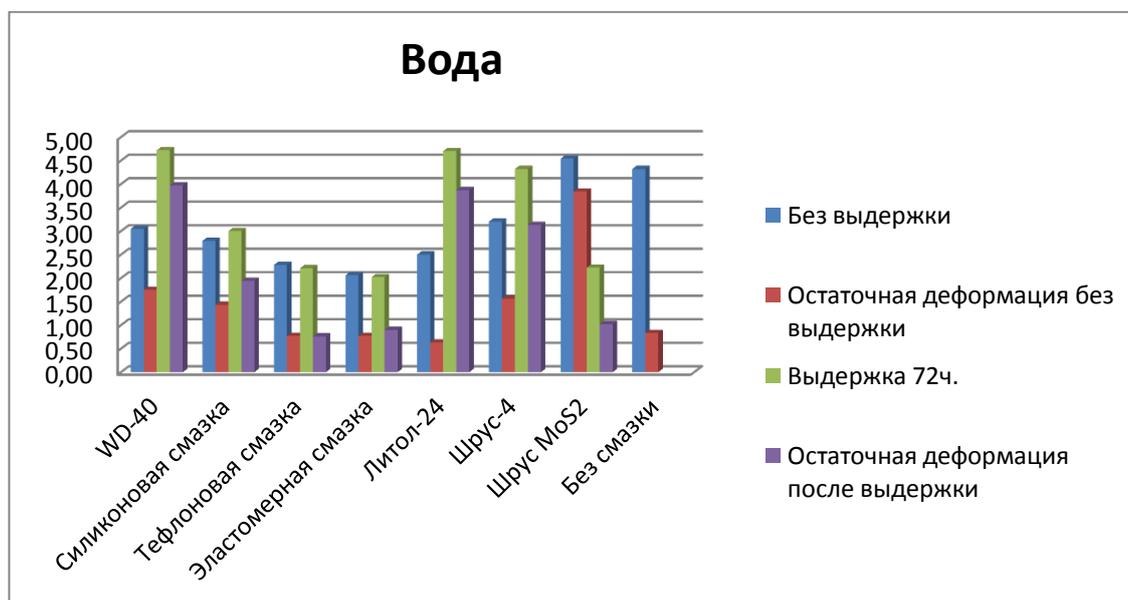


Рисунок 19 – Износ резины в воде

Следующей рассматриваемой средой был соляной раствор. В данной среде стоит отметить наименьший износ для тефлоновой и эластомерной смазки 1,74 и 1,56 мм соответственно. Наихудший результат был получен при истирании со смазкой ШРУС и MoS<sub>2</sub> 3,15 мм. Стоит отметить что в данной среде резина эластомера приобретала некоторую жесткость и отсутствовал

износ в виде крошки и разрушения эластомера, о чем свидетельствует низкая остаточная деформация для всех смазок. На рисунке 20 и 21 представлен износ с эластомерной и тефлоновой смазкой.



Рисунок 20 – Износ резины с эластомерной смазкой в соляном растворе



Рисунок 21 – Износ резины с тефлоновой смазкой в соляном растворе

На рисунке 22 представлена гистограмма износа в соляном растворе.

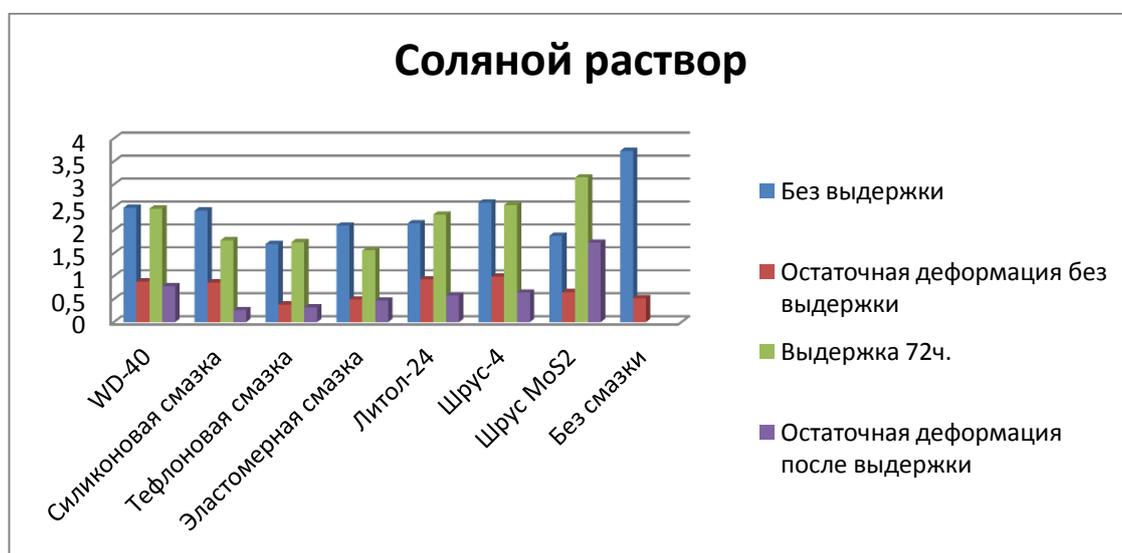


Рисунок 22 – Износ резины в соляном растворе

Далее произведём анализ износа эластомера в одной из наиболее агрессивных сред бурового раствора – дизельном топливе. В данной среде бурового раствора наименьший износ вышел у тефлоновой и силиконовой смазки – 1,88 и 1,87 мм соответственно. Это почти в 2 раза меньше чем износ

эластомера без смазки. Так же при истирании образца без смазки был замечен износ мелкой крошкой в дисперсионной среде. Это связано с агрессивным воздействием дизельного топлива, при котором происходило размягчение резины эластомера и её разрушение. Износ эластомера без смазки представлен на рисунке 23.



Рисунок 23 – Износ резины без смазки в дизельном топливе

На рисунке 24 представлена гистограмма износа резины в дизельном топливе.

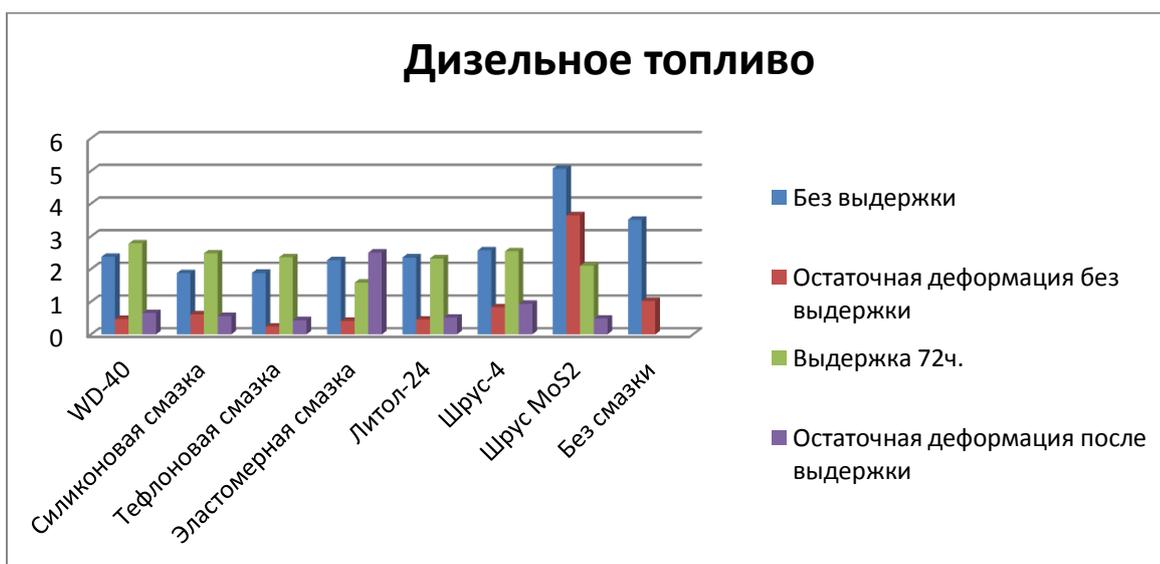


Рисунок 24 – Износ резины в дизельном топливе

Перейдём к рассмотрению износа резины в гидравлическом масле – ВМГЗ. По результатам опытов данная среда оказала наибольшее воздействие на износ эластомера. Во время проведения опытов был замечен перегрев истирающей поверхности стальной пяты, при условии, что перед каждым опытом происходило её охлаждение водой. Это связано с тем, что масло хуже отводит тепло и вследствие этого происходил перегрев резины и пяты. На

образцах наблюдается выпуклый конус износа посередине, что говорит о необратимой деформации резины эластомера в данной среде. При всем негативном воздействии данной среды на резину эластомера, тефлоновая смазка также показала хороший результат снизив износ почти в два раза по сравнению с образцами без смазки. Износ составил 2,8 мм. Остальные же смазки в некоторой степени проявили себя даже хуже, чем при отсутствии смазки, например WD-40. Износ эластомера с тефлоновой смазкой в гидравлическом масле представлен на рисунке 25.



Рисунок 25 – Износ резины с тефлоновой смазкой в гидравлическом масле

На рисунке 26 представлена гистограмма износа резины эластомера в гидравлическом масле.

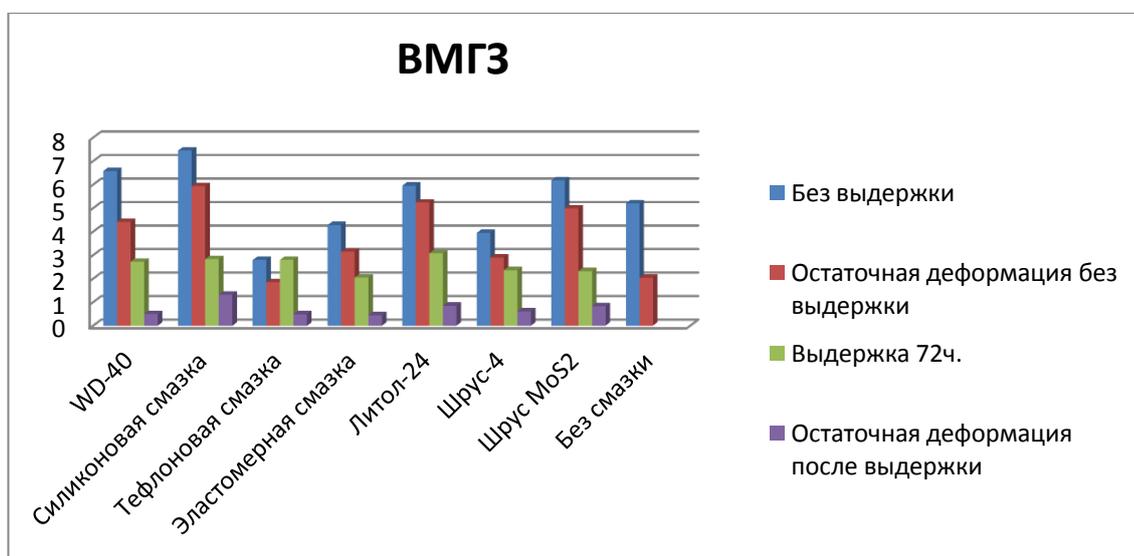


Рисунок 26 – Износ эластомера в гидравлическом масле

Выше были рассмотрены одни из наиболее агрессивных сред бурового раствора, но на сегодняшний день наиболее распространены глинистые растворы, так как они обладают наименьшей стоимостью. Поэтому необходимо

проверить влияние смазок на интенсивность истирания образца в глинистом и полимер-глинистом буровом растворе.

В среде глинистого бурового раствора и тефлоновая и эластомерная смазки оказали положительный эффект. Деформация составила для тефлоновой смазки 2,34 мм, а для эластомерной 2,17 мм, что почти в два раза меньше деформации без смазки – 3,68 мм. При истирании с WD-40 был получен наихудший результат за всё время проведения опытов, образцы были истерты полностью. Фото образцов с WD-40 представлены на рисунке 27.



Рисунок 27 – Износ резины с WD-40 в глинистом растворе

На рисунке 28 представлена гистограмма износа образцов резины в глинистом буровом растворе.

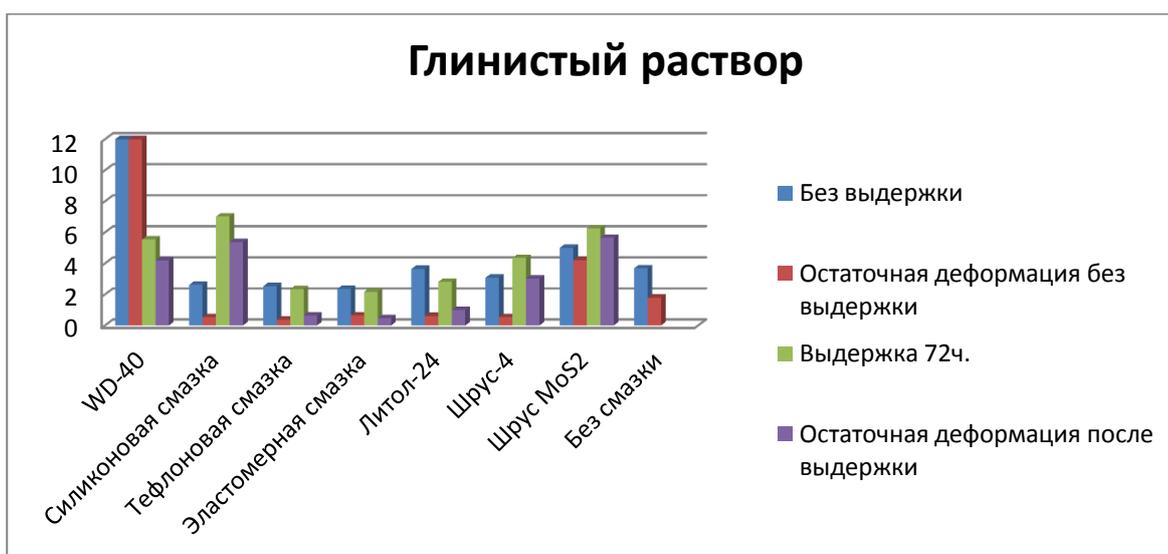


Рисунок 28 – Износ резины в глинистом буровом растворе

В среде полимер-глинистого бурового раствора наименьший износ был

замечен у тефлоновой смазки 1,57 мм, а остаточная деформация 0,2 мм. Это говорит о том, что разрушения поверхности резины не происходило. Износ без смазки составил 3,99 мм. На рисунке 29 представлен износ резины без смазки в полимер-глинистом буровом растворе.



Рисунок 29 – Износ резины без смазки в полимер-глинистом растворе

На рисунке 30 представлена гистограмма износа резины в полимер-глинистом буровом растворе.



Рисунок 30- Износ резины в полимер-глинистом буровом растворе

Исходя из проанализированного выше, можно отметить что тефлоновая и эластомерная смазка имеют положительный результат и снижают до двух раз износ эластомера при истирании его в паре со сталью. Низкий износ при нанесении тефлоновой смазки на резину связан с тем, что она очень схожа с поверхностным модифицированием резины. При нанесении она образует тонкий поверхностный слой белого цвета, который можно увидеть на рисунке 31, на котором представлены образцы с нанесенной смазкой. Кроме того данная

смазка гораздо дешевле поверхностного модифицирования. Положительное действие эластомерной смазки связано с тем что она изначально предназначена для велосипедных эластомеров которые работают при высоких знакопеременных нагрузках.



Рисунок 31 – Образцы с нанесенной смазкой

Смазка WD-40 показала негативный результат, это j тем что в её состав входит растворитель Уайт-спирит, который размягчает поверхность резины и она быстро разрушается при истирании. Смазки Литол-24 и типа ШРУС показали плохой результат, в связи с тем что они получены путём загущения масел, которые как было получено выше размягчают поверхность резины и получается износ в виде мелкой крошки.

На сегодняшний день поверхность эластомера не покрывается никакими смазками. В соответствии с этим возможно применение данных смазок при изготовлении ВЗД. Из полученных результатов очевидно, что при нанесении тефлоновой или эластомерной смазки происходит снижение износа двигателя до двух раз.

В дальнейших исследованиях необходимо определить устойчивость данных видов смазок к воздействию дисперсионной среды длительное время.

В таблице 29 представлен средний износ образцов резины при проведении опытов.

Таблица 29 – Средний износ резины

	Износ без выдержки, мм							Износ после выдержки 72ч, мм						
	Вода	Соляной раствор	ДТ	ВМГЗ	Глинистый раствор	Полимер-глинистый раствор	Среднее	Вода	Соляной раствор	ДТ	ВМГЗ	Глинистый раствор	Полимер-глинистый раствор	Среднее
WD-40	3,05	2,49	2,37	6,58	12	2,77	4,88	4,72	2,47	2,78	2,72	5,54	4,3	3,75
Силиконовая смазка	2,79	2,43	1,87	7,45	2,62	2,32	3,25	3	1,78	2,48	2,83	7,02	2,21	3,22
Тefлоновая смазка	2,28	1,7	1,88	2,8	2,53	1,57	2,12	2,21	1,74	2,36	2,8	2,34	2,14	2,27
Эластомерная смазка	2,06	2,1	2,27	4,28	2,36	2,38	2,58	2,02	1,56	1,58	2,05	2,17	2,1	1,91
Литол-24	2,5	2,15	2,35	5,96	3,64	2,29	3,15	4,7	2,34	2,32	3,08	2,81	2,35	2,93
ШРУС-4	3,2	2,6	2,57	3,95	3,08	2,31	2,95	4,32	2,55	2,54	2,36	4,35	2,41	3,08
ШРУС MoS <sub>2</sub>	4,54	1,88	5,07	6,18	5	2,87	4,25	2,22	3,15	2,1	2,32	6,26	2,68	3,12
Без смазки	4,32	3,73	3,51	5,2	3,68	3,99	4,07	-	-	-	-	-	-	-

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Красноярский филиал АО «ССК»**

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000г и за свою 16 летнюю Историю компания имеет:

- 5000 сотрудников;
- 1,5 млн метров проходки в год;
- 7% от общего объёма бурения в России;
- В своём штате компания имеет: 65 буровых установок, 85 подъёмных агрегатов, 18 флотов цементирования;
- Лидер по производительности труда в РФ среди буровых компаний.

В сентябре 2002 года в состав ССК вошло ООО ГРК «Эвенкия», к тому времени уже четыре года работающее в Красноярском крае. К 2006 году закончилось формирование Красноярского филиала. В зону ответственности Красноярского филиала ССК попадает не только территория Красноярского края, но и Иркутская область, Якутия. Здесь также работают подразделения дочерних предприятий ССК- «Буровые растворы» и ЗАО «Управление цементирования скважин».

В Красноярском крае в последние годы геологоразведочные работы вновь набирают обороты. Высокие результаты показывают геологи при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Работами последних лет обусловлен значительный прирост запасов углеводородов, а современные

методы геофизических и других исследований подтверждают уникальность месторождений Восточной Сибири.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам [33]. Организационная структура Красноярского филиала АО «ССК» представлена на рисунке К.1 приложения К.

#### **4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины**

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

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

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

Расчет нормативного времени на вышкомонтажные работы

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

В вышкомонтажные работы включается нормативное время:

- на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,9 часов;
- на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа;
- на сборку механизма подъёма вышки – 102,2 часа;
- на сборку вышки – 672,9 часов;
- на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа;

- на сборку оснований насосного блока – 307,7 часа;
- на монтаж буровой установки – 150,6 часа.

Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1707,9 часа или 71,2 суток [34].

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

### **Расчет нормативного времени на подготовительные работы к бурению**

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 48 часов или 2 суток [35].

### **Расчет нормативного времени на бурение скважины**

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормы время на механическое бурение одного метра составляют:

- для интервала под направление (0-50 м) – 0,02 ч;
- для интервала под кондуктор (50-770м; 50-770,62) – 0,03 ч;
- для интервала пилотного ствола (2470-2645м; 2476,2-2661,5м) - 0,09ч;
- для интервала отбора керна (2645-2660м; 2661,5-2678,78м)-0,4ч;
- для интервала под эксплуатационную колонну (770-2650м; 770,62-2713,67) – 0,09 ч;
- для интервала хвостовика (2713,67-3048,16 м) – 0,1 ч.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [35].

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

– справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин [.

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (2):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (2)$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;  $h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \quad (4)$$

где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;  $T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;  $T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице К.1 приложения К.

### **4.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3250,74}{254,77} = 12,8 \text{ м/ч},$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_M$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3250,74}{254,77 + 89,64} = 9,9 \text{ м/ч},$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3250,74 \cdot 720}{737,52} = 3173,5 \text{ м/ст. мес.},$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3250,74}{5} = 650,2 \text{ м},$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

#### **4.4 Линейный календарный график выполнения работ**

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Буровой мастер – 1 чел.;
- Помощник бурового мастера – 4 чел.;
- Бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- Бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- Слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- Лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1. Вышкомонтаж	71						
2. Бурение	30,73						
3. Испытание	10,6						

#### 4.5 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам 1984 года представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин [36].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [37] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах К.1 и К.2 приложения К.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному

нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [38].

Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице К.3 приложения К.

Итого с учетом НДС полная стоимость на строительство скважины составила 275 750 343 руб.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1. Введение**

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 м. на нефтяном месторождении Томской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

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

### **5.2. Производственная безопасность**

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 31 для дальнейшего анализа.

Таблица 31 - Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной

скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; -Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенный уровень вибрации; -Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -Недостаточное освещение рабочей зоны; -Повреждения в результате контакта с насекомыми.	-Пожаро-взрывоопасность -Повышенное значение напряжения в электрической цепи -Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 [39] СанПиН 2.2.4.548–96 [40] ГОСТ 12.1.003-2014 [41] ГН 2.2.5.1313-03 [42] ГОСТ 12.2.003-91. [43] ГОСТ 12.2.062-81. [44] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [45] ГОСТ 12.1.012–2004. [46]

### 5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

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

В процессе бурения скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [42]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);

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

### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [41].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [50].

### **Повышенный уровень вибрации**

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. [46]

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость [51].

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины [52].

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

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В зимнее время температура воздуха понижается до  $-50^{\circ}\text{C}$ , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В комплект средств индивидуальной защиты от включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [49].

### **Недостаточное освещение рабочей зоны**

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18].

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [53] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность: роторного стола - 100 лк; пути движения талевого блока - 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк; превенторной установки - 75 лк; лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

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

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [50].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

## **5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды**

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

### **Пожаровзрывоопасность**

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам: взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.); в результате газонефтеводопроявления (ГНВП); курение в неположенном месте; нарушение порядка хранения пожароопасных

материалов; нарушение правил эксплуатации электрического оборудования; применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [43].

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный - 2 шт; лопата - 2 шт; багор - 2 шт; топор - 2 шт; ведро - 2 шт; ящик с песком - 1 шт; кошма 2×2 м - 1 шт.

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

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [58], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [29].

- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [45].

### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время

СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте [4,14];.

### **5.3. Экологическая безопасность**

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

#### **5.3.1. Атмосфера**

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее врем ликвидировать.

#### **5.3.2. Гидросфера**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

### **5.3.3. Литосфера**

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [55].

### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

## **5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).**

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Внеочередную проверку знаний рабочих проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц

предприятия;

- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил,

инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый [56].

### **5.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении Томской области. В работу включены пять основных частей: геологическая и общая часть, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность при строительстве скважины.

В общей и геологической части представлены такие материалы, как географо-экономическая характеристика района работ, обзорная карта района, параметры флюидонасыщенности, геологические условия бурения, а так же зоны возможных осложнений.

Во второй части данной выпускной квалификационной работы содержатся основные технологические решения при строительстве скважины: по исходным данным была выбрана наклонно направленная скважина с горизонтальным окончанием 300м и пилотным стволом, ствол открытый с фильтром хвостовиком. В соответствии с профилем, а так же геологическими условиями были выбраны оптимальные породоразрушающие инструменты, а так же компоновки низа бурильной колонны. Были спроектированы основные решения при заканчивании скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины.

В специальной части был рассмотрен вопрос повышения ресурса эластомера винтового забойного двигателя за счет использования смазочных добавок.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины а так же полная сметная стоимость строительства скважины.

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

### Список публикаций студента

1. Тихонов А.С. Разработка системы повышения ресурса резины эластомеров винтовых забойных двигателей// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых посвященном 130-летию со дня рождения М.И. Кучина. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – С. 650-651.

2. Тихонов А.С. Анализ нагрузок действующих на бурильную колонн в направленном стволе скважины// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых посвященном 120-летию со дня рождения основания Томского Политехнического университета. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – С. 567-569.

3. Тихонов А.С. Обзор современных способов решения проблем, связанных со строительством горизонтальных скважин// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых посвященном 130-летию со дня рождения М.И. Кучина. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – С. 652-654.

## Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
13. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2017).
18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с
19. Сваб [Электронный ресурс].-<http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс].-<http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс].-  
<http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
22. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс].-  
<http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
23. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер-металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-

3. С. 23.

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

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

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

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

28. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2016).

29. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).

30. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс]. – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 22.12.2016).

31. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2016).

32. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 20.05.2017).

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

34. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2017).
35. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
36. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
37. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
38. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
40. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
41. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
42. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
43. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с

Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.)

44. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

45. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

48. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

49. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

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

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

53. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

54. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

55. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

56. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

## Приложение А

### Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

В таблице А.1 представлена географическая характеристика района ведения работ, а в таблице А.2 экономическая характеристика района ведения строительства.

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	-
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1,7 +35 -50
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное; западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая



## Приложение Б

### Геологические условия бурения

В таблице Б.1 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица Б.1 - Стратиграфическая характеристика разреза, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Мощность	Название	Индекс		
1	2	3	4	5	Угол, град	6
0	30	30	Четвертичная система	Q	0	1,3
30	180	150	Некрасовская серия	P <sub>3nk</sub>	0	1,3
180	230	50	Чеганская свита	P <sub>3cq</sub>	0	1,3
230	420	190	Люлинворская свита	P <sub>2ll</sub>	0	1,3
420	450	30	Талицкая свита	P <sub>2tl</sub>	0	1,3
450	600	150	Ганькинская свита	K <sub>2qn</sub>	0	1,6
600	645	45	Славгородская свита	K <sub>2sl</sub>	0	1,6
645	742	97	Ипатовская свита	K <sub>2ip</sub>	0	1,6
742	762	20	Кузнецовская свита	K <sub>2kz</sub>	0÷1	1,6
762	1647	885	Покурская свита	K <sub>1-2pk</sub>	0÷1	1,6
1647	2253	606	Киялинская свита	K <sub>1kis</sub>	0÷1	1,6
2253	2327	74	Тарская свита	K <sub>tr</sub>	0÷2	1,2
2327	2627	300	Куломзинская свита	K <sub>k1m</sub>	0÷2	1,2
2627	2655	28	Баженовская свита	J <sub>3bq</sub>	0÷2	1,2
2655	2736	81	Васюганская свита	J <sub>3vs</sub>	0÷2	1,2

В таблице Б.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица Б.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиг- рафиче- ского подраз- делени- я	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	Суглинки Глины	50 50	Почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко-среднезернистые;
P <sub>3nk</sub>	30	180	Пески Глины Алевриты	60 30 10	Переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномерных, иногда глинистых, алевритов и серых песчано-алевритистых глин;
P <sub>3cq</sub>	180	230	Глины Пески	70 30	Глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P <sub>2ll</sub>	230	420	Глины	100	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P <sub>2tl</sub>	420	450	Глины Алевролиты	90 10	Глины темно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включениями пирита;
K <sub>2qn</sub>	450	600	Глины Пески	90 10	Глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K <sub>2sl</sub>	600	645	Глины Пески	90 10	Глины серые с прослоями тонкозернистых песков;
K <sub>2ip</sub>	645	742	Пески Песчаники Глины	50 30 20	Переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконитовых и глин серых, алевритистых, иногда опоковидных;
K <sub>2kz</sub>	742	762	Глины	100	Глины серые, темно-серые, участками известковистые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;

Продолжение таблицы Б.2

K <sub>1-2pk</sub>	762	1647	Песчаники Алевролиты Глины	50 30 20	Чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
K <sub>1kis</sub>	1647	2253	Глины Песчанки Алевролиты	50 40 10	Чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит,
K <sub>tr</sub>	2253	2327	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	70 15 15	Песчаники мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных;
K <sub>klm</sub>	2327	2627	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 20 20	Аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевритистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разнозернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками;
J <sub>3bq</sub>	2627	2655	Аргиллиты	100	Аргиллиты темно-серые до черных, битуминозные, плитчатые;
J <sub>3vs</sub>	2655	2736	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	45 45 10	Песчаники разнозернистые, от слабо- до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты темно-серые, иногда плитчатые, крепкие; алевролиты серые, крепкие;

В таблице Б.3 представлены Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица Б.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс/мм <sup>2</sup>	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13
Q	0	30	Суглинки Глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	- 10	10 4	Мягкая Мягкая
P <sub>3нк</sub>	30	180	Пески Глины Алевриты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30-40 80 20	15 - 10	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P <sub>3сч</sub>	180	230	Глины Пески	2,2 2,0	10 25-30	0 1000	100 20	10 -	4 10	Мягкая Мягкая
P <sub>2II</sub>	230	420	Глины	2,2	10	0	100	40	4	Мягкая
P <sub>2I</sub>	420	450	Глины Алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20-30	100 30-40	35 150	4 10	Мягкая Средняя
K <sub>2qn</sub>	450	600	Глины Пески	2,2 2,1	20 18-25	0 0	90-100 10-20	30 -	4 10	Мягкая Мягкая
K <sub>2sl</sub>	600	645	Глины Пески	2,2 2,1	18-20 16	0 10-15	90-100 5-20	25 -	4 10	Мягкая Мягкая
K <sub>2ip</sub>	645	742	Глины Песчаники Пески	2,2 2,2 2,1	16-18 16-22 18-25	0 10-500 1000- 2000	90-100 5-20 5-20	25 130 -	4 10 10	Мягкая Средняя Мягкая
K <sub>2kz</sub>	742	762	Глины	2,2	10	0	90-100	35	4	Мягкая
K <sub>1-2рк</sub>	762	1647	Песчаники Глины Алевролиты	2,2 2,1 2,3	22 16 16-18	0 0 15	20 100 30	135 30 60	10 4 6	Средняя Мягкая Средняя

Продолжение таблицы Б.3

K <sub>1kis</sub>	1647	2253	Глины Алевролиты Песчаники	2,4 2,4 2,2	10 14-16 22	0 0-10 10-900	100 20-30 20	28 60 150	4 6 10	Средняя Средняя Твёрдая
K <sub>tr</sub>	2253	2327	Песчаники Аргиллиты Алевролит	2,2 2,4 2,3	16-22 2 15	20-900 0 10	20 80 10-30	100 95 140	10 4 6	Средняя Средняя Твёрдая
K <sub>klm</sub>	2327	2627	Аргиллит Алевролит Песчаник	2,4 2,3 2,2	2 15 16-20	0 10 10-200	80 40-60 20-50	95 140 100	4 6 10	Средняя Твёрдая Средняя
J <sub>3bq</sub>	2627	2655	Аргиллит	2,4	2	0	90-100	95	6	Средняя
J <sub>3vs</sub>	2655	2736	Песчаник Алевролит Аргиллит	2,3 2,3 2,4	15 5-10 2	10-100 0-10 0	20-30 30-40 60-80	230 140 95	10 6 6	Твёрдая Твёрдая Твёрдая

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице Б.4.

Таблица Б.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, Градус
	От	До	Пластового Кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового Кгс/см <sup>2</sup> на м		Гидроразрыва пород Кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного Кгс/см <sup>2</sup> на м		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	14	16
Q	0	30	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,230	6
P3nk	30	180	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	6
P3cg	180	230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	10
P2ll	230	420	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	15
P2tl	420	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	16
K2gn	450	600	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	19
K2sl	600	645	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,180	0,230	0,230	22
K2ip	645	742	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	26
K2kz	742	762	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	27
K1-2pk	762	1647	0,100	0,101	0,100	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	51
K1kis	1647	2253	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	70
K1tr	2253	2327	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,170	0,230	0,230	72
K1klm	2327	2627	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	74
J3bg	2627	2655	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,155	0,230	0,230	79
J3vs	2655	2736	0,102	0,102	0,102	0,102	0,155	0,155	0,230	0,230	85

## Приложение В

### Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В таблице В.1 представлена нефтегазоводоносность разреза скважины

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал залегания нефтеносных горизонтов по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Нефтеносность</b>							
K <sub>1</sub> (B <sub>1</sub> <sup>1</sup> -B <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	2290	2300	Поровый	770	2.1	До 25	-
J <sub>3jvs</sub> (Ю <sub>1</sub> )	2655	2695	Поровый	760	20	50	-
<b>Водоносность</b>							
Q-P3	0	230	Поровый	1000	-	-	Да. Минерализ. 0.3 – мг/л
K1-2	762	1647	Поровый	1010	300	-	Нет. Минерализ. 13 – мг/л.
K1	1647	2627	Поровый	1011	10-100	-	Нет. Минерализ. 26 – мг/л.
J3	2627	2660	Поровый	1019	10-50	-	Нет. Минерализ. 33 – мг/л.

## Приложение Г

### Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P1-3	0	450	Поглощения	Интенсивность – 0,5-1 м <sup>3</sup> /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K1-2рк	762	1647	Поглощения	Интенсивность – 1 м <sup>3</sup> /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P1-3	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций
K1	1647	2627	Водонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций

Продолжение таблицы Г.1

J3– J1-2	2655	2660	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций
Q – P <sub>1-3</sub>	0	450	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K <sub>2</sub> – K <sub>1-2</sub>	450	1647	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K <sub>1тр</sub>	2253	2327	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

**Приложение Д**  
**Исследовательские работы**

Запланированные испытания и исследования скважины представлены в таблице Д.1.

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Кондуктор				
0	770	Стандартный зонд, ПС	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
50	770	Кавернометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД
50	770	Инклинометрия с совместной записью ГК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ГК-ИМА-42
0	770	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	770	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
0	770	Плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ-8-12
0	770	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	РК5-76

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Эксплуатационная колонна				
770	2650	Стандартный каротаж, ПС, ИК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
2470	2660			
770	2650	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ИОН — 1
770	2650	БКЗ	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
В интервале БКЗ		МБК+МКВ, МКЗ	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Кедр-М-МК-76
770	2650	БК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
2470	2660			
770	2650	АКШ, резистивиметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	АКШ-43
2470	2660			
770	2650	ГГК-П	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	СГП-2:
2470	2660			
В интервале БКЗ		ВИКИЗ	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	ВИКИЗ

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
770	2650	Профилеметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Кедр-80 СКПД
2470	2660			
770	2650	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	РК5-76
2470	2660			
В интервале БКЗ		Гамма-спектрометрия (ГГК-С)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	СГК-1024
770	2650	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
2645	2660	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 214,3/100 В 913 О, СКИ – 178/100
0	До глубины дохода прибора	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
0		Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ–8-12
0		Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	РК5-76
0		Термометрия (фоновый замер)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Хвостовик				
2650	2660	ПС, ГК + НКТ, ВИКИЗ, резистивиметрия, инклинометрия	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Алмаз-2
2650	2660	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	2660	Комплексные геофизические и гидродинамические исследования в горизонтальных скважинах	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Приток-2М

## Приложение Е

### Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

В таблице Е.1 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик.

Таблица Е.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-121	121	16	1008
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПН 89*9,35 Д	89	2616	55145
ТБТ				
1	ТБТ-89	89	408	19788

Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора при бурении интервала под хвостовик [6].

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{п} = 400000 \cdot 0,0039 = 15526Н$$

Длина УБТ:

$$L_{УБТ} = 160м$$

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{БТ} = 2882,5м$$

Сила тяжести УБТ:

$$G_{УБТ} = q_{УБТ} \cdot l_{УБТ} = 1008кгс$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{БТ} = q_{БТ} \cdot l_{БТ} = 21,2 \cdot 2616 = 55145кгс$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{УБТ} \cdot \cos \alpha) = 9,81 \cdot 1091 \cdot (2660 - 16 \cdot \cos(88)) = 28,15МПа$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = P_{заб} \cdot F = 28.15 \cdot 0,00234 = 65853H$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

В открытом стволе –  $f_3=0,4$

Внутри обсадной колонны –  $f_2=0,2$

Продольные усилия в нижнем сечении бурильных труб:

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_M} = 1 - \frac{1091}{7850} = 0,8622$$

$$F_{mp.КНБК} = f_3 \cdot g \cdot (G_{убт} + G_{зд}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 35435.9H$$

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$N(l_{БТ}) = (G_{убт} + G_{зд}) \cdot g \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{mp.КНБК} + F_{зд} - F_A = -11794H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на четвертом участке стабилизации:

$$F_{n7} = [q(l_{ш} - l_{убт}) + G_{убт} + G_{зд}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 112566.43H$$

Суммарная сила трения на четвертом участке стабилизации:

$$F_{mp7} = f_7 \cdot F_{n7} = 45026.57H$$

Продольные усилия в начале четвертого участка стабилизации:

$$N_6 = N(l_{БТ}) + q(l_{ш} - l_{убт}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{mp7} - F_{mp.КНБК} = -1236.42H$$

Поперечная прижимающая сила на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{n6} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_7 \Delta\alpha = 6174.7H$$

Колонна прижимается к нижней стенке скважины.

Сила трения на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{mp6} = f_6 \cdot F_{n6} = 1234.9H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_6 = N_7 + q \cdot h \cdot g + F_{mp6} = 37494.5H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на третьем участке стабилизации:

$$F_{n5} = [ql_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 15157.16H$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации:

$$F_{mp5} = f_5 \cdot F_{n5} = 3031H$$

Продольные усилия в начале участка стабилизации:

$$N_5 = N_6 + q \cdot g \cdot l_5 \cdot \cos \alpha + F_{mp5} = 58039.72H$$

Поперечная прижимающая сила на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{n4} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_5 \Delta\alpha = 17983.18H$$

Сила трения на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{mp4} = f_4 \cdot F_{n4} = 3596H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на втором участке набора зенитного угла:

$$N_4 = N_5 + q \cdot h \cdot g + F_{mp4} = 97643H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на втором участке стабилизации:

$$F_{n3} = [ql_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 16754.5H$$

Суммарная сила трения на втором участке стабилизации:

$$F_{mp3} = f_3 \cdot F_{n3} = 3350.9H$$

Продольные усилия в начале второго участка стабилизации:

$$N_3 = N_4 + q \cdot g \cdot l_3 \cdot \cos \alpha + F_{mp3} = 546020H$$

Поперечная прижимающая сила на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_3 \Delta\alpha = 23824.64H$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{mp2} = f_2 \cdot F_{n2} = 4764.9H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на втором участке набора зенитного угла:

$$N(H) = N_3 + q \cdot h \cdot g + F_{mp2} = 566915H$$

Суммарное продольное усилие от веса буровой колонны в жидкости:

$$G_{БК} = [(G_{зд} + G_{убт}) \cos \alpha_1 + q \cdot (L - L_{убт} \cdot \cos \alpha_1)] \cdot k_A = 50666.8кзс$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля:

$$F_{mp} = F_{mp2} + F_{mp2}' + F_{mp3} = 61005.6H$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = g \cdot G_{БК} + F_{mp} + F_{зд} = 573572H$$

Определение осевого момента инерции:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 1.88 \cdot 10^{-6} м^4$$

Определение изгибающего момента:

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 2578H \cdot м$$

Определение напряжения изгиба:

$$\sigma_{II} = \frac{ED}{2R} = 60.99МПа$$

Определение нормальных напряжений:

в сечении изгиба -

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_H = 77.02 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 245.16 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении без учета КНБК –

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 212.44 \text{ МПа}$$

Наиболее опасное сечение буровой колонны – верхнее сечение.

Установление коэффициента запаса статической прочности:

$$k_{cm} = 1,3$$

Требуемый предел текучести материала буровых труб:

в сечении изгиба –

$$\sigma_T(H) = k_{cm} \cdot \sigma(H) = 100.12 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma_T(0) = k_{cm} \cdot \sigma(0) = 318.70 \text{ МПа}$$

Требуемым пределам текучести материала буровых труб соответствуют буровые трубы с группой прочности материала Д.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении:

$$[N(0)] = \sigma_T(0) \cdot F = 872167.4 \text{ Н}$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 298594.4 \text{ Н}$$

## Приложение Ж

### Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений



Рисунок Ж.1 – Эпюра наружных избыточных давлений

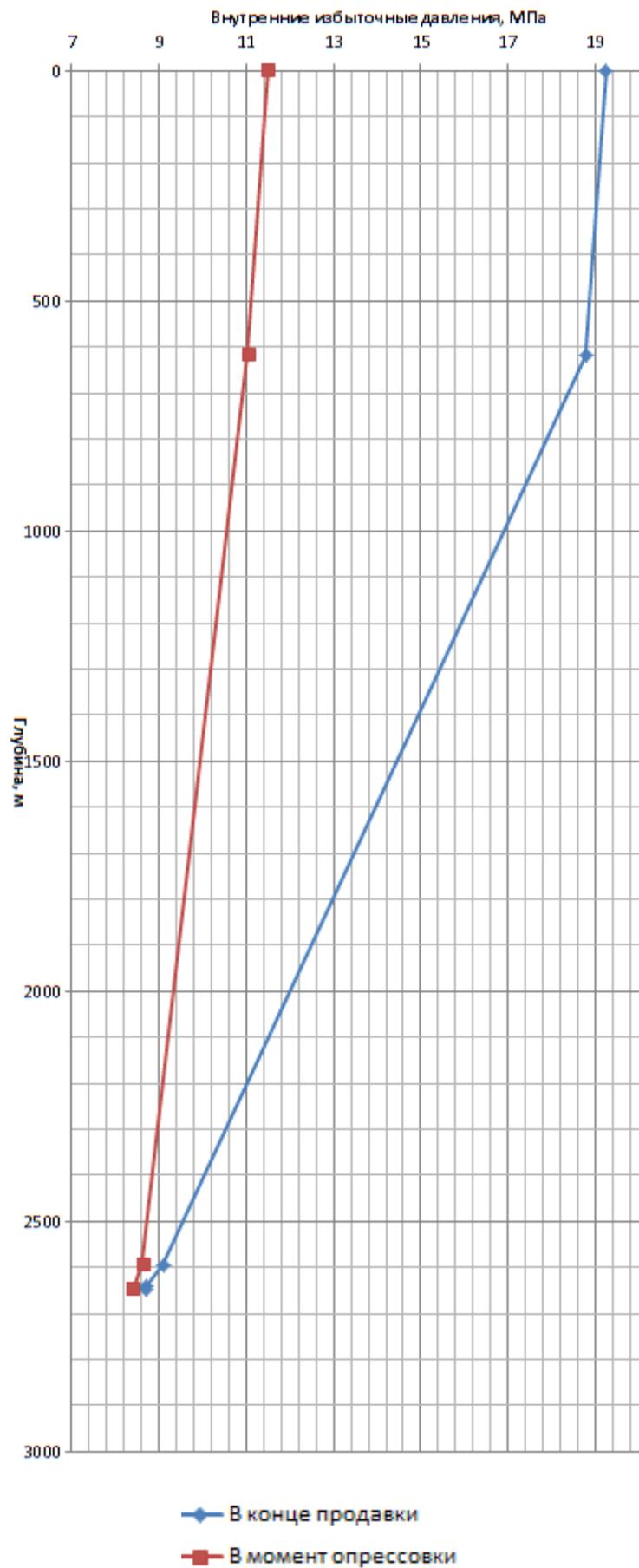


Рисунок Ж.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений

# Приложение К

## Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На рисунке К.1 представлена организационная структура Красноярского филиала АО “ССК”.

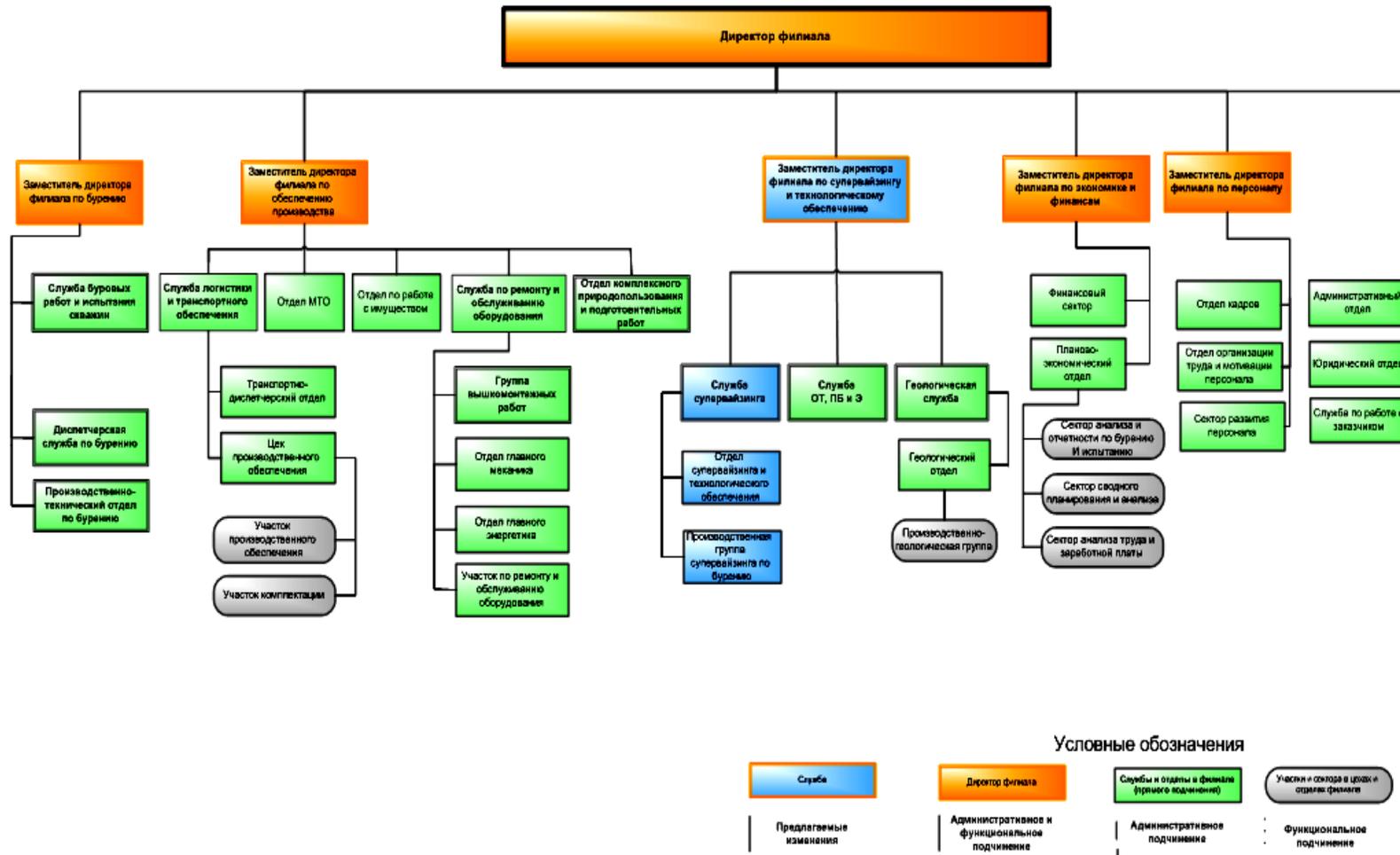


Рисунок К.1 – Организационная структура Красноярского филиала АО “ССК”

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице К.1.

Таблица К.1 - Нормативная карта

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1707,9
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение интервала под направление: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания ПЗР перед СПО Бурение 0-50 м Промывка Проработка ствола Крепление: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	2,0 0,43 1,0 1,0 0,64 0,6 4,1 24,0 12,0 1,5 0,56 47,83
4	Бурение интервала под кондуктор: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 50– 770,62м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ ГИС	ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	9,82 21,7 2,0 4,17 0,43 7,0 4,1 24,0 6,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	ч ч ч ч	12,0 3,1 1,14 95,5

5	Бурение интервала под эксплуатационную колонну:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	16,67
	Бурение 770,62– 2713,67м	ч	174,9
	Промывка	ч	3,0
	Проработка ствола	ч	9,7
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Крепление обсадной колонны:		
	СПО обсадной колонны	ч	20,4
	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	20,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	9,42
	Смена вахт – 1,25%	ч	3,57
Итого	ч	298,59	
6	Бурение интервала пилотного ствола:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	21,63
	Бурение 2476,2– 2661,5м	ч	16,67
	Промывка	ч	2,0
	Проработка ствола	ч	9,7
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	ГИС	ч	28,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	2,72
	Смена вахт – 1,25%	ч	1,0
	Итого	ч	86,22
7	Бурение интервала с отбором керна:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	22,13
	Бурение 2661,5– 2678,78м	ч	7,0
	Промывка	ч	€2,0
	Проработка ствола	ч	9,85
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	1,8
	Смена вахт – 1,25%	ч	0,67
	Итого	ч	55,88



В таблице К.2 представлен сметный расчет на бурение скважины.

Таблица К.2– Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231	6,4	1471
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269	-	441
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2	6,4	123,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3	-	36,9
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2	6,4	76,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	23
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2	6,4	76,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	23
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	99,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9	6,4	1422,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498	6,4	2608

## Продолжение таблицы К.2

Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829	6,4	984
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2	6,4	782,5
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8	6,4	197,5
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6	6,4	146,3
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76	6,4	56,96
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6	6,4	97,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2	6,4	899,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4	6,4	166,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4	6,4	2918,1
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8	6,4	1136,6
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8	6,4	1242,3
Техническая вода	м <sup>3</sup>	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6	130	377
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62	-	-
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56	0,2	44,1
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65	-	-
КС1	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8	9,8	2112,88
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286	-	-
ПАА	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350	-	-
Поликолуб	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200	0,98	784
DUO-VIS NS	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605	1,1	1784,2
Икбак	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2	0,22	115,3
Икфак	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4	0,22	153,3
Экопак-Р	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5	0,53	520,99
Экопак- СЛ	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4	0,42	363,3
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940	11,2	2217
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795	154	3912
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322		27352	

Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z3RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 613 У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 УО	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,8
КIS 168/100	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24	-	-
Калибратор 393,7 МС	шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9 СТ	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9	50,9	245,6
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0		554		1750,2		6840		1988	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4740		5681,2		17467		42162		29340	
Всего по сметному расчету, руб	105919,3											

Таблица К.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭЖ		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168,3	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БКМ-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-
Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608,2	-	-

## Продолжение таблицы К.3

ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
КОДГ-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХЦ31 114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
ПГМЦ6 114	шт	652	-	-	-	-	-	-	1	650
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168,3	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Обсадные трубы 323,9x9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	28,53	-	-	770	21968	-	-	-	-
Обсадные трубы 168,3x8,9	м	23,67	-	-	-	-	180	4260,6	-	-
Обсадные трубы 168,3x8	м	19,96	-	-	-	-	980	19560,8	-	-
Обсадные трубы 168,3x7,3	м	16,47	-	-	-	-	1555	25610,8	-	-
Хвостовик ФС2	м	14,26	-	-	-	-	-	-	300	4278
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,88	21,87	594,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95	-	-	-	-	5,796	173,6	6,3	188,7
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	32	-	-	-	-	51,1	1635,2	-	-
Техническая вода	м <sup>3</sup>	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5	13,2	38,28
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342	6,3	19,23
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8	3	110,4
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	2	73,6
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76	24	371,76

## Продолжение таблицы К.3

Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	5297	28633		59560		7360		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1									
Всего по сметному расчету, руб	102209									

Таблица К.4 - Сводный сметный расчет

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 года всего, руб.
			Прямые затраты
<b>Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины</b>			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
<b>Итого по подготовительным работам</b>			<b>93484</b>
<b>Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования</b>			
4	2.1	Строительство и монтаж	177994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1674
<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>			<b>204924</b>
<b>Раздел III. Бурение и крепление</b>			
8	3.1	Бурение скважины	105919,3
9	3.2	Крепление скважины	102209
<b>Итого по бурению и креплению</b>			<b>208128,3</b>
<b>Раздел IV. Испытание скважин</b>			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
<b>Итого по испытанию</b>			<b>53203,4</b>
<b>Раздел V. Промыслово-геофизические работы</b>			
13	5.1	11% от раздела III и IV	63640
<b>Итого по промыслово-геофизическим работам</b>			<b>63640</b>
<b>Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16114
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	10250,5
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	43910,05
<b>Итого по разделу VI</b>			<b>70274,55</b>
<b>ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV</b>			<b>693654,5</b>
<b>Раздел VII. Накладные расходы</b>			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	173413
<b>Итого по разделу VII</b>			<b>173413</b>

Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	39692
<b>Итого по разделу VIII</b>			<b>39962</b>
<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>907029,5</b>
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 24,5 %	222222,1
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	39909
21	9.3	Северные льготы 2,98%	27029
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1360,5
23	9.5	Авиатранспорт	43447,36
24	9.6	Транспортировка вахт	9618,53
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623,15
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200,00
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
<b>Итого прочих затрат и работ</b>			<b>208319,5</b>
<b>ИТОГО по разделам I-IX</b>			<b>1115349</b>
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	26768
<b>ИТОГО</b>			<b>1142117</b>
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2284,3
<b>Итого по подрядным работам</b>			<b>2284,3</b>
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>			<b>1144401,3</b>
<b>С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1984 г.</b>			<b>233686732</b>
НДС 18 %			42063611
<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>			<b>275 750 343</b>