

**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 реконструкции добывающей скважины глубиной 2170 метров методом зарезки бокового ствола на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.24-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Карпенко Владислав Эдуардович		

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
Бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

### ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <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 <i>составления 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:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Карпенко Владислав Эдуардович

Тема работы:

«Технологические решения для реконструкции добывающей скважины глубиной 2170 метров методом резки бокового ствола на нефтяном месторождении Томской области»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы: 1 июня 2017 года

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: – 4. Тип профиля: наклонно-направленный 5. Глубина по вертикали: 2200 метров 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: отход от устья скважины до точки входа в пласт (Т1) 1100 /- 7. Способ цементирования: прямой одноступенчатый 8. Способ перфорации: кумулятивный 9. Дополнительные данные представлены в <b>Прил. А.</b>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 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., ст. преп-ль каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

<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	Карпенко Владислав Эдуардович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗВ	Карпенко Владиславу Эдуардовичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение 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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

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

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

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

**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>
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БЗВ	Карпенко Владислав Эдуардович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3В	Карпенко Владиславу Эдуардовичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение скважин</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»/ «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для реконструкции добывающей нефтяной скважины глубиной 2170 метров методом резки бокового ствола (Томская область, Каргасокский район)
<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; -повреждения в результате контакта с насекомыми; -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; -работа на высоте; -токсическое воздействие; -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.

<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>
---	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	28.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		28.03.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Карпенко Владислав Эдуардович		28.03.2017

**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 диссертации	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 140 с., 21 рис., 53 табл., 32 литературных источника, 16 прил.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, зарезка бокового ствола, профиль скважины, клин-отклонитель, долото, бурильная колонна, винтовой забойный двигатель, режимы бурения, буровой раствор, хвостовик, оснастка обсадной колонны, эластомер.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Соболиное на территории Томской области в Каргасокском районе.

Цель работы – разработка технологических решений для строительства бокового ствола глубиной 2200 метров для реконструкции ранее пробуренной добывающей скважины.

В процессе исследования проводился анализ предоставленных геологических данных для принятия решений при разработке проекта.

В результате исследования представлен комплекс технологических решений для строительства бокового ствола.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: обоснование и расчет профиля бокового ствола, расчет процессов углубления и заканчивания скважины, определение времени и стоимости проведения работ.

Область применения: работа может быть использованы при составлении проектов на скважины, а данные из специальной части – при разработке состава эластомера винтового забойного двигателя.

Экономическая эффективность/значимость работы: представленные в специальной части результаты могут быть использованы производителями винтовых забойных двигателей с целью разработки более износостойких эластомеров для увеличения срока службы забойного двигателя.

В будущем планируется продолжить исследования в других дисперсионных средах, добавить промежуточные перепады температур во время проведения опытов.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина**: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

- **боковой ствол**: стенки скважины, пробуренные в различном направлении от основного ствола, посредством вырезания части обсадной колонны или щелевидного окна.

- **хвостовик**: потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

- **клин-отклонитель**: устройство, применяющееся при фрезеровании окна в обсадной колонне. Служит для отклонения фрезы в заданном направлении.

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

ГНО – газонефтяное оборудование;

МЛМ – магнитный локатор муфт;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ГНВП – газонефтеводопроявление.

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 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы.

Классификация

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель

## Оглавление

	С.
Введение	15
1 Общая и геологическая часть	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ	16
1.2 Геологические условия бурения	16
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)	17
1.4 Зоны возможных осложнений	17
1.5 Исследовательские работы	18
2 Технологическая часть	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории скважины)	19
2.2 Обоснование и конструкция скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схемы обвязки устья скважины	21
2.2.7 Определение остаточной толщины стенки эксплуатационной колонны	22
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
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 расхода бурового раствора	27
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.8 Спуск клина-отклонителя и вырезание окна в обсадной колонне	31
2.3.9 Обоснование типа и компонентного состава бурового раствора	32
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки	34
2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	36
2.4.1 Расчет обсадной колонны	36
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	36
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.2 Расчет процесса цементирования скважины	42
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадной колонны	42
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, продавочной жидкости и тампонажного раствора	43
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	43

2.4.2.4	Гидравлический расчет цементированья скважины	43
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементовочного оборудования	43
2.4.2.4.2	Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	44
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадной колонны	44
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	46
2.4.5	Выбор буровой установки	46
3	Специальная часть	48
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	59
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО “ССК”	59
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	60
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	64
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	65
5	Социальная ответственность	67
5.1	Производственная безопасность	67
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов	67
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов	72
5.2	Экологическая безопасность	75
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	81
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	83
	Заключение	85
	Список публикаций студента	86
	Список использованных источников	87
	Приложение А	91
	Приложение Б	93
	Приложение В	94
	Приложение Г	95
	Приложение Д	102
	Приложение Е	106
	Приложение Ж	107
	Приложение И	108
	Приложение К	114
	Приложение Л	116
	Приложение М	118
	Приложение Н	120
	Приложение П	127

Приложение Р	137
Приложение С	138
Приложение Т	139
Оптический диск с электронной версией ВКР	

## **Введение**

В развитии топливно-энергетического комплекса Российской Федерации ведущее место занимает нефтяная и газовая промышленность. Каждый год в стране добываются миллионы тонн нефти и миллиарды кубометров газа. Бурение нефтяных и газовых скважин является одной из самых капиталоемких отраслей нефтедобывающего сектора.

Фонд скважин любого месторождения постоянно изменяется, а главным образом меняется общее количество добывающих скважин: если на первой и второй стадиях разработки их количество возрастает, то на третьей и четвертой – уменьшается. При этом ранее эксплуатировавшиеся на нефть и газ скважины переводятся в группу бездействующих, если за последний месяц они не дали продукции. В ряде случаев возникает необходимость разработать ранее не задействованные пласты месторождения. Нужно понимать, что бурение новой скважины для эксплуатации является дорогостоящим мероприятием и не всегда выгодно с экономической точки зрения, поэтому в настоящее время проводят реконструкцию бездействующих скважин, чаще всего методом зарезки бокового ствола. В результате сокращаются расходы ввиду отсутствия необходимости в подготовительных работах по обустройству куста, снижения объемов бурения, и как следствие – сокращения расходов на химические реагенты, тампонажные материалы, обсадные трубы, долота, время использования техники. При зарезке боковых стволов для проведения работ используются мобильные буровые установки, позволяющие осуществлять быстрый монтаж и демонтаж оборудования, а также производить переезд.

В данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для бурения бокового ствола глубиной 2200 метров с целью реконструкции добывающей скважины на месторождении Томской области. В специальной части рассматривается влияние перепадов температур на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя в присутствии различных дисперсионных сред.





Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице Г.5, а прогноз давления и температуры по разрезу скважины – в таблице Г.6.

Интервал 1476-2200 м, в котором проектируется боковой ствол, сложен песчаниками и глинистыми породами, являющимися средними по промысловой классификации, а также обладающими высокой абразивностью и набухающей способностью. Для безаварийной проводки скважины необходимо соблюдать проектные параметры бурового раствора, а также выбирать долото таким образом, чтобы оно соответствовало вышеуказанным геологическим условиям бурения.

### **1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)**

Характеристика газонефтеводности месторождения (площади) представлена в таблице Г.7. Разрез представлен 4 нефтеносными и 3 водоносными пластами. Газонасыщенные пласты в разрезе реконструируемых скважин на Соболином месторождении отсутствуют. Основной ствол был запроектирован для эксплуатации интервала 2112-2122 м (нефтеносный). Боковой ствол проектируется для эксплуатации интервала 2140-2153 м (нефтеносный), т.к. он обладает наибольшим свободным дебитом и при этом ранее не был задействован. При этом интервал установки ГНО при построении профиля бокового ствола определяется с учетом величины свободного дебита эксплуатируемого пласта и достаточной пластовой энергии. Профиль бокового ствола проектируется таким образом, что пробуриваются все нефтеносные и водоносные пласты. В связи с тем, что месторождение уже освоено и проводится в основном реконструкция скважин, водоносные горизонты не используются для обеспечения района бурения питьевой и технической водой.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Краткая характеристика возможных осложнений по разрезу представлена в таблице Г.8.

Разрез представлен интервалами, в которых возможно возникновение осложнений и аварий в процессе бурения, при этом в ряде из них встречаются сразу несколько вариаций этих осложнений. Наиболее распространенными являются осыпи и обвалы стенок скважины, для борьбы с которыми рекомендуется использования буровые растворы с высокой плотностью, вязкостью и низкой водоотдачей с целью уменьшения их взаимодействия с глинистыми породами, что приведет к снижению набухания и диспергирования глин. При соблюдении проектных параметров бурового раствора, а также введения в него смазывающей добавки снизится вероятность развития прихвата в интервале 2000-2200 м.

В интервале 2060-2200 м ожидаются малоинтенсивные поглощения бурового раствора, не вызывающие потери циркуляции. Соответственно, нет необходимости в проектировании дополнительных мероприятий по предотвращению данного осложнения.

В интервале 2000-2200 м присутствуют текучие породы. В результате возможны незначительные кавернообразования и сужения ствола скважины. Для предотвращения возникновения данных осложнений необходимо правильно подбирать тип бурового раствора и контролировать его проектные параметры, а также периодически производить шаблонировку указанного интервала.

### **1.5 Исследовательские работы**

Запланированные испытания и исследовательские работы в процессе бурения представлены в таблице Г.9 и включают себя работы в открытом и закрытом стволах, в том числе в материнской скважине и боковом стволе.

## **2 Технологическая часть**

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

Данные по профилю бокового ствола при реконструкции нефтяной наклонно-направленной скважины представлены в таблице Д.1. Пространственный профиль бокового ствола обусловлен требованиями технического задания к отходу от устья и точки зарезки до забоя, максимальному зенитному углу, максимальному значению пространственной интенсивности искривления, а также к проектному магнитному азимуту от устья скважины до точки входа в продуктивный горизонт. Интервал стабилизации зенитного и азимутального углов протяженностью 60 м по стволу предназначен для установки ГНО, и его выбор обусловлен значением свободного дебита продуктивного пласта, а также требованием к максимальной интенсивности искривления в интервале установки ГНО. Профиль бокового ствола представлен на рисунке Д.1, а план – на рисунке Д.2.

### **2.2 Обоснование и конструкция скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Согласно геологическим данным тип коллектора поровый. Продуктивный пласт литологически неоднороден т.к. в нем переслаиваются песчаники, алевролиты и аргиллиты. При этом у данных горных пород разная проницаемость: для песчаников – 1000 мДарси (2 класс), для алевролитов – 10 мДарси (5 класс), для аргиллитов – 0 мДарси. Соответственно, коллектор также неоднороден по проницаемости. Эксплуатируемый горизонт однороден по типу флюида, при этом рядом расположен напорный водоносный горизонт на расстоянии менее 5 м. Коллектор имеет низкое пластовое давление, градиент которого составляет  $\Delta P_{пл}=0,099$  МПа/10м.

В связи с тем, что породы Меловых отложений неустойчивы, а коллектор неоднороден, рекомендуется спустить фильтр-хвостовик в боковой ствол, при этом интервал его установки в зоне продуктивного пласта не цементируется, а цементируется хвостовик выше кровли продуктивного пласта.

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

На рисунке Е.1 представлен совмещенный график давлений. Анализ данного графика позволяет сделать вывод о том, что в разрезе нет интервалов, несовместимых по условиям бурения.

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

Конструкция основного ствола реконструируемой скважины представлена в техническом задании и представляет собой одноколонную конструкцию.

Направление спускается на глубину 54 м, кондуктор на глубину 621 м (693 м по стволу), эксплуатационная колонна до забоя на глубину 2170 м (2558 м по стволу). При этом все обсадные колонны цементируются от забоя до устья. Диаметр направления 324 мм, диаметр кондуктора 245 мм, диаметр эксплуатационной колонны составляет 168 мм.

При реконструкции скважины в боковой ствол спускается хвостовик. В связи с тем, что добывающая скважина – нефтяная, подвесное герметизирующее устройство будет располагаться внутри эксплуатационной колонны на 75 м по стволу выше точки зарезки, т.е. на глубине 1875 м. При этом хвостовик спускается от точки расположения подвески до забоя, в интервал 1875,00-2621,46 м. С учетом длины обсадной трубы 12 м, эксплуатационная колонна, состоящая из 162 труб, будет иметь длину 1944 м. Следовательно, зарезка бокового ствола будет осуществляться между муфтами обсадной колонны; при этом перед началом вырезания окна в обсадной колонне необходимо провести радиоактивный каротаж с использованием МЛМ для уточнения расположения муфт эксплуатационной колонны.

В интервале продуктивного пласта будет устанавливаться фильтр-хвостовик скважинный типа ФС с маркировкой ФС 114-9000-0,25-10x28-Ц136-К. Фильтр спускается в зону продуктивного пласта и устанавливается в заданном интервале скважины в составе обсадной колонны, состоящей из труб диаметром 114,3 мм.

В качестве подвешного герметизирующего устройства будет использоваться подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦ31.114/168, которая устанавливается на последнюю трубу обсадной колонны и соединяется с транспортировочной колонной.

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

Предполагается манжетно-селективное цементирования таким образом, чтобы в продуктивном горизонте находился незацементированный фильтр-хвостовик. Необходимо учитывать, что рядом расположен водонапорный горизонт, поэтому пакер будет устанавливаться на 3 м ниже кровли продуктивного пласта на глубине 2143 м (2563,6 м по стволу). Соответственно, интервал цементирования будет находиться от точки расположения пакера до точки установки подвешного герметизирующего устройства, т.е. на глубине 1875,0 – 2563,6 м по стволу.

При манжетном цементировании будет использоваться пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ6.114, который устанавливается над фильтровой частью и разобщает фильтровую и цементируемую части хвостовика.

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

При реконструкции скважины в боковой ствол спускается хвостовик, диаметр которого составляет 114,3 мм согласно техническому заданию. Диаметр долота для бурения интервала под хвостовик составляет 142,9 мм.

#### **2.2.6 Разработка схемы обвязки устья скважины**

Для выбора колонной обвязки будем учитывать рассчитанное максимальное устьевое давление, равное 4,84 МПа, а также диаметры обвязываемых обсадных колонн, в нашем случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм. Соответственно, необходимо запроектировать колонную головку О К К 1-21-168 х 245 для

обвязки двух колонн. При вскрытии нефтяного пласта запроектируем пятую схему обвязки ОП с гидравлическим приводом превенторов, состоящую из плашечных превенторов и одного универсального превентора. Условный диаметр прохода превенторного блока определяем с учетом прохода долота для бурения бокового ствола; диаметр долота – 142,9 мм. Рабочее давление на устье по расчетам составляет 4,84 МПа. Проектируем оборудование противовыбросовое: ОП5-180/80х14, ГОСТ 13862-90.

### 2.2.7 Определение остаточной толщины эксплуатационной колонны

Скорость коррозионного износа эксплуатационной колонны составляет примерно 0,1 мм/год. Необходимо учитывать остаточную толщину стенки эксплуатационной колонны при проведении работ по опрессовке и освоению после бурения бокового ствола.

В таблице 2.1 представлены результаты расчетов при остаточной толщине стенок эксплуатационной колонны.

Таблица 2.1 – Результаты расчета на остаточную толщину стенок

пластовое давление, МПа	21,64
давление опрессовки, МПа	23,80
начальная толщина стенки ЭК, мм	8,00
минимальная толщина стенок, мм	4,04
коэффициент запаса	1,15
номинальная толщина стенок ЭК, мм	4,65
максимальное наружное избыточное давление, которое может выдержать ЭК с рассчитанной толщиной стенок, МПа	7,57

Для наружных избыточных давлений для интервалов с минимальной остаточной толщиной стенки накладываемся ограничения на опорожнение эксплуатационных колонн.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения производится с учетом горно-геологических условий и технологических условий бурения, а также исходя из опыта бурения предыдущих скважин. В интервале бурения под боковой ствол происходит искусственное искривление ствола скважины, поэтому имеет смысл применять гидравлические забойные двигатели, в частности винтовые [18]. Запроектированный способ бурения представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
Боковой ствол		
1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Зарезка и бурение бокового ствола производятся в интервале, который сложен породами средней категории твердости и 4, 6, 10 категорий абразивности. По этим причинам для бурения интервала под боковой ствол проектируется долото PDC с матричным корпусом, обладающее высокой механической скоростью бурения, позволяющее с наименьшим износом и наибольшей рентабельностью пробурить заданный интервал. Диаметр долота 142,9 мм задан техническим заданием.

Данные о выборе долота представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор долот для строительства бокового ствола проектируемой скважины

		Боковой ствол
Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)	
Шифр долота	5 5/8 – 142,9 TM513N5	
Тип долота	PDC	
Диаметр долота, мм	142,9	
Тип горных пород	мягкие, средние и твердые, высокоабразивные	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-88
	API	3 1/2 Reg

Продолжение таблицы 2.3

Длина, м		0,2536
Масса, кг		17
G, тс	Рекомендуемая	0,5-5,0
	Предельная	6,2
n, об/мин	Рекомендуемая	50-250
	Предельная	310

В данном интервале бурения используется калибратор того же диаметра, что и выбранное долото. Запроектированный калибратор также оснащен твердосплавными и PDC зубками для бурения в абразивных породах, кроме того подходит для бурения в породах средней твердости, твердых и крепких. По исполнению – со спиральными лопастями. Выбор объясняется необходимостью обеспечения минимального износа, и как следствие, сохранения запроектированного диаметра бокового ствола скважины. Выбранный калибратор представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Выбор калибратора для строительства бокового ствола проектируемой скважины

Боковой ствол		
Интервал		1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)
Шифр калибратора		1-КСА142,9 СТК Н88/М88
Тип калибратора		со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		142,9
Тип горных пород		средние, твердые и крепкие, абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	ниппель 3-88/муфта 3-88
	API	pin 3 1/2 Reg/ box 3 1/2 Reg
Длина, м		0,437
Масса, кг		28,3

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

Данные по проектированию осевой нагрузки на долото для заданного интервала бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Осевая нагрузка на долото при бурении интервала под хвостовик

Боковой ствол	
Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)
Исходные данные	
$\alpha$	1

Продолжение таблицы 2.5

$P_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>	2214
------------------------------	------



$D_d$ , см	14,29
$\eta$	-
$\delta$ , см	-
$q$ , кН/мм	0,177
$G_{пред}$ , кН	60,8
Результаты проектирования	
$G_1$ , кН	19,5
$G_2$ , кН	25,2
$G_3$ , кН	48,7
$G_{проект}$ , кН	25,5

Запроектированная осевая нагрузка для долота PDC не превышает предельной для указанного долота и выбирается исходя из статистического расчета [23].

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для заданного интервала бурения проектируется частота вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающая требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [23]. Запроектированные данные по частоте вращения породоразрушающего инструмента представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Частота вращения породоразрушающего инструмента в интервале бурения

Боковой ствол		
Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)	
Исходные данные		
$V_{л}$ , м/с	1,2	
$D_d$	м	0,1429
	мм	142,9
$\tau$ , мс	-	
$z$	-	
$\alpha$	-	
Результаты проектирования		

Продолжение таблицы 2.6

$n_1$ , об/мин	160
----------------	-----

$n_2$ , об/мин	-
$n_3$ , об/мин	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	160

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для бурения бокового ствола под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДР-120.4000.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя и обеспечивает необходимый момент и высокую частоту вращения для разрушения пород средней твердости в заданном интервале, а также оснащен узлом регулятора угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы [19].

В таблице 2.7 приведены результаты проектирования гидравлического забойного двигателя.

Таблица 2.7 – Проектирование параметров забойного двигателя

		Основной ствол
		Боковой ствол
Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)	
Исходные данные		
$D_d$	м	0,1429
	мм	142,9
$G_{oc}$ , кН	25,5	
$Q$ , Н*м/кН	1,5	
Результаты проектирования		
$D_{зд}$ , мм	120	
$M_p$ , Н*м	547	
$M_o$ , Н*м	71	
$M_{уд}$ , Н*м/кН	18,65	

Технические характеристики выбранного гидравлического забойного двигателя представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированного забойного двигателя

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-120.400 0.78	1650,31- 2200,00 (1950,00- 2621,46)	120	5,503	400	10-20	130-260	4,2-6,0	40-120

### 2.3.6 Расчет расхода бурового раствора

Результаты проектирования расхода бурового раствора боковым стволе скважины представлены в таблице Ж.1.

Выбор и обоснование областей допустимого расхода бурового раствора и окончательный выбор значений расхода в боковом стволе производится в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора в боковом стволе

Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)
Исходные данные	
$Q_1$ , л/с	8,0
$Q_2$ , л/с	7,0
$Q_3$ , л/с	9,5
$Q_4$ , л/с	5,7
$Q_5$ , л/с	18,8
$Q_6$ , л/с	10-20
Область допустимого расхода бурового раствора	
$\Delta Q$ , л/с	8,0-9,5
Запроектированное значение расхода бурового раствора	
$Q$ , л/с	9,0
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)	
$Q_{тн}$ , л/с	20
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1080

Продолжение таблицы 2.9

$M_{тм}$ , Н*м	6000
----------------	------

$M_{тб}, Н*м$	1312
---------------	------

Запроектированное значение расхода бурового раствора попадает в область допустимых значений. В результате не будет происходить размыва стенок скважины, но при этом будет обеспечиваться необходимая очистка забоя и вынос шлама на поверхность. Кроме того, данного расхода будет достаточно для создания крутящего момента, необходимого для разрушения горной породы в указанном интервале. Стоит отметить, что при запроектированном расходе бурового раствора не будет создаваться гидромониторная струя достаточной мощности для обеспечения дополнительной эффективной очистки забоя от шлама. При этом механическая скорость бурения либо не уменьшится, либо уменьшится на незначительную величину [22].

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 2.10 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик в боковом стволе.

Таблица 2.10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТН-120х63	120	12	780,0
2	УБТ-120х50,8	120	24	1773,6
3	УБТ-108х52	108	6	354,0
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПВ-89х9,35 Д	89	552	11056,6
2	ТБПВ-89х9,35 Д	89	1896	37976,9
ТБТ				
1	ТБТ-89х52,4	89	64	3104,0
2	ТБТ-89х52,4	89	64	3104,0

Расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя бокового ствола скважины под хвостовик на прочность и внутреннее давление представлен в приложении И. Расчет

производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран, рабочий переводник. Длина фильтра бурильной колонны не учитывается в общей длине, т.к. фильтры устанавливаются в замковом соединении бурильных труб. В телесистеме Orienteer MWD используются следующие модули: стандартный передатчик, преобразователь питания, источник питания, считывающий инклинометр, электропитание гамма узла, гамма электроника раздельной сборки. Запроектированная КНБК и колонна бурильных труб для бурения бокового ствола представлена в таблице 2.11. В таблице К.1 представлены запроектированные бурильные колонны для зарезки бокового ствола методом вырезания окна и сплошным фрезерованием обсадной колонны. В таблице К.2 представлена запроектированная бурильная колонна для шаблонирования обсадной колонны перед спуском хвостовика в боковой ствол.

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1950,00	2621,46	Долото 5 5/8 – 142,9 TM513N5	17,0	0,25	Бурение наклонно-направленного участка пространственного профиля под хвостовик в боковом стволе
			Переводник М-88/88	15,4	0,33	
			Калибратор 1-КСА 142,9 СТК	28,3	0,44	
			Переводник Н-88/88	27,0	0,35	
			Забойный двигатель ДР-120.4000.78	400,0	5,50	
			Обратный клапан КОБМ-120	25,0	0,29	
			Переливной клапан ПК-120	37,5	0,48	
			Установочный переводник УВНО-120	72,0	0,68	
			УБТН-120х63 (тел-ма Orienteer MWD)	780,0	12,00	
			УБТ-120х50,8	1773,6	24,00	
			Переводник П-86/102	23,0	0,33	
			УБТ-108х52	354,0	6,00	
			ТБПВ-89х9,35 Д	11056,6	552,00	
			Переводник П-102/86	24,0	0,34	
			ТБТ-89х52,4	3104,0	64,00	
			Яс ЯГМ-120	280,0	4,80	
			ТБТ-89х52,4	3104,0	64,00	
			Переводник П-86/102	23,0	0,33	
			ТБПВ-89х9,35 Д	37976,9	1896,00	
Фильтр ФБК-Н/В-89-86	4,3	0,99				
Σ			59125,6	2632,12		

### **2.3.8 Спуск клина-отклонителя и вырезание окна в обсадной колонне**

Для безаварийного спуска клина-отклонителя и правильной его установки проводят магнитный локатор муфт с целью определения точек расположения муфт эксплуатационной колонны, а также цементометрию обсаженного ствола для оценки качества цементирования эксплуатационной колонны. После этого выполняют шаблонирование колонны и ее очистку от отложений до интервала вырезания окна включительно. Вырезание окна в обсадной колонне осуществляют между муфтами в местах качественного цементирования. Конструкция клина-отклонителя не предполагает опоры на забой, при этом клин является не извлекаемым и после спуска и установки остается в скважине постоянно. Перед спуском производят внешний осмотр на предмет механических повреждений, допущенных при транспортировке или при изготовлении.

После сборки КНБК производят спуск клина-отклонителя на малой скорости (15 м/мин), не допуская подклинивания инструмента более 2 тонн. При достижении точки зарезки производят ориентацию клина-отклонителя с помощью телесистемы и его заякоривание в эксплуатационной колонне, тем самым фиксируя клин от посадок и проворотов [13].

Медленно увеличивают нагрузку на инструмент до величины среза подвесных болтов (в зависимости от диаметра шейки срезного болта), тем самым освобождая инструмент от клина-отклонителя.

До начала производства работ необходимо установить металлоловитель в приемнике вибросита. Вырезание окна в обсадной колонне выполняют, соблюдая следующие режимные параметры: нагрузка  $G=0,5-2,5$  т, расход промывочной жидкости  $Q=12-16$  л/сек, частота вращения инструмента  $N=60-100$  об/мин. При этом фрезерование эксплуатационной колонны производят с выходом в породу на 2-3 м. После окончания работ скважину промывают в течение двух циклов для полной очистки забоя от металла, а затем поднимают компоновку на поверхность.

### 2.3.9 Обоснование типа и компонентного состава бурового раствора

При бурении интервала под хвостовик встречаются глинистые породы, склонные к набуханию, а также есть вероятность возникновения ряда осложнений. Для бурения данного интервала будет использоваться гидрофобизирующий полимерный буровой раствор с добавлением смазывающей добавки. Также предусматривается раствор, необходимый для глушения скважины и последующей зарезки бокового ствола [14] [17]. Благодаря составу ограничивается контактирование глинистых минералов с дисперсионной средой бурового раствора. Кроме того, данный раствор подходит для вскрытия продуктивных пластов, так как относится к классу защитно-кольматирующих [32].

Благодаря тому, что раствор обладает псевдопластичными свойствами, он обеспечивает хорошую очистную, несущую и удерживающую способность. По этой причине целесообразно применять данный буровой раствор при вырезании окна или фрезеровании обсадной колонны, т.к. металл обладает большим удельным весом и для его транспортировки на поверхность требуется высокая транспортирующая способность.

Перед началом вырезания окна или фрезерования обсадной колонны необходимо в эксплуатационной колонне установить отсекающий цементный мост, а перед этим произвести глушение скважины. Так как горно-геологические и технологические условия считаются нормальными, то в качестве жидкости глушения можно использовать водный раствор соли NaCl.

Запроектированные параметры буровых растворов для бурения бокового ствола приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Запроектированные параметры бурового раствора

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								
1950,00	2621,46	1,10	21,64	2200	9,81	1080	2531	1,5	0,003
0,00	2558,00	-	21,34	1000	9,81	1080	-	-	-



Продолжение таблицы 2.12

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	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
1950,00	2621,46	1,08	8-12	25-30	23	8,6	8,5-9,5	1	8-25	10-20
0,00	2558,00	1,08	-	-	-	-	-	-	-	-

В таблице 2.13 представлен компонентный состав выбранных буровых растворов.

Таблица 2.13 – Описание компонентного состава бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
1950,00	2621,46	Гидрофобизирующий полимерный Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-800, ГКЖ-11, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Полиэколуб, Барит
0,00	2558,00	Соленасыщенный для глушения скважины Вода пресная, соль NaCl

Объем основного ствола добывающей скважины составляет 46,6 м<sup>3</sup>, а объем бокового ствола с учетом вышележащего основного ствола от точки зарезки составляет 47,4 м<sup>3</sup>. При этом при расчете общего количества компонентов для приготовления бурового раствора необходимо также учитывать: объем раствора, находящегося в циркуляционной системе, который можно принять равным 5 м<sup>3</sup>; поглощения бурового раствора до 5 % от объема; потери раствора, уходящего вместе со шламом, которые при влажности шлама 35 % будут составлять до 25 % от объема. В результате потребуется 53,9 м<sup>3</sup> жидкости глушения и 66,6 м<sup>3</sup> бурового раствора для бурения бокового ствола. Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Л.1.

Для достижения максимальной степени очистки бурового раствора от шлама необходимо использовать комбинированные методы очистки, в результате чего при бурении нефтяных и газовых скважин используется

типовая четырехступенчатая система очистки. Данная технологическая схема очистки бурового раствора приведена на рисунке Л.1.

При насыщении бурового раствора газами перед началом его очистки необходимо произвести дегазацию на первом этапе. Для этих целей проектируется дегазатор центробежно-вакуумный ЦВА. После прохода через дегазатор дегазированный раствор перекачивается обратно в циркуляционную систему с помощью осевого насоса 6Ш8-2, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором по отводным каналам дегазатора наружу.

### 2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для гидравлического расчета промывки представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Исходные данные для гидравлического расчета

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>
2621,46	0,1429	1,1	21,64	38,62	2531
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_n$ , Па·с	$\tau_r$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,009	УНБТ-1180	0,005	0,015	17	1080
КНБК					
Элемент	$d_n$ , м	$L$ , м	$d_b$ , м		
УБТН-120х63	0,120	12,000	-		
УБТ-120х50,8	0,120	24,000	0,0508		
УБТ-108х52	0,108	6,000	0,0520		
ТБТ-89х52,4	0,089	128,000	0,0524		
ТБПВ-89х9,35 Д	0,089	2437,010	0,0703		
ДР-120.4000.78	0,120	5,503	-		
ЯГМ-120	0,120	4,800	-		

Расчет ведется с учетом того, что часть буровой колонны находится в открытом стволе, а часть буровой колонны, включающая в себя секцию стальных буровых труб и секцию ТБТ, находится в закрытом стволе внутри эксплуатационной колонны. Результаты проектирования гидравлической программы промывки представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\phi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$V_{кп}^{ЭК}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа
1618	0,99	0,1572	0,68	0,75	1,40

Продолжение таблицы 2.15

$\Delta P_o$ , МПа	$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	d, мм
0,22	0,01	7,52	112	0,0001	6,4
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТН-120х63	8320	22185	38	0,0354	-
УБТ-120х50,8	8320	22185	38	0,0708	-
УБТ-108х52	10704	16773	63	0,0118	-
ТБТ-89х52,4	14667	12099	113	0,0851	0,0005
ТБПВ-89х9,35 Д	14667	12099	113	0,7339	0,0028
ДР-120.4000.78	8320	22185	38	0,0162	-
ЯГМ-120	8320	22185	38	0,0142	-
ТБТ-89х52,4 (Э.К.)	13627	13034	96	0,0929	0,0007
ТБПВ-89х9,35 Д (Э.К.)	13627	13034	96	2,7364	0,0134
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re т	$\lambda$	$\Delta P_t$	
УБТ-120х50,8	11031	16241	0,0349	0,018	
УБТ-108х52	11276	15867	0,0348	0,004	
ТБТ-89х52,4	11358	15745	0,0348	0,080	
ТБПВ-89х9,35 Д	15119	11736	0,0349	0,351	

Общая площадь промывочных отверстий долота будет зависеть от числа и диаметра насадок. Для ранее запроектированного долота используются насадки PZ4-06 диаметром 6,4 мм в количестве 5 штук.

Внутри бурильной колонны в секции стальных бурильных труб будет проходить ламинарный режим течения, при котором потери давления минимальны, а в остальных частях бурильной колонны – турбулентный режим течения. При этом в кольцевом пространстве в открытом стволе и внутри эксплуатационной колонны будет протекать ламинарный режим течения в таких элементах бурильной колонны: ТБТ-89, ТБПВ-89х9,35. В остальных частях будет сохраняться турбулентный режим течения. С одной стороны, данный режим течения улучшает очистку забоя и вынос шлама, с другой стороны, увеличивает гидравлические сопротивления [31].

### 2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна при реконструкции скважины методом зарезки бокового ствола на данной скважине не предусмотрен техническим заданием.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.4.1 Расчет обсадной колонны

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1080	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обь}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	769	глубина скважины, м	2200
глубина раздела бурового раствора и буферной жидкости $h_3$ , м	955,78	глубина установки пакера, м	2143,00
глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1$ , м	1589,00	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	143,00
глубина расположения точки резки $h_{зар}$ , м	1650,31	динамический уровень скважины $h_0$ , м	1467,00
высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10,00		

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Первый случай рассматривается при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 2.1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода бурового раствора до поверхности) для эксплуатационной колонны.

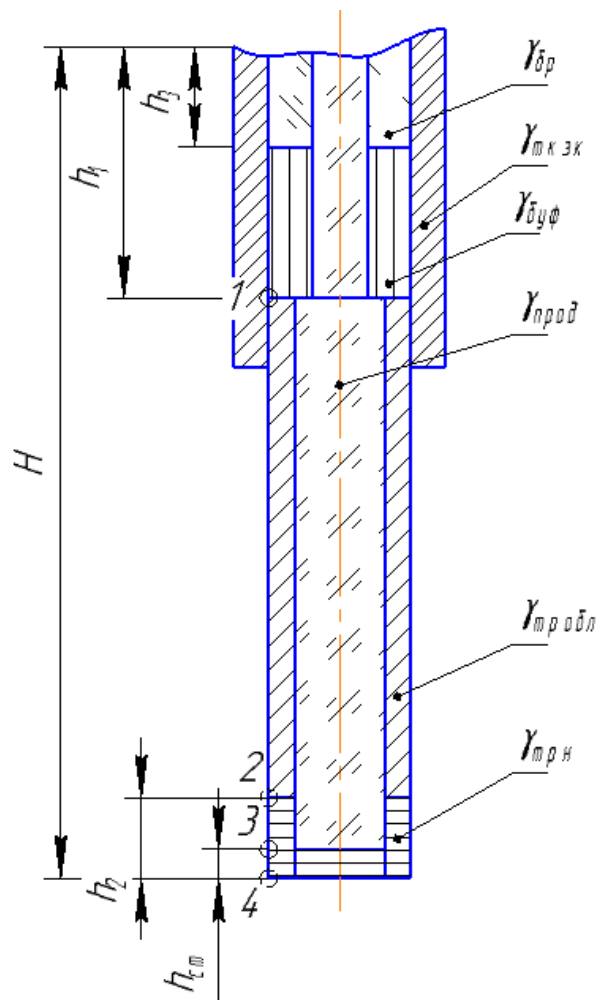


Рисунок 2.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.17 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.17 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	1589	2000	2133	2143
Наружное избыточное давление, МПа	-0,19	1,51	2,51	2,51

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ( $P_{кэ} = 5,17$  МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на

герметичность путем снижения уровня жидкости ( $P_2 = 11,77$  МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

Рассматривается второй случай в конце эксплуатации скважины.

На рисунке 2.2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

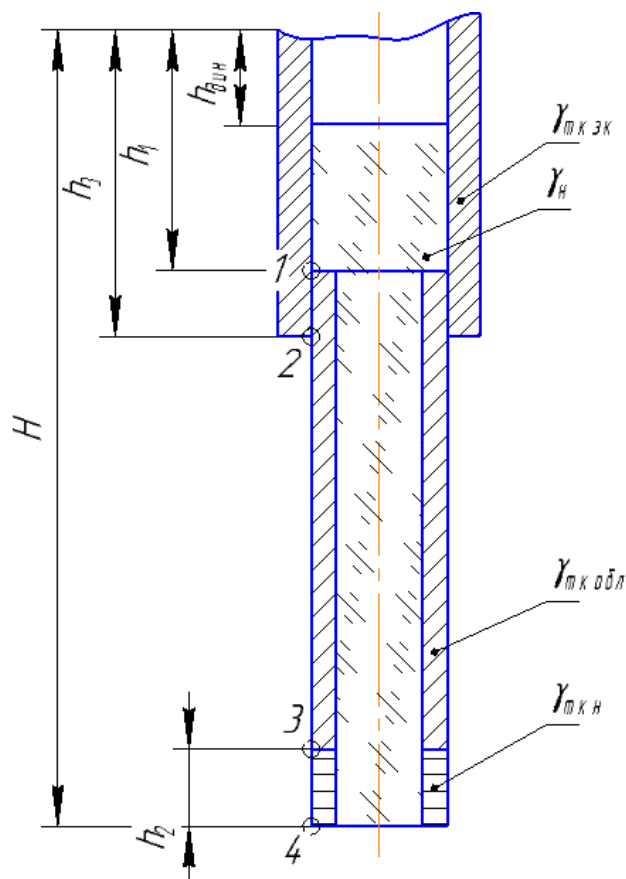


Рисунок 2.2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

При расчете учитывается, что на хвостовик будет действовать давление от тампонажного камня эксплуатационной колонны, а также давление тампонажного камня хвостовика. Данное давление не учитывалось в предыдущем расчете, поскольку компенсировалось за счет действия давления в конце прокачки тампонажного раствора.

В таблице 2.18 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины.

Таблица 2.18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	1589,00	1650,31	2000,00	2143,00
Наружное избыточное давление, МПа	16,62	17,51	18,73	19,60

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.3.

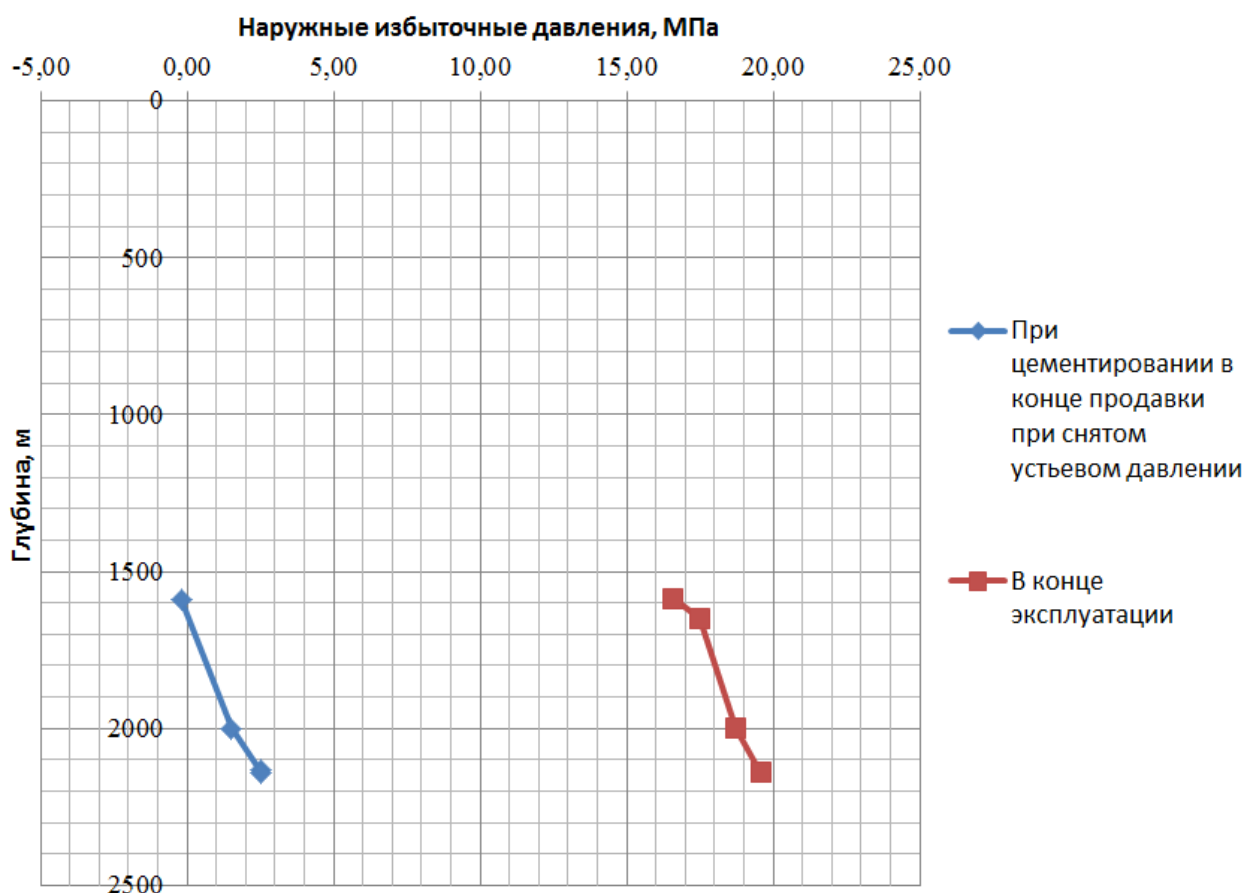


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Первый случай рассматривается при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.4 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 11,44 МПа.

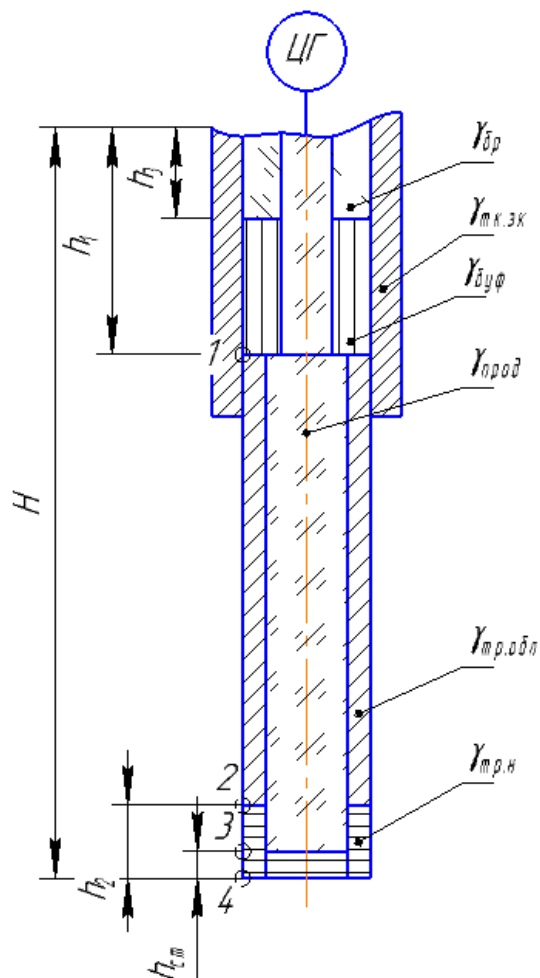


Рисунок 2.4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора

В таблице 2.19 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 2.19 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	1589	2000	2133	2143
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,63	9,93	8,93	8,93



Второй случай рассматривается при опрессовке эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода бурового раствора до поверхности). Давление опрессовки  $P_{оп}$  составляет 15 МПа.

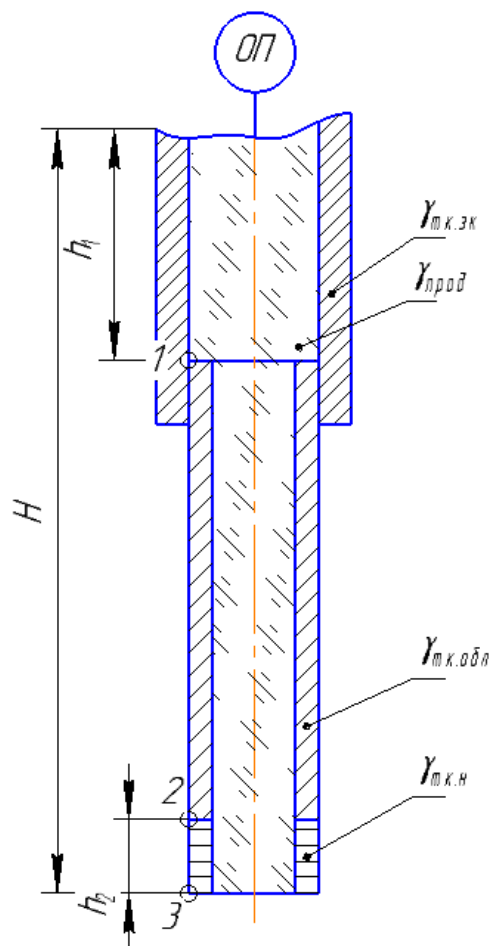


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 2.20 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.20 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3
Глубина расположения точки, м	1589	2000	2143
Внутреннее избыточное давление, МПа	31,84	31,65	31,22

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.6.

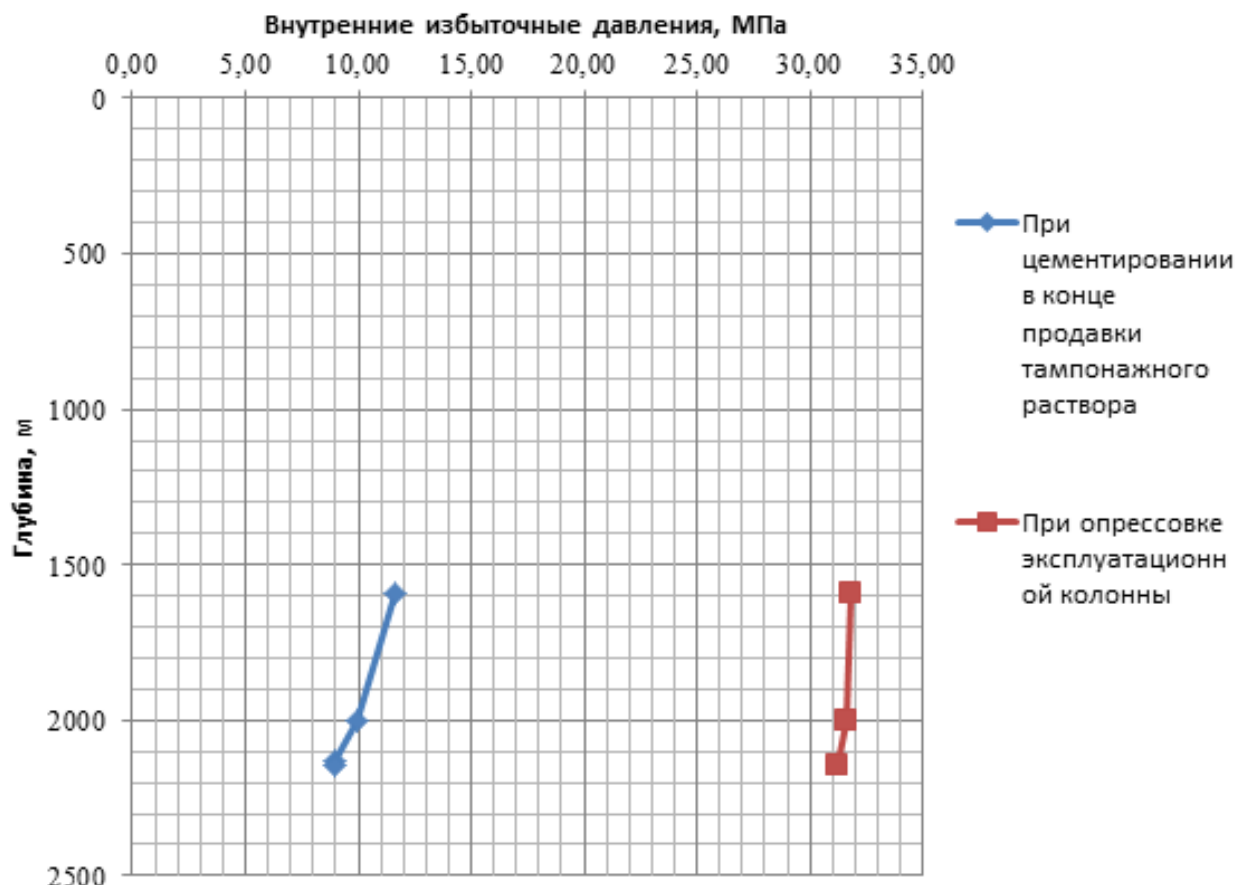


Рисунок 2.6 - Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,4	688,59	19,8	13634	13634	1875,00-2563,59
2	Д	7,4	10,15	18,7	190	13824	2563,59-2573,74
3	Д	7,4	47,72	19,8	147	13971	2573,74-2621,46

### 2.4.2 Расчет процесса цементирования скважины

#### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадной колонны

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

25,39 < 35,84 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется манжетно-селективное цементирование, которое рассчитывается от точки установки пакера гидравлического как прямое одноступенчатое цементирование.

#### **2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости**

Результаты расчета необходимых объемов сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – Запроектированные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м <sup>3</sup>
Буферная жидкость	9,27
Облегченный тампонажный раствор	4,01
Цементный раствор нормальной плотности	1,20
Продавочная жидкость	12,82

#### **2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора**

Результаты расчета количества компонентов сводятся в таблицу 2.23.

Таблица 2.23 – Объем тампонажной смеси и количество составных 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>
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	1,20	1577	0,84
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	4,01	3220	3,37
Сумма:	5,21	4797	4,21

#### **2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважин**

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

На рисунке М.1 приведена спроектированная технологическая схема с

расположением оборудования для цементирования с применением осреднительной емкости. Предполагается наличие резервного цементировочного агрегата, который может работать на скважину в случае поломки основного.

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

График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования скважины представлен на рисунке М.2.

В таблице 2.24 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.24 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	17,65
IV	0,38
III	-
II	-

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{цсм}$  составляет 27 минут, а также дополнительно отводится 15 минут на вывод цементосмесительной машины на режим освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп» [25].

#### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадной колонны

Запроектированная обсадная колонна с технологической оснасткой представлена в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Состав обсадной колонны

№	элемент	диаметр, м	масса, кг	длина, м	интервал, м
1	башмак БКМ-114 ОТТМ	0,114	14,0	0,30	2621,46- 2621,16
2	обсадная труба ОТТМ-114-Д ГОСТ 632-80	0,114	953,6	47,42	2621,16- 2573,74
3	фильтр-хвостовик ФС 114-9000-0,25-10х28-Ц136-К	0,114	189,8	10,15	2573,74- 2563,59

Продолжение таблицы 2.25

4	пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ6.114	0,134	184,7	3,95	2563,59- 2559,64
5	обсадная труба ОТТМ-114-Д ГОСТ 632-80	0,114	13692,2	680,88	2559,64 1878,76
6	подвеска хвостовика ПХЦ31.114/168	0,138 (по телу)	174,4	3,76	1878,76- 1875,00
$\Sigma=$			15208,7	746,46	

Проектируется цементировочная головка ГЦУ-114 А. ЦКОД не используется по той причине, что в комплекте пакера для манжетного цементирования установлена муфта ступенчатого цементирования. В результате, после окончания процесса цементирования каналы в муфте будут перекрыты, препятствуя обратному перетоку тампонажного раствора во внутритрубное пространство.

Для центрирования хвостовика в скважине и одновременной турбулизации рабочих жидкостей проектируются центраторы-турбулизаторы ЦТГП-114, наружный диаметр выбирается при изготовлении, масса 1,6 кг.

Между центраторами производится установка механических корончатых скребков СК-114/140-165, которые предназначены для использования в скважинах с диаметром ствола 140-165 мм. Масса 1,5 кг.

Интервалы установки и количество центраторов-турбулизаторов и скребков представлено в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов-турбулизаторов и скребков

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.	Обозначение	Количество, шт.
2621,16-2573,74	ЦТГП-114	2	СК-114/140-165	2
2559,64-2549,64	ЦТГП-114	2	СК-114/140-165	1
2549,64-1888,76	ЦТГП-114	13	СК-114/140-165	13
1888,76-1878,76	ЦТГП-114	2	СК-114/140-165	1

Суммарная масса обсадной колонны с учетом всей оснастки составляет 15264,6 кг.

#### **2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины**

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для проведения испытания будет использоваться автономный модуль (MDC) с датчиком манометрии, термометрии, резистивиметрии, влагометрии и механической расходомерии, представленный на рисунке 14.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи свабиrowания, что связано с тем, что в настоящее время на территории Западной Сибири свабиrowание является технологически простым, экономичным и наиболее применяемым методом вызова притока. Для проведения операций по свабиrowанию выбирается скважинное оборудование КС 62.

#### **2.5 Выбор буровой установки**

Буровая установка выбирается исходя из глубины бурения скважины и наибольшего веса наиболее тяжелой бурильной или обсадной колонны. В связи с тем, что на скважине будет производиться зарезка бокового ствола, то монтировать для этих целей буровую установку для кустового бурения экономически нецелесообразно и затратно по времени. Соответственно, для заданных целей бурения проектируется мобильная буровая установка 3200/200 ДЭР-М.

В таблице 2.27 представлены результаты проектирования буровой установки и спускоподъемного комплекса [5]. Под максимальным весом бурильной колонны подразумевается ее вес с учетом действия сил трения в стволе скважины и всплытия в буровом растворе. Под весом бурильной колонны подразумевается ее вес на поверхности с учетом всех частей. Под максимальным весом обсадной колонны понимается вес хвостовика с оснасткой, равный 15,26 т, а также вес колонны бурильных труб длиной 1875 м, равный 37,56 т, на которых производится спуск хвостовика.

Таблица 2.27 – Результаты проектирования буровой установки и спускоподъемного комплекса

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	61,55	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	3,25
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	52,82	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,79
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	80,02	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	2,50
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200,00		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{влб}$ )	60,00	$k_{по} = P_{\phi} / P_{\phi 0}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	6,72
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	59,13		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	15,26		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	10,00		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{\phi 0}$ )	4		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	586	2195,9	
2	277	1039,1	

Для запроектированной буровой установки используется оснастка талевой системы 5х6 с числом струн – 10, а также талевый канат диаметром 28 мм. В комплект входит лебедка ЛБУ-670 ЭТ с двумя скоростями вращения барабана.

### 3 Специальная часть

В 1970-х годах прошлого века во ВНИИБТ и его Пермском филиале впервые в мире был создан винтовой забойный двигатель (ВЗД) с многозаходными рабочими органами. За тридцать пять лет существования ВЗД прошли эволюционный путь развития, превратившись в эффективное техническое средство для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Объемы бурения в России с применением ВЗД постоянно растут, и в настоящее время удельный вес проходки с применением ВЗД в основных регионах находится в пределах 40 – 80%. Такое широкое распространение ВЗД получили, в частности, в связи с развитием бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также бурения боковых стволов. Успешное продвижение двигателей, в наибольшей степени отвечающих требованиям современного породоразрушающего инструмента и технологии бурения, связано, прежде всего, с их уникальными техническими и энергетическими характеристиками, такими как большой удельный момент и жесткая характеристика работы двигателя [16].

Винтовые забойные двигатели по принципу своего действия относятся к объемным роторным гидравлическим машинам. Сравнительно малая металлоемкость и простота конструкции этих двигателей способствует их широкому применению в бурении в современных условиях. В ВЗД используются одновинтовые механизмы, в технической литературе, называемые героторными, в которых замыкатель остановлен и совмещен со статором, т.е. рабочие органы образуются двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии – статором и ротором. Наиболее распространен вариант компоновки двигателя, который характеризуется неподвижным наружным элементом, имеющим эластичную обкладку, и планетарно-вращающимся внутренним с износоустойчивым покрытием. Оба этих элемента образуют рабочую пару или силовую секцию. При циркуляции жидкости через рабочие органы в результате действия перепада давления на ведущем винте



двигателя вырабатывается вращающий момент, причем нарезки винтов, взаимно замыкаясь, разобщают область высокого и низкого давлений. Для создания в двигатели данных областей давления необходимо, чтобы выполнялся ряд условий: 1) число зубьев статора должно быть на единицу больше числа зубьев ротора; 2) длина рабочих органов должна быть не меньше длины шага винтовой поверхности статора; 3) профили зубьев статора и ротора должны быть взаимоогнбаемы и находиться в непрерывном контакте между собой [21]. Через ротор крутящий момент передается исполнительному механизму – валу шпиндельной секции. Шпиндельная секция – второй основной узел ВЗД, передающий крутящий момент и осевую нагрузку силовой секции на породоразрушающий инструмент. Шпиндель воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующие в рабочей паре, радиальные нагрузки от долот и трансмиссии. Состоит из следующих элементов: корпус; вал; осевая и радиальные опоры. Вращение ротора двигательной секции через элементы трансмиссии (карданный вал или торсион) передается на вал шпиндельной секции. Осевые и радиальные опоры служат для восприятия осевых и радиальных нагрузок шпинделя [19].

К недостаткам винтовых забойных двигателей можно отнести низкий моторесурс, ограничение температурного предела эксплуатации, невысокую стойкость к агрессивному воздействию скважинной среды, значительное изменение рабочей характеристики в процессе эксплуатации. Если паспортный ресурс ВЗД составляет около 300 часов при работе на воде, то фактические данные по отработке ВЗД в различных регионах колеблются от 20 до 370 часов. Такая большая разница в показаниях износостойкости объясняется различиями инженерно-геологических условий бурения, технологических приемов проведения работ, применяемых типов и составов промывочных жидкостей. Опыт использования ВЗД в бурении и капитальном ремонте скважин показывает, что двигатель теряет работоспособность ввиду следующих основных причин: износ рабочих органов – 49% случаев; износ шарнирного соединения – 12% случаев; износ шпинделя – 15% случаев; выход из строя по

технологическим причинам (шламование рабочих органов, разъединение элементов роторной группы, разъединение корпусных резьб, неисправность переливного клапана и др.) – 10% случаев; аварийный выход из строя (отрыв резиновой обкладки статора от корпусной трубы, слом торсиона, карданного и выходного валов) – 14% случаев [24]. Кроме того установлено, что износ рабочей пары через 100 часов работы составляет 45 %, из них наиболее интенсивный износ резинового эластомера статора приходится на первые 60-80 часов работы двигателя в скважине. Причины кроются в прочностных характеристиках взаимодействующих поверхностей рабочей пары (резина-сталь), повышенном начальном натяге, а также в увеличении гидравлических и механических сопротивлений в рабочих органах при приработке винтовых поверхностей под действием радиальных сил [27].

Причиной выхода из строя рабочей пары являются конструктивные недостатки винтового забойного двигателя, которые особенно проявляются при низкой степени очистки рабочей жидкости, при применении бурового раствора с химическим составом, не соответствующим применяемому виду эластомера, при постоянной работе на максимальных режимах или с их превышением [19]. По этим причинам рассматриваются различные направления по усовершенствованию конструкции ВЗД и увеличению моторесурса. К таким направлениям относят увеличение длины рабочей пары для снижения контактных нагрузок и уменьшения интенсивности износа; уменьшение массы ротора для снижения влияния инерционных поперечных нагрузок; применение статора с равномерной толщиной эластичной обкладки для повышения ресурса и термостойкости; оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов для улучшения трибологической обстановки и создания необходимого преднапряга; выбор резин других марок для изготовления эластомера [16].

Эластомеры – это полимеры и материалы на их основе, обладающие высокоэластическими свойствами в широком интервале температур, охватывающем практически всю область температур их эксплуатации. Они

легко изменяют форму; если напряжение снимается, они снова принимают свою первоначальную форму. Эластомеры отличаются от прочих эластичных синтетических материалов тем, что их эластичность, подобная резине, в значительной степени зависит от температуры. Повышенная эластичность таких полимеров обусловлена тем, что они состоят из больших цепных молекул, способных обратимо изменять свою форму под действием внешних нагрузок. Основу цепных молекул эластомеров могут составлять атомы углерода, кислорода, кремния или серы. К типичным эластомерам относятся натуральный и синтетический каучук, а также различные виды резин. Но при этом не правильно называть эластомер резиной, так как резина изготавливается на основе натурального каучука методом вулканизации серой, пероксидами и оксидами металлов, некоторыми другими вулканизирующими агентами. Скорее можно сказать, что резина относится к группе эластомеров, многие из которых же являются высокоэластичными полимерами (полибутадиен, полиизобутилен и полиуретаны). В состав эластомера помимо каучука, являющегося основным компонентом, также входят: наполнители, регенераторы, ускорители, красители, пластификаторы [28]. С точки зрения экспериментов наиболее важными компонентами являются пластификаторы.

Согласно имеющимся теоретическим представлениям, пластификаторы также повышают термостойкость резин, увеличивая «молекулярную подвижность» цепей каучуков, но при этом имеют целый ряд недостатков. Отрицательное свойство серийных пластификаторов заключается в том, что они легко улетучиваются под действием температуры и давления или вымываются из эластомера, особенно при контакте с маслами и пластовыми жидкостями. Считается, что полное улетучивание пластификаторов при 100 °С происходит за 24 часа, при этом понижение температуры на каждые 10 градусов примерно увеличивает время испарения пластификатора почти в 2 раза. Имеются сведения, что полное испарение пластификаторов из резин при 50 °С на воздухе происходит за 30 суток. В результате процесса испарения пластификатора значительно ухудшаются свойства резины: падает

эластичность и величина разрывного удлинения, твердость увеличивается, уменьшаются линейные размеры, а также термостойкость и морозостойкость. Кроме того улетучивание или вымывание пластификаторов сопровождается уменьшением молекулярной подвижности каучуковых цепей в резинах, что приводит к ускорению термических процессов структурирования резин, то есть к ускоренной потере эластомерами эластических свойств, что в конечном итоге сказывается на работоспособности винтовых забойных двигателей в результате увеличения скорости старения эластомера и к потере его рабочих свойств [20].

Было решено провести исследования по изучению устойчивости резины ИРП-1226, используемой для изготовления эластомера в современных ВЗД, при воздействии различных перепадов температур в различных дисперсионных средах. Резина ИРП-1226 представляет собой резиновую смесь повышенной износостойкости и является маслостойкой. Температурный интервал работоспособности от  $-20$  до  $+100^{\circ}\text{C}$ . Условная прочность составляет не менее  $9,8\text{МПа}$ , относительное удлинение при разрыве составляет  $125\%$ , твердость  $65-95$  ед. Шор А [10]. К факторам, негативно влияющим на ресурс рабочей пары и эластомер ВЗД относятся: агрессивный состав бурового раствора (высокое содержание углеводородной фазы, солей и др.); не соответствие температуры на забое типу эластомера; запуск при минусовой температуре без предварительного прогрева двигательной секции [19]. По этой причине в качестве дисперсионных сред были выбраны дизельное топливо, нефть, биоразлагаемая основа, щелочной раствор, соляной раствор и вода. Перепад температур создается за счет предварительного охлаждения образцов в морозильной камере в течении  $24$  часов и  $72$  часов при температуре  $-20^{\circ}\text{C}$  и их дальнейшего помещения в дисперсионную среду с полным погружением для нагрева и выдержки в сушильном шкафу при определенной температуре при атмосферном давлении. Время выдержки составляет  $17$  суток или  $408$  часов, что связано со средним временем работы ВЗД в течение  $300$  часов. Образцы представляют собой цилиндры из резины одинаковой толщины и имеют диаметр  $42-44$  мм. Во время проведения эксперимента производилась

визуальная оценка состояния образцов, а также измерение их массы и диаметра с помощью электронных весов и штангенциркуля соответственно. Основное внимание уделялось изменению диаметров образцов, поскольку при воздействии агрессивных сред на эластомер в реальных условиях происходит его набухание или уменьшение размеров, что напрямую фиксируется при измерении размеров образцов и влияет на работу ВЗД.

На рисунке Н.1 представлена динамика изменения массы образцов от времени для различных дисперсионных сред при температуре 25 °С и времени выдержки при отрицательной температуре в течение 24 часов, а также динамика изменения диаметров образцов.

На рисунке Н.2 представлены зависимости массы и диаметра образцов для различных дисперсионных сред при температуре 55 °С и предварительным временем заморозки 72 часа.

На рисунке Н.3 представлены зависимости массы и диаметра образцов для различных дисперсионных сред при температуре 90 °С и предварительным временем заморозки 72 часа.

При анализе представленных графиков можно сделать вывод, что с ростом температуры дисперсионной среды повышается неустойчивость эластомеров, которая заключается в более интенсивном увеличении массы и диаметра образцов по сравнению с начальной температурой 25 °С. Это же подтверждается и визуально в процессе проведения опыта. Так, при более высоких температурах происходит более сильное потемнение дисперсионной среды, при этом оно возникает уже в начале проведения эксперимента в отличие от более низких температур. Кроме того, при более высоких температурах в конце эксперимента наблюдается большее количество выпавшей в осадок резиновой крошки разных размеров.

Наиболее интенсивно масса и диаметр образцов согласно рисункам 1,2,3 изменяются в таких дисперсионных средах как нефть, дизельное топливо и биоразлагаемая основа. При этом кривые изменения массы и диаметра для нефти и дизельного топлива имеют схожие значения и зависимости. В

дальнейшем именно дизельное топливо и биоразлагаемая основа в качестве дисперсионной среды будут рассматриваться при анализе влияния на эластомер ВЗД.

На примере дизельного топлива будет рассмотрено влияние времени заморозки 24 ч и 72 ч на изменение массы образцов на рисунке Н.4.

На рисунке Н.5 рассмотрено влияние времени заморозки на диаметры.

Из графиков на рисунках Н.4 и Н.5 следует, что чем больше составляет время выдержки эластомера при отрицательной температуре, тем менее интенсивно будет происходить набор массы при любой температуре дисперсионной среды. То же самое происходит и при измерении изменения диаметра образцов за исключением опыта с дисперсионной средой при температуре 25 °С. Это объясняется в первую очередь тем, что при такой температуре изменения диаметра незначительны, соответственно на точность результатов будет оказывать влияние инструментальная и методическая погрешности измерений.

Данный эффект можно объяснить тем, что минимальная температура работоспособности резины ИРП-1226 составляет минус 20 °С, т.е. соответствует температуре в морозильной камере. В результате происходит промерзание образцов по всему объему за 72 часа с ухудшением свойств резины. Таким образом, при помещении эластомеров в любую дисперсионную среду с определенной температурой при времени заморозки 72 часа по сравнению со временем заморозки 24 часа требуется большее количество времени на прогрев образцов по всему объему и, соответственно, вступлению в реакцию пластификатора с дисперсионной средой во всем объеме.

Тем не менее, при рассмотрении величин изменения массы и диаметра образцов время выдержки не оказывает существенного влияния на характер зависимости и конечные значения, т.к. кривые на графиках расположены близко друг к другу и в каждой точке времени имеют похожие значения. По этой причине в дальнейшем поведение образцов в дисперсионной среде при

различных температурах будет рассматриваться при времени выдержки в морозильной камере в течение 72 часов.

На рисунке Н.6 представлена динамика изменения массы и диаметра образцов, погруженных в дизельное топливо.

Из графика изменения массы следует, что с ростом температуры дизельного топлива масса образцов эластомеров увеличивается. При этом начиная с температуры 70 °С, характерной для глубоких интервалов работы ВЗД, наблюдается скачкообразный прирост массы в первые трое суток эксперимента, после чего происходит выполаживание графика и интенсивность прироста падает. Также с ростом температуры дисперсионной среды в общем случае наблюдается увеличение диаметра образцов, что в свою очередь характеризует увеличение линейных размеров эластомеров. При этом необходимо отметить, что начиная с температуры 70 °С, характерной для глубоких интервалов работы ВЗД, наблюдается скачкообразный прирост диаметра образцов в первые 6 суток эксперимента, после чего происходит замедление прироста диаметра. Кроме того, при этой температуре наблюдается существенное значительное увеличение диаметра по сравнению с предыдущими опытами. Скачки на кривых связаны как с присутствием инструментальной и методической погрешности, так и с особенностями поведения эластомера в дисперсионной среде.

Полученные результаты имеют свое объяснение. С одной стороны, в присутствии жидкости и с ростом температуры происходит интенсивное вымывание и испарение пластификатора из образцов, что подтверждается изменением цвета дисперсионной среды и выпадением осадка в виде резиновой крошки разного размера, как это представлено на рисунке 4, что в результате должно приводить к уменьшению массы и линейных размеров. С другой стороны, с ростом температуры происходит расширение материала, в данном случае – эластомера. Кроме того, резина представляет собой пористую либо губчатую структуру, поэтому в момент вымывания из нее пластификатора поры заполняются дисперсионной средой. В результате происходит увеличение

массы образцов по сравнению с начальной, а также увеличение линейных размеров. Резкое изменение параметров измерения в начале проведения эксперимента при температуре 70 °С и более объясняется тем, что с ростом температуры возрастает интенсивность испарения и вымывания пластификатора. Это также можно увидеть на рисунке 4, т.к. в конце эксперимента при температуре 25 °С дисперсионная среда практически не меняет своего цвета по той причине, что удаление пластификатора при таких температурах замедленно. Скачки на кривых изменения диаметра также можно объяснить и тем, что при повышенных температурах происходит испарение дисперсионной среды в том числе и в самих образцах, что также может отражаться на изменении их линейных размеров.

На рисунке Н.7 представлена динамика изменения массы и диаметра образцов, погруженных в биоразлагаемую основу.

В биоразлагаемой основе при температуре дисперсионной среды до 85 °С происходит незначительный прирост массы образца. При больших температурах наблюдается интенсивное увеличение массы эластомера, что говорит о том, что при данных температурах происходит интенсивное заполнение пор резины. Также при температуре до 85 °С наблюдается незначительный прирост диаметра образцов и его колебание, что объясняется как погрешностью измерений с помощью штангенциркуля, так и за счет процесса испарения дисперсионной среды из образцов. При больших значениях температуры к концу эксперимента наблюдается значительный прирост диаметра образцов. При этом увеличение линейных размеров не такое большое, как это наблюдается в дизельном топливе, а также процесс увеличения размеров протекает при более высоких температурах.

Процесс вымывания и испарения пластификатора схож с этим процессом, протекающим в присутствии дизельного топлива. По этой причине увеличение массы и диаметра объясняется также как и для дизельного топлива.

На основании полученных зависимостей и построенных графиков можно сформулировать ряд выводов.



Результаты проведенного эксперимента подтверждают теоретические знания о том, что на износ эластомера, а соответственно и рабочей пары, оказывает наибольшее влияние агрессивный химический состав бурового раствора на основе углеводов, что подтверждается в эксперименте самым интенсивным увеличением размеров испытуемой резины в присутствии дизельного топлива и биоразлагаемой основы. Кроме того установлено, что чем дольше ВЗД находится при отрицательной температуре, тем менее интенсивно будут увеличиваться линейные размеры эластомера. Но при этом запуск ВЗД при отрицательной температуре без предварительного прогрева двигательной секции приводит к дополнительному износу, т.к. возникают противоположные по своей природе нагрузки, в результате которых эластомер сначала уменьшается в размерах, а затем происходит его резкое набухание. С ростом температуры наблюдается увеличение линейных размеров эластомера, при этом данная зависимость имеет нелинейный характер и наиболее сильно проявляется в интервале высоких температур, который соответствуют средним и большим глубинам бурения. С ростом температуры ухудшаются энергетические характеристики двигателя в результате изменения процесса взаимодействия ротор-статор. Из продемонстрированных зависимостей следует, что наибольший износ эластомера ВЗД происходит в первое время работы двигателя из-за увеличения размеров, после чего к середине эксперимента данный процесс значительно замедляется или вовсе останавливается. Вымывание и испарение пластификатора подтверждается визуальными наблюдениями, в результате чего можно увидеть потемнение и изменение цвета дисперсных сред, а также отслаивание кусочков резины от образцов, что говорит о деструкции резины ИРП-1226 в данных условиях, даже несмотря на статический характер эксперимента. Из-за уменьшения количества пластификатора в эластомере происходит рост напряжений в его структуре, что в конечном итоге может приводить к возникновению трещин в эластомере и ускорять процесс его разрушения. Также увеличение линейных размеров приводит к уменьшению зазоров между ротором и эластомером, что в свою

очередь будет требовать создание большего крутящего момента для эффективной работы двигателя. Соответственно, данный фактор также будет снижать долговечность работы ВЗД. Проведение эксперимента позволило сделать вывод о том, что пластификатор резины ИРП-1226 особенно неустойчив при воздействии высоких температур и дисперсионных сред на углеводородной основе, под действием которых происходят структурные изменения в эластомере винтового забойного двигателя, снижающие срок его использования.

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

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

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, основанная 1 февраля 2000 года и предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. При этом непосредственно Ямальский филиал компании образован в 2016 году путем слияния Уренгойского и Стрежевского филиалов. Основными видами деятельности являются: эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ПАО Нефтяная компания «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпромнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ПАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ПАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ПАО «Новосибирскнефтегаз». Доля ССК на рынке нефтесервисных услуг в России среди независимых компаний составляет примерно 10%.

На сегодняшний день в компании работает порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает 1500000 метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). АО «ССК» располагает 111 буровыми установками, 52 буровыми бригадами, 69 бригадами по ремонту скважин и зарезке боковых стволов. Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: первый заместитель директора – технический директор, заместитель директора по производству, заместитель директора по экономике и

финансам, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по безопасности [30]. На рисунке П.1 представлена организационная структура предприятия ЯФ АО “ССК”.

#### **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

В связи с тем, что проводится реконструкция существующей скважины методом зарезки бокового ствола, работы по строительству площадки и подвода коммуникация для бурения в данном случае не требуются. При этом будет применяться мобильная буровая установка, на который значительно сокращается время на монтажные работы.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [3].

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 96 часов или 4 суток [2].

Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию

скважины трубным испытателем пластов. Время на работы по испытанию скважин составляет 260,1 часов или 10,8 суток [12].

Нормативное время на глушение скважины составляет 4,7 часа без учета спуско-подъемных операций. Нормативное время установки цементного моста с учетом ОЗЦ и спуско-подъемных операций колонны насосно-компрессорных труб составляет 46,5 часов. Колонна НКТ состоит из 84 свечей, для которых норма времени на сборку составляет 11 минут. Суммарное время на наращивание колонны НКТ составит 15,4 часа [12]. Также в норматив включается время на сборку свечей бурильных труб, которое с учетом свинчивания и подъема с приемного моста составляет 13 минут [3]. Длина колонны бурильных труб, на которой спускается клин-отклонитель, составляет 1968 м, т.е. 82 свечи. Таким образом, из общего времени суммарное время на сборку составит 17,8 часов. Время спуска одной свечи при запроектированной оснастке талевого системы составляет 1,8 мин, а время подъема – 2,4 мин. Таким образом, время спуска и подъема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне, состоящей из 82 свечей бурильных труб, составит 2,5 часа и 3,3 часа соответственно. Норматив времени на подготовку и вырезание окна в обсадной колонне составит 5 часов. Суммарное время на работы по вырезанию окна составит 95,2 часа или 4 суток [2].

Интервал бурения бокового ствола составляет 1950,00-2621,46 м. Для создания запроектированной колонны необходимо произвести дополнительную сборку 20 свечей бурильных труб с нормативом времени 13 минут на свечу [3]. Таким образом, время сборки составит 4,3 часа. Время спуска инструмента до интервала бурения с учетом сборки КНБК составит 5,5 ч.

Норма времени механического бурения 1 м горной породы составляет 0,054 ч. Суммарное нормативное время на механическое бурение интервала под хвостовик – 36,3 ч. Интервал разбуривается с использованием долота PDC, поэтому время на его замену не предусматривается.

Суммарное нормативное время на подъем колонны бурильных труб и компоновки низа бурильной колонны составит 7,1 ч.

Таким образом, время на спуско-подъемные операции во время бурения с учетом дополнительной сборки 20 свечей составит 16,9 ч.

После углубления интервала на длину одной свечи выполняется проработка ствола в течении 5 циклов, заключающаяся в последовательном подъеме и спуске колонны бурильных труб на длину одной свечи. Длина интервала бурения составляет 671,46 м, который условно можно разбить на 28 свечей. Суммарное время СПО 28 свечей за один цикл без их разборки на трубы составит 2 ч, а суммарное время проработки ствола скважины с учетом 5 циклов составит 10 часов или 0,4 суток.

Норма времени на промывку скважины длиной 2621,46 м составляет 50 мин [2]. При этом предполагается два цикла промывки перед спуском хвостовика, таким образом общее время промывки составляет 100 минут или 1,7 часа [3].

Хвостовик располагается в интервале 1875,00-2621,46 м, соответственно его длина составляет 746,46 м. Норма времени на сборку колонны хвостовика составляет 9 часов [4], а время на спуск обсадной колонны составляет 3,3 часа.

Необходимо учитывать, что подъем колонны бурильных труб осуществляет во время ОЗЦ, которое обладает большим нормативом времени. По этой причине время подъема колонны не идет в расчет времени на спуско-подъемные операции хвостовика с учетом сборки колонны, которое составит 12,3 ч.

Норматив времени на подготовительные работы перед началом цементирования составляет 2,1 часа; на процесс цементирования – 2 часа [2].

Норматив времени на ОЗЦ составляет 24 часа [3].

Цементный стакан расположен в интервале 2553,44-2563,59 м. Для разбуривания цементного стакана необходим сбор и спуск новой бурильной колонны меньшего диаметра, чем бурильная колонная для бурения интервала под хвостовик. Длина свечи бурильных труб составляет 24 м, глубина спуска – 2563,59 м. Таким образом, общее количество свечей, необходимых для создания бурильной колонны – 107. Норма времени на сборку одной свечи

составляет 13 минут [3]. Тогда норматив времени на сборку бурильной колонны, предназначенной для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 23,2 ч:

Время спуска бурильной колонны для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 3,3 ч.

Норматив времени на разбуривание цементировочных пробок и цементного стакана с учетом нормы времени механического бурения 1 м – 0,032 ч составит 0,4 часа [2].

Норматив времени на подъем бурильной колонны 4,3 ч.

Тогда суммарное время на разбуривание цементировочной пробки и цементного стакана с учетом сборки бурильной колонны и спуско-подъемных операций составит 31,1 ч.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 26 ч [2].

При составлении нормативной карты также необходимо учесть прочие работы, не учтенные укрупненными нормами, норматив времени для которых составляет 12 ч [2].

Суммарный норматив времени, которое необходимо на осуществление всех операций по бурению, креплению скважины и проведению геофизических работ составляет 269,6 ч. К данному нормативу времени необходимо добавить затраты времени в объеме 3,366 % от общего времени и затраты на смены вахт в объеме 1,25% от общего времени, которые равняются 9,9 ч и 3,4 ч соответственно.

С учетом данных нормативов времени общее время календарного бурения бокового ствола и спуска хвостовика без учета строительно-монтажных, подготовительных работ и работ по испытанию скважины составляет 282,9 ч.

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины представлена в таблице П.1.

Следующим этапом выполняем формирование линейного календарного графика выполнения работ. При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить скважину за запланированное время. Календарный график выполнения работ представлен в таблице П.2.

Расчет механической, рейсовой, коммерческой скоростей бурения представлен в приложении Р.

#### **4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)**

Расчеты затрат на бурение скважины, подготовительные и строительно-монтажные работы ведутся по сметным ценам 1984 года по ЕРЕР-84 и зависят от времени или объема работ. Расчеты представлены в таблице П.3, где указывается стоимость единицы объема или времени каждого вида работы или оборудования, а также объем или время каждого вида осуществляемых работ, в результате чего по каждому пункту получается конечная стоимость [11]. При этом 4,00 суток обозначают время подготовительных работ из нормативной карты; 6,67 суток – время чистого бурения с учетом СПО и других необходимых операций; 48,70 суток – время строительно-монтажных работ, указанное в нормативной карте; 11,79 суток – время бурения с учетом крепления скважины, во время чего также необходимо обеспечивать содержание используемого инструмента. Расчет затрат электроэнергии ведется из расчета длительности подготовительных работ 4 суток, за которые расходуется 57600 кВт энергии, а также расчета длительности бурения 6,67 суток, за которые расходуется 96048 кВт электроэнергии. Расстояние от базы до месторождения составляет 100 км. Цементировочный агрегат и цементосмесительная машина необходимы для установки цементного моста, поэтому время их работы составляет 4,1 ч с учетом подготовительных работ и нормы времени заливки цемента, а также на период ОЗЦ в течении 24 ч



необходимо их содержание. Дефектоскопическая установка используется во время подготовительных работ в бурении, т.е. в течении 4 суток.

Затраты на крепление скважины рассчитываются исходя из стоимости единицы объема работы или заработной платы рабочих, а также исходя из объема выполненных работ, данные о которых представлены таблице П.4. В данном случае 2,98 суток – время крепление скважины с учетом ОЗЦ, СПО, разбуривания цементного стакана. За данное время, т.е. за 71,5 час расходуется 42912 кВт электроэнергии. Объемы требуемых материалов указываются исходя из технологической части проекта на строительство скважины. Количество требуемой техники и тампонажного материала берется из расчета цементирования хвостовика.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [7] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Затраты на подготовительные работы к строительству скважины не предусматриваются по той причине, что ведется реконструкция эксплуатируемой скважины. Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице П.5. Рекомендуемые индекс пересчета сметной стоимости строительства к базисным ценам 1984 года составляет 204,20 [4].

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1м}$  составит 182169,85 руб/м [29].

#### **4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии**

Произведем расчет экономического эффекта от использования PDC долота 142,9 TM513N5 с двойным рядом вооружения по сравнению с PDC долотом БИТ 142,9 В 516 Т.

PDC долото с двойным рядом вооружения 142,9 TM513N5 предназначено для бурения в средних и среднетвердых высокоабразивных породах. Экономический эффект применения данного долота обеспечивается ввиду повышения механической скорости проходки за счет второго ряда вооружения, расположенного за основным рядом, но при этом использование пятилопастных долот объясняется тем, что они достаточно управляемы при бурении. Расчет выполнен на примере условий бурения на Соболином месторождении и представлен в таблице С.1.

Экономический эффект при использовании запроектированного долота для бурения интервала под хвостовик составил 102323,7 руб. Экономический эффект на использование одного долота 142,9 TM513N5 составляет 762000 руб. при рассчитанной себестоимости часа эксплуатации буровой установки. В связи с тем, что стоимость эксплуатации буровой установки непостоянна и зависит от различных факторов, то и экономический эффект на долото будет изменяться в зависимости от данной себестоимости. Тем не менее, значение эффекта справедливо в данных условиях при бурении на Соболином месторождении бокового ствола с использованием запроектированной техники.

## **5 Социальная ответственность**

### **5.1 Производственная безопасность**

Необходимо проанализировать вредные и опасные факторы, которые могут возникать в процессе подготовительных мероприятий и бурения скважин. Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего, в определённых условиях, приводит к заболеванию или снижению его работоспособности. Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего, в определённых условиях, приводит к травме или другому внезапному ухудшению его здоровья [1].

В таблице Т.1 представлены вредные и опасные факторы, которые возникают в процессе бурения и во время подготовительных мероприятий.

Далее каждый фактор будет рассмотрен более подробно, в том числе физико-химическая природа, допустимые нормы, а также средства индивидуальной и коллективной защиты для минимизации воздействия фактора.

#### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

*Повышенная запыленность и загазованность воздуха на рабочем месте.*

В результате движения автотранспорта на рабочей площадке частицы насыпного грунта могут попадать в воздух, а оттуда в органы зрения и дыхания человека. Кроме того, может происходить насыщение бурового раствора природным газом или сероводородом в стволе скважины и его выделение на поверхности, что в итоге также будет оказывать влияние на человека. По этим причинам количество веществ в воздухе рабочей зоны строго регламентировано и не должно превышать значений предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК различных химических веществ прописаны в ГН 2.2.5.1313-03, при этом основные значения приведены ниже:

1. ПДК наиболее агрессивной кварцевой пыли ( $\text{SiO}_2$ ) - при содержании в пыли более 70% свободной двуокиси кремния — 1 мг/м<sup>3</sup>, при содержании ее от 10 до 70%— 2 мг/м<sup>3</sup>;

2. ПДК углеводородов природного газа – 300 мг/м<sup>3</sup> в пересчете на углерод;
3. ПДК паров нефти – 10 мг/м<sup>3</sup>;
4. ПДК сероводорода H<sub>2</sub>S - 10 мг/м<sup>3</sup>;
5. ПДК сероводорода H<sub>2</sub>S в смеси с углеводородами - 3 мг/м<sup>3</sup>.

К средствам коллективной защиты относится применение вентиляции на рабочем месте, в данном случае в центральной системе грубой очистки, а также газоанализаторов и дегазаторов. В качестве средств индивидуальной защиты органов дыхания используются респираторы и противогазы.

*Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.*

Источником данного воздействия является инфракрасное излучение, и как следствие, достаточный или недостаточный прогрев окружающей среды. При определенных значениях температуры человек испытывает состояние теплового комфорта, что способствует повышению производительности труда, предупреждению простудных заболеваний. И, наоборот, неблагоприятные значения показателей могут стать причиной снижения производственных показателей в работе, привести к заболеваниям работающих.

Высокая температура воздуха на производственном объекте при сохранении других параметров вызывает быструю утомляемость работающего, перегрев организма и большое потоотделение. Это ведет к снижению внимания, вялости и может оказаться причиной возникновения несчастного случая, в том числе теплового удара. Низкая температура может вызвать местное и общее охлаждение организма и стать причиной ряда простудных заболеваний — ангины, катара верхних дыхательных путей, а в крайних случаях приводить к обморожениям конечностей и открытых частей тела [26].

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (т.е. лицо, шея,

кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup>. Для предотвращения перегрева и превышения продолжительности воздействия теплового излучения ограничивают время пребывания на рабочем месте путем ввода времени для отдыха в зонах с комфортным микроклиматом. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Средством индивидуальной защиты при пониженных и повышенных температурах выступает использование сезонной спецодежды, спецобуви, защитных комбинезонов, средств защиты рук и головных уборов.

#### *Повышенный уровень шума.*

Источниками шума в процессе бурения являются различные рабочие механизмы с вращательным или поступательным движением, двигатели внутреннего сгорания, буровые насосы и вертикальные шламовые насосы, оборудование системы очистки, различный транспорт, используемый на площадке.

Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях – к глухоте. Шумовое загрязнение среды на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работающих: снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций и т.п. В результате снижается производительность труда и качество выполняемой работы.

Уровень шума на рабочем месте при категории напряженности трудового процесса тяжелой степени не должен превышать 50 дБА, при напряженности легкой степени – не более 80 дБА. Для колеблющегося во времени и прерывистого шума максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума – 125 дБА [26].

В качестве средств коллективной защиты используют изменение направленности излучения шума за счет архитектуры производственной зоны,

проводят акустическую обработку с использованием звукоизолирующих перегородок и звукопоглощающих материалов, использование глушителей на выхлопной системе двигателей внутреннего сгорания. К средствам индивидуальной защиты относятся противозумные вкладыши, наушники, шлемы и каски, специальные костюмы. При этом данные средства наиболее эффективны в области высоких частот.

#### *Повышенный уровень вибрации.*

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия [1].

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Предельно допустимые значения вибраций приведены в санитарных нормах СН 2.2.4/2.1.8.566-96 и подразделяются на действующие вдоль ортогональной системы координат.

К коллективным средствам защиты от вибрации относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту),

виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых) и вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением). В качестве средств индивидуальной защиты используют виброзащитные обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

*Недостаточная освещенность рабочей зоны.*

В зависимости от источника света освещение может быть трех видов: естественное, искусственное и совмещенное (смешанное). Освещение используется для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов, и влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда. Недостаточная освещенность вызывает повышенную усталость и утомляемость, снижает производительность труда, может приводить к различным травмам.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному, ограничивать прямую и отраженную блескость. В условиях буровой используются все виды освещения, как естественное в дневное время, так и смешанное и искусственное освещение в вечернее и ночное время соответственно. Согласно “Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (ПБ-08-624-03) светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность, представленную в таблице Т.2.

*Повреждения в результате контакта с насекомыми.*

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения буровых работ – клещевой энцефалит. При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы, что в конечном итоге может привести к смерти человека. Наиболее активны клещи в конце апреля - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие согласно СП 3.1.32352-08 – противо-энцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый

иммунитет к вирусу. Кроме этого, средства индивидуальной защиты людей включают в себя:

- Соблюдение правил поведения на опасной в отношении клещей территории;
- Ношение специальной одежды согласно ГОСТ Р 12.4.296-2013. Конструкция спецодежды должна обеспечивать плотное прилегание к телу по низу рукавов и брюк, горловине, по возможности обрабатываться репеллентами;
- Применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты может быть отнесена обработка территории кустовой площадки до обваловки по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

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

В процессе бурения используется различного рода движущееся оборудование, обладающее при этом большой массой и кинетической энергией, кроме того, используются жидкости, находящиеся под большим давлением. При этом персонал находится близко к опасным механизмам или непосредственно контактирует с оборудованием, в результате чего под действием внешней механической силы возможно получение механической травмы: защемление или раздавливание; порезы; отрезание или разрубание; захват или наматывание; попадание под удар; поверхностное повреждение тканей под действием трения; травмирование выбросом жидкости под высоким давлением [1].

К средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.2.003-91 относятся: обеспечение безопасности конструкции работающего оборудования и предотвращение разрушения оборудования под нагрузкой; конструктивно должно предотвращаться падение или выбрасывание предметов из



оборудования; движущиеся механизмы должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего; производственное оборудование, работающее от различных видов энергии должно выполняться так, чтобы все опасности, вызываемые данными видами энергии, были исключены. Размеры рабочего места и размещение его элементов должны обеспечивать выполнение рабочих операций в удобных рабочих позах и не затруднять движений работающего. Помимо этого, должны обеспечиваться периодические проверки состояния работающего оборудования, с персоналом должны проводиться повторные инструктажи на рабочем месте по технике безопасности, а также внеплановые в случае изменения в законодательстве или других нормативных актах, а также в результате несчастного случая. К средствам индивидуальной защиты на буровой относятся каски, очки, спецодежда, перчатки, армированная обувь.

#### *Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.*

Пожары на буровой установке могут возникать по целому ряду причин, главными из которых являются наличие огнеопасных веществ и вероятность возникновения газодонефтепроявления, переходящего в открытое фонтанирование. Огнеопасные вещества, в частности нефть, дизельное топливо, бензин используются на буровой площадке как для приготовления буровых растворов, так и для работы оборудования с двигателями внутреннего сгорания. Инициаторами развития возгорания могут быть неисправные электроприборы, нарушение технологических режимов работы оборудования, нарушение порядка хранения материалов, курение в неположенных местах, самовозгорание веществ и материалов, неосторожное обращение с открытым огнем [9].

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование на буровой должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91. Необходимо проводить плановые инструктажи по пожарной

безопасности с персоналом. Существует также ряд требований в правилах пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-85).

В качестве средств коллективной защиты используется противопожарный инвентарь, в том числе противопожарные щиты, которые располагаются в насосной, у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. На нефтепромысле в комплект противопожарного инвентаря входят: пожарные центробежные насосы ПН-30К; багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком; топоры пожарные: ПП- пожарный поясной; крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые; рукавные соединения; стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70; рукава пожарные; стволы пожарные ручные СПР-2 [9].

*Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.*

Безопасность обслуживания электроустановок зависит от производственной обстановки. Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) – буровая установка с силовым приводом, насосная, узел приготовления раствора, ёмкости, котельная установка, токопроводящие полы относятся к классу – особо опасных объектов.

Поражение электрическим током может произойти в результате прикосновения к токоведущим частям оборудования, во время проведения различных работ по ремонту оборудования, в результате нарушения изоляции или заземления.

В качестве средств коллективной защиты для предотвращения прикосновения человека к токоведущим частям применяют: изоляцию (хлопчатобумажную, резиновую, пластмассовую), ограждения (кожухи, камеры и другие), располагают открытые части на высоте или в недоступных местах; используют блокировки, дистанционное управление (магнитные пускатели), предупредительную сигнализацию, предостерегающие, запрещающие, разрешающие и другие знаки (плакаты).

В качестве средств индивидуальной защиты при работе с токопроводящими частями используется спецодежда (специальные галоши, сапоги, перчатки, коврики и дорожки из изолирующего материала), различного рода указатели напряжения, оборудование и разные изолирующие устройства, инструмент с ручками из изолирующего материала, а также шланги и клещи.

*Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.*

Роторный стол расположен на значительной высоте от земли по той причине, что на устье скважины требуется установка противовыбросового оборудования. Кроме того, на мачте расположена площадка верхового, на которой ведутся работы в процессе наращивания. Высота роторного стола над землей составляет не менее 6 м, а площадки верхового – около 25 м.

В результате падения с большой высоты человек может получить механическую травму, которая приведет к тяжелым последствиям или даже смерти.

В качестве средств коллективной защиты по ГОСТ 12.2.062-81 необходимо использовать ограждения различной высоты, защитные сетки, знаки безопасности, оборудовать перилами все лестницы. К средствам индивидуальной защиты относятся каски, страховочные тросы, карабины, пояса предохранительные ВР для верхового рабочего. Пояс для верхового рабочего изготавливается согласно ТУ 39/22-01-71, где также предусмотрена инструкция по его надеванию.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

*Защита атмосферы.*

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся

как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте. В меньшей степени на загрязнение влияют факельные установки, на которых происходит сжигание углеводородов, продукты выброса в результате открытого фонтанирования, летучие химические реагенты, применяемые при приготовлении бурового раствора. Продуктами загрязнения при работе ДВС являются углекислый газ  $\text{CO}_2$  и оставшиеся продукты горения в виде сажи, при открытом фонтанировании – это природный газ с другими неорганическими компонентами, а при приготовлении бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.1313-03 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике.

Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.03 – 78. Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо использовать дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, несмотря на меньшую мощность, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов. Для предотвращения открытого фонтанирования и последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 [6].

#### *Защита гидросферы.*

Загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины, особенно интенсивно при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами. В процессе крепления скважины в случае получения

некачественного тампонажного камня возникает вероятность развития заколонных перетоков, в результате чего флюид из продуктивного пласта может поступать в водонасыщенные горизонты, что также будет приводить к их загрязнению. Поверхностные воды могут загрязняться в результате воздействия бытовых стоков, а также при недостаточной герметичности шламового амбара, из-за чего буровой раствор может поступать в приповерхностный водяной горизонт. Также существует вероятность загрязнения в результате открытого фонтанирования, во время которого происходит разлив нефти и последующее загрязнение как грунтовых вод, так и ближайших гидрологических объектов.

Правила по охране вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше приводятся в ГОСТ 17.1.3.12-86. Для защиты гидросферы от воздействия ряда факторов необходимо использовать комплекс мер:

- Использовать буровой раствор с низким показателем фильтрации и предотвращать его поглощение в интервале бурения;
- Обеспечивать надежное крепление ствола скважины, предотвращая таким образом заколонные перетоки и обеспечивая изоляцию водоносных горизонтов;
- Проектировать водоотводы, накопители и отстойники;
- Сооружать очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- Предотвращать развитие негерметичности шламового амбара;
- Соблюдать правила безопасности и предотвращать возникновение газоводонефтепроявления, переходящего в открытое фонтанирование, если не принимать соответствующих мер.

#### *Защита литосферы.*

На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы

производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки из них, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах.

Требования к контролю и охране почвы от загрязнений приводятся в ГОСТ 17.4.3.04-85. Большинство отходов бурения утилизируются, а некоторые подвергаются переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется соответствующей инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. Технология предусматривает ускоренное отделение жидкой фазы отходов с помощью коагулянта и флокулянта.

Для очистки жидкой фазы раствора используются сернокислый алюминий (коагулянт), гидролизованный полиакриламид и HCl (флокулянты). Другие коагулянты и флокулянты могут применяться после испытания их на токсичность. Утилизация жидких отходов по окончании бурения производится путем закачки в нефтесборный коллектор. Оставшийся в амбаре шлам подвергнется захоронению: шлам засыпается грунтом. Поверхность такого амбара в последующем подвергается технической и биологической рекультивации. При соответствии ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. В процессе строительства скважины продукты бурения (нефть, конденсат, минерализованная вода) собираются в емкости с последующей их закачкой в нефтесборный коллектор. На стадии освоения скважины утилизация скважиной жидкости и пластового флюида (нефти, пластовой воды) должна производиться в специальные металлические емкости с последующей откачкой в сборный коллектор, или использования для технологических нужд. При наличии

нефтеборного коллектора продукты освоения из металлических емкостей, после соответствующей подготовки, должны откачиваться в этот коллектор.

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

Под чрезвычайной ситуацией природного и техногенного характера понимается обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей [26].

В условиях бурения скважины могут возникать различные чрезвычайные ситуации, такие как пожары и взрывы на буровой, разрушения буровой установки в результате механического воздействия на нее, газонефтеводопроявления (ГНВП), аварии в стволе скважины, включающие в себя осыпи и обвалы, катастрофические поглощения бурового раствора, полные и дифференциальные прихваты инструмента, приводящие в конечном итоге к потере ствола. При этом наиболее распространенной чрезвычайной ситуацией и одновременно наиболее опасной по сравнению с другими является ГНВП, которое впоследствии может перейти в открытое фонтанирование.

Причины возникновения газонефтеводопроявления в скважине во время различных технологических процессов:

- Неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления бурового раствора во время бурения. В результате внешнее давление продавливает соединительные швы колонны и возникает ГНВП;
- Вследствие поглощения жидкости внутри скважины;
- Снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;
- Неверные действия при выполнении спуско-подъемных работ, вследствие чего снижается уровень жидкости в колонне;

- Несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ, что приводит к возникновению и развитию ГНВП. Особенно если не была осуществлена промывка за время более полутора суток;
- Нарушение правил проведения работ в шахтах: освоение, эксплуатация и устранение аварий;
- Освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды;
- Возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины [33].

Превентивные меры по предупреждению возникновения чрезвычайной ситуации описаны в инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98 и включают в себя три линии защиты:

1. Первая линия защиты - предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости – регламентируется правилами безопасности ПБ 08-624-03;
2. Вторая линия защиты - предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования – регламентируется ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;
3. Третья линия защиты (защита от открытого выброса) - ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты [8].

При возникновении нештатной ситуации первый обнаруживший работник должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на буровой площадке и в скважине должны быть приостановлены.



Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса противofонтанной службы для оперативной доставки необходимых средств на кустовую площадку. Соответственно, при обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а руководство информировать о ситуации противofонтанную службу. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу. Технические средства и люди, не задействованные в работах по ликвидации аварии, должны быть эвакуированы в безопасное место.

Ликвидация ГНВП проводится в два этапа с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол скважины бурильные трубы в условиях высокого давления. Таким образом, с целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое. Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору [8].

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

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Согласно определению, данному в ст. 297 Трудового кодекса РФ, вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Для некоторых категорий сотрудников установлен жесткий запрет на работы вахтовым методом. К таким категориям согласно ст. 298 ТК РФ относятся: работники в возрасте до 18 лет; беременные женщины; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ.

В отношении лиц, работающих вахтовым методом, ТК РФ закрепил некоторый перечень гарантий и компенсаций. Так, согласно ст. 302 ТК РФ лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий:

1. Повышенная оплата. Надбавка за вахтовый метод работы установлена в размере 75% тарифной ставки для работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, 50% тарифной ставки - для работающих в районах Сибири и Дальнего Востока и 30% тарифной ставки - для работающих в остальных районах.
2. Районный коэффициент и "северные" процентные надбавки. Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.
3. Удлиненный отпуск. Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

В соответствии с нормами подпункта 6 пункта 1 статьи 28 Федерального закона от 17.12.2001. № 173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» трудовая пенсия по старости устанавливается досрочно лицам, проработавшим не менее 15 календарных лет в районах Крайнего Севера либо не менее 20 календарных лет в приравненных к ним местностях, при наличии 25 лет страхового стажа у мужчин и 20 лет страхового стажа у женщин по достижении мужчинами возраста 55 лет, а женщинами – возраста 50 лет.

Согласно Федеральному закону от 24.07.1998 N 125-ФЗ (ред. от 28.12.2016) "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" социальное страхование подлежат все физические лица, выполняющие работу на основании трудового договора, заключенного со страхователем.

#### **5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса. Для компоновки рабочей зоны к используемому производственному оборудованию предъявляются эргономические требования согласно ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования». По данному стандарту устанавливаются общие требования к производственному оборудованию для всех сфер деятельности.

Также по ГОСТ 12.2.049-80 устанавливаются отдельные требования к рабочему месту, должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ.

При высоте рабочей поверхности и размерах моторного поля, соответствующих рабочему месту при выполнении работ в положении стоя, если технологический процесс не требует постоянного передвижения работающего и физическая тяжесть работ позволяет выполнять их в положении сидя, в конструкцию рабочего места следует включить кресло и подставку для ног, а также предусмотреть в конструкции производственного оборудования пространство для размещения ног, позволяющие выполнять работы при высокой посадке работающего.

Конструкция органов управления буровым оборудованием должна учитывать:

- требуемую точность и скорость движений при осуществлении управления, а также частоту использования органа управления;
- допустимые динамические и статические нагрузки на двигательный аппарат человека;
- антропометрические характеристики двигательного аппарата человека;
- необходимость быстрого распознавания органов управления, формирования и закрепления навыков по управлению.

## **Заключение**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выработаны технологические решения по зарезке и строительству бокового ствола с целью реконструкции добывающей нефтяной наклонно-направленной скважины.

При выполнении технологической части в разделе углубления скважин был построен пространственный профиль бокового ствола с целью попадания в заданную точку кровли продуктивного пласта. Кроме того, для безаварийной проводки скважины запроектированы режимы бурения, подобран тип используемого бурового раствора и его компонентный состав для регулирования необходимых свойств. Выбрано оборудование для бурения заданного интервала, включающее в себя породоразрушающий инструмент, гидравлический забойный двигатель, бурильные трубы и прочий необходимый инструмент. В разделе заканчивания скважины произведен расчет обсадной колонны и ее технологической оснастки, а также запроектирован процесс цементирования хвостовика от кровли продуктивного пласта.

В специальной части проанализированы результаты проведения опытов и сформулированы выводы по влиянию перепадов температур на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя в присутствии различных дисперсионных сред.

В разделе финансового менеджмента и ресурсоэффективности произведен расчет продолжительности строительства скважины и сформирован календарный план, а также рассчитана сметная стоимость строительства бокового ствола на ранее обустроенной кустовой площадке.

При проектировании раздела социальной ответственности были рассмотрены вредные и опасные факторы, встречающиеся при проведении работ по строительству скважины, сформулированы меры по охране окружающей среды на производстве, рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ведения работ.

### Список публикаций студента

- 1 Карпенко В. Э. Определение критериев и граничных условий выбора рационального профиля наклонно-направленной скважины / В. Э. Карпенко ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 738-741].
- 2 Карпенко В. Э. Особенности заканчивания морских скважин на нефть и газ / В. Э. Карпенко ; науч. рук. А. В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 682-685].
- 3 Карпенко В. Э. Оценка влияния перепадов температур на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя в присутствии различных дисперсионных сред / В. Э. Карпенко ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 685-688].

## Список использованных источников

### Нормативно правовые источники:

- 1 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://znaytovar.ru/gost> (Дата обращения: 15.05.17 г.).
- 2 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 14.05.2017).
- 3 Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
- 4 КЦ/2017-04ти “Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года”. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/> (дата обращения: 17.05.2017).
- 5 Нормативные характеристики грунтов [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293849/4293849623.htm> (дата обращения: 25.04.2017).
- 6 ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/> (Дата обращения: 16.05.17 г.).
- 7 Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/> (дата обращения 17.05.2017).
- 8 РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/> (Дата обращения: 19.05.17 г.).

9 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/> (Дата обращения: 15.05.17 г.).

10 Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс] // elastika.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.elastika.ru/produce/32/128>

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

12 Федосеева Н.М. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин / Н.М. Федосеева, А.А. Павловский, А.Л. Колосова – М.: ПО "Чертановская типография", 1987. - 102 с.

#### **Основные источники:**

13 Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: справочник. Том 2 / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых. – М.: Недра, 2003. – 494 с.

14 Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н. Ананьев, А.И. Пеньков. – Волгоград: ИКФ, – 2000. – 139 с.

15 Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования / Балденко Ф.Д. – М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012 г. – 428 с.

16 Балденко Ф.Д., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.

17 Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые и тампонажные промывочные растворы: учебное пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 424 с: ил.

18 Булатов А.И. Спутник буровика. Справочное пособие. / А.И. Булатов. – М.: Недра, 2014. – 378 с.

19 Винтовой забойный двигатель. ВЗД. [Электронный ресурс] // pskunb.ru. Официальный сайт. Режим доступа: [http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-\(vzd\).html](http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-(vzd).html)



- 20 Влияние серийных пластификаторов на свойства резин в процессе эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mayak-rti.ru/stplast2.htm> (Дата обращения: 25.05.17 г.).
- 21 Гусман М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин Текст. /М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. М.: Недра, 1981.- 232 с.
- 22 Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Евсеев В.Д. – Томск: Изд.-во ТПУ, 2004 г. – 151 с.
- 23 Епихин А.В. 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») / Епихин А.В., Ковалев А.В.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
- 24 Карапетов Р.В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин Текст./ Р.В. Карапетов, С.Б. Бекетов. М.: ОАО “СевКавНИПИгаз”, 2007.-7с.
- 25 Ковалев А.В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению ВКР / А.В. Ковалев, А.В. Епихин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
- 26 Лабораторный практикум по дисциплине “Безопасность жизнедеятельности” для студентов всех специальностей: учебное пособие. Ю.А. Амелькович, Ю.В. Анищенко, А.Н. Вторушина, М.В. Гуляев, М.Э. Гусельников, А.Г. Дашковский, Т.А. Задорожная, В.Н. Извеков, А.Г. Кагиров, К.М. Костырев, В.Ф. Панин, А.М. Плахов, С.В. Романенко – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 236 с.
- 27 Показатели надежности винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // [elibras.ru](http://elibras.ru). Официальный сайт. Режим доступа: <http://elibras.ru/handle/2311/8157>

- 28 Резины и эластомеры классификация, свойства, хранения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tehtab.ru/Guide/GuideMatherials> (Дата обращения: 25.05.17 г.).
- 29 Романюк В.Б. Методические указания для выполнения раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2001. – 27 с.
- 30 Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 13.05.2017).
- 31 Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при проведении геолого-разведочных работ: учебник / Сулакшин С.С., Чубик П.С.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011 г. – 367 с.
- 32 Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям: учеб. пособие для студ. вузов / П.С. Чубик. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 1991. – 100 с.

## Приложение А

(справочное)

Дополнительные данные на выполнение выпускной квалификационной работы

Таблица А.1 – Конструкция скважины, подлежащей реконструкции методом ЗБС

Тип ОК	Диаметр ОК, мм	Интервал спуска, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента от устья, м	Толщина стенки ОК	Группа прочности материала ОК
Направление	324	54/54	0	9,5	Д
Кондуктор	245	621/693	0	9,4	Е
Эксплуатационная колонна	168	2170 (2558)	0	8,0	Е

Таблица А.2 – Дополнительная техническая информация по скважине

Параметр	Значение
Альтитуда стола ротора при бурении основного ствола	95,86 м
Альтитуда земли	88,86 м
Осложнения в скважине	Отсутствуют
Мероприятия, проведенные на скважине до проведения работ по зарезке бокового ствола.	Скреперование скважины, извлечение посторонних предметов с забоя скважины.

Таблица А.3 – проектные данные для бурения бокового ствола

Параметр	Значение
Проектный горизонт	Б12 (глубина кровли пласта – 2140 м)
T0 – точка зарезки бокового ствола	1950 м (уточняется по расчету)
T1 – точка входа бокового ствола в кровлю продуктивного пласта (по вертикали)	2140 м
Отход от устья скважины до точки входа в пласт	1100 м
Отклонение забоя от точки зарезки до точки входа в пласт	300 м
Максимальный зенитный угол бокового ствола	не более 45°
Проектный магнитный азимут от устья скважины до точки T1	260°20'
Радиус круга допуска	25 м
Допустимая пространственная интенсивность искривления ствола скважины	менее 3 град/10 м
Диаметр долота для бурения под хвостовик	142,9 мм
Диаметр хвостовика	114 мм

Таблица А.4 – Профиль материнского ствола

Интервал	Длина интервала, м	Интенсивность искривления, град/10м	Проектный магнитный азимут скважины
Вертикальный участок	61	0	-
Участок набора зенитного угла	350	1,0	86°
Участок стабилизации зенитного угла	1904	0	86°
Участок снижения зенитного угла	243	1,0	86°

Примечание: по предоставленным данным построить профиль материнского ствола.

Предусмотреть комплекс мероприятий для определения места установки клина-отклонителя.





## Приложение Г

(рекомендуемое)

Геологические данные для проектирования технологических решений

Таблица Г.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Соболиное месторождение
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	-
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	-
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное, Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица Г.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	-
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Каргасок (53 км) Александровское (225 км) Колпашево (196 км)

Таблица Г.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	четвертичная система	Q	0	-	1,3
40	60	некрасовская свита	Pg <sub>3</sub> nk	0	-	1,3
60	150	чеганская, тавдинская свиты	Pg <sub>2-3</sub> cg	0	-	1,3
150	280	люлинворская свита	Pg <sub>2</sub> II	0	-	1,3
280	300	талицкая свита	Pg <sub>1</sub> tl	0	-	1,3
300	450	ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	0	-	1,3
450	505	славгородская свита	K <sub>2</sub> sl	0	-	1,3
505	645	ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	0	-	1,3
645	670	кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	0	-	1,3
670	1476	покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	0	-	1,6

Продолжение таблицы Г.3

1476	2060	киялинская	K1k	-	-	1,10
------	------	------------	-----	---	---	------



		свита				
2060	2200	тарская свита	K <sub>1</sub> / tr	1	-	1,10

Таблица Г.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	40	глины суглинки пески	40 30 30
Pg <sub>3</sub> nk	40	60	пески глины	80 20
Pg <sub>2-3</sub> cg	60	150	глины пески	80 20
Pg <sub>2</sub> II	150	280	глины	100
Pg <sub>1</sub> tl	280	300	глины	100
K <sub>2</sub> gn	300	450	глины мергели	90 10
K <sub>2</sub> sl	450	505	глины алевролиты алевриты	80 10 10
K <sub>2</sub> ip	505	645	песчаники алевролиты глины	40 40 20
K <sub>2</sub> kz	645	670	глины	100
K <sub>1-2</sub> pk	670	1476	глины алевролиты песчаники	40 30 30
K <sub>1</sub> k	1476	2060	песчаники аргиллиты алевролиты	45 30 25
K <sub>1</sub> / tr	2060	2200	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20

Таблица Г.5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Трещиноват ость	Глинистость , %	Абразивнос ть	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1k	1476	2060	аргиллиты алевролиты песчаники	2,60 2,50 2,60	16 18 20	2 1 1	90 0-20 20	4 6 10	-	средняя средняя средняя
K1/ tr	2060	2200	песчаники алевролиты аргиллиты	2,22 2,69 2,67	22 20 16	2 2 2	50 30 95	10 6 4	-	средняя средняя средняя

Таблица Г.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Порового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Гидро разрыва, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Горного, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+P <sub>3-1</sub> +K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub>	0	1476	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,180	0,230	0,230	0-50
K <sub>1</sub> k	1476	2060	0,100	0,101	0,100	0,101	0,180	0,177	0,230	0,230	70
K <sub>1</sub> /tr	2060	2200	0,101	0,101	0,101	0,101	0,177	0,177	0,232	0,233	72

Таблица Г.7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		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>							
К1/TR (Б 9)	2078	2081	поровый	0,769	-	35,2	-
К1/TR (Б 10)	2098	2101	поровый	0,772	-	36,6	-
К1/TR (Б 11)	2112	2122	поровый	0,769	40	39,8	-
К1/TR (Б 12)	2140	2153	поровый	0,766	90	39,0	-
<b>Водоносность</b>							
К1/tr	2081	2098	поровый	1,012	5,0-10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 50 мг- экв/л, Na <sup>+</sup> - 49 мг-экв/л
	2101	2112	поровый	1,012	5,0-10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 48 мг- экв/л, Na <sup>+</sup> - 49 мг-экв/л
	2122	2140	поровый	1,013	5,0-10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 48 мг- экв/л, Na <sup>+</sup> - 49 мг-экв/л

Таблица Г.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
K1/K + K1 TR	1600	2200	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости слагающих разрез пород. Возникают при снижении плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважин, повышении водоотдачи, понижении вязкости, недоливе скважины при подъеме инструмента.
K <sub>1</sub> /k – K <sub>1</sub> /tr	2000	2200	Прихватоопасность	Вид прихвата - сальникообразование и заклинка КНБК, дифференциальный прихват от перепада давления. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, отсутствии смазывающей добавки в буровом растворе, оставлении инструмента без движения более 5 минут.
K1	2000	2200	Текучие породы	Вызывают незначительное кавернообразование и сужение ствола в результате разбухания глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования в течение продолжительного промежутка времени.
K <sub>1</sub> /TR	2060	2200	Поглощение бурового раствора	Малая интенсивность поглощения без потери циркуляции. Возникает при превышении плотности бурового раствора, плохой очистке раствора, превышении скорости спуска инструмента.
K <sub>1</sub> /tr	2078	2153	Нефтеводопроявления	Нефтеводопроявление с плотностью нефти до 0,772 г/см <sup>3</sup> и воды до 1,013 г/см <sup>3</sup> . Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, превышении скорости подъема инструмента.

Таблица Г.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	2200	Стандартный каротаж	В открытом боковом стволе.	A2.0M0.5N
0	2200	Радиоактивный каротаж	В закрытом основном стволе. В открытом боковом стволе. В закрытом боковом стволе.	МЛМ
1900	2200	Электрический каротаж с фокусированными зондами	В открытом боковом стволе.	ЭДМС
0	2200	Цементометрия	В закрытом основном стволе. В закрытом боковом стволе.	СГДТ-НВ
1925	до глубины прохождения прибора	Термометрия	В закрытом боковом стволе.	-
0	2200	Инклинометрия	В закрытом основном стволе. В открытом боковом стволе.	-
1900	2200	Профилеметрия	В открытом боковом стволе.	-
1900	2200	Геолого-технические исследования	В открытом боковом стволе. В процессе бурения.	-

**Приложение Д**  
(рекомендуемое)

**Построение профиля бокового ствола**

Таблица Д.1 – Данные по профилю бокового ствола

Тип профиля		Семиинтервальный пространственный			
Исходные данные для расчета					
Глубина скважины по вертикали, м	2200	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-		
Глубина точки входа бокового ствола в кровлю продуктивного пласта, м	2140	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	-		
Отход скважины от устья до точки входа в пласт, м	1100	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-		
Глубина точки зарезки бокового ствола, м	1950	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м	-		
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град	-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Максимальный зенитный угол бокового ствола, град	≤ 45		
Допустимая пространственная интенсивность искривления ствола скважины, град/10 м	< 3	Проектный магнитный азимут от устья скважины до точки входа в пласт, град	260°20'		
№ интервала	Длина по вертикали	Отход	Длина по стволу	Зенитный угол	Азимутальный угол

Продолжение таблицы Д.1

	от	до	всего	От	до	всего	от	до	всего	В начале	В конце	В начале	в конце
1	1650,31	1654,41	4,10	986,35	989,22	2,87	1950,00	1955,00	5,00	35,00	35,00	86,00	88,50
2	1654,41	1662,60	8,19	989,22	994,93	5,71	1955,00	1965,00	10,00	35,00	35,00	88,50	93,50
3	1662,60	1800,00	137,40	994,93	1075,96	81,03	1965,00	2138,89	173,89	35,00	45,00	93,50	150,00
4	1800,00	1900,00	100,00	1075,96	1103,58	27,62	2138,89	2278,66	139,77	45,00	45,00	150,00	180,50
5	1900,00	1942,43	42,43	1103,58	1107,20	3,62	2278,66	2338,66	60,00	45,00	45,00	180,50	180,50
6	1942,43	2140,00	197,57	1107,20	1100,00	-7,20	2338,66	2560,55	221,89	45,00	9,93	180,50	260,20
7	2140,00	2200,00	60,00	1100,00	1090,19	-9,81	2560,55	2621,46	60,91	9,93	9,93	260,20	260,20

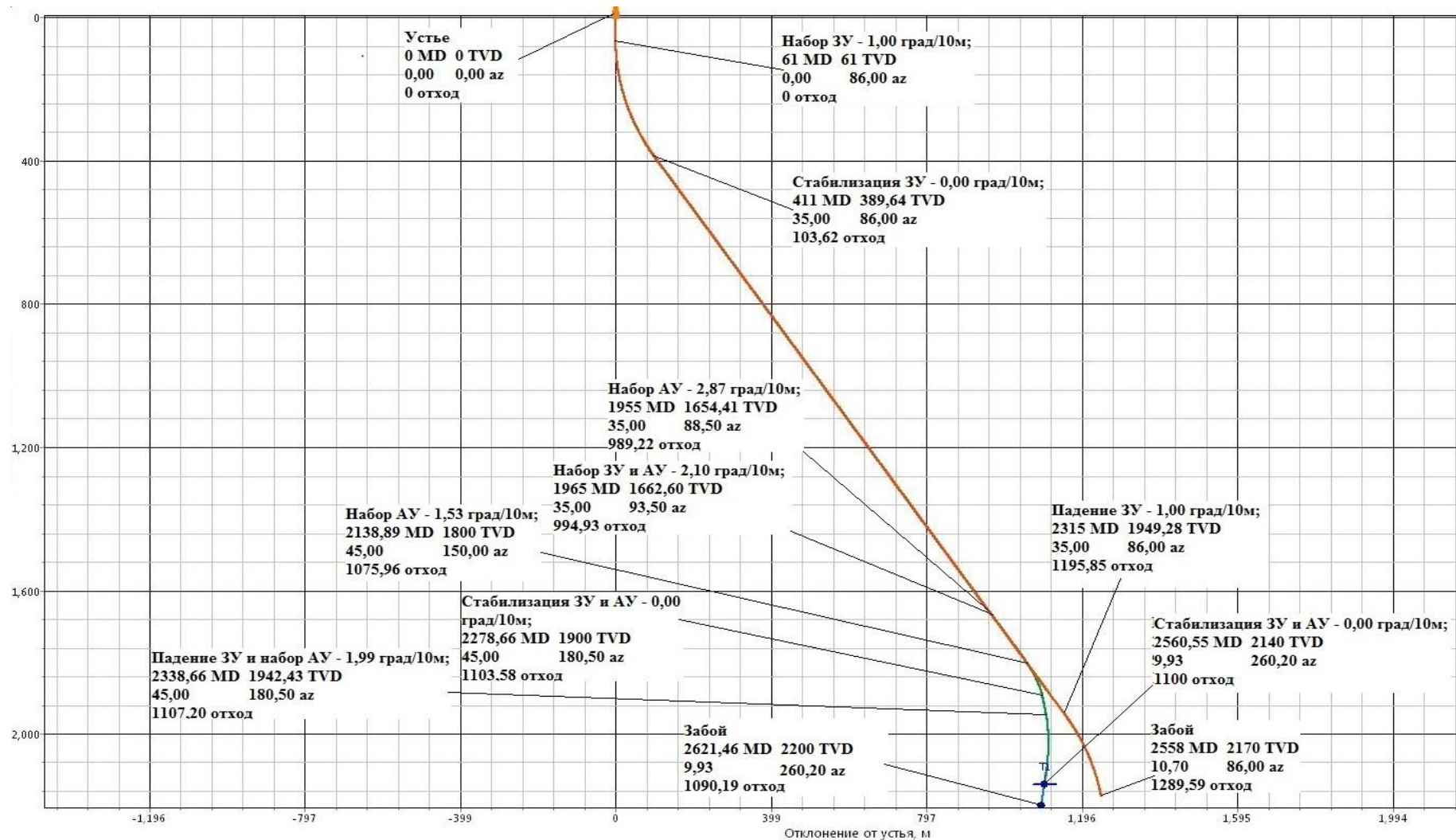


Рисунок Д.1 – Профиль бокового ствола



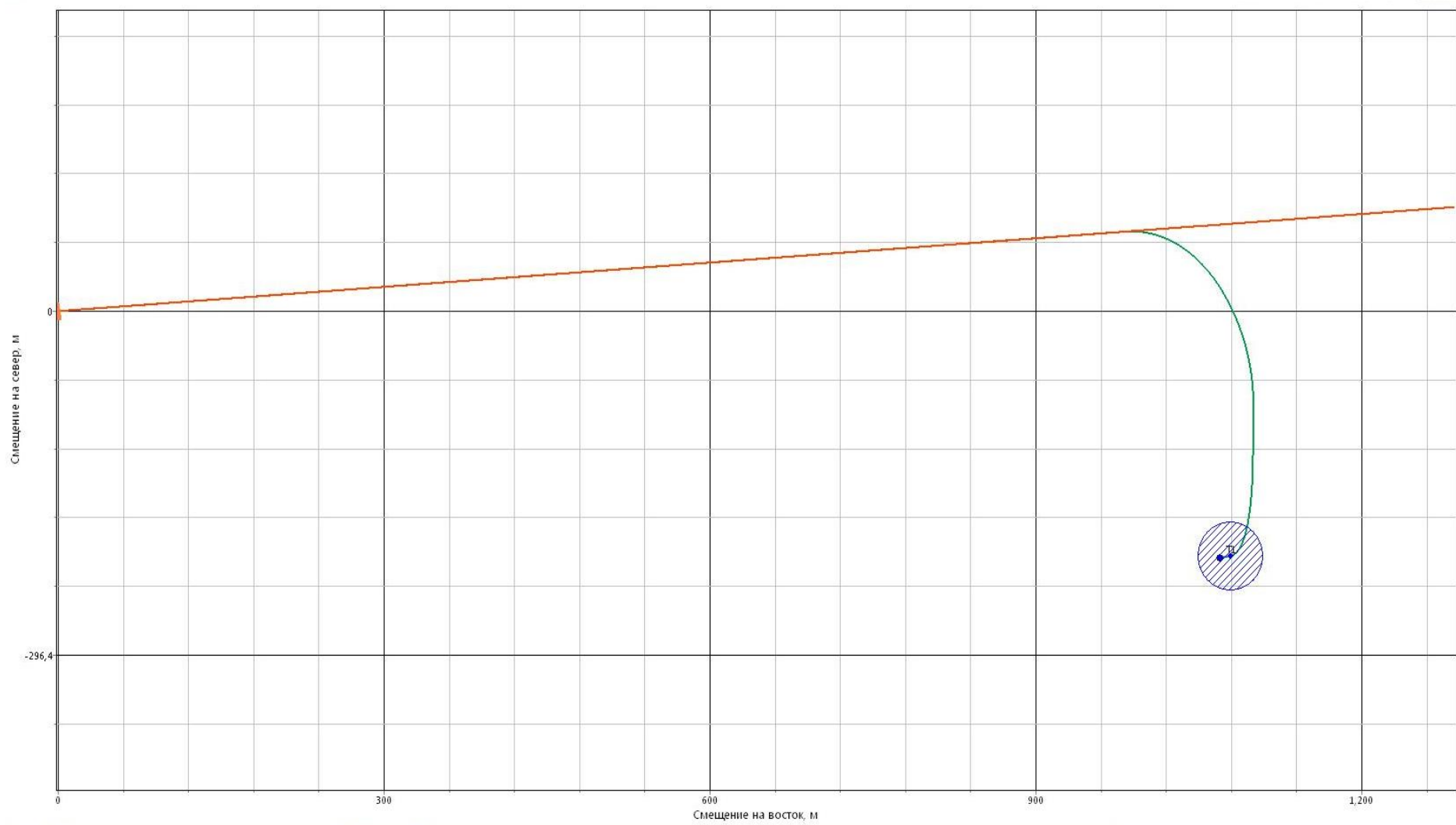


Рисунок Д.2 – План бокового ствола

## Приложение Е (рекомендованное)

### Построение совмещенного графика давлений

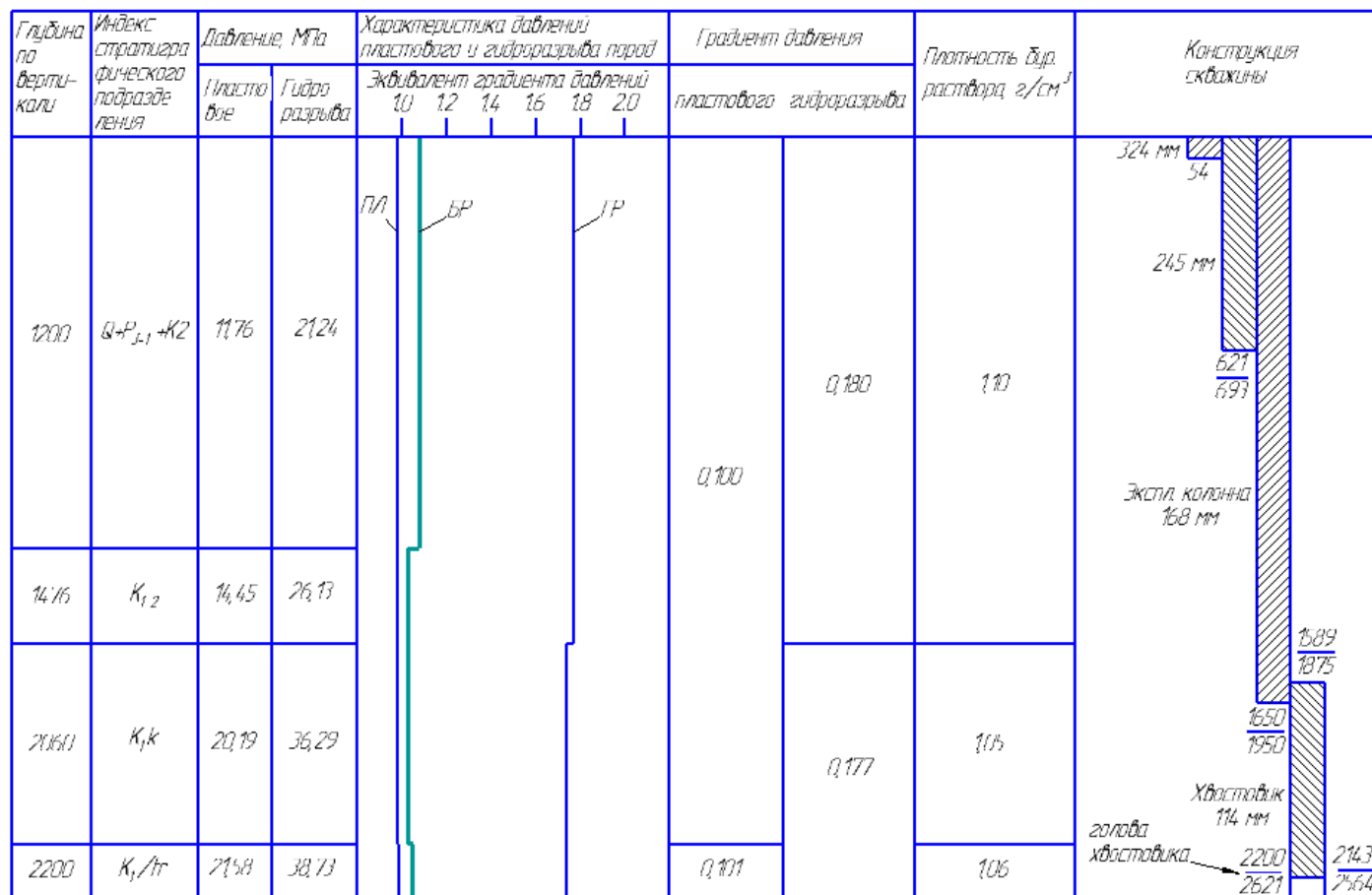


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

## Приложение Ж

(справочное)

### Расчет расхода бурового раствора

Таблица Ж.1 – Расход бурового раствора в боковом стволе

Интервал	1650,31-2200,00 (1950,00-2621,46)
Исходные данные	
$D_d$ , м	0,1429
$K$ , (м <sup>3</sup> /с)/м <sup>2</sup>	0,5
$K_k$	1,1
$V_{кр}$ , м/с	0,13
$V_m$ , м/с	0,005
$d_{бт}$ , м	0,089
$d_{мах}$ , м	0,12
$d_{нмах}$ , м	0,0064
$n$	5
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,08
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,53
Результаты проектирования	
$Q_1$ , л/с	8,0
$Q_2$ , л/с	7,0
$Q_3$ , л/с	9,5
$Q_4$ , л/с	5,7
$Q_5$ , л/с	18,8
$Q_6$ , л/с	10-20
Дополнительные проверочные расчеты	
$Q_{табл}$ , л/с	10-20
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1080
$M$ , Н*м	547
$M_{табл}$ , Н*м	6000
$m$	1
$n$	0,9
$Q_n$ , л/с	10
$Q_{пров1}$ , л/с	5,8
$Q_{пров2}$ , л/с	9,0

## Приложение И

(рекомендованное)

Расчет бурильной колонны на прочность и внутренне давление

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{п} = 9704 \text{ Н}, \quad (1)$$

где  $P_{зд}$  - перепад давления на забойном двигателе, МПа;  $F_{п}$  – площадь проходного сечения, м<sup>2</sup>.

Длина УБТ:

$$l_{убт} = 42 \text{ м} \quad (2)$$

Длина колонны бурильных труб (пренебрегая длиной забойного двигателя)

$$l_{бт} = 2441,2 \text{ м} \quad (3)$$

Длина толстостенных бурильных труб с учетом яса:

$$l_{тбт} = 132,8 \text{ м} \quad (4)$$

Вес УБТ:

$$G_{убт} = \sum q_{убт}^i \cdot l_{убт}^i = 2907,6 \text{ кгс}, \quad (5)$$

где  $G_{убт}$  – вес УБТ, кгс;  $q_{убт}^i$  – вес одного метра УБТ, кгс/м;  $l_{убт}^i$  – длина одной секции УБТ, м.

Вес колонны бурильных труб:

$$G_{бт} = q \cdot l_{бт} = 48902,5 \text{ кгс}, \quad (6)$$

где  $G_{бт}$  – вес колонны бурильных труб, кгс;  $q$  – вес одного метра трубы, кгс/м.

Вес толстостенных бурильных труб с учетом яса:

$$G_{тбт} = q \cdot l_{тбт} + G_{яс} = 6488,0 \text{ кгс}, \quad (7)$$

где  $G_{тбт}$  – вес колонны ТБТ и яса, кгс;  $q$  – вес одного метра ТБТ, кгс/м;  $G_{яс}$  – вес яса, кгс.

Забойное (гидростатическое) давление в нижнем сечении бурильных труб.

$$p_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - l_{убт} \cdot \cos\alpha) = 22,81 \text{ МПа}, \quad (8)$$

где  $p_{заб}$  – забойное давление в нижнем сечении бурильных труб, МПа;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  – зенитный угол в интервале стабилизации в продуктивном пласте, рад;  $L$  – глубина скважины по вертикали, м.

Выталкивающая (архимедова) сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A^{BT} = p_{заб}F = 53374 \text{ Н}, \quad (9)$$

где  $F_A^{BT}$  – выталкивающая сила, Н;  $F$  – площадь сечения по металлу,  $\text{м}^2$ .

Выталкивающая (архимедова) сила, действующая на ТБТ в продольном направлении:

$$F_A^{ТБТ} = p_{заб}F = 92726 \text{ Н}, \quad (10)$$

где  $F_A^{ТБТ}$  – выталкивающая сила, Н;  $F$  – площадь сечения по металлу,  $\text{м}^2$ .

Суммарная выталкивающая сила:

$$F_A = F_A^{BT} + F_A^{ТБТ} = 146100 \text{ Н} \quad (11)$$

Коэффициент трения и сила трения КНБК при поступательном движении труб:

– в открытом стволе (металл о горную породу):  $f_3=0,4$ ;

– внутри обсадной колонны (металл по металлу):  $f_2=0,2$ .

Сила трения КНБК:

$$F_{тр.КНБК} = f_3 \cdot (G_{УБТ} + G_{ЗД}) \cdot k_A \cdot \sin\alpha \cdot g = 1931 \text{ Н}, \quad (12)$$

где  $F_{тр.КНБК}$  – сила трения КНБК, Н;  $G_{ЗД}$  – вес забойного двигателя, кгс;  $k_A$  – коэффициент Архимеда.

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$N(l_{BT})' = (G_{УБТ} + G_{ЗД}) \cdot k_A \cdot \cos\alpha \cdot g + F_{тр.КНБК} + F_{ЗД} - F_A = -14175 \text{ Н}, \quad (13)$$

где  $N(l_{BT})'$  – продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб, Н.

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации в продуктивном пласте:

$$F_{нз}' = [q \cdot (l_{Ш} - l_{УБТ}) + G_{УБТ} + G_{ЗД}] \cdot k_A \cdot \sin\alpha \cdot g = 5379 \text{ Н}, \quad (14)$$

где  $F_{нз}'$  – суммарная поперечная сила на участке стабилизации, Н;  $l_{Ш}$  – длина участка стабилизации, м.

Суммарная сила трения на участке стабилизации в продуктивном пласте

$$F_{трз}' = f_3 \cdot F_{нз}' = 2152 \text{ Н}, \quad (15)$$

где  $F_{трз}'$  – суммарная сила трения на участке стабилизации, Н.

Продольное усилие в начале участка стабилизации в продуктивном пласте:

$$N_3' = N(l_{BT})' + q \cdot (l_{Ш} - l_{УБТ}) \cdot \cos\alpha \cdot g + F_{трз}' - F_{тр.КНБК} = -10294 \text{ Н}, \quad (16)$$

где  $N_3'$  – продольное усилие в начале участка стабилизации, Н.

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля (сила реакции стенки скважины)

$$F_{n2}' = q_{cp} \cdot R \cdot [2(1 - \cos\varphi) - \alpha \cdot \sin\alpha] - N_3' \cdot \varphi = 55435 \text{ Н}, \quad (17)$$

где  $F_{n2}'$  – поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля, Н;  
 $q_{cp}$  – средневзвешенный вес одного метра колонны с учетом ТБПВ, ТБТ, кгс/м;  
 $R$  – Средневзвешенный радиус кривизны пространственного профиля, м;  $\varphi$  – изменение пространственного угла профиля бокового ствола, рад.

Сила трения на участке пространственного искривления:

$$F_{тр2}' = f_2 [F_{n2}'] = 22174 \text{ Н}, \quad (18)$$

где  $F_{тр2}'$  – сила трения на участке искривления, Н.

Продольное усилие в сечении изгиба в точке зарезки:

$$N(H)' = N_3' + g \cdot h + F_{тр2}' = 156292 \text{ Н}, \quad (19)$$

где  $N(H)'$  – продольное усилие в сечении изгиба в точке зарезки, Н;  $h$  – длина участка искривления, м.

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

$$F_{n3} = [q_{БТ} (l_{СТАБ} - 0,5 \cdot l_{ТБТ}) + G_{ТБТ} + G_{ЯС} + G_{УБТ} + G_{ЗД} + q_{БТ} \cdot l_{БТ}'] \cdot k_A \cdot \sin\beta \cdot g = 243787 \text{ Н}, \quad (20)$$

где  $F_{n3}$  – суммарная поперечная сила на участке стабилизации, Н;  $l_{СТАБ}$  – длина участка стабилизации, м;  $l_{БТ}'$  – длина колонны бурильных труб между УБТ и ТБТ, м;  $\beta$  – зенитный угол на участке стабилизации в ЭК, рад.

Суммарная сила трения на участке стабилизации в ЭК:

$$F_{тр3} = f_2 \cdot F_{n3} = 48757 \text{ Н}, \quad (21)$$

где  $F_{тр3}$  – суммарная сила трения на участке стабилизации ЭК, Н.

Продольное усилие в начале участка стабилизации в ЭК:

$$N_3 = N(H)' + q_{БТ} (l_{СТАБ} - 0,5 \cdot l_{ТБТ}) + 0,5 \cdot G_{ТБТ} \cdot \cos\beta \cdot g + F_{тр3} = 466121 \text{ Н}, \quad (22)$$

где  $N_3$  – продольное усилие в начале участка стабилизации, Н.

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля в ЭК (сила реакции стенки скважины):

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos\beta) - \beta \cdot \sin\beta] - N_3 \cdot \beta = -284607 \text{ Н}, \quad (23)$$

где  $F_{n2}$  – поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля ЭК, Н;  $R$  – радиус кривизны профиля, м.

Сила трения на участке искривления внутри ЭК:

$$F_{\text{тр}2} = f_2[F_{n2}] = 59921 \text{ Н}, \quad (24)$$

где  $F_{\text{тр}2}$  – сила трения на участке искривления, Н.

Продольное усилие в сечении изгиба:

$$N(H) = N_3 + g \cdot h + F_{\text{тр}2} = 591824 \text{ Н}, \quad (25)$$

где  $N(H)$  – продольное усилие в сечении изгиба, Н;  $h$  – длина участка искривления, м.

Продольное усилие в верхнем сечении колонны (без учета высоты положения стола ротора относительно уровня земли):

$$N(0) = N(H) + q \cdot H = 603812 \text{ Н}, \quad (26)$$

где  $N(0)$  – продольное усилие в верхнем сечении колонны, Н;  $H$  – длина вертикального участка ЭК, м.

20) Изгибающий момент (как стержня, упругая линия которого совпадает с искривленным участком профиля скважины):

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 689 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (27)$$

где  $M_{II}$  – изгибающий момент,  $\text{Н} \cdot \text{м}$ ;  $EI$  – жесткость сечения на изгиб,  $\text{Н} \cdot \text{м}^2$ ;  $R$  – радиус кривизны упругой оси, м.

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{II} = \frac{ED}{2R} = 16,3 \text{ МПа} \quad (28)$$

где  $\sigma_{II}$  – напряжение изгиба,  $\text{МПа}$ ;  $D$  – наружный диаметр, м;  $E$  – модуль упругости для стали,  $\text{МПа}$ .

Нормальное напряжение:

– в сечении изгиба:

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{II} = 269 \text{ МПа} \quad (29)$$

где  $\sigma(H)$  – нормальное напряжение в сечении изгиба, МПа.

– в верхнем сечении  $\sigma(0)$ :

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 258 \text{ МПа} \quad (30)$$

где  $\sigma(0)$  – нормальное напряжение в верхнем сечении, МПа.

Наиболее опасным является сечение изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности  $k_{CT}=1,3$ .

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

– в сечении изгиба:

$$\sigma_T(H) = k_{CT} \sigma(H) = 350 \text{ МПа}, \quad (31)$$

где  $\sigma_T(H)$  – требуемый предел текучести в сечении изгиба, МПа.

– в верхнем сечении:

$$\sigma_T(0) = k_{CT} \sigma(0) = 336 \text{ МПа}, \quad (32)$$

где  $\sigma_T(0)$  – требуемый предел текучести в верхнем сечении, МПа.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, соответствующая пределу текучести материала труб:

$$[N(0)] = \sigma_T(0)F = 872167H, \quad (33)$$

где  $[N(0)]$  – допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, Н.

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 268356H, \quad (34)$$

где  $\Delta G$  – допускаемое усилие для ликвидации прихвата, кН

На основании полученных значений требуемых пределов текучести труб выберем группу прочности Д. Предел текучести материала труб – 372 МПа > 350 МПа соблюдается.

Произведем расчет на избыточное внутреннее давление:

Предельное внутреннее давление жидкости, соответствующее пределу текучести материала труб:

$$p_{BH} = \frac{2\delta c}{D} \sigma_T = 68,53 \text{ МПа}, \quad (35)$$



где  $p_{BH}$  – предельное внутреннее давление, соответствующее пределу текучести, МПа;  $c$  – коэффициент, учитывающий допускаемое по ГОСТ отклонение толщины стенки от номинального значения, принимается равным 0,875;  $\delta$  – толщина стенки, м.

Избыточное давление в верхнем сечении:

$$\Delta p(0) = P_D + P_{ЗД} + P_{БК} + P_{КП} = 9,49 \text{ МПа}, \quad (36)$$

где  $\Delta p(0)$  – избыточное давление в верхнем сечении, МПа;  $P_D$  – потери давления в долоте, МПа;  $P_{ЗД}$  – потери давления в забойном двигателе, МПа;  $P_{БК}$  – потери давления в бурильной колонне, МПа;  $P_{КП}$  – потери давления в кольцевом пространстве, МПа.

Коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление:

$$n_{BH} = \frac{P_{BH}}{\Delta p(0)} = 7,22 \quad (37)$$

$n_{BH}$  – коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление.

Допускаемый коэффициент запаса составляет  $[n_{BH}] = 1,15$ :

$$n_{BH} > [n_{BH}] \quad (38)$$

Исходя из соблюдения данного условия, предел текучести материала выбранных труб соответствует максимальному действующему избыточному давлению на колонну бурильных труб [15].

## Приложение К

(справочное)

Компоновки бурильной колонны для осуществления зарезки бокового ствола

Таблица К.1 – Проектирование бурильной колонны для зарезки бокового ствола

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1950	1960	Клин-отклонитель КОГМ-135	380,0	5,01	Зарезка бокового ствола методом вырезания окна в обсадной колонне
			Фреза стартово-оконная ФСО-144	37,0	0,68	
			Фреза арбузообразная ФА-142	74,0	1,28	
			Переводник П-102/86	24,0	0,34	
			Обратный клапан КОБМ-120	25,0	0,29	
			Переливной клапан ПК-120	37,5	0,48	
			УБТН-120х63 (тел-ма Orienteer MWD)	780,0	12,00	
			УБТ-120х50,8	1773,6	24,00	
			Переводник П-86/102	23,0	0,33	
			УБТ-108х52	354,0	6,00	
			ТБПВ-89х9,35 Д	38457,6	1920	
			Фильтр ФБК-Н/В-89-86	4,3	0,99	
Σ			41970,0	1970,41		
2	1945	1970	Фрезер колонный раздвижной ФКР-168-1	130,0	1,74	Зарезка бокового ствола методом фрезерования части обсадной колонны
			Переливной клапан ПК-120	37,5	0,48	
			УБТ-120х50,8	1773,6	24,00	
			Переводник П-86/102	23,0	0,42	

Продолжение таблицы К.1

2	1945	1970	УБТ-108х52	354,0	6,00	
			ТБПВ-89х9,35 Д	38938,3	1944	
			Фильтр ФБК-Н/В-89-86	4,3	0,99	
Σ				41260,7	1976,64	

Таблица К.2 – Проектирование бурильной колонны для шаблонирования обсадной колонны

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	1950	Скрепер механический СМ-168	76,0	1,00	Шаблонирование обсадной колонны перед спуском хвостовика
			Шаблон проходной ШП	73,0	5,50	
			ТБПВ-89х9,35 Д	38938,3	1944	
Σ				39087,3	1950,5	

## Приложение Л

(справочное)

Расчет необходимого количества реагентов для приготовления бурового раствора и выбор оборудования для его очистки

Таблица Л.1 – Потребное количество химических реагентов на 1 м<sup>3</sup> бурового раствора

Интервал		Плотность раствора, (кг/м <sup>3</sup> )	Название компонентов	Описание компонентов	Плотность (кг/м <sup>3</sup> )	Массовая концентрация компонента С(%) <sub>ком.</sub>	Масса компонента а (кг)	Объем компонента (м <sup>3</sup> )
От (м)	До (м)							
0,00	2558,00	1080	Вода	Дисперсионная среда	1000	86,20	942,8	0,9310
			NaCl	Регулятор плотности	2160	13,80	149,0	0,0690
						100,00	1080,0	1,0000
1950,00	2621,46	1080	Глинопорошок ПБМВ	Структурообразователь, регулятор водоотдачи	2600	5,56	60,0	0,0231
			Вода	Дисперсионная среда	1000	87,30	932,4	0,9324
			NaOH	Регулятор pH	2100	0,09	1,0	0,0005
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Реагент для связывания ионов Ca Mg	2530	0,05	0,5	0,0002
			КМЦ-800	Понизитель фильтрации	1590	0,93	10,0	0,0063
			ГКЖ-11	Гидрофобизатор	1180	0,65	7,0	0,0059
			Полиэколуб	Смазывающая добавка	865	0,74	8,0	0,0092
			Барит	Утяжелитель	4200	4,68	50,5	0,0120
								100,00

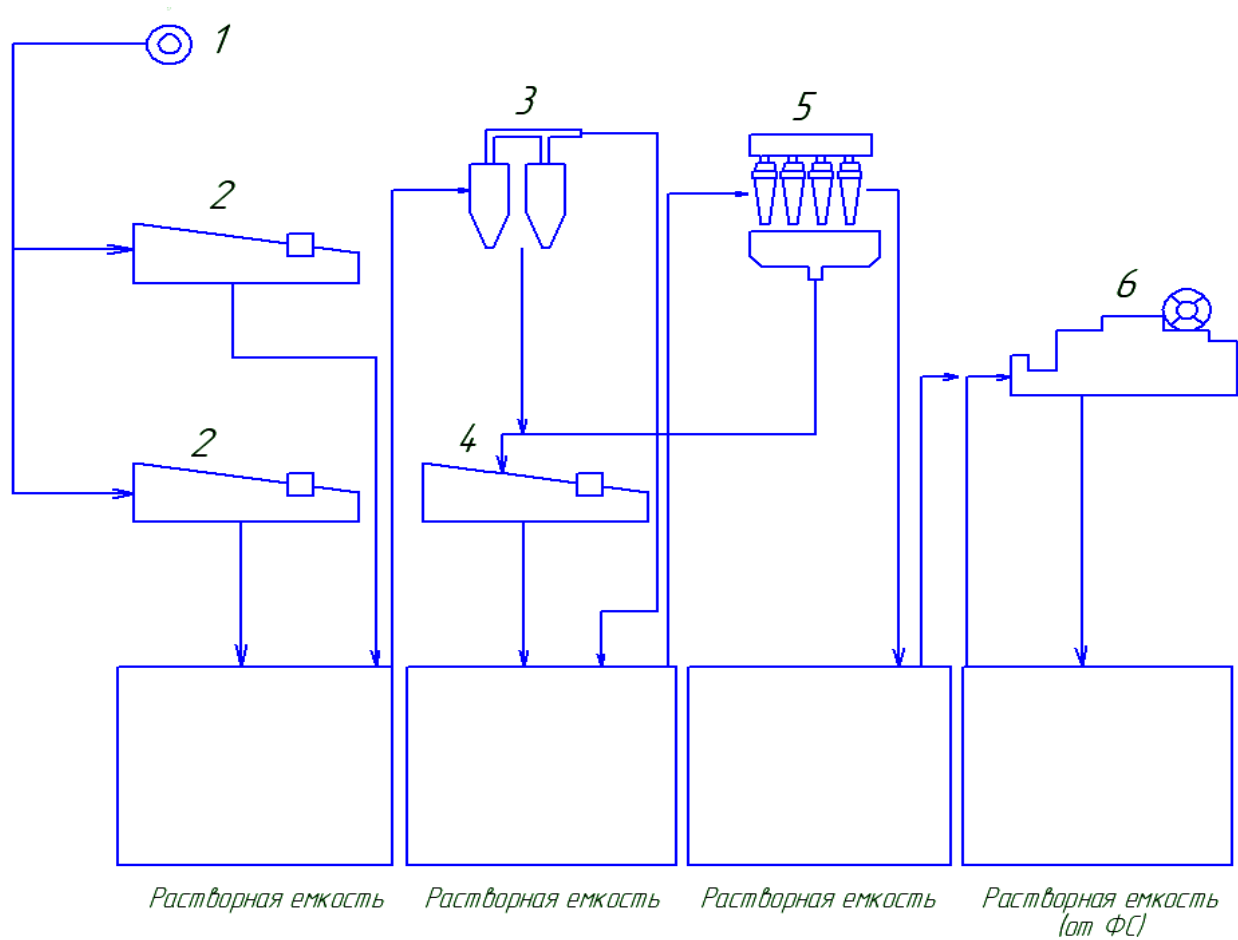


Рисунок Л.1 - Типовая схема четырехступенчатой очистки: 1 – скважина; 2 – вибросито СВ1ЛМ; 3 – пескоотделитель 2-12 Swaco; 4 – вибросито СВ1ЛМ; 5 – илоотделитель 4Т4 Swaco; 6 – центрифуга Derrick DE-1000 GBD

## Приложением М

(рекомендуемое)

### Гидравлический расчет цементирования скважины

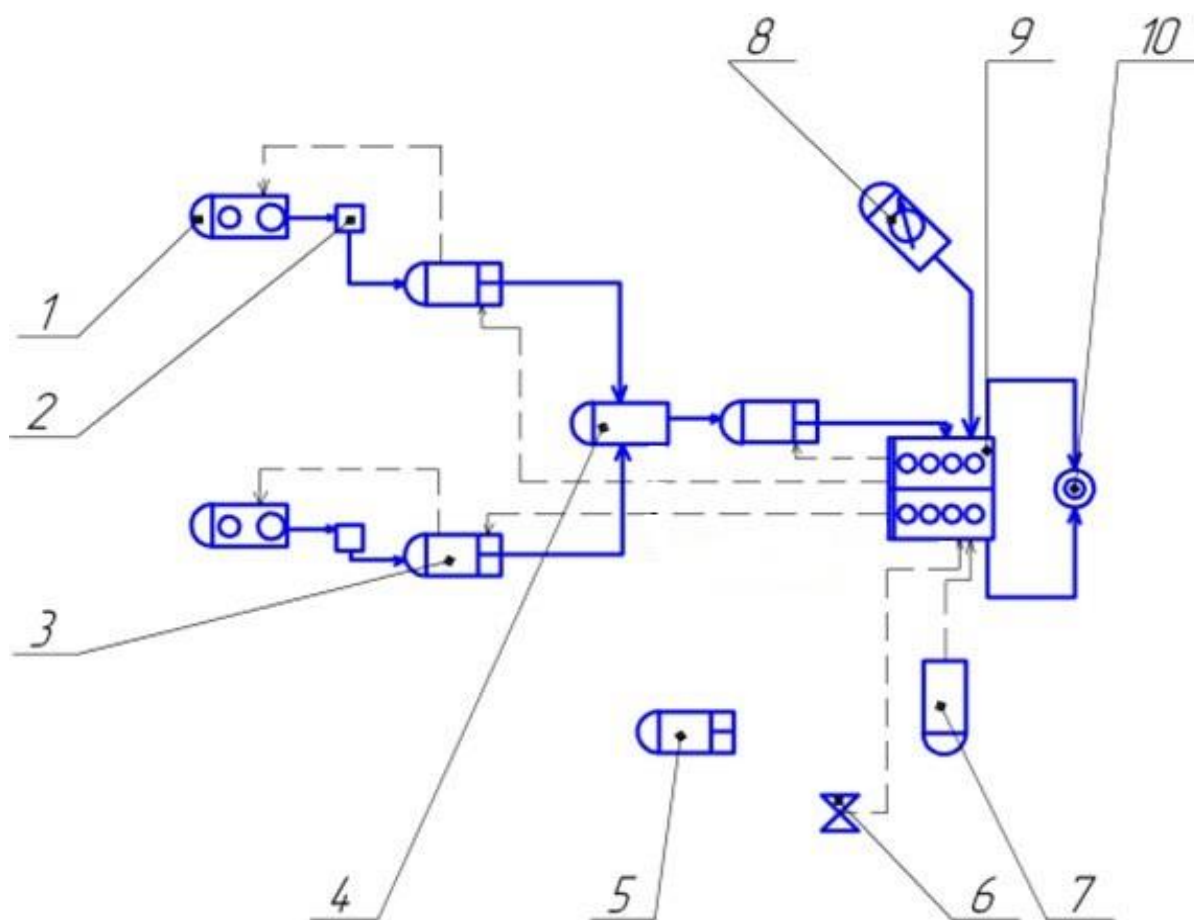


Рисунок М.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

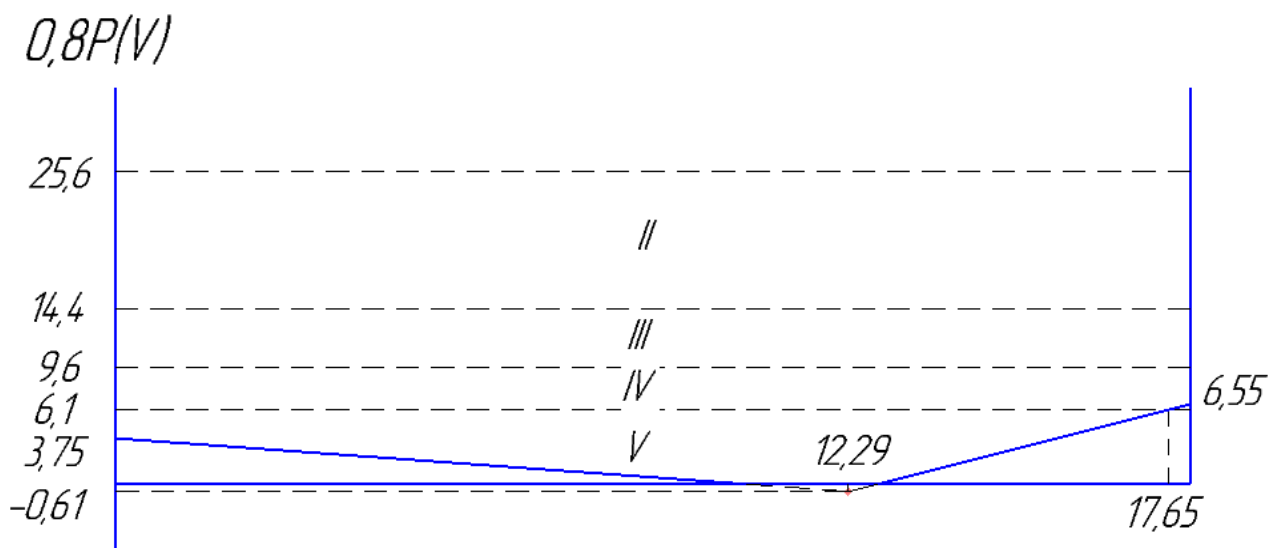


Рисунок М.2 - График изменения давления на цементировочной головке

## Приложение Н

(рекомендуемое)

Влияние перепадов температур на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя в присутствии различных дисперсионных сред

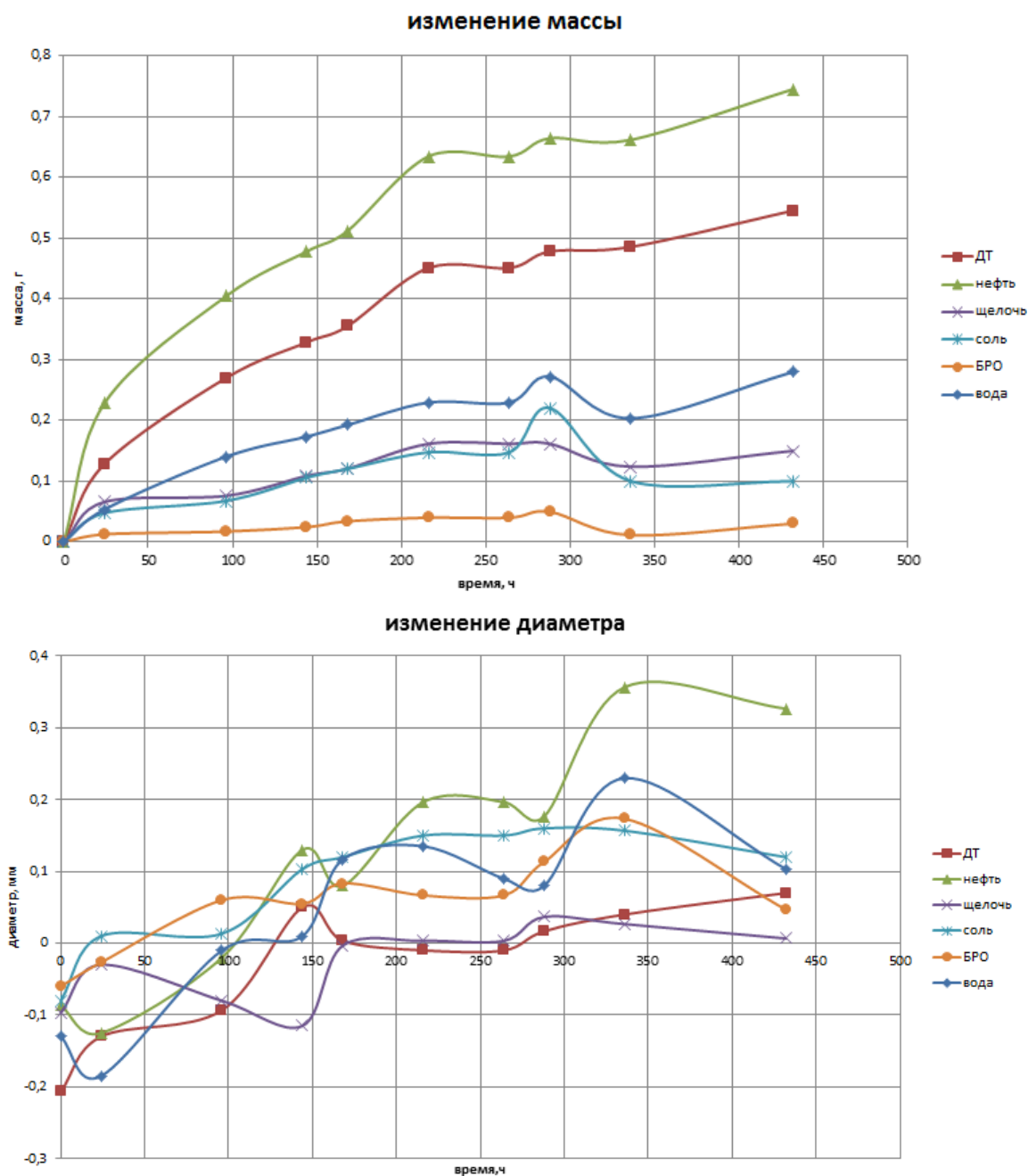


Рисунок Н.1 – Динамика изменения параметров при 25 °С



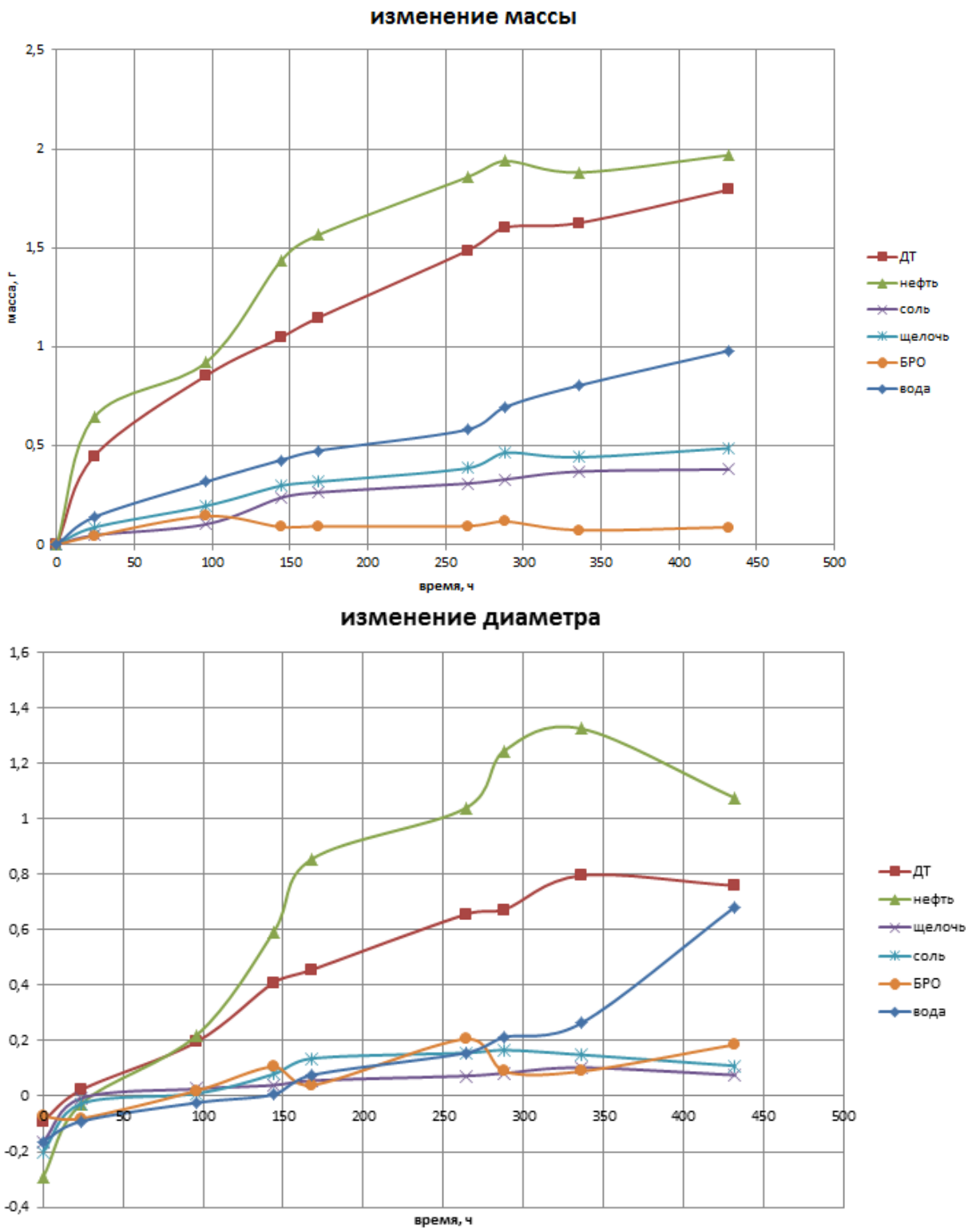


Рисунок Н.2 – Динамика изменения параметров при 55 °С

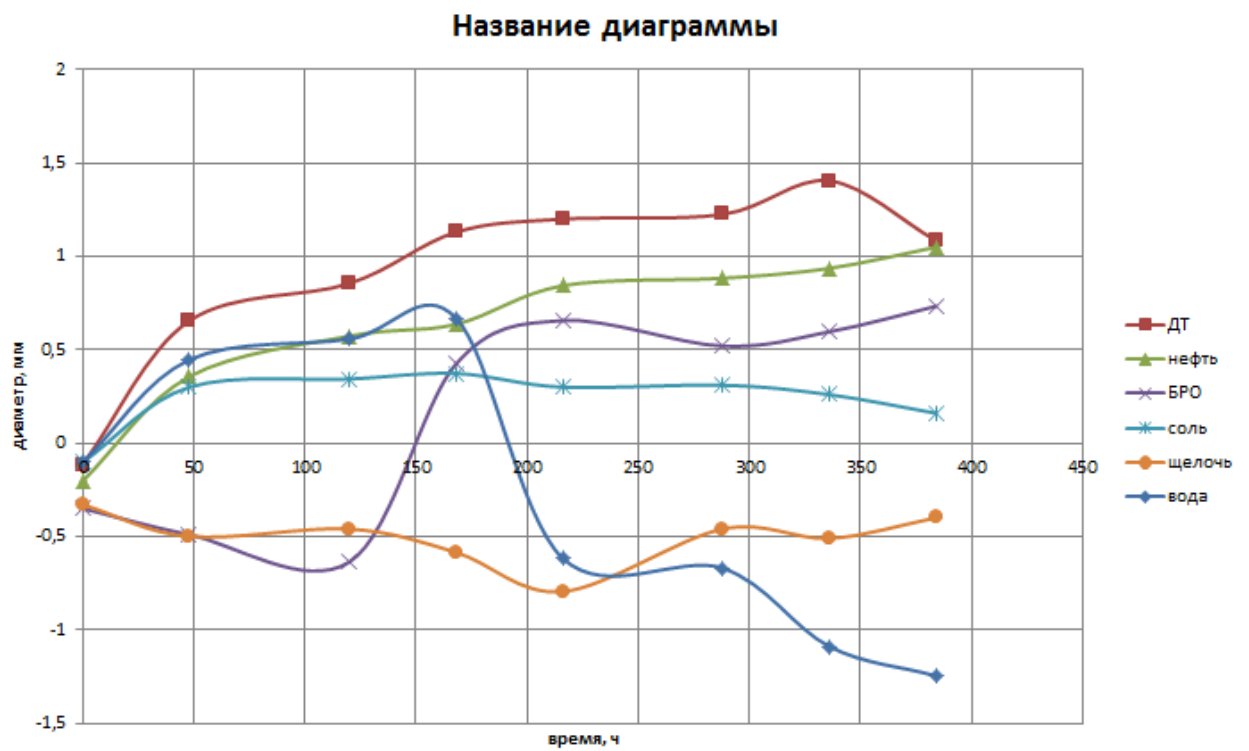
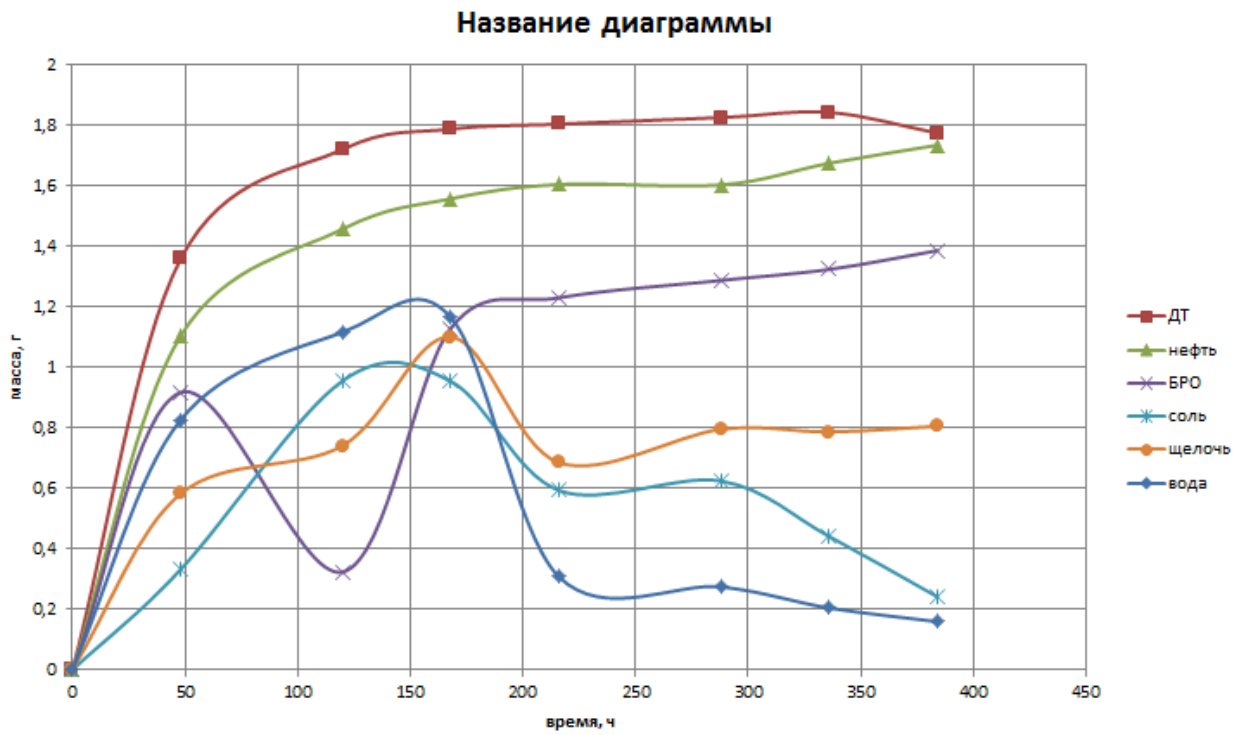


Рисунок Н.3 – Динамика изменения параметров при 90<sup>0</sup>С

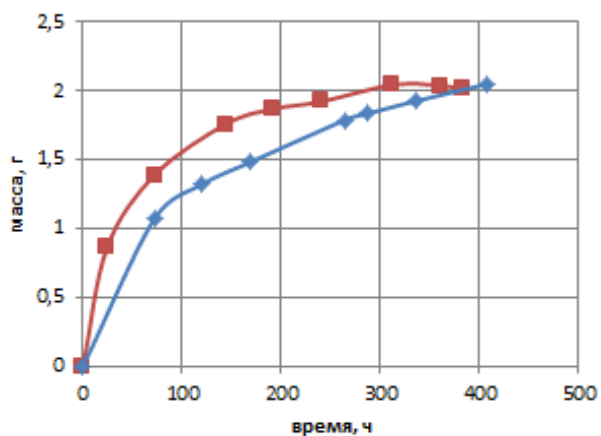
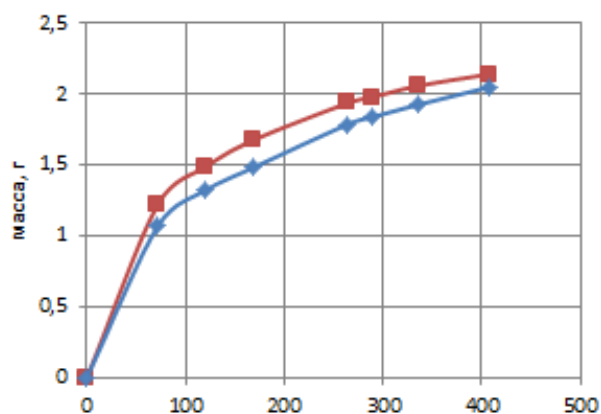
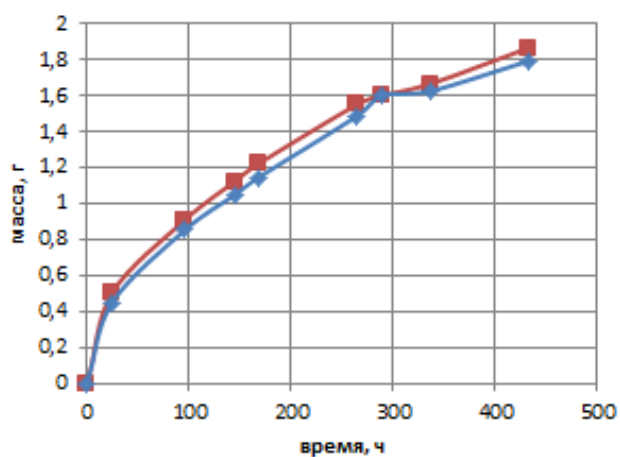
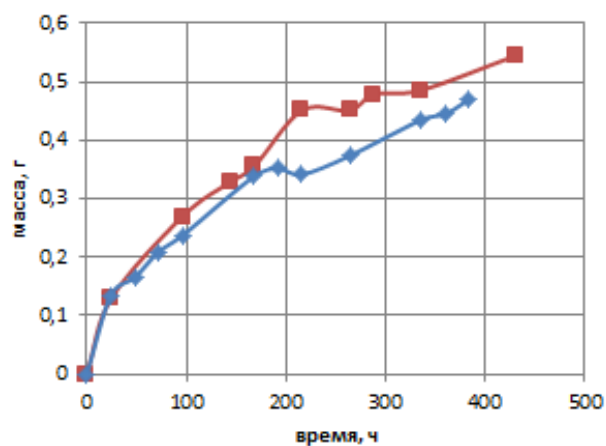


Рисунок Н.4 – Влияние времени заморозки на изменение массы: а) при 25 °С; б) при 55 °С; в) при 70 °С; г) при 85 °С.

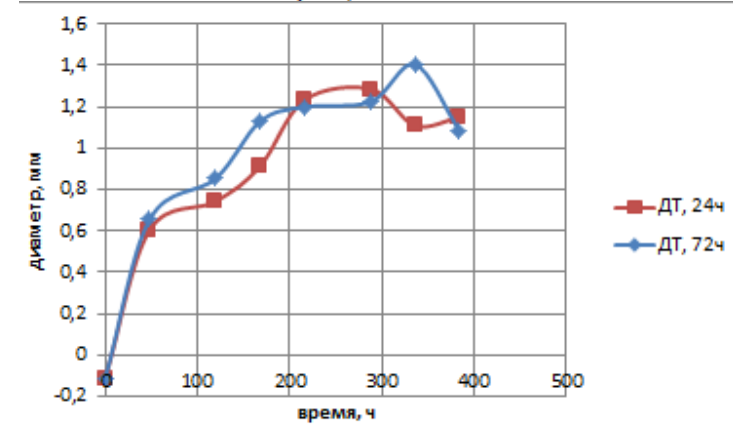
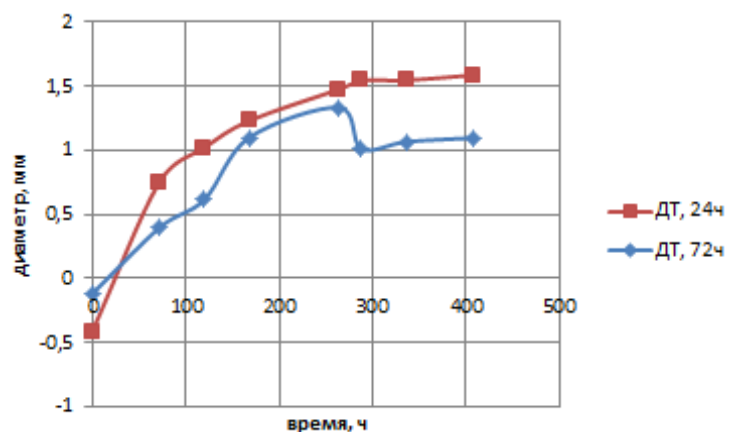
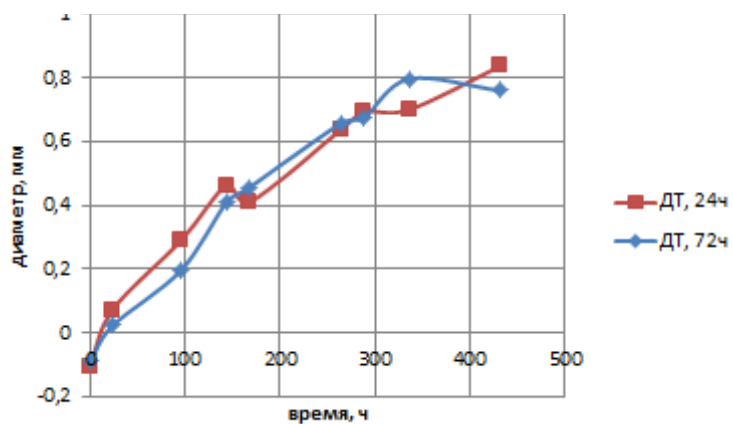
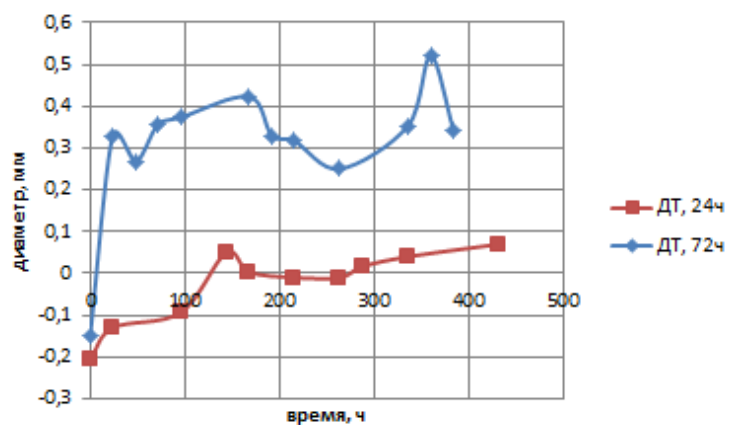
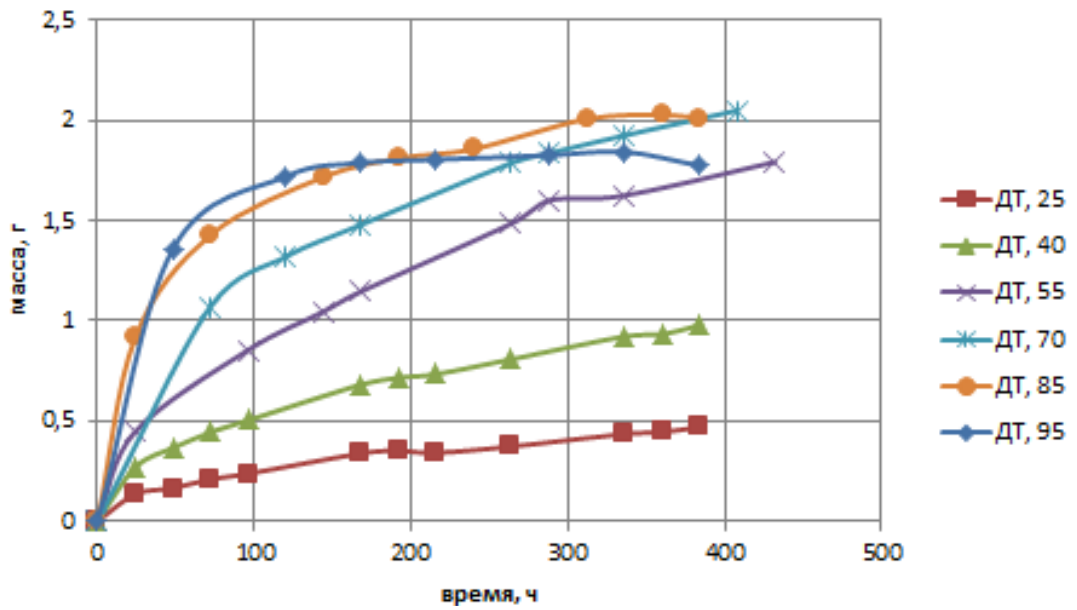


Рисунок Н.5 – Влияние времени заморозки на изменение диаметра: а) при 25 °С; б) при 55 °С; в) при 70 °С; г) при 95 °С.

### изменение массы



### изменение диаметра

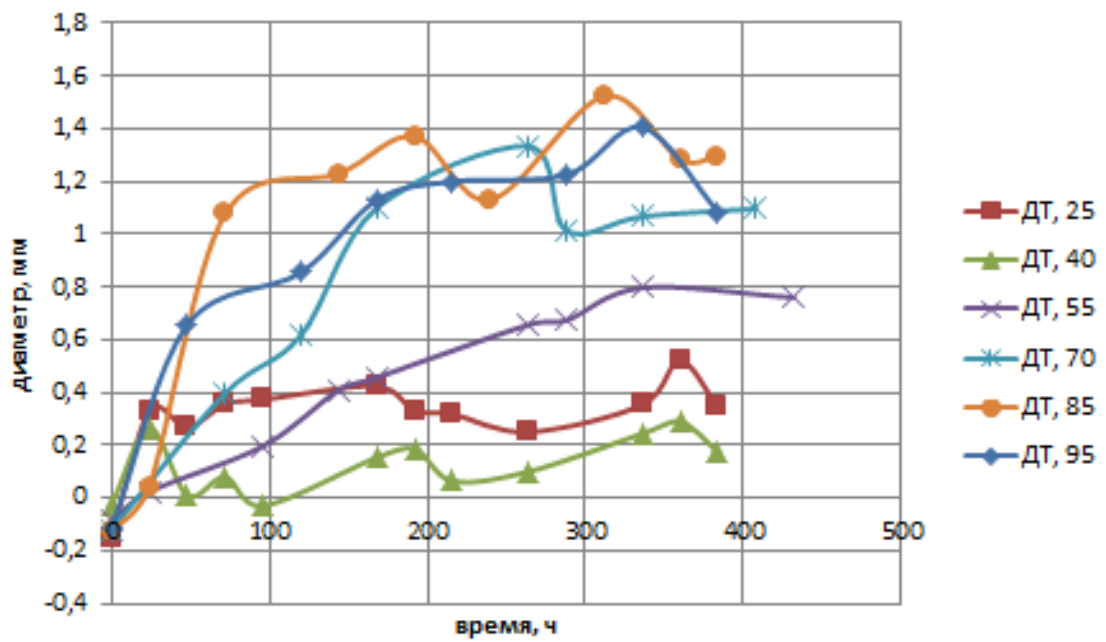
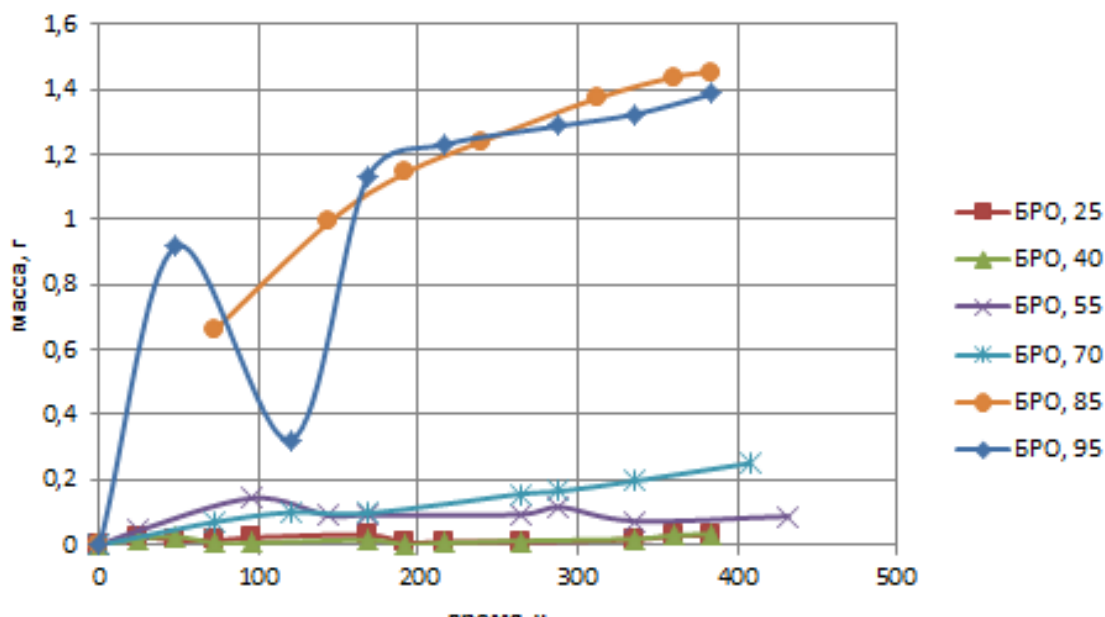


Рисунок Н.6 – Изменение массы и диаметра образцов в дизельном топливе при различных температурах

### изменение массы



### Название диаграммы

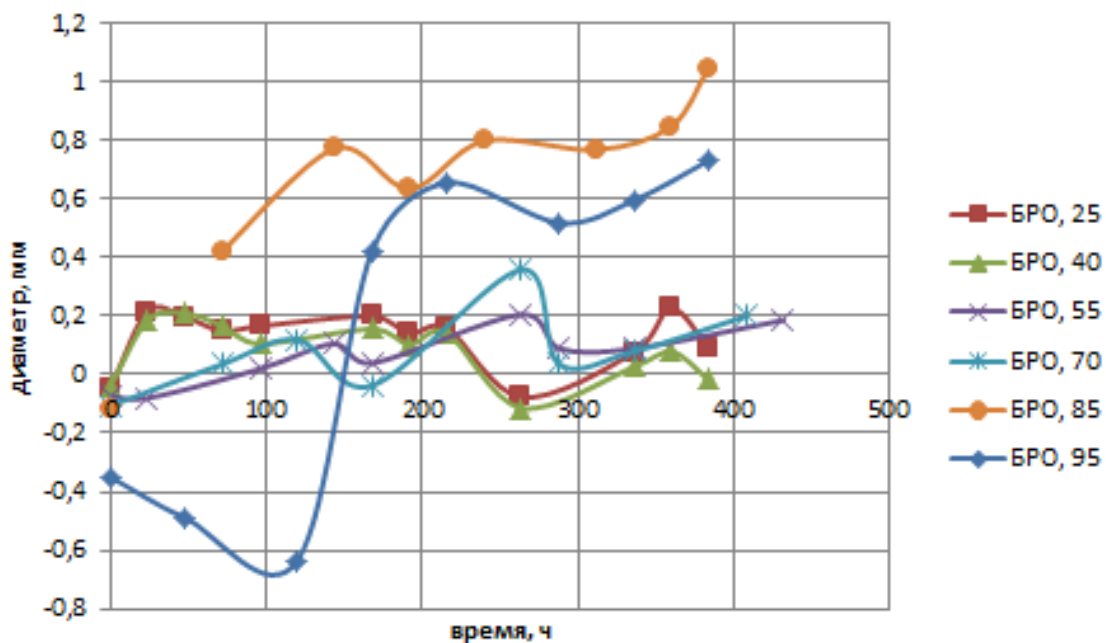


Рисунок Н.7 – Изменение массы и диаметра образцов в биоразлагаемой основе при различных температурах

## Приложение II

(рекомендуемое)

Организационная структура предприятия, асчет времени и строительства скважины

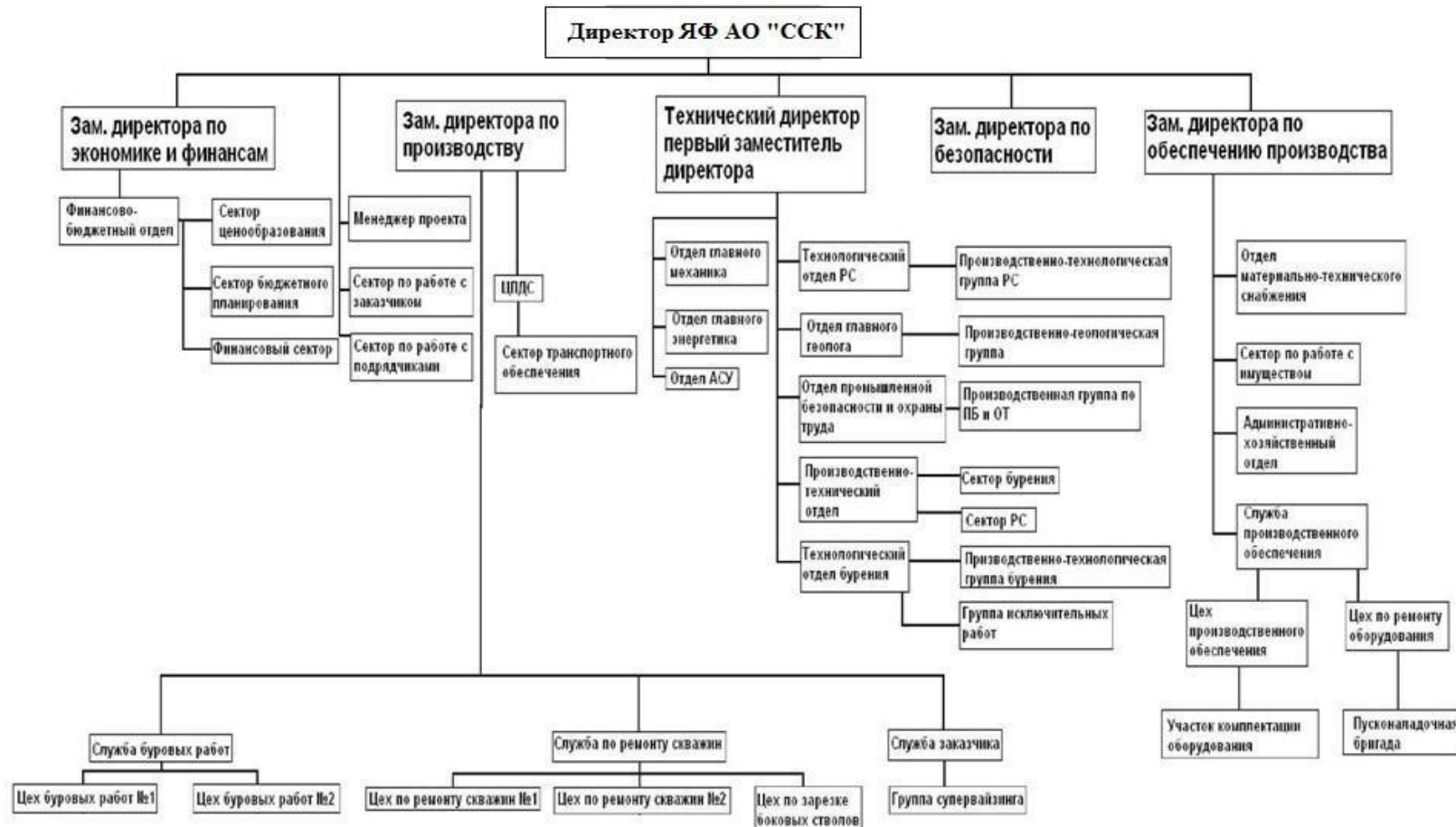


Рисунок П.1 – Организационная структура ЯФ АО "ССК"

Таблица П.1 – Нормативная карта выполнения работ

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1168,7
2	Подготовительные работы к бурению	ч	96,0
3	Бурение бокового ствола:		
3.1	Глушение и вырезание окна в обсадной колонне с учетом наращивания	ч	95,2
3.2	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	16,9
3.3	Бурение 1950,00 – 2621,46 м	ч	36,3
3.4	Промывка (2 цикла)	ч	1,7
3.5	Проработка ствола	ч	10
4	Крепление хвостовика:		
4.1	СПО хвостовика и колонны с учетом сборки	ч	12,3
4.2	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
4.3	ОЗЦ	ч	24,0
4.4	Разбуривание цем. пробок и цем. стакана с учетом СПО и наращивания	ч	31,1
5	ГИС	ч	26,0
6	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Итого по хвостовику:	ч	269,6
7	Ремонтные работы – 3,366%	ч	9,9
8	Смена вахт – 1,25%	ч	3,4
	Итого по хвостовику с учетом ремонтных работ и смены вахт	ч	282,9
9	Испытание скважины:	ч	260,1
	<b>Всего по скважине:</b>	<b>ч</b>	<b>1807,7</b>

Таблица П.2 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Вид работ	месяцы		
	1	2	3
1.Строительно-монтажные			



Продолжение таблицы П.2

2.Бурение				
3.Испытание				

Таблица П.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость ед., руб	Подготовительные		Хвостовик	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4,00	856,64		
Социальные отчисления 30 %				256,99		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			6,67	1533,70
Социальные отчисления 30 %						460,11
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	19,25			6,67	128,40
Социальные отчисления 30 %						38,52
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	17,95	4,00	71,80		
Социальные отчисления 30 %				21,54		
Сдельная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 30 %						23,95
Сдельная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 30 %						23,95

Продолжение таблицы П.3

Повременная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 30 %				13,44		
Повременная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 30 %				13,44		
Повременная з/п вышкомотажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 30 %				2417,96		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание комплекта ГЗД	сут	373,39			6,67	2490,53
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Содержание телесистемы	сут	241,05			6,67	1607,80
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			600,00	12960,00

Продолжение таблицы П.3

Электроэнергия	кВт.ч	0,59	57600,00	33984,00	96048,00	56668,32
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	Сут	395,13	48,70	19242,83		
Амортизация бурового оборудования при монтаже вышки и сооружений	сут	205,53	48,70	10009,31		
Капитальный ремонт бурового оборудования при монтаже вышки, сооружений	сут	407,50	0,40	163,00		
Дежурство трактора	сут	177,60			11,79	2093,90
Дежурство бульдозера	сут	204,24			11,79	2407,99
Износ бурового инструмента	к-т	31,59			6,67	210,71
Износ ловильного инструмента	к-т	8,54			6,67	56,96
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4,00	776,48	11,79	2288,67
Обслуживание КИП и А	сут	201,30			11,79	2373,33
Работа цементирующего агрегата	ч	31,50			4,10	129,15
Содержание агрегата ППУ – 3М	ч	16,20			28,10	455,22
Работа ЦСМ	ч	29,20			4,10	119,72
Пробег агрегатов	км	2,40	100,00	240,00		
Содержание цементирующего агрегата	ч	18,90			24,00	453,60
Техническая вода	м3	2,90	150,00	435,00	105,20	305,08
Глинопорошок	т	319,10			4,00	1276,44
КМЦ-800	т	286,00			0,67	191,62

Продолжение таблицы П.3

ГКЖ-11	м3	320,00			0,47	150,40
NaOH	т	100,00			0,07	7,00
Na2CO3	т	54,00			0,03	1,62
Полиэколуб	м3	200,00			0,53	106,00
Иккарб-75/150	т	90,00			4,06	365,40
NaCl	т	86,38			7,06	609,84
Итого по затратам, зависящим от времени				82471,19		99279,19
Затраты зависящие от объема						
Износ бурильных труб	сут	366,5			6,67	2444,56
Долото 142,9 TM513N5	шт	2497,55			1,00	2497,55
Клин-отклонитель КОГМ-135	шт	1077,38			1,00	1077,38
Фреза стартово- оконная ФСО-144	шт	2262,49			1,00	2262,49
Фреза арбузообразная ФА-142	шт	1831,54			1,00	1831,54
Содержание передвижной дефектоскопической установки	час	22,90			48,00	1099,20
Пробег передвиж.дефектоскоп .установки	км	1,20			100,00	120,00
Итого по затратам, зависящим от объема						11332,72
Всего затрат по сметному расчету						193083,10

Таблица П.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, ед., руб	Хвостовик	
			Количество	Сумма
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,97	2,98	685,31
Социальные отчисления 30 %				205,59
Сдельная з/п слесаря , 1 смена	сут	11,97	2,98	35,67
Социальные отчисления 30 %				10,70
Сдельная з/п электромонтера , 1 смена	сут	11,97	2,98	35,67
Социальные отчисления 30 %				10,70
Содержание буров.оборудов- я,электроэнер	сут	222,28	2,98	662,39
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	ст-сут	607,42	2,98	1810,11
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90	2,98	1129,12
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2,98	91,96
Содержание полевой лаборатории	сут	32,25	2,98	96,11
Содерж.ср-в диспетчер. контроля	сут	117,00	2,98	348,66
Дизтопливо комплекта ДВС передвиж. Электростанций	см-сут	10,24	2,98	30,52
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	42912	25318,08
Содержание ЛЭП	сут	116,10	2,98	345,98
Износ бурового инструмента	к-г	31,59	2,98	94,14
Износ ловильного инструмента	к-г	8,54	2,98	25,45
Амортизация вагон-домиков	сут	278,63	2,98	830,32
Содержание и проведение УЗД	сут	201,26	2,98	599,75
Обслуживание КИП и А	сут	116,10	2,98	345,98
Техническая вода	м <sup>3</sup>	2,90	50	145,00
Башмак колонный БКМ – 114	шт	38,83	1,00	38,83
фильтр-хвостовик ФС 114-9000-0,25- 10x28-Ц136-К	шт	172,38	1,00	172,38
Обсадные трубы ОТТМ-114-Д	м	8,30	728,30	6044,89
пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ6.114	шт	4444,17	1,00	4444,17
подвеска хвостовика ПХЦ31.114/168	шт	5386,88	1,00	5386,88
Центратор-турбулизатор ЦТГП-114	шт	11,54	22,00	253,88

Продолжение таблицы П.4

Корончатый скребок СК-114/140-165	шт	9,70	22,00	213,40
Оборудование устья скважины	к-т	5061,34	1,0	5061,34
ПВО	к-т	5910,22	1,0	5910,22
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	39,19	3,22	126,19
ПЦТ - II - 100	т	26,44	1,58	41,78
Содержание агрегата ППУ -3 М	сут	388,32	2,98	1157,19
Содержание цементировочного агрегата	сут	755,76	2,98	2252,16
Заливка колонны	агр	133,54	3,00	400,62
Затворение цемента	т	6,43	4,8	30,86
Пробег агрегатов	км	0,79	100,00	79,00
Опресовка колонны	агр	53,54	3,00	160,62
Содержание обсадных труб	шт	6,98	31,00	216,38
Всего затрат по сметному расчету				64848,00

Таблица П.5 – Сводный сметный расчет

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1985 года всего, руб.	Стоимость в ценах текущего года, руб
			Прямые затраты	
<b>Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины</b>				
1	1.1	Подготовка площади	-	-
2	1.1	Разборка трубопроводов, линий передач.	-	-
3	1.1	Работы не учитываемые нормами зимнего удорожания	-	-
<b>Итого по подготовительным работам</b>			<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования</b>				
4	2.1	Строительство и монтаж	68981,59	14086040,70
5	2.1	Разборка и демонтаж	10612,55	2167082,70
<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>			<b>79594,14</b>	<b>16253123,40</b>
<b>Раздел III. Бурение и крепление</b>				
6	3.1	Бурение скважины	124101,51	25341528,30
7	3.2	Крепление скважины	64848,00	13241961,60
<b>Итого по бурению и креплению</b>			<b>188949,51</b>	<b>38583489,90</b>
<b>Раздел IV. Испытание скважин</b>				
9	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,40	1468279,68
10	4.2	Испытание объекта	42 595,00	8697899,00
11	4.3	Оборудование устья скважины	3 418,00	697955,60
<b>Итого по испытанию</b>			<b>53203,40</b>	<b>10864134,28</b>

Продолжение таблицы П.5

Раздел V. Промыслово-геофизические работы				
12	5.1	11% от раздела III и IV	26636,82	5439238,64
<b>Итого по промыслово-геофизическим работам</b>			<b>26636,82</b>	<b>5439238,64</b>
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время				
13	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4%	4298,08	877667,94
14	6.2	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	11826,90	2415052,98
<b>Итого по разделу VI</b>			<b>16124,98</b>	<b>3292720,92</b>
<b>ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV</b>			<b>364508,85</b>	<b>74432707,14</b>
Раздел VII. Накладные расходы				
14	7.1	Накладные расходы 19,7 % от суммы по разделам I-IV	71808,24	14663243,31
<b>Итого по разделу VII</b>			<b>71808,24</b>	<b>14663243,31</b>
Раздел VIII. Плановые накопления				
15	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	21815,85	4454797,52
<b>Итого по разделу VIII</b>			<b>21815,85</b>	<b>4454797,52</b>
<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>458132,94</b>	<b>93550747,97</b>
Раздел IX. Прочие работы и затраты				
16	9.1	Премиальные доплаты 2,66 %	12186,34	2488450,63
17	9.2	Надбавка за вахтовый метод работ 0,53%	2428,10	495818,02
18	9.3	Северные льготы 2,98%	13652,36	2787811,91
19	9.4	Лабораторные работы 0,15%	687,20	140326,24
20	9.5	Авиатранспорт	11702,28	2389605,58
21	9.6	Транспортировка вахт	2590,69	529018,90
22	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	5016,03	1024273,33
23	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	1212,05	247500,61
24	9.9	Топографо-геодезические работы	1669,93	340999,71
<b>Итого прочих затрат и работ</b>			<b>51144,98</b>	<b>10443804,90</b>
<b>ИТОГО по разделам I-IX</b>			<b>509277,92</b>	<b>103994552,87</b>
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы				

Продолжение таблицы П.5

25	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	12222,67	2495869,21
<b>ИТОГО</b>			<b>521500,59</b>	<b>106490422,08</b>
<b>Подрядные работы</b>				
Раздел XI. Авторский надзор				
26	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	1043,00	212980,60
Раздел XII. Проектные и изыскательские работы				
27	12.1	Проектные работы	2155,00	440051,00
28	12.2	Затраты на экспертизу	1350,00	275670,00
<b>Итого по подрядным работам</b>			<b>4548,00</b>	<b>928701,60</b>
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>			<b>526048,59</b>	<b>107419123,68</b>
НДС 18 %			94688,75	19355442,26
<b>ВСЕГО по смете с учетом НДС</b>				<b>126774565,94</b>



## Приложение Р

(рекомендуемое)

### Расчет скоростей бурения

Расчет механической скорости бурения:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = 18,5 \frac{\text{м}}{\text{час}}, \quad (1)$$

где  $H$  – интервал бурения по стволу, м;  $t_M$  – время механического бурения, взятое из нормативной карты, ч.

Расчет рейсовой скорости бурения:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{спо}})} = 12,6 \frac{\text{м}}{\text{час}}, \quad (2)$$

где  $t_{\text{спо}}$  – время на спуско-подъемные операции бурильной колонны с учетом сборки и разборки КНБК, взятое из нормативной карты, ч.

Расчет коммерческой скорости бурения:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = 1709 \text{ м/ст. мес}, \quad (3)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, взятое из нормативной карты бурения, ч.

Определим среднюю проходку на долото по скважине:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{671,46}{1} = 671,46 \text{ м}, \quad (4)$$

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

## Приложение С

(рекомендуемое)

Расчет эффективности внедрения технологии

Таблица С.1 - Исходные данные и метод расчета

№	Показатели	Базовое долото БИТ 142,9 В 616 Т	Предлагаемое долото 142,9 ТМ513N5
Исходные данные			
1	Цель бурения	эксплуатация	
2	Глубина скважины, м	2200	
3	Интервал применения долот, м	1950,00-2621,46	
4	Коммерческая скорость, м/ст.мес.	-	1709
5	Проходка на долото, м	5000,0	5000,0
6	Максимальная механическая скорость, м/ч	28,9	34,1
7	Время на 1 рейс СПО, ч	12,6	
8	Цена долота, руб.	355000	510000
Расчетные показатели			
9	Интервал бурения, м	671,46	
10	Количество долот, шт.	$671,46/5000=0,13$	$671,46/5000=0,13$
11	Время, ч		
	– мех. бурение	$671,46/28,9=23,2$	$671,46/34,1=19,7$
	– СПО	12,6	12,6
12	Итого времени, ч	35,8	32,3
13	Экономия времени, ч	3,5	
14	Себестоимость часа эксплуатации буровой установки во время бурения, руб/ч	34992,5	34992,5
15	Расчет эксплуатационных затрат		
	Изменяющиеся эксплуатационные затраты, руб., на:		
	– долото	$355000 \times 0,13 = 46150,0$	$510000 \times 0,13 = 66300,0$
	– мех. бурение, СПО	$34992,5 \times 35,8 = 1252731,0$	$34992,5 \times 32,3 = 1130257,8$
16	Итого:	1298881,5	1196557,8
	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	102323,7	
17	Экономия себестоимости 1 м проходки, руб./м		
	– в интервале	–	$102323,7/671,46 = 152,4$
18	Экономический эффект на долото, руб.	–	$152,4 \times 5000 = 762000,0$

## Приложение Т

(рекомендуемое)

Вредные и опасные факторы на производстве, способы регулирования

Таблица Т.1 – Вредные и опасные факторы при выполнении реконструкции скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1)Строительно-монтажные работы; 2)Бурение скважины; 3)Крепление; 4)Освоение и испытание скважины.	1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха; 2.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3.Повышенный уровень шума; 4.Повышенный уровень вибрации; 5.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6.Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2.Пожаро-взрывоопасность на рабочем месте; 3.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4.Расположение рабочего места на значительной высоте от земли;	1.ГОСТ 12.1.005-88 2.СанПиН 2.2.4.548-96 3.ГОСТ 12.1.003-2014 4.СанПиН 2.2.4/2.1.8.566-96 5.ГОСТ Р 55710-2013 6.ГОСТ 12.2.003-91 7.РД 153-34.0-03.301-00 8.ГОСТ Р 12.1.019-2009 9.ГОСТ 12.2.062-81 10.ГН 2.2.5.1313-03

Таблица Т.2 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк
Роторный стол	На ногах вышки, на высоте 4 м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53 м), под углом 45-50 <sup>0</sup> . Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 <sup>0</sup> к вертикали	100

Продолжение таблицы Т.2

Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	75
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом не менее 50 <sup>0</sup>	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках. По высоте вышки, под углом не менее 65-70 <sup>0</sup>	30
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10
Лестницы, марши, сходы	На лестничных площадках, ногах вышки	10
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	75
Насосное помещение	На высоте не менее 3м	75
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	75
Превентор	Под полом буровой	75
Желобная система	На высоте не менее 3 м на всем протяжении желобов	10
Площадка горюче-смазочных материалов и инструмента	На высоте не менее 3 м	10