

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

**Направление подготовки** (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**ООП** «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

<b>Тема работы</b>
<b>«Организация работ по проведению технического обслуживания магистрального нефтепровода на примере объекта Томской области»</b>

УДК 622.692.4.053(571.16)

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Реджепов Камиль		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Федин Д.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжанкина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н. доцент		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров  
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП: «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Чухарева Н.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Реджепов Камиль

Тема работы:

«Организация работ по проведению технического обслуживания магистрального нефтепровода на примере объекта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№40-7/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Участок магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск» 118,13 км D=1020 мм, δ=10 мм, рабочее давление 4,5 МПа.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор нормативно-технической документов, регламентирующих проведение технического обслуживания магистрального нефтепровода.</p> <p>Разбор разделов: финансовый менеджмент т социальная ответственность. Заключение по работе.</p>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	-
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Федин Дмитрий Владимирович	К.Т.Н,		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Реджепов Камиль		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Реджепов Камиль

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделения нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; Данный раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по техническому обслуживанию в магистральном нефтепроводе с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение потенциальных потребителей.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного

	плана проекта. Формирование бюджета НТИ
3.Определение ресурсной (ресурсосберегающе), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	03.02.2023
--	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Реджепов Камиль		03.02.2023

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Реджепов Камиль

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<p><b>Введение:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> </ul>	<p><i>Объектом исследования:</i> магистральный нефтепровод, предназначен для транспортировки подготовленной нефти (нефтепродукта) от пунктов приема до пунктов сдачи потребителю, передачи на иной вид транспорта и (или) хранения. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.</p> <p><i>Область применения:</i> магистральный нефтепровод для транспортировки нефти.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>СП 36.13330.2012. «Магистральные трубопроводы»;</p> <p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах»; ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». РД-153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов». ГОСТ 18322-2016 «Система технического обслуживания и ремонта техники».</p>

<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействий ОВПФ</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на рабочем месте</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</li> <li>– Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</li> <li>– Повышенный уровень шума</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</li> <li>– Взрывоопасность и пожароопасность</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током</li> </ul>
---	--

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Воздействие на литосферу:</b> уничтожение и повреждение почвенного слоя лесных массивов, загрязнение почвы нефтепродуктами, а также отходами. <b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод попадание загрязняющих веществ таких как нефть и различные растворители. <b>Воздействие на атмосферу:</b> Выброс загрязняющих веществ по причине не герметичности технологического оборудование.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожары;</li> <li>– взрывы;</li> <li>– аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.</li> </ul> <b>Наиболее типичная ЧС:</b> ситуация, возникшая в результате разрушение нефтепровода.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович.			24.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Реджепов Камиль		24.02.2023 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения  
нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2022/2023  
 учебного года) \_\_\_\_\_

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2023 г.	
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2023	Получение задания	10
23.02.2023	Выбор объекта исследование	15
12.03.2023	Виды и периодичность осмотров	15
27.03.2023	Техническое обслуживание ЛЧ МН	10
15.04.2023	Финансовый менеджмент	10
25.04.2023	Социальная ответственность	10
29.04.2023	Заключение	10
11.05.2023	Презентация	20
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Федин	К.Т.Н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Чухарева Н.В.	К.Х.Н, доцент		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 91с., 10 рис., 30 табл., 18 источников.

Ключевые слова: ЛЧ МН, магистральный нефтепровод, Александра – Анжеро – Судженс, ТОР, техническое обслуживание магистральных нефтепровода.

Цель работы – Выбор оптимального решение по повышении эффективности технического обслуживание магистрального нефтепровода на примере объекта Томской области.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были проведены расчеты толщины стенки трубопровода, прочность и недопустимость к деформациям магистрального нефтепровода на прочность.

Перечень проведенной работы:

Ознакомилась с общими сведениями рассматриваемого участка. Изучили нормативно-техническую документацию и ознакомились с видами осмотра трассы магистрального нефтепровода и организацию работ по поддержанию участка в работоспособном состоянии.

## **Abstract**

The final qualifying work contains 91p., 10 figs., 30 tables., 18 sources.

Keywords: linear part of the main oil pipeline, trunk oil pipeline, Alexandrova – Angero – Sudzhens, maintenance of trunk oil pipelines. The purpose of the work is to choose the optimal solution for improving the efficiency of maintenance of the trunk oil pipeline on the example of the Tomsk region facility.

In the process of completing the final qualification work, calculations of the pipeline wall thickness, strength and inadmissibility to deformation of the main oil pipeline for strength were carried out.

The list of the work carried out: I got acquainted with the general information of the site under consideration.

We studied the regulatory and technical documentation and got acquainted with the types of inspection of the route of the main oil pipeline and the organization of work to maintain the site in working condition.

## Обозначения и сокращения

МН – магистральный нефтепровод;

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода;

МТ – магистральный трубопровод;

ТО – техническое обслуживание;

КИП – контрольно – измерительный пункт;

КПП СОД – камера пуска – приема средств очистки и диагностики;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

РД – руководящий документ;

ЛЭП – линия электропередачи;

ПМН – переход магистрального нефтепровода через водную преграду;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## Содержание

Введение.....	16
1. Общая часть.....	17
1.1 Геолого-географическая характеристика района расположение объекта.....	17
1.2 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта .....	18
1.3 Общие сведения о изучаемом объекте.....	19
1. Анализ выполняемых работ по осмотру объектов МН.....	22
2.1 Воздушный осмотр трассы.....	22
2.2 Наземный осмотр трассы.....	23
1.3 Осмотр тоннельных переходов.....	30
2. Разработка комплекса операций по поддержанию работоспособности ЛЧ МН.....	32
3.1 Охранная зона МН.....	32
3.2 Техническое обслуживание трубопроводов.....	33
3.3 Техническое обслуживание запорной арматуры.....	34
3.4 Техническое обслуживание установки электрохимической защиты от коррозии.....	39
3.5 Техническое обслуживание пересечения искусственных и естественных препятствий.....	40
4. Расчетная часть.....	41
4.1 Исходные данные.....	41
4.2 Расчет толщины стенки трубопровода.....	41
4.3 Проверка магистрального нефтепровода на прочность и недопустимость пластических деформаций.....	44
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	48
5. Социальная ответственность.....	67
Заключение.....	89
Список литературы.....	90

## Введение

Магистральные нефтепроводы играют немало важную роль в транспортировке нефти на длинные расстояния и обеспечивают стабильное снабжение нефтепродуктами. Однако, для безопасной и надежной работы требуется качественное техническое обслуживание, включающее регулярные инспекции, технические осмотры, диагностику и т.д. Не качественное техническое обслуживание может привести к аварийным ситуациям, отсюда следует что эффективное техническое обслуживание является проблемой, решение которой гарантирует стабильное снабжение нефтепродуктами без риска аварийных ситуаций.

**Целью выпускной квалификационной работы является:** Выбор технического решение по повышении эффективности технического обслуживания магистрального нефтепровода на примере объекта Томской области.

### **В задачи дипломной работы входит:**

- Изучить нормативные требования по техническому обслуживанию линейной части магистрального нефтепровода;
- Рассмотреть руководящие документы по техническому обслуживанию;
- Произвести расчеты основных показателей магистрального нефтепровода.
- Рассмотреть опасные факторы в процессе проведения работ.

## 1. Общая часть

### 1.1 Геолого-географическая характеристика района расположения объекта

Магистральный нефтепровод Александровское - Анжера – Судженск проходит через всю Томскую область. Область расположена на южной части Обской возвышенности на правом берегу реки Обь. Регион граничит с шестью областями и представлен плоской местностью высотой до 200 м над уровнем моря.

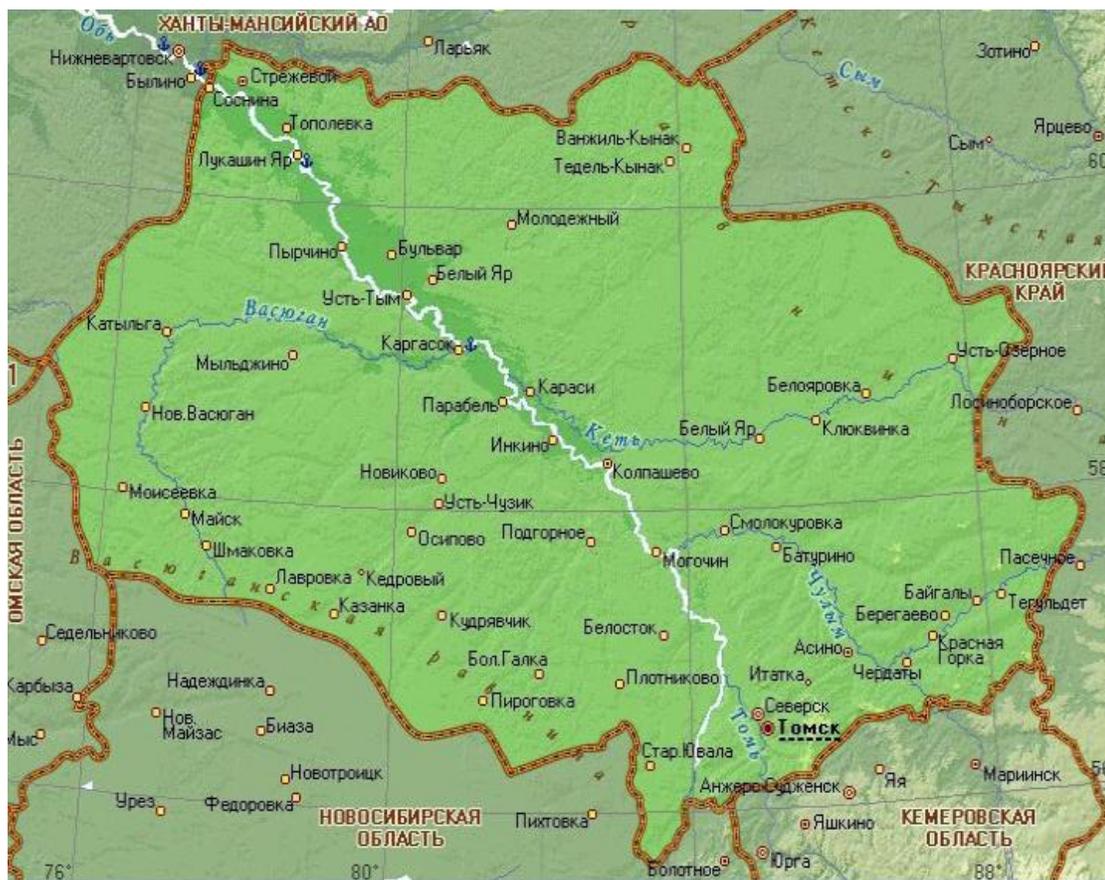
Также на северо-западе находятся северные склоны Кузнецкой возвышенности, достигающие высоты 211 метров. В центральной части расположена широкая долина реки Обь, которая делится на болотистое побережье и лесистую равнину.

Томская область находится в зоне тайги и смешанных лесов, а высоты территории варьируются от +274 м до +34 м над уровнем Балтийского моря. Длина реки Обь в пределах области составляет около 1000 км. Самое большое в мире болото, Васюганское, находится на левобережье Оби, которое также известно своим крупнейшим в области Мирным озером. Болота в регионе играют важную экологическую роль в регулировании гидрологического режима стоков рек и поглощении элементов из атмосферы.

Границы Томской области представлены на рисунке 1.

Рисунок 1. Томская область.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



## 1.2 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта

Климат Томской области - умеренный континентальный. Зимой здесь бывают очень суровые морозы с температурой воздуха от -15 до -25 градусов Цельсия; январь и февраль - наиболее морозные месяцы. Летом средняя температура составляет от +15 до +25 градусов Цельсия, но есть месяцы, когда температура поднимается до +35 градусов.

Осадки здесь равномерно распределяются в течение всего года, но главный период дождей - лето. Общее количество осадков в год составляет около 500-550 мм, но бывают длительные периоды без осадков, что вызывает засуху. В лесостепных районах этих мест наиболее часто происходят лесные пожары.

Ветры в Томской области очень сильные, скорость которых может достигать 30 м/с. Весной и осенью здесь часто наблюдаются атмосферные

фронты, которые приводят к существенным изменениям погоды. Размеры территории области сказываются на климатических условиях, которые разнятся в разных регионах. На юге здесь лесостепные зоны с теплыми летами и сухими зимами с высокой влажностью. На севере климат более морозный, зимы здесь длительностью до 8 месяцев. Болота и равнины оказывают существенное влияние на климат в этом регионе.

### 1.3 Общие сведения о изучаемом объекте

В 60-е годы прошлого века в Западной Сибири начали добывать нефть, а уже в начале 70-х годов регион стал первым по уровню добычи нефти в стране. Но для того, чтобы освоить этот регион, нужно было изменить работу нефтепроводного транспорта. Было принято решение о строительстве крупнейшего на тот момент в мире нефтепровода, диаметр которого составлял 1220 мм, самый крупный в мире на тот момент. Нефтепровод назвали «Александровское – Анжеро-Судженск». Его пропускная способность достигала 72 миллионов тонн нефти в год.

Целью этого нефтепровода было транспортирование нефти из Тюмени и Томска в трубопровод «Омск – Красноярск – Иркутск». В будущем планировалось продлить его до побережья Тихого океана. Для строительства использовались прямошовные трубы отечественного производства, такие как ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ и ОАО «ВМЗ», и соответствующая изоляция. На сегодняшний день протяженность в трассовом исполнении 558 км.

Таблица 1. ЛЧ МН «Александровское-Анжеро-Судженск»

<b>Количество КППСОД, шт</b>		<b>43</b>
в том числе	<b>МН "Игольско-Таловое-Парабель"</b>	<b>12</b>
	DN 426	2
	DN 530	10
<b>Количество ППМН, шт</b>		<b>21</b>
в том числе	<b>МН "Игольско-Таловое-Парабель"</b>	<b>5</b>
	DN 426	
	DN 530	5





# 1. Анализ выполняемых работ по осмотру объектов МН

## 2.1 Воздушный осмотр трассы

Одним из видов осмотра магистрального нефтепровода является воздушный. *Воздушный осмотр* заключается в периодическом наблюдении с воздуха за ситуацией на обслуживаемом участке магистрального нефтепровода.

**Задачами воздушного осмотра являются:**

Обнаружение:

- повреждение трубопровода, откаты грунта, ямы и провалы, изъяны почвы, наличие ненужных предметов, а также заросшую растительность;
- несанкционированных врезок в трубопровод, признаков утечки нефти/нефтепродуктов;
- присутствие транспортных средств и спецтехники в охранной зоне МТ;
- проведение строительных и земляных работ в охранной зоне МН, включая работы, которые проводят сторонние организации и физические лица, а также проверка наличия разрешения на проведение таких работ в соответствии с установленным порядком;
- контролирование наличия знаков и щитов-указателей.

В соответствии с ОР-23.040.00-КТН-129-15 периодичность выполнения

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
ОЭН РНУ, представитель УБ	Раз в месяц	Запись в журнале воздушного патрулирования ЛЧ МТ, архив фото и видеоматериалы авиапатрулирования
ИТР ЛАЭС		

осмотра указаны в таблице 2.1.1

Таблица 2.1.1 Периодичность выполнения воздушного осмотра

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					22

Воздушный осмотр трассы МН представлен на рисунке 2.1.1



Рисунок 2.1.1 Воздушный осмотр трассы МН.

## 2.2 Наземный осмотр трассы

При осмотре трассы необходимо обратить внимание на следующие задачи:

**Задачами осмотра являются:**

- очистка наружных поверхностей задвижки и электропривода от загрязнений; проверка состояния крепежных соединений;
- проверка герметичности относительно внешней среды фланцевых соединений;
- проверка сальниковых уплотнений запорной арматуры;
- проверка общего состояния электропривода;
- проверка отсутствия повреждений.
- проверка наличия и исправности знаков и щитов-указателей. Сохранность реперов, расположенных на ЛЧ магистрального нефтепровода;
- проверка существования марки репера, распознавательных знаков (столба, откопки, щита);
- при выявлении недостатков разработка мероприятий по их устранению;
- контроль состояния переходов МН через железные и автомобильные дороги.

							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			23



Схема ППМН представлена на рисунке 2.2.1

Таблица 2.2 Периодичность проверок ППМН

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Запись в журнале осмотра ППМТ
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	
Обходчик	Ежедневно	

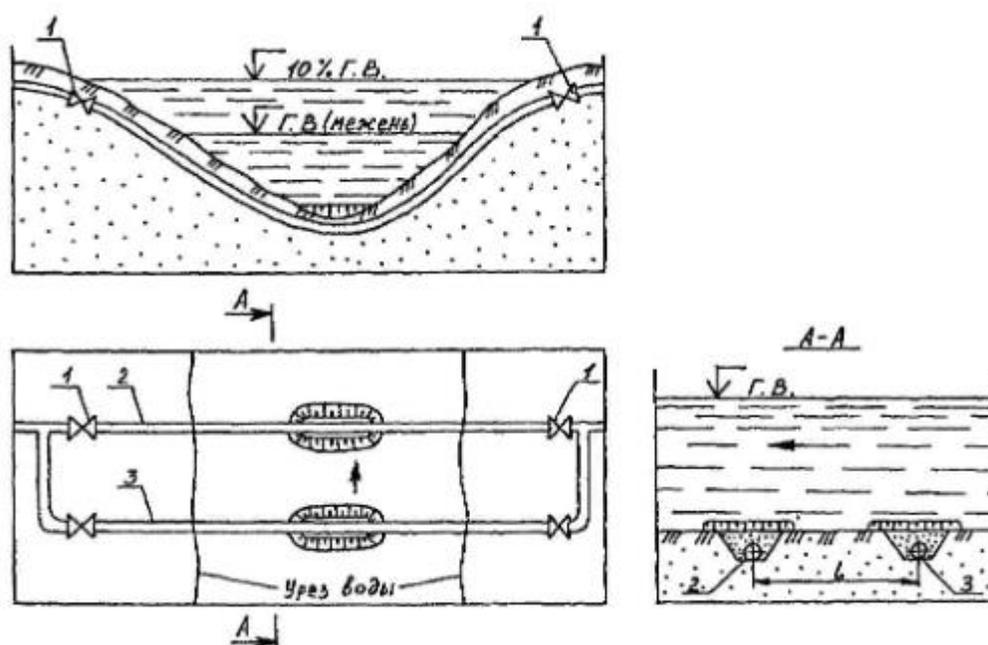


Рисунок 2.2.1 Схема ППМН

Где

- 1 - отключающие устройства (затворами - на нефтепродуктопроводах);
- 2 - основная нитка трубопровода;
- 3 - резервная нитка трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Проводится проверка технического состояния КПП СОД. Она включает в себя проверку герметичности уплотняющего элемента концевого затвора, прокладок и сальниковых уплотнений задвижек, насоса, емкости и устройства для слива воды. Также проверяется состояние ограждения и обвалования.

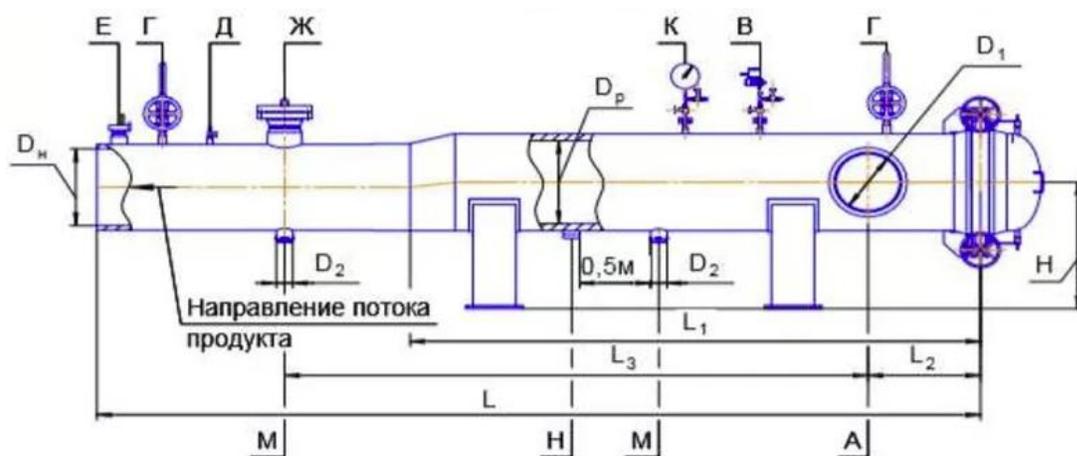
Схема КПП СОД представлена на рисунке 2.2.2.

Периодичность проверок КПП СОД указаны в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 Периодичность проверок технического состояния КПП СОД

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Ведется запись в журнале патрулирования ЛЧ МТ
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	
Обходчик	Ежедневно	

Рисунок 2.2.2 Схема КПП СОД



А – патрубок подвода продукта; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Е – патрубок для установки

сигнализатора рычажного; Ж – патрубок для установки запасовочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности.

Проверка коверов вантузов, технологических колодцев, блок-боксов ПКУ и ограждений с целью:

Необходимо провести проверки герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений вантузной задвижки, корневой запорной арматуры и импульсных линий в отношении внешней среды. Кроме того, следует проверить целостность перекрытия, стен, запорных устройств, площадок обслуживания, лестниц и скоб, знаков и щитов-указателей, а также состояние АКП. Следует удостовериться в состоянии водонепроницаемого уплотнения в месте прохода трубопровода.

Периодичность проверок указаны в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 Периодичность проверок

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Запись в журнале патрулирования ЛЧ МТ, запись в журнале осмотра ППМТ
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	
Обходчик	Ежедневно	

Так же проводиться проверка вертолетных площадок на предмет наличия и целостности знаков, ветроуказателя, разметки, отсутствия посторонних предметов, поросли, снега. При выявлении недостатков разработка мероприятий по устранению, с обеспечением устранения перед выполнением полетов.

Периодичность проверок указаны в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 Периодичность проверок вертолетных площадок

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Запись в журнале осмотра ЛЧ МТ
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	

Осуществляется проверка состояния дорог и проездов вдольтрассовых и подъездных автодорог, а также мостов через реки, ручьи и овраги. Также производится проверка коммуникаций и водопропусков под дорогами.

- При осмотре мостов основное внимание уделяется выявлению различных неисправностей, таких как трещины, сколы, погнутости, коррозионные повреждения и разрушения элементов мостового полотна и верхнего строения пути. Также выявляются расстройтва в стыковых соединениях и креплениях элементов, а также разрушения откосов конусов и других элементов мостов;
- Чтобы обеспечить надежность и безопасность мостов, необходимо следить за состоянием шарнирных и болтовых соединений элементов и подтягивать болты при необходимости;

- В местах, где есть риск размыва дна реки у опор, проводят замеры глубины и укрепляют дно камнями или другими материалами;
- зимнее время необходимо предотвращать выдергивание свай деревянного ростверка, сколкой льда вокруг опор на ширину от 0,5 до 1 м;
- Также важно очищать проезжую часть мостов от мусора, грязи и снега в зимний период, допускается толщина снега не более 8 см;
- При осмотре мостов, расположенных в районах распространения многолетней мерзлоты, а также в селеопасных и сейсмически опасных районах, дополнительно необходимо проверять состояние и работу имеющихся защитных устройств и конструкций.

Периодичность проверок указаны в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6 Периодичность проверок

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	Запись в журнале патрулирования ЛЧ МТ, при обнаружении неисправности при осмотре моста – запись в паспорте моста

Проверка защитных, противопожарных и противозерозионных сооружений.

Обследование состояния защитных сооружений, канав, дамб, амбаров, обвалований (включая контроль состояния противофильтрационного экрана), водоспусков, проверка положения «закрыто» дренажных задвижек.

Периодичность проверок указаны в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7 Периодичность проверок

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	
Начальник ЛАЭС	Раз в месяц	Запись в журнале патрулирования ЛЧ МТ
Обходчик	Ежедневно	

### 1.3 Осмотр тоннельных переходов

Для тоннельных переходов открытого типа:

Для обеспечения безопасности в тоннеле проводят следующие меры контроля. Во-первых, проверяют наличие вентиляции, так как это необходимо для поддержания оптимального воздушного состава и устранения возможных задымлений. Кроме того, необходимо контролировать концентрацию паров и газов в тоннеле, чтобы предотвратить возможные отравления и обеспечить безопасность для проезжающих.

- оформление допуска и контроль выполнения работ;
- проведение замеров концентраций паров и газов в тоннеле

Периодичность осмотра тоннельных переходов открытого типа указаны в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 Периодичность осмотра тоннельных переходов открытого типа

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Запись в журнале выполнения план-графика ППР, запись в журнале контроля воздушной среды
Химико-аналитическая лаборатория	Раз в неделю	
Обходчик	Ежедневно	

Для тоннельных переходов закрытого типа – контроль избыточного давления ИГС в тоннеле.

При выявлении падения давления ИГС ниже установленного значения восстановление нормативного давления в рамках мероприятий по устранению выявленных замечаний.

Периодичность осмотра тоннельных переходов закрытого типа указаны в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 Периодичность осмотра тоннельных переходов закрытого типа

Должность лица	Периодичность осмотра	Оформление результатов
Мастер ЛАЭС	Раз в неделю	Запись в журнале выполнения план-графика ППР

## 2. Разработка комплекса операций по поддержанию работоспособности ЛЧ МН

### 3.1 Охранная зона МН

Работы по устранению выявленных недостатков по результатам осмотра охранной зоны проводятся ЛАЭС 2 раза в год (при подготовке к весенне-летнему и осенне-зимнему периодам) или в рамках мероприятий по устранению выявленных недостатков. Результаты работ записываются в журнале выполнения план-графика ППР.

Закрытие несанкционированных и обустройство проектных переездов через нефтепровод также проводится ЛАЭС в течении 10 календарных дней с момента выявления. Запись ведется в журнале выполнения план-графика ППР.

Ведется непрерывный контроль выполнения земляных работ, проводимых подрядными организациями, ремонтными подразделениями ОСТ, и передвижением техники в охранных зонах МТ. Выявление и остановка работ, выполняемых подрядными организациями и ремонтными подразделениями ОСТ, для предотвращения отклонений от требований проекта производства работ, действующих нормативных документов ПАО «Транснефть», норм и правил. Исполнителем является ИТР из состава ЛАЭС, ЦРС, НПС, РНУ назначенные приказом по РНУ, независимый технадзор. Запись ведется в наряде допуска.

Пример обозначения охранной зоны на МН представлен на рисунке 3.1.1.

Рисунок 3.1.1. пример обозначения охранной зоны МН

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					32



### 3.2 Техническое обслуживание трубопроводов

Техническое обслуживание трубопроводов включает в себя работы по устранению выявленных недостатков по результатам осмотра. Устранение размывов, оголений трубопровода протяженностью до 5 м подсыпкой и планировкой грунта бульдозером. Работы выполняются ЛАЭС в течении 10 календарных дней с момента выявления. Результаты записываются в журнале выполнения план-графика ППР.

Восстановление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли. Установка П-образных знаков недозаглубления трубопровода.

Пример обозначения П-образных знаков на МН представлен на рисунке 3.2.1

Периодичность выполнения работ указаны в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 Периодичность работ.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						33

Исполнитель	Периодичность выполнения	Оформление результатов
ЛАЭС	В течение 5 рабочих дней с момента выявления	Запись в журнале выполнения план-графика ППР
ЛАЭС	В течение 5 рабочих дней с момента выявления	

Рисунок 3.2.1 П-образные знаки



### 3.3 Техническое обслуживание запорной арматуры

Запорная арматура, предназначена для установки га ППМТ и должна проходить ПСИ в присутствии представителей технического надзора. По результатам ПСИ оформляется акт ПСИ.

К техническому обслуживанию запорной арматуры относятся:

- ТО;



- Техническое обслуживание шаровых кранов включает ввод уплотняющей пасты по штоку и, при не герметичности, замену верхнего уплотнения штока. Ревизия клапанов нагнетания уплотнительной пасты, дренажа полости крана и сброса давления также являются необходимыми при обслуживании шаровых кранов.
- Для обратных затворов необходимо проверять работоспособность демпфирующих устройств (амортизаторов) и наличие масла в них. Техническое обслуживание задвижек включает не только проверку работоспособности, но и контроль срабатывания путевых и концевых выключателей, настройку муфты ограничения крутящего момента, проверку прямолинейности выдвигной части шпинделя и другие мероприятия. При невозможности выполнения полного цикла, допускается проведение контроля исправности запорной арматуры частичным перемещением затвора. Визуальный контроль отклонения положения оси шпинделя от вертикальной оси в вертикальной полкости и в вертикальной плоскости, перпендикулярной оси трубопровода, также является обязательным.

Периодичность работ по техническому обслуживанию (ТО-1) указано в таблице 3.3.1.

Периодичность работ по техническому обслуживанию (ТО-2) указано в таблице 3.3.2.

Запорная арматура представлена на рисунке 3.3.1.

Задвижка представлена на рисунке 3.3.2.

Шаровой кран представлен на рисунке 3.3.3.

Таблица 3.3.1 периодичность работ по техническому обслуживанию (ТО-1)

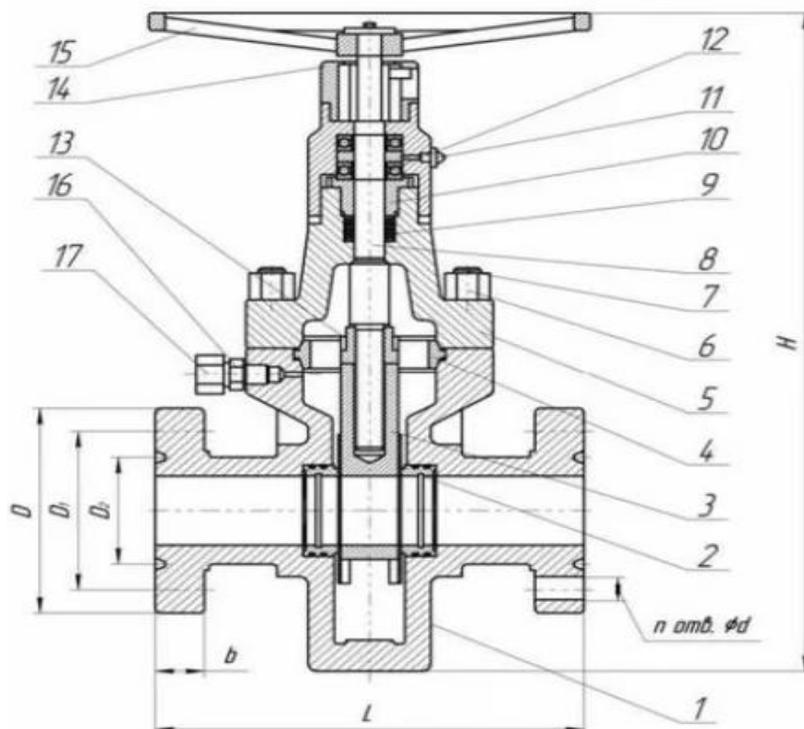
Исполнитель	Периодичность выполнения	Оформление результатов
-------------	--------------------------	------------------------

ЛАЭС	Раз в месяц для запорной арматуры DN 300 и более, раз в три месяца для запорной арматуры от DN 50 до DN 250	Запись в паспорте/формуляре, акт выполненных работ
------	---	--

Таблица 3.3.2 периодичность работ по техническому обслуживанию (ТО-2)

Исполнитель	Периодичность выполнения	Оформление результатов
ЛАЭС	Раз в 6 месяцев (проводиться при подготовке к осенне-зимнему периоду и периоду весеннего паводка)	Запись в паспорте/формуляре, акт выполненных работ

Рисунок 3.3.1 Запорная арматура.

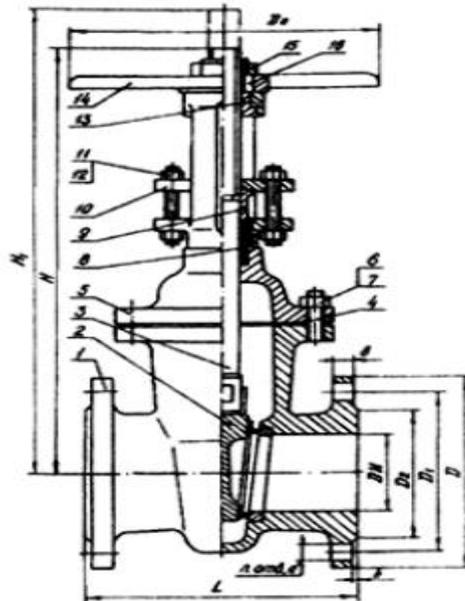


Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

1 – корпус; 2 – седло; 3 – шибер; 4 – кольцо; 5 – крышка; 6 – гайка; 7 – шпилька;

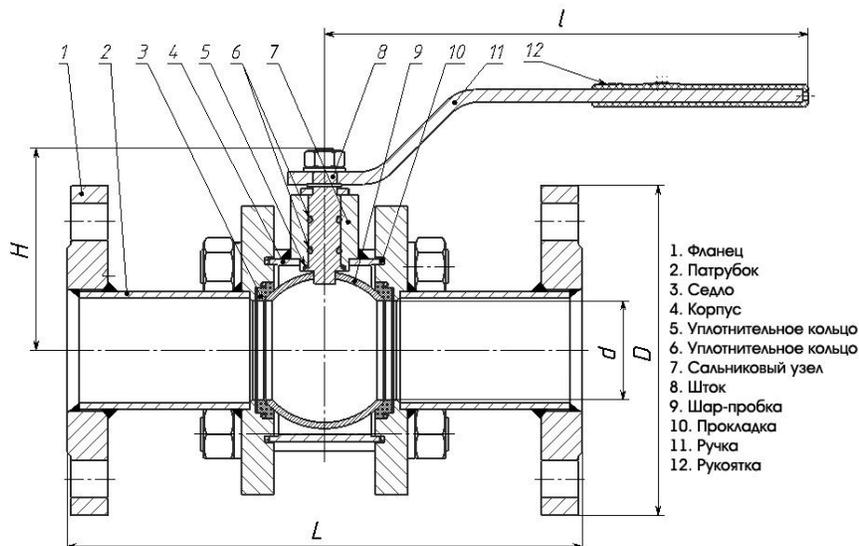
8 – шпindelь; 9 – манжета; 10 – втулка; 11 – масленка; 12 – подшипник; 13 – втулка резьбовая; 14 – кожух; 15 – маховик; 16 – штуцер; 17- крышка.

Рисунок 3.3.2 Задвижка.



1 – корпус; 2 – клин; 3 – шпindelь; 4 – прокладка; 5 – крышка; 6 – гайка; 7 – шпилька; 8 – набивка сальника; 9 – втулка; 10 – фланец; 11 – гайка; 12 – шпилька; 13 – втулка резьбовая; 14 – маховик; 15 – контргайка; 16 – шпонка.

Рисунок 3.3.3 Шаровой кран.



1. Фланец
2. Патрубок
3. Седло
4. Корпус
5. Уплотнительное кольцо
6. Уплотнительное кольцо
7. Сальниковый узел
8. Шток
9. Шар-пробка
10. Прокладка
11. Ручка
12. Рукотка

### 3.4 Техническое обслуживание установки электрохимической защиты от коррозии

Целью технического обслуживания оборудования электрохимической защиты является обеспечение оптимальных условий эксплуатации, безаварийной и экономичной работы оборудования электрохимической защиты путем своевременного выявления и устранения неисправностей и отказов.

При техническом обслуживании катодных и дренажных установок ЭХЗ выполняют следующие работы:

- осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов (в том числе контактов системы защитного заземления), исправности монтажа, отсутствия механических повреждений отдельных элементов, подгаров, следов перегревов, а также раскопок на трассе подземных кабельных линий и по месту расположения анодного заземления, обрывов воздушных кабельных линий;
- визуальный осмотр прибора учета электроэнергии;
- проверку исправности предохранителей защитных и коммутационных аппаратов;
- очистку корпуса дренажного и катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;
- контроль режимов работы (измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническим анодом (протектором) и трубой);
- измерение защитных потенциалов (поляризационного или суммарного) нефтепровода в точке подключения к защищаемому сооружению;
- устранение выявленных неисправностей;
- проверку исправности КИП.

Результаты технического обслуживания установок ЭХЗ оформляют записями в эксплуатационных журналах.

						Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3.5 Техническое обслуживание пересечения искусственных и естественных препятствий

В процессе эксплуатации подземных переходов нефтепроводов через железные и автомобильные дороги необходимо проверять:

- состояние смотровых и отводных колодцев, отводных канав с целью выявления утечек нефти, нарушений земляного покрова, опасных для нефтепровода проседаний и выпучиваний грунта (не реже одного раза в месяц);
- положение защитного кожуха и нефтепровода, а также состояние изоляции нефтепровода.

Обследование с проверкой отсутствия электрического контакта магистрального трубопровода с защитным кожухом проводится не реже одного раза в год. В процессе эксплуатации балочных, подвесных и арочных надземных переходов необходимо вести визуальный контроль за общим состоянием воздушных переходов трубопровода, береговых и промежуточных опор, их осадкой, состоянием мачт, тросов, винтов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотводных канав, мест выхода трубопроводов из земли, креплений трубопроводов в опорах земляных насыпей. Обследования воздушных переходов должны выполняться не реже двух раз в год: весной - после паводка, летом - в период подготовки к осенне-зимней эксплуатации. Результаты обследований оформляются актами и записываются в соответствующие паспорта и журналы.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					40

## 4. Расчетная часть

### 4.1 Исходные данные

Таблица 1 – Исходные данные

Параметр	Значение	Ед изм
D	1020	мм
L	558	км
$\rho$	890	кг/м <sup>3</sup>
v	7,3	м <sup>2</sup> /с
$t_{\phi}$	-39	°C
$t_3, \text{°C}$	20	°C

### 4.2 Расчет толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)} \quad (4.1.1)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)} \quad (4.1.2)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по СП 36.13330 [1];  $p$  – рабочее давление, МПа;  $D_H$  – наружный диаметр трубы, мм;  $R_1$  – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа;  $\psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} \quad (4.1.3)$$

где  $R_1^H = 590$  МПа – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления (предела прочности), МПа;  $m = 0,99$  – коэффициент условий работы трубопровода по СП 36.13330 [1];  $k_1, k_H = 1,155$  – коэффициент надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по СП 36.13330 [1].

Отсюда:

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,47 \cdot 1,155} \text{ МПа} = 344 \text{ МПа.}$$

Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе  $n = 1,2$  [1].

Расчетная толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 7,3 \cdot 1020}{2(344 + 1,2 \cdot 7,3)} \text{ мм} = 12,7 \text{ мм.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \quad (4.1.4)$$

где  $\sigma_{\text{пр.}N}$  – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_H} \quad (4.1.5)$$

где  $\alpha, E, \mu$  – физические характеристики стали (для рассматриваемых трубопроводных сталей можно принять  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ ,  $E = 2,1 \cdot 10^5$ ,  $\mu = 0,3$ );  $\Delta t$  – температурный перепад,  $^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta t = t_{\text{э}} - t_{\text{ф}} = 20 - (-39) = 59$   $^{\circ}\text{C}$ ;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$D_{вн}$  – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки  $\delta_n$ , принятой в первом приближении,  $D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta_n = 1020 - 2 \cdot 12,7 = 994,6$  мм.

Отсюда:

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 59 \text{ Па} + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 7,3 \cdot 10^6 \cdot 994,6 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 12,7 \cdot 10^{-3}} \text{ Па} = 103 \text{ МПа.}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|103|}{344} \right)^2} - 0,5 \frac{|103|}{344} = 0,82.$$

Толщину стенки труб следует принимать не менее  $1/140 D_n$ , но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм - для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по первой формуле, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 7,3 \cdot 11020}{2(344 \cdot 0,82 + 1,2 \cdot 7,3)} \text{ мм} = 18,3 \text{ мм.}$$

### 4.3 Проверка магистрального нефтепровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.1.6)$$

где  $\sigma_{\text{пр.}N}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое по формуле, но для принятой толщины стенки;  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$ ), принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{\text{пр.}N} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (4.1.7)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (4.1.8)$$

где  $\delta$  – принятая толщина стенки трубы, мм.

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta. \quad (4.1.9)$$

$$D_{\text{вн}} = 1020 - 2 \cdot 16 = 988 \text{ мм.}$$

Продольное осевое сжимающее напряжение:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H}. \quad (4.1.10)$$

где  $\alpha$ ,  $E$ ,  $\mu$  – физические характеристики стали (для рассматриваемых трубопроводных сталей можно принять  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ ,  $E = 2,1 \cdot 10^5$ ,  $\mu = 0,3$ );  $\Delta t$  – температурный перепад,  $^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta t = t_{\text{э}} - t_{\text{ф}} = 20 - (-39) = 59$   $^{\circ}\text{C}$ ;  $D_{вн}$  – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки  $\delta_H$ , принятой в первом приближении [1].

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 59 \text{ Па} + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 7,3 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 16} \text{ Па} \\ &= 88 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Отсюда кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot 7,3 \cdot 1020}{2 \cdot 16} = 279 \text{ МПа.}$$

Т.к.  $\sigma_{пр.N} > 0$ , то:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{271}{344}\right)^2} - 0,5 \frac{271}{344} = 0,34.$$

Из решения задачи 1 мы знаем, что  $R_1 = 344$  МПа, тогда:

$$\psi_2 R_1 = 0,34 \cdot 344 \text{ МПа} = 116,96 \text{ МПа.}$$

Условие прочности  $|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1$  выполняется:

$$97 \text{ МПа} \leq 117 \text{ МПа.}$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$а) |\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (4.2.1)$$

$$б) \sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (4.2.2)$$

где  $R_2^H = \sigma_T$  (предел текучести стали), МПа;  $\sigma_{пр}^H$  – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2R}, \quad (4.2.3)$$

где  $R$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м;  $\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, Мпа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p D_{вн}}{2 \delta_H}, \quad (4.2.4)$$

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{пр}^H \leq 0$ ) – определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}. \quad (4.2.5)$$

Выполним проверку на недопустимость пластических деформаций.  
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{7,3 \cdot 1020}{2 \cdot 16} \text{ МПа} = 232,6 \text{ МПа.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46



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

При обслуживании магистральных трубопроводов финансовая составляющая играет не маловажную роль в техническом процессе. Так как позволяет оптимизировать затраты на обслуживание линейной части магистрального нефтепровода и повышает эффективность использования материально-технических ресурсов, а также прогнозировать и планировать финансовые потоки, связанные с обслуживанием нефтепровода. В данном разделе выпускной квалификационной работе рассмотрим пример эффективного использования основных фондов.

### **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.**

#### **5.2 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данными проекта, а только нефтяная промышленность.

		Отрасль		
		Нефтедобывающие предприятия		Нефтетранспортирующие предприятия
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
Транснефть	Газпром нефть	Томск нефть	Сахатранснефтегаз	КТК-3

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтетранспортировки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтетранспортирующих компаний.

### 5.3 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентоспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n V_i \cdot B_i \quad (1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8

Технические критерии оценки

1. Срок службы	0,2	4	4	5	0,8	0,8	1
2. Ремонтпригодность	0,21	4	4	4	0,84	0,84	0,84
3. Надежность	0,1	3	3	4	0,03	0,03	0,04

4. Простота ремонта	0,07	3	4	3	0,21	0,28	0,21
5. Удобство в эксплуатации	0,1	3	3	4	0,03	0,03	0,04
6. Уровень шума	0,01	3	2	2	0,03	0,02	0,02

#### Экономически критерии оценки

1. Конкурентоспособность продукта	0,1	3	3	5	0,3	0,3	0,5
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	3	4	4	0,09	0,12	0,15
3. Цена	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,15
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	4	4	3	0,16	0,16	0,16
5. Послепродажное обслуживание	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
6. Наличие финансирования	0,05	3	3	2	0,15	0,15	0,2
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>3,15</b>	<b>3,24</b>	<b>3,67</b>

По таблице 2 видно, что наиболее эффективно использовать универсальный, так как он является наиболее конкурентоспособным по отношению к другим видам, имеющимся на рынке.

#### 5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

### а. Структура работ в рамках научного исследования

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, исполнитель
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Исполнитель
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения	Исполнитель
	6	Разработка рекомендаций по техническому обслуживанию магистрального нефтепровода	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

### Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					52

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{от} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} \quad (2)$$

где  $t_{от}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{minі}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{maxі}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{рi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{рi} = \frac{t_{от}}{Ч_i}$$

где  $T_{рi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

## в. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}/T_{\text{пр}}$  – количество выходных и праздничных дней в году;

В 2023 году:  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}}/T_{\text{пр}} = 118$ . Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляются до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 4

Таблица 4 – Временные показатели проведения научного исследования

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{mi}$ <i>n</i> , чел.- дн.	$t_{ma}$ <i>x</i> , чел.- дн.	$t_{ож}$ <i>,</i> чел.- дн.			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель и бакалавр	4	5

Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель и бакалавр	6	9
-----------------------------------	----	----	----	-------------------------	---	---

На основе таблицы 5 строим план график, представленный в таблице 6  
Таблица 5 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Тki , кал . дни	Продолжительность выполнения работ														
				Фев.		Март		Апрель		Май								
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	1	2													
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	1	2													
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		1	2	3	4	5									
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15					1	2	3								
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18							1	2	3	4	5				
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30											1	2	3	4	5



ПО	шт	3	2	3	1500	1500	1500	4500	3000	4500
Расх мат	шт	400	350	300	0,5	0,5	0,5	200	175	150
Энергия	кВт/ч	220	200	250	4,5	4,5	4,5	990	900	1125
Итого								5690	4075	5775

Таблица 6 – Материальные затраты

### 5.7 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 7). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 7 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, <i>З<sup>м</sup></i> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	55000	60000	50000	55000	60000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	7500	7500	7000	7500	7500
Итого:								57000	62500	67500

### 5.8 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:  $Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата работника, руб

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{тс}}$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент ( $k_{\text{пр}} = 0,3$ , т. е 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  - коэффициент доплат и надбавок ( $k_{\text{д}} = 0,2$ )

$k_p$  - районный коэффициент (для Томска = 0,3)

Таблица 8 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$ , %	$k_{\text{д}}$ , %	$k_p$ , %	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{\text{осн}}$ :								87736

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 5.9 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

Где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 9 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:			13104

## 5.10 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внед}} = k_{\text{внед}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{осн}})$$

где  $k_{\text{внед}}$  – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды (0,3)

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 10

Таблица 10. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

### 5.11 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным 16%.

$$Z_{\text{накл1}} = (5690 + 57000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 30\,926,88$$

$$Z_{\text{накл1}} = (4075 + 62500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31\,548,48$$

$$Z_{\text{накл1}} = (5775 + 62500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31\,820,48$$

### 5.12 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат.

Заключительный анализ технического решения представлен в таблице 11.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					61

Таблица 11 – Итоговые затраты на обслуживание МН.

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	5690	4075	5775	Таблица 6
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	57000	62500	67500	Таблица 7
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Таблица 8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Таблица 9
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Таблица 10
6. Накладные расходы	30 926,88	31 548,48	31 820,48	16% от суммы пунктов 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	355 172,88	228 726,48	235 698,48	Сумма ст. 1-6

### 5.13 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение эффективности происходит на основе сравнения значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки, которые получают в ходе оценки бюджета затрат и сравнительной оценки характеристик двух (и более) вариантов разработок.

Ранее было отмечено (раздел 4.3), что техническое решение является уникальным в своем роде и других разработок по данной проблеме нет. В связи с чем проведение сравнительной оценки значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки не представляется возможным.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{224087}{236603} = 0,94$$

Для 2-го варианта исполнения:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{230583}{236603} = 0,97$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{236603}{236603} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.	Исп.	Исп.
			1	2	3

1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации(соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	2
5. Надежность	0,25	5	4	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	4,8	3,5	3,05

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

(  $I_{исп}$  ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,8}{0,94} = 5,1;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,5}{0,97} = 3,6;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,05}{1} = 3,05$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении

Сравнительная эффективность проекта (  $\mathcal{E}_{срi}$  ):



## 5. Социальная ответственность

Транспортировка нефти и нефтепродуктов через трубопроводы является одним из наиболее безопасных и эффективных способов доставки на дальние расстояния. Поэтому обеспечение надежности и стабильного функционирования магистральных нефтепроводов является одной из главных задач при их строительстве и эксплуатации. Однако, необходимо улучшить условия труда на производстве, где происходит строительство и эксплуатация нефтепроводов. Это поможет создать благоприятные условия для высокопроизводительной работы, а также уменьшить количество профессиональных заболеваний и производственного травматизма.

Мероприятия по улучшению условий труда на производстве должны включать в себя обучение работников правильной технике безопасности, использование современного оборудования, а также организацию правильной работы с материалами и инструментами. Также необходимо обеспечить работникам необходимую защиту от вредных веществ и шума. Важно отметить, что необходимость улучшения условий труда на производстве не только связана с заботой о здоровье и безопасности работников, но и с экономическими преимуществами.

Улучшение условий труда может повысить производительность труда и уменьшить количество простоев и ошибок, что в конечном итоге приведет к увеличению прибыли компании. Таким образом, улучшение условий труда на производстве нефтепроводов является важной задачей, которая должна быть решена для обеспечения безопасности и эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						67

## 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Вопросы обеспечения промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

Магистральный нефтепровод входит в состав опасных производственных объектов и подлежат обязательной регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Структурное подразделение ответственная за данный участок нефтепровода при проведении технического обслуживания обязано:

соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции;
- обеспечивать наличие и функционирование оборудования, приборов и систем контроля, входящих в состав оборудования для выполнения работ по обслуживанию в соответствии с установленными требованиями;

- приостанавливать эксплуатацию нефтепровода в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
- принимать меры по ликвидации последствий в случае аварии на рассматриваемом объекте;
- оперативно вести журнал аварий и инцидентов на объекте.

## 6.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.,
- Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.,
- Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.,
- Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г.,
- Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (в редакции от 28.12.2013)
- Федеральный закон ""Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 г.,

										Лист
										69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



технологических регламентах. Технологическое обслуживание МН и его объектов должны осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом эксплуатирующей организации или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с технологическими регламентами и эксплуатационными документами.

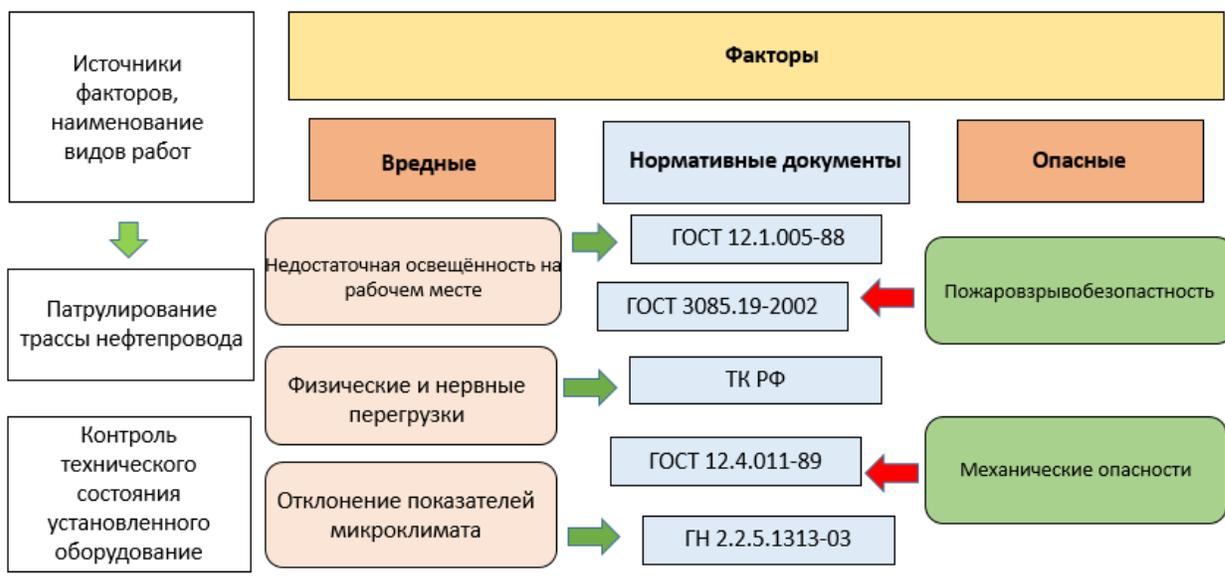


Рисунок 1. Источники опасных и вредных производственных факторов, возникающих в процессе технического обслуживания магистрального нефтепровода

#### 6.4 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

На участке нефтепровода присутствует действующий производственный персонал. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства работ и планового обслуживания. При работе и обслуживании магистрального нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки);

- утечка нефти или нефтепродуктов. В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:
- воздействие теплового излучения пожара при возгорании нефти;
- летальное воздействие при попадании в организм человека;
- химическое воздействие при попадании на кожу
- удушающее воздействие при образовании токсичной эмульсии

Численность персонала определяется видами работ, выполняемых при капитальном ремонте и технологическом обслуживании проектируемого участка нефтепровода. Ориентировочная численность производственного персонала, который может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте во время планового обслуживания может составить около 2-3 человек, при проведении капитального ремонта – 60 человек.

Свод правил по предупреждению аварийных ситуаций на ЛЧ МН:

- Для всех производственных и складских помещений должны быть установлены и обозначены категории по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы

взрывоопасных и пожароопасных зон, в том числе для открытых технологических установок и сооружений (НПБ 105-03).

- На каждом объекте необходимо иметь характеристики пожаро - и взрывоопасных свойств веществ и материалов, применяемых в технологическом процессе, обслуживающий персонал должен знать их пожароопасность (Приложение 4 «а» ОР-15.00-45.21.30-КТН-004- 1-03).
- Имевшие место на объекте аварии должны расследоваться комиссиями с участием представителей органов государственного надзора в соответствии с федеральным законодательством.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

- Инциденты должны расследоваться эксплуатирующей организацией. Электрооборудование, электроприборы и их эксплуатация должны соответствовать
- Правилам эксплуатации электроустановок потребителей и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.
- Электрооборудование во взрывоопасных зонах должно быть во взрывозащищенном исполнении. Взрывозащищенное электрооборудование должно иметь уровень и вид взрывозащиты, температурные классы, соответствующие категориям и группам взрывоопасных смесей, и классу взрывоопасных зон. (Приложение 4 «а» ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03, ГОСТ 12.2.020-76).
- Работы на взрывопожароопасных технологических объектах необходимо выполнять инструментом, исключающим искрообразование.
- Все работники на объектах нефтепроводного транспорта должны находиться в сертифицированной спецодежде, спецобуви и иметь средства индивидуальной защиты, установленные для выполнения данного вида работ.
- Для каждого технологического объекта, связанного со сливом, наливом, перекачкой и хранением нефти должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий, планы ликвидации аварийных разливов нефти, планы тушения пожаров.
- Отработка практических навыков действия персонала в аварийной ситуации должна проводиться согласно графикам проведения учебно-тренировочных занятий, утвержденным главным инженером УМН.
- При обнаружении утечек нефти необходимо немедленно принять меры по эвакуации работников, находящихся в зоне разлива.

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

#### **6.4 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, осмотр и контроль состояние оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0 °С. В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0 °С.

В летний период в качестве защиты головы от воздействия солнечного теплового облучения подразумевается использование защитных касок. Для защиты глаз используются очки с темными линзами. Спецодежда должна быть выполнена из льна или хлопчатобумажной ткани, должна иметь удобный крой.

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

- недопущение к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;
- при температуре наружного воздуха ниже -25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Табл. 1).

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					74

Таблица 1 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

### 6.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Электрический ток может стать причиной поражения организма, если используемые в проводке элементы не имеют достаточной степени изоляции. Для того, чтобы возникло поражение человека электрическим током, необходимо замкнуть электрическую цепь через его тело путем касания не менее, чем двух точек с разностью потенциалов. Воздействие электрического тока на человеческий организм может проявляться в виде электротравм, таких как: ожоги, металлизация кожи, механические повреждения, а также вызывать электрический удар и приводить к профессиональным заболеваниям. Воздействие электрического тока на человека является опасным и зависит от множества факторов. Важными из них являются;

- род и величина напряжения и тока;
- частота электрического тока;
- путь, которым ток проходит через тело человека;
- продолжительность воздействия на организм;
- сила тока;
- сопротивления;
- условия внешней среды;
- подготовка персонала.

Подземные и надземные трубопроводы подвержены воздействию электрических зарядов. В первом случае это статическое электричество, которое накапливается в грунте, во втором – разряды молний и др. Очень важно избежать воздействия электричества, как на сам трубопровод, так и на среду, транспортируемую внутри него. Для этих целей выполняется заземление трубопроводов. Данная операция защищает металлические конструкции магистрали от воздействия электрического тока и продлевает срок их службы.

Согласно требованиям ГОСТ, заземление трубопроводов необходимо проводить в обязательном порядке, независимо от того, из какого материала изготовлены трубы и какое вещество по ним транспортируется. Данное мероприятие повышает уровень безопасности при эксплуатации подобных конструкций. В первую очередь заземление трубопровода выполняется для защиты труб и среды, которая перекачивается по ним. Если же не выполнить данную операцию, то оборудование не будет допущено к эксплуатации. Данное требование указано в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ).

Чтобы выполнить заземление трубомагистрали, потребуется присоединить металлическую полосу, которая проводит ток, к заземлённому металлическому предмету – токоприёмнику. Обычно в роли токоприёмника выступает массивная пластина, которая впоследствии рассеивает электрический заряд.

Заземление необходимо делать каждые 20 метров трубомагистрали. Площадь сечения проводника подбирается, исходя из определённого типа трубопровода и грунта. Также при расчёте заземления необходимо учитывать влияние ряда элементов:

- материала изоляции;
- мест пересечения с линиями электропередач;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					76

- питающей линии.

Заземление взрыво- и пожароопасных участков трубопроводов к таким конструкциям предъявляются дополнительные требования к безопасности.

В

данном случае основными заземлителями выступают искусственные контур, а естественные заземлители выступают лишь в роли дополнительных устройств. Наличие изоляции может в значительной мере влиять на особенности эксплуатации трубопровода и характеристики заземления. Был проведен ряд исследований, во время которых получены следующие данные: битумная изоляция может влиять на уровень заземления, но в то же время данный показатель напрямую зависит от разницы потенциалов в грунте и трубопроводе. Если разница составляет 200-500 Вольт, то в дефектных местах возникает тлеющий разряд, который негативно влияет на сопротивление заземления. Иными словами, уменьшает его. Если же разница составляет более 1000 Вольт, то может возникать дуговой заряд, который очень сильно снижает сопротивление заземления.

В целях предупреждения опасности, предусматриваются следующие мероприятия:

- заземление трубопроводов, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах;
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

## 6.7 Взрывоопасность и пожароопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						77

перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Воздействие пожара и взрыва на организм человека проявляется в виде ожогов различной степени тяжести, повреждений и может иметь летальный исход. Поэтому важно соблюдать предельно-допустимую концентрацию паров нефти и газов в рабочей зоне, которая должна соответствовать санитарным нормам и не превышать 300 мг/м<sup>3</sup>. Особое внимание необходимо уделить безопасности при газоопасных работах, где предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) для паров нефти должна быть не более 2100 мг/м<sup>3</sup> при условии защиты органов дыхания. Для локализации небольших загораний применяются различные средства тушения пожара, включая пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и прочее. Однако, необходимо учитывать, что к каждому виду пожара должен использоваться соответствующий тип тушения.

Для предотвращения взрыва необходимо производить постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. Такой контроль позволяет своевременно выявлять и устранять возможные опасности, связанные с утечками газа или нефтепродуктов. Профилактические меры позволяют предотвратить различные аварийные ситуации, связанные с повреждением трубопровода. В целом, соблюдение всех мер безопасности и предосторожности является главным условием для успешной работы на производстве и сохранения здоровья людей.

### **6.8 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте**

Для разработки мероприятий по организации защиты работников от опасностей и рисков они должны быть в оперативном порядке идентифициро-

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						78

ваны и оценены. Основные мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профессиональной заболеваемости связаны с предотвращением трех основных типов причин этих явлений: технических (в том числе санитарно-гигиенических), организационных, личностных. Устранение технических причин связано с совершенствованием технологических процессов, заменой оборудования, имеющего конструктивные недостатки и большую изношенность, постоянным мониторингом (диагностикой) технического состояния оборудования, зданий и сооружений, инструмента и средств коллективной и индивидуальной защиты. Эффективными и чисто техническими мерами безопасности являются инженерные меры защиты людей от источников опасного и вредного воздействия посредством изоляции источников этого воздействия, а также установки "барьеров" между работниками и потенциальными источниками причинения вреда. К ним относятся (но ими не исчерпываются) автоматизация, дистанционное управление, применение вспомогательного оборудования и автоматической защиты, "защита расстоянием" и т.п. Большую роль играет и нормализация условий труда: качественная атмосфера, хорошее освещение, отсутствие шума и вибраций, нормальный микроклимат и т.п. Организационные причины несчастных случаев устраняют введением системы управления охраной труда. Организационные меры безопасности помимо прочего включают в себя защиту работников от источников опасного и/или вредного воздействия за счет обеспечения работников индивидуальными средствами защиты и рациональной организации рабочего процесса по времени ("защита временем") и т.п.

Поскольку полностью устранить опасности посредством только технических и организационных мероприятий не удастся, то безопасность работника зачастую определяется только его поведением. Предотвращение личностных (психологических и психофизиологических) причин травмирования связано с подбором кадров, а также с постоянными обучением,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

инструктированием и воспитанием персонала, стимулирующими безопасное поведение работников. Чтобы работники имели необходимые представления обо всех видах риска, потенциальных опасностях и опасных элементах оборудования, которые присутствуют на рабочем месте, и могли знать, когда они подвергаются той или иной опасности и каковы могут быть последствия их действий, требуются соответствующее образование, подготовка (обучение и тренировка) и опыт работы. Хотя для каждого рабочего места (или вида работ), на котором имеются опасности и риски, составляются инструкции по охране труда, зачастую требования, изложенные в них, забываются работниками, особенно относительно низкой квалификации. Гораздо лучшую роль могут играть различные плакаты, предупредительные сигналы, маркировка и окраска, знаки безопасности. Главным в профилактике травматизма и заболеваемости является правильный выбор приоритетов, ранжирование рисков по их значимости и мер по их регулированию - устранению, ограничению, снижению.

Предупредительные и регулирующие меры следует осуществлять в следующем порядке приоритетности:

- устранение опасности/риска;
- ограничение уровня риска в его источнике путем использования технических средств коллективной защиты или организационных мер;
- минимизация риска путем создания безопасных условий труда, включающих меры административного ограничения суммарного времени контакта с вредными производственными факторами. Там, где оставшиеся риски не могут быть ограничены средствами коллективной защиты, работодатель должен бесплатно предоставить работникам соответствующие средства индивидуальной защиты и принять меры по правильному их использованию и техническому обслуживанию. Наиболее эффективны инженерно-технические

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						80

меры предотвращения травматизма, которые реализуются через применение следующих мер:

- устранение непосредственного контакта работников с исходными материалами, заготовками, полуфабрикатами, комплектующими изделиями, готовой продукцией и отходами производства, оказывающими опасное и вредное воздействие;
- замена технологических процессов и операций, связанных с возникновением опасностей, процессами и операциями, при которых указанные факторы отсутствуют или не превышают предельно допустимых концентраций, уровней;
- комплексная механизация, автоматизация, применение дистанционного управления технологическими процессами и операциями при наличии опасностей;
- герметизация оборудования;
- применение средств коллективной защиты работников;
- разработка обеспечивающих безопасность систем управления и контроля производственного процесса, включая их автоматизацию;
- применение мер, направленных на предотвращение проявления дополнительных опасностей в случае аварии;

применение безотходных технологий, а если это невозможно, то своевременное удаление, обезвреживание и захоронение отходов, являющихся источником опасностей;

использование сигнальных цветов и знаков безопасности;

применение рациональных режимов труда и отдыха.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Особую роль играют средства индивидуальной защиты - последний рубеж защиты организма работника от неблагоприятных факторов производственной среды. Помимо оценки различных условий труда проводят оценку опасности выполняемых работ, выделяя работы повышенной опасности. К работам повышенной опасности относятся работы, при выполнении которых имеется или может возникнуть производственная опасность вне связи с характером выполняемой работы. Поэтому при выполнении таких работ кроме обычных мер безопасности необходимо выполнение дополнительных мероприятий, разрабатываемых отдельно для каждой конкретной производственной операции.

Устоявшаяся практика и требования отдельных подзаконных актов относятся к таким работам, как, например:

- выполнение работ с применением грузоподъемных кранов и других строительных машин в охранных зонах воздушных линий электропередачи, газонефтепродуктов, складов легковоспламеняющихся или горючих жидкостей, горючих или сжиженных газов;
- выполнение любых работ в колодцах, шурфах, замкнутых и труднодоступных пространствах;
- выполнение земляных работ на участках с патогенным заражением почвы (свалки, скотомогильники и т.п.), в охранных зонах подземных электрических сетей, газопроводов и других опасных подземных коммуникаций;

осуществление текущего ремонта, демонтажа оборудования, а также производство ремонтных или каких-либо строительномонтажных работ при наличии опасных факторов действующего производства;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					82

- выполнение работ на участках, где имеется или может возникнуть опасность со смежных участков работ;
- выполнение работ в непосредственной близости от полотна или проезжей части эксплуатируемых автомобильных и железных дорог;
- выполнение огневых и газоопасных работ;
- другое.

С учетом конкретных условий и особенностей технологии следует составить и утвердить руководителем организации перечень работ повышенной опасности, в который помимо обозначенных выше видов работ включаются и те, при выполнении которых часто случаются несчастные случаи или наблюдались инциденты и аварийные ситуации.

## **6.9 Экологическая безопасность**

### **6.10 Анализ утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу**

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав. Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup>. При работе с композитным составом,

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						83

герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапогами по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

### **6.11 Анализ утечки токсичных и вредных веществ в литосферу**

Любая производственная деятельность оказывает неблагоприятное воздействие на литосферу, так как создает большое количество отходов. Поэтому важно минимизировать последствия этого воздействия. Решение данной задачи заключается в мерах, направленных на уменьшение не готового влияния на окружающую среду.

Для достижения этой цели необходимо проводить селективный сбор отходов и временно хранить их на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов. Эти отходы должны передаваться на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами. Кроме того, первостепенной важности является проверка оборудования на прочность и герметичность, что позволяет избежать утечек отходов в окружающую среду. Следовательно, следует неукоснительно соблюдать технологические режимы работы оборудования.

Таким образом, можно сократить негативное воздействие производственной деятельности на литосферу, если принять надлежащие меры по сбору, хранению и утилизации отходов, а также внимательно отслеживать состояние оборудования и следовать технологическим режимам его работы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## 6.12 Анализ утечки токсичных и вредных веществ в гидросферу

Попадание нефти, эмульсии, отходов в сточные воды при эксплуатации магистрального нефтепровода приводит к нанесению вреда гидросфере. Для того, чтобы защитить гидросферу, необходимо соблюдать определенные требования, которые включают в себя исключение возникновения источников вредных утечек. Отходы также должны собираться и транспортироваться до мест переработки в специально отведенные для этого места. Обеспечение соблюдения этих требований является основополагающим аспектом в минимизации воздействия на гидросферу и, таким образом, соблюдение экологических требований.

## 6.13 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Нештатные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по разным причинам. Например, паводковые наводнения или лесные пожары, террористические акты и т.д. Аварии могут привести к чрезвычайной ситуации. Причины аварий могут быть анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отсутствие электрооборудования и электроэнергии.

Возможные причины аварий:

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.)

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					85

## 6.14 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К эксплуатации магистрального нефтепровода допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ. Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией магистрального нефтепровода должны пройти обучение правилам эксплуатации. После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум.

Нефтепровод при ремонте должен быть обеспечен первичными средствами пожаротушения. Нельзя размещать возле него горючие материалы и посторонние предметы. Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега. При обслуживании МН работать в спец. одежде и спец. обуви согласно требованиям охраны труда. Не допускается розлив нефти на территориях и в помещениях. Не допускается проведение огневых работ без оформления нарядадопуска и согласования со сдающей стороной.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						86

### **Выводы по разделу:**

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается деятельность оператора с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них.

Также, было рассмотрено воздействие вредных факторов на окружающую среду, затронуты вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе.

При анализе вероятных ЧС было определено, что наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: воспламенение, нефти и нефтепродуктов, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов. Указаны необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

## Список использованных источников

1. Карпеев Ю.С. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. Вопросы и ответы: Справочник. - М.: Недра, 1991. – 399 с.37  
38.[http://polyguanidines.ru/a\\_guanidini&metanol&5.htm](http://polyguanidines.ru/a_guanidini&metanol&5.htm).
2. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06 – 85\* «Магистральные трубопроводы».
3. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
4. ГОСТ 12.0.003. -74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
5. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
6. ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
7. ГОСТ 12.1.010 – 76. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
9. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ // Собрание законодательства. – 1997.
10. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – Москва: Стандартинформ, 2014.
11. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – Москва: Стандартинформ, 2014.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

## Заключение

В выпускной классификационной работе были рассмотрены виды и периодичность работ по поддержанию работоспособности линейной части магистрального нефтепровода. Изучена нормативно-техническая документация и проведен обзор руководящих документов.

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них. Также был произведен анализ действий при чрезвычайных ситуациях.

						Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список литературы

1. ГОСТ 12.1.00-2004 Система стандартов безопасности труда.
2. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
3. РД-13.020.40-КТН-177-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.
4. Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. Учебное пособие для дипломного проектирования / А. С. Арзунян, А. В. Громов, И. И. Матецкий – М.: Недра, 1972. – 152 с.
5. Вайншток, С. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / С. А. Вайншток, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 2004г. – 336с
6. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
7. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
9. РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов.
10. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
11. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
12. Эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтехранилищ: учебное пособие / составители Т. А. Гунькина, М. Д. Полтавская. — Ставрополь: СКФУ, 2016. — 144 с.
13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
14. ГОСТ 3900-85. «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

15. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты.

16. РД-75.200.00-КТН-119-16\_ч.1 ТО и Ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.

17. РД-13.110.00-КТН-260-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО "АК "Транснефть"

18. Учебное пособие Е. М. Москалева Организация технического обслуживания и ремонта оборудования.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91