

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»

УДК 622.692.4.053:620.165(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Самойлов Вадим Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Л.А.	к.т.н доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Былкова Т. В.	канд.экон.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н. доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

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

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»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Самойлова Вадима Дмитриевича

Тема работы:

«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.02.2022 г. №46-45с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования является линейная часть магистрального нефтепровода. Отчет по внутритрубные диагностики. Паспорт трубопровода.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Изучение нормативных требований по технической эксплуатации магистрального нефтепровода. Анализ методов внутритрубного диагностического обследования нефтепровода. Проведение технологических расчетов и оценка технического состояния участка нефтепровода в Западной Сибири.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изучить конструкции и классификацию объекта 2. Проанализировать внутритрубные инспекционные приборы 3. Определить последовательность проведения работ 4. Произвести расчет прочности, расчет толщины стенки и проверки на недопустимые пластичные деформации 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Формирование выводов о проделанной работе
--	---

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

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
Abstract

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	16.02.2022 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Л.А.	доцент, к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Самойлов Вадим Дмитриевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Самойлов Вадим Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость ресурсов определяется по средней рыночной стоимости.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,5; Доплата за вахтовый метод работы – 1,25Премии – 5%.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставка налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,4%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Провести анализ конкурентных технических решений
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определить ресурсную эффективности проведения диагностики дефектоскопическим методом

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Былкова Татьяна Васильевна	канд.экон.наук.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Самойлов Вадим Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8СА		ФИО Самойлов Вадим Дмитриевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

<i>Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири</i>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение - характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: магистральный нефтепровод в Западной Сибири Область применения: транспортировка нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>- Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 №197 – ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – глава 34, ст. 212 Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; - СНиП 2.05.06. -85 Магистральные трубопроводы; - ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации: - Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов - Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</p>	<p>Вредные факторы: – повышенный уровень шума – повышенная загазованность рабочей зоны – тяжесть и напряженность физического труда Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве; – повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей; – пожарная безопасность при проведении огневых работ.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>При выполнении ремонтных работ на магистральных нефтепроводах в Западной Сибири воздействие на окружающую среду оказывают производственные процессы. Атмосфера: выброс нефти Гидросфера: загрязнение сточных вод Литосфера: потери растительного слоя при прокладке временных дорог, повреждение почвенно – растительного покрова изъятием земель</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: - природного характера (наводнения, сильные ветра, обвал грунта, ливни, лесные пожары, возгорание ГСМ); - техногенного характера (пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ, разгерметизация трубопровода) Наиболее типичная ЧС: лесные пожары
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Самойлов Вадим Дмитриевич		28.02.2022

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

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 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
08.03.2022	<i>Объект и методы исследования</i>	15
24.03.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
29.04.2022	<i>Технология работ</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		14.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		14.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 88 страниц, 17 рисунков, 17 таблиц, 2 схем, 23 источников, 0 приложений, 0 диаграмм.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, техническое состояние, внутритрубная диагностика, безопасная эксплуатация, дефект, профилометрия.

Объект исследования является линейный участок магистрального нефтепровода.

Цель работы: выбор оптимального технического решения для проведения внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода с целью выявления дефектов в процессе эксплуатации.

В процессе исследования была проведена внутритрубная диагностика магистрального нефтепровода, рассмотрены существующие дефектные участки линейной части магистрального нефтепровода с целью выявления эффективных методов ремонта.

Также произведены расчеты толщины стенки нефтепровода и проверка трубопровода на недопустимые пластичные деформации.

Область применения: применение приобретенных итогов исследовательской работы в профессиональной деятельности.

Экономическая эффективность/значимость работы: показатели данной работы могут быть применены для оценки состояние магистрального трубопровода, также выбора способа его ремонтных работ и требуемого с этой целью оборудования.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					10	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Abstract

The graduate qualification work consists of 88 pages, 17 figures, 17 tables, 2 schemes, 23 sources, 0 appendices, 0 diagrams.

Key words: main oil pipeline, technical condition, in-line diagnostics, safe operation, defect, profilometry.

The object of the research is a linear section of the main oil pipeline.

Purpose of work: choice of the optimal technical solution for the in-line inspection of a main oil pipeline in order to reveal the defects during the operation.

The object of the research: choice of the optimal technical solution for in-line inspection of a main oil pipeline.

In the process of the research the in-line diagnostics of the main oil pipeline was carried out.

diagnostics of the main oil pipeline was carried out, the existing defective segments of the linear part of the main oil pipeline were considered.

faulty sections of the linear part of the main oil pipeline in order to to reveal effective repair methods.

Also the calculations of the thickness of the oil pipeline wall were carried out. throughput capacity of the main oil pipeline and the estimation of Technical condition of oil pipeline sections.

Scope: application of the acquired results of research work in professional activities.

Economic effectiveness/significance of the work: the indicators of the work can be applied to assess the condition of the main pipeline, also the choice of method of its repair work and the equipment required for this purpose.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					11	88
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

магистральный нефтепровод: единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленных жидких углеводородов от объектов добычи и (или) пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и (или) передачи в распределительные нефтепроводы или иной вид транспорта и (или) хранения, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального нефтепровода;

линейная часть магистрального нефтепровода: совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода;

внутрирубная диагностика: выявление дефектов линейной части трубопроводов с помощью внутрирубных диагностических приборов (дефектоскопов) и оценка технического состояния дефектных участков без вывода трубопроводов из эксплуатации;

внутрирубный дефектоскоп: предназначенный для обследования внутренней части трубопровода, в состоянии зафиксировать повреждения и механические изменения металлической поверхности трубопровода;

дефект: это каждое отдельное несоответствие объекта требованиям, установленным в нормативной документации;

					«Организация работ по проведению внутрирубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев А.В.					12	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

категория трубопровода (участка): показатель, обозначающий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнение определенных условий по прочности;

профилеметрия: проверка формы поперечного сечения трубы на протяжении маршрута для идентификации местных деформаций сечения; выявления минимальных радиусов изгиба и точек усадки трубопровода

дефектоскопия: инспектирование основного слоя металла в стенках труб; инспекция сварных соединительных швов труб;

рабочее давление: наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Обозначения и сокращения

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

ВТД – внутритрубное техническое диагностирование

ВТУ – внутритрубное устройство

ВД – внутритрубный дефектоскоп

КБД – коэффициент безопасного давления

ЭО – эксплуатирующая организация

СО – специализированная организация

ОБД – отраслевой банк данных

ЛПУ – линейно – производственное управление

КС – компрессорная станция

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ИСТС – информационная система оценки технического состояния

ДМТ – дефектоскоп продольной намагниченности

ДМТП – дефектоскоп поперечного намагничивания

ВИП - внутритрубный инспекционный прибор

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

Введение.....	17
Обзор литературы.....	19
1. Общая часть	21
1.1 Физико-географическая характеристика.....	21
1.2 Климатическая характеристика.....	22
1.3 Гидрологическая характеристика.....	23
1.4 Геологическая характеристика	23
2. Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода.....	25
2.1 Общие положения	25
2.2 Дефекты магистральных нефтепроводов	26
2.3 Профилеметрия трубопроводов	28
2.4 Дефектоскопия трубопроводов.....	31
2.4.1 Магнитные дефектоскопы	31
2.4.2 Ультразвуковой дефектоскоп.....	33
2.4.3 Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы.....	37
3. Технологическая часть	38
3.1 Общие сведения	38
3.2 Проведение внутритрубной диагностики участка МН.....	39
3.2.1 Подготовка участка МН диагностическому обследованию ВИП	39
3.2.2 Последовательность пропуска ВИП по участку МН	41
3.2.3 Запасовка магнитного дефектоскопа MFL.....	43
3.2.4 Запасовка ультразвукового дефектоскопа	46
3.2.5 Технология запуска ВИП.....	47
3.2.6 Сопровождение ВИП.....	49
3.2.7 Технология приёма ВИП.....	51
3.2.8 Выемка ВИП из камеры приема.....	52
3.2.9 Очистка ВИП.....	53

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление			Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Самойлов В.Д.							15	88	
Руковод.	Саруев А.В.									
Консульт.										
Рук-ль ООП	Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б8СА					

3.3	Подготовка технического отчета.....	53
3.4	Анализ технического отчета	55
4.	Расчетная часть.....	57
4.1	Расчет толщины стенки	57
4.2	Проверка на недопустимые пластические деформации	59
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
5.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
5.2	Планирование научно-исследовательских работ	63
5.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	63
5.3	Бюджет проведения технического диагностирования.....	64
5.3.1	Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование при проведении технического диагностирования	64
5.3.2	Затраты на оплату труда исполнителей работ	65
5.3.3	Отчисления во внебюджетные фонды.....	66
5.3.4	Накладны расходы	66
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
	Введение.....	69
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
6.1.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	70
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	70
6.2	Производственная безопасность	72
6.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	73
6.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	75
6.3	Экологическая безопасность.....	79
6.3.1	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	80
6.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	81
6.4.2	Мероприятия по предотвращению ЧС	81
	Выводы по разделу	82
	Список использованной литературы.....	85

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Введение

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды.

В последнее время главным действующим инструментом системы диагностического контроля стала внутритрубная диагностика, которая представляет собой наиболее оперативный и содержательный метод диагностики системы трубопроводов.

В концепцию внутритрубной диагностики, положен классический принцип: найти дефекты в трубопроводе, оценить их опасность, наиболее опасные из них отремонтировать, остальные взять под контроль – и все это без нарушения нормальной работы трубопровода.

Совершенствование внутритрубной диагностики и использование новейших способов оценки результатов диагностики, является весьма актуальной проблемой на данный момент. Это позволит значительно улучшить результативность диагностического контроля магистральных нефтепроводов и обеспечить их надежную эксплуатацию.

Целью данной работы является, выбор наиболее оптимального технического решения для проведения внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода с целью выявления дефектов в процессе эксплуатации.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					17	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Задачи, поставленные в ходе проведения работы:

1. Изучение нормативных требований по технической эксплуатации магистрального нефтепровода;
2. Анализ методов внутритрубной диагностики;
3. Оценка технического состояния участка нефтепровода в Западной Сибири;
4. Разработка рекомендаций по применению методов внутритрубного обследования линейной части магистрального нефтепровода.

Объект исследования: линейный участок магистрального нефтепровода, на участке 669-686 км. диаметром 1020 мм с толщиной стенки 14мм, находящиеся в Западной Сибири.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Обзор литературы

В процессе создания этой дипломной работы были применены и рассмотрены научно и учебно –методическая литература, а также использованы нормативно-техническая база Российской Федерации и научные статьи.

В работе [1], был изучен метод внутритрубной диагностики, который представляет из себя комплекс технологических операций, которые проводятся методом пропуска внутритрубных снарядов через трубопровод. Проанализировав работу, можно сделать вывод, что внутритрубная диагностика позволяет обследовать линейные части нефтепроводов не только в процессе их эксплуатации, но и также для решения контроля после строительства, выявлять разного типа изъяны и дефекты стенок труб, а также помогает прояснить пространственное положение нефтепровода, не останавливая работу транспорта.

Наиболее подробную информацию об изобретении, предназначенном для внутритрубной диагностики, описано в документе [2]. Метод внутритрубной диагностики глубины дефектов стенки трубы должен предусматривать операции двух независимых измерений абсолютной глубины каждого дефекта и общей толщины стенки. Техническим результатом изобретения является повышение надежности внутритрубной диагностики за счет повышения точности измерения глубины дефектов.

В статье [3] рассмотрен метод внутритрубного диагностирования, позволяющий полноценно оценивать техническое состояние трубопроводов и выявлять опасные участки и локальные места коррозионного повреждения труб. Разобраны уровни внутритрубной диагностики, благодаря которым можно свести к минимуму расходы на ремонт, ликвидацию последствий аварий и остановки перекачки нефти.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					19	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Отечественный опыт проведения диагностирования магистральных трубопроводов рассмотрен на основе статей в периодической печати [4], в которой всесторонне освещены вопросы проведения технического диагностирования и экспертные исследования промышленной безопасности технологических трубопроводов в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей индустрии.

Проведено изучение главных качеств оценки технического состояния трубопроводов в соответствии с требованиями действующей нормативно - технической базой. Рассмотрены подходы использования принципов наблюдения при техническом диагностировании технических устройств опасных промышленных объектов. Особенное внимание уделено технической и законодательной базе выполнения работ ввиду введения новой редакции федерального закона [5].

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общая часть

1.1 Физико-географическая характеристика

На территории Западной Сибири находится множество магистральных нефтепроводов. В своей дипломной работе рассмотрим один из них.

Свое начало он берет с Ханты-Мансийского автономного округа и напрямик через Томскую область пролегает до Кемеровской области, протяженность трубопровода составляет 818 км.

Трубопровод проложен подземно. Магистральный нефтепровод проходит в одном техническом коридоре с кабелями связи и вдольтрассовой ВЛ 10 кВ. и совмещён с трассой газопровода диаметром 1220мм.

Техническая характеристика основной нитки существующего нефтепровода:

- диаметр трубопровода - 1220 мм (основная нитка), 1020 мм (резервная нитка);
- рабочее давление - 45 кгс/см².

Магистральный нефтепровод пересекает большое количество водных преград Рисунок 1. Также трасса нефтепровода пересекает болота I категории общей протяженностью 24,8 км.

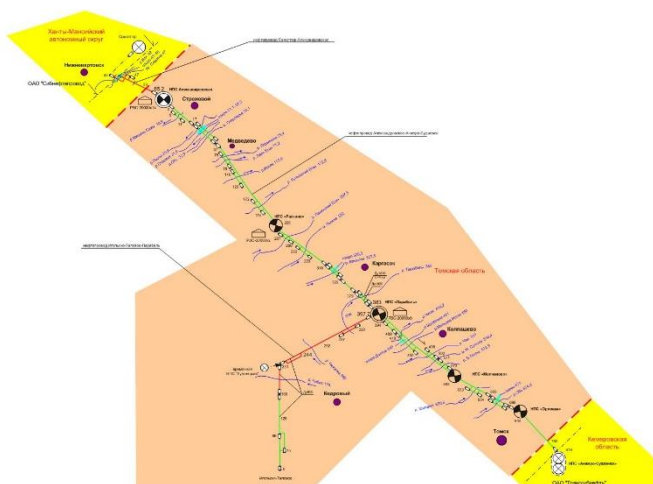


Рисунок 1 – трасса магистрального нефтепровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Разраб.		Самойлов В.Д.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					21	88
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

1.2 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика района работ составлена по данным метеостанций Парабель и Колпашево и гидрометеорологическому посту с. Молчаново.

Среднее Приобье характеризуется ярко выраженным континентальным климатом с продолжительной холодной зимой, коротким, относительно теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Средняя годовая температура воздуха составляет минус 1,4°C. Средняя дата наступления последнего заморозка весной приходится на 25 мая, первого осенью 17 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода изменяется от 98 до 114 дней. Средняя продолжительность периода с устойчивым морозом изменяется от 150 до 160 дней. Средняя дата устойчивого промерзания почвы отмечается в начале ноября. Оттаивание весной продвигается с юга на север и длится со второй половины мая по первую декаду июня. Средняя глубина промерзания почвы составляет 120 см.

Среднегодовое количество осадков (мм), в течение года, приведено в Таблице 1.

Таблица 1 - Среднегодовое количество осадков (мм), в течение года

Метеостанция	Кол-во дней с осадками	Теплый период	Холодный период	Год
Александровское	193	448	142	590
Парабель	169	358	82	440
Томск	191	420	217	637

Появление снежного покрова отмечается во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров появляется в начале ноября. Среднее число дней со снежным покровом составляет 180-190 дней. Средняя высота снежного покрова составляет 183 см.

Среднегодовая скорость ветра составляет 3,9 м/сек.

1.3 Гидрологическая характеристика

Реки на рассматриваемом участке нефтепровода являются левобережными притоками р. Обь. Поэтому водный режим пересекаемых водотоков полностью подчиняется водному режиму р. Обь.

Русла рек извилистые, меандрирующие. Поймы рек широкие, затапливаемые на длительное время водами р. Оби. Водный режим реки Оби и ее притоков характеризуется одной мощной волной весенне-летнего половодья. Средняя амплитуда колебания уровней на больших реках составляет 6 – 8 метров, на средних 4 – 6 метров, на малых, затапливаемых водами р. Обь 2 – 4 метра, не затапливаемых до 2 метров.

Максимальные уровни воды наблюдаются во второй половине мая – начале июня. Продолжительность стояния максимальных уровней и отметок близких к максимальным от одной недели до двух месяцев. Затем начинается замедленный спад, продолжающийся до августа.

Первые ледовые образования в виде сала и шуги появляются во второй половине октября. Продолжительность осеннего периода с ледовыми явлениями зависит от температуры воздуха и в среднем составляет от одной до двух недель.

Ледостав образуется за счёт смерзания заберегов. Ледостав устанавливается с 30 октября до 5 ноября. Средняя продолжительность периода с ледовыми явлениями составляет 188-213 суток, с ледоставом -166-200 суток.

1.4 Геологическая характеристика

Грунты сложены четвертичными аллювиальными отложениями, представленными суглинками от тугопластичной до текучей консистенции и песками от средней крупности до пылеватых с редкими прослоями глин и супесей. С поверхности грунты перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 метра и местами торфом мало - и среднеразложившимися мощностью 0,5-1,2 метра. Все грунты содержат растительные остатки до 10%.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Подземные воды залегают на глубине от 0 до 3,5 метров. Грунты сильно переувлажнены и обладают пучинистыми свойствами. Глубина промерзания в данном районе для суглинков - 2,4 метра, для песков - 2,9 метра, для торфа - 1-1,5 метра.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2. Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода

2.1 Общие положения

В целях оценки технического состояния конструктивных элементов линейной части магистрального нефтепровода применяются различного рода методы, виды и способы диагностики (схема 1), которые во многом позволяют получить достаточно полную картину состояния диагностируемого объекта.



Схема 1 – способы диагностирования структурных элементов ЛЧ МН.

Необходимо учитывать следующие факторы при выборе метода, типа и способа диагностики:

- категорию трубопровода;
- срок эксплуатации трубопровода;
- конструкционные особенности трубопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения трубопровода;
- наличие структурных элементов ЛЧ МН, относящихся к потенциально опасным и особо ответственным, и сложным для диагностирования.

					<i>«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самойлов В.Д.</i>			<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.В.</i>					25	88
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Рассмотрим более подробно внутритрубное диагностирование линейно части магистрального нефтепровода.

Внутритрубная диагностика нефтепровода проводится для того, чтобы показать все неровности формы и наличие механических нарушений стенок труб (овальность, вмятины и др.), изъяны коррозионного характера, трещин в сварных соединениях и стенках трубы.

Внутритрубное обследование нефтепровода состоит из двух основных элементов:

- профилометрия (проверка формы поперечного сечения трубы на протяжении маршрута для идентификации местных деформаций сечения; выявления минимальных радиусов изгиба и точек усадки нефтепровода);
- дефектоскопия (инспектирование основного слоя металла в стенках труб; инспекция сварных соединительных швов труб).

2.2 Дефекты магистральных нефтепроводов

Дефект определяется как каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям [6].

Неисправности трубопроводов классифицируются в соответствии с рядом критериев: степень локализации, местоположение, ориентация, этап возникновения и уровень опасности.

Разновидности дефектов могут быть разбиты на следующие категории:

1. По стадии возникновения (своему происхождению)[7]:

- производственно–технические (металлургические) дефекты, возникающие при отливке и прокатке;
- дефекты производственного и технологического характера, проявляющиеся при производстве, комплектации и восстановлении деталей (в сварке, наплавке, механической обработке, термообработке, и т.д.);
- неисправности, возникающие после определенного срока эксплуатации изделия вследствие усталости металлических частей, необоснованных

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

дополнительных нагрузок, ударов, вибрации, перепадов температур, образования коррозии, износа, старения и т.д., а также ненадлежащего в ходе эксплуатации технологического обслуживания.

2. По степени опасности [7]:

- категория «А». Дефекты, подлежащие наружному обследованию в кратчайшие сроки, нефтепровод с такими дефектами находится в предаварийном состоянии;

- категория «В». Дефекты, подлежащие наружному обследованию в плановом порядке, эти дефекты могут быть причиной аварии (сроки наружного обследования таких дефектов определяются исходя из ожидаемого роста их размеров и опасности при предположении сохранения текущего режима эксплуатации нефтепровода);

- категория «С». Аномалии, которые допускаются при эксплуатации трубопровода без проведения наружного обследования; данные аномалии не должны привести к аварии до следующего ВТД и не нуждаются в наружном обследовании.

Дефекты делятся на внешние и внутренние в зависимости от их локализации. Некоторые дефекты (поверхностные дефекты) можно обнаружить визуально при внешнем осмотре, другие можно обнаружить только с помощью специального инструмента и приспособлений.

Для обследования нефтепровода применяют внутритрубные дефектоскопы, технические характеристики которых позволяют выявлять и идентифицировать нижеперечисленные разновидности дефектов:

- растрескивание, включая зоны коррозионных дефектов под напряжением;
- коррозию;
- механические повреждения;
- фабричный брак;
- участки вышлифовки металла;
- дефекты, нарушающие форму поперечного сечения трубы;

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- дефекты кольцевых сварных соединений;
- дефекты заводских продольных и спиральных швов.

2.3 Профилеметрия трубопроводов

При обследовании трубопровода перед прохождением дефектоскопов необходимо обеспечить, чтобы площадь поперечного сечения прохода по всей его длине соответствовала требованиям к проницаемости очистных скребков и дефектоскопов высокого и сверхвысокого разрешения. Эта проблема должна быть решена с помощью инструмента с высокой проницаемостью, который определяет фактическое сечение проницаемости. Для решения данных задач и применяется профилемер.

Механизированная система датчиков, находящихся в непосредственном контакте с внутренней поверхностью стенки трубопровода, позволяет с высокой степенью точности оценить фактическую площадь поперечного сечения трубопровода по всей длине диагностируемого участка.

С целью получения сведений о геометрии трубопроводов применяются специализированные механические устройства с несколькими измерительными зондами, которые касаются внутренней поверхности трубы, отслеживая таким образом ее геометрию.

В основе принципа действия одноканального профилемера Рисунок 1, лежит регистрация взаимного расположения системы рычагов, соединенных между собой через «качающийся» диск [8]. При помощи рычагов осуществляется контакт с внутренней поверхностью стенки, что обеспечивает практически полное перекрытие ее поперечного сечения. Когда система обнаружения проходит аномальный участок трубопровода, положение «качающегося» диска относительно тела снаряда изменяется. Записывая только один информационный канал, этот метод позволяет регистрировать все поперечное сечение.



Рисунок 1 – одноканальный профилемер

В дополнение к этому, профилемер оснащен системой классификации пройденных во время диагностики отводов. Система измерения расстояния основана на принципе одометрии и имеет два измерительных канала высокого разрешения. Во время осмотра трубопровода данные о поперечном сечении, а также измеренные значения системы классификации клапанов и сигналы системы одометрии записываются в бортовой регистратор данных.

Многоканальный профилемер рисунок 2, позволяет полностью охватить измерительными датчиками поперечное сечение трубопровода. Высокое продольное разрешение, фиксированное пространственное расположение признаков и высокая чувствительность к изменениям геометрии делают многоканальный профилемер неотъемлемым и достоверным средством для инспекции трубопровода [8].

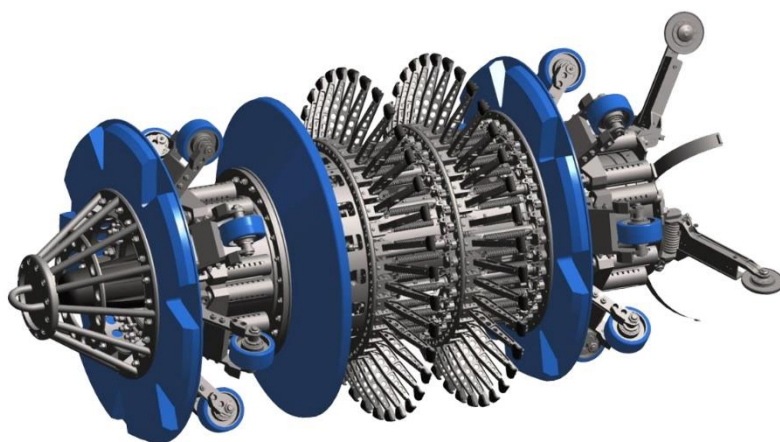


Рисунок 2 – многоканальный профилемер

Целью работы прибора является определение дефектов геометрии трубопровода (вмятин и овальностей), установление расположения швов, клапанов, изгибов и других конструкционных деталей.

Процесс функционирования многоканального профилемера основан на изменяющиеся угловые положения рычагов (датчиков), которые распределены равномерно по окружности измерительного устройства и непосредственно контактируют с внутренней поверхностью стенки трубопровода. Благодаря количеству датчиков гарантируется полное покрытие поперечного сечения трубопровода. Каждый датчик подключен к собственному датчику углового положения, что позволяет проводить независимые измерения для каждого датчика отдельно [8].

Эксперты по расшифровке информации обрабатывают полученные данные профилемера, дают рекомендации о необходимости подготовки трубопровода к дополнительным работам по очистке и дефектоскопии высокого разрешения (ультразвуковых, магнитных и комбинированных) и формируют заключение, включающее, как правило, план трубопровода, а также план участка трубопровода и перечень характерных особенностей трубопровода. Итак, диагностическое обследование профилемером обеспечивает получение информации высокого качества о поперечном сечении трубопровода, а также сведения о наличии и размерах геометрических дефектов и конструктивных характеристиках трубопровода.

Точное позиционирование дефектов достигается за счет того, что профилометр самостоятельно устанавливает свое месторасположение в пространстве на основании информации, предоставляемой одометрами и акселерометрами.

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

2.4 Дефектоскопия трубопроводов

2.4.1 Магнитные дефектоскопы

Трубопроводная дефектоскопия проводится с помощью высокочувствительных встроенных магнитных оболочек – дефектоскопов с продольной (типа ДМТ) и поперечной (типа ДМТП) намагниченностью.

По мере движения снаряда система постоянных магнитов намагничивает отрезок трубы до состояния, приближенного к техническому магнитному обогащению. Наличие определенных особенностей в металле стенки трубы является причиной искривления линий магнитного потока (рассеивание магнитного потока), которое регистрируется с помощью системы электромагнитных датчиков и сохраняется для дальнейшей обработки [9].

Для регистрирования и измерения сигналов продольного магнитного потока рассеяния в местах дефектов стенки трубопровода используются магнитные дефектоскопы высокого разрешения типа ДМТ - дефектоскоп продольного намагничивания, (MFL) Рисунок 3.

При этом входящее в состав дефектоскопа специальное оборудование фиксирует показания сенсоров при движении дефектоскопа.

Дефектоскопы продольной намагниченности ДМТ, предназначены для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при продольном намагничивании в материале трубопровода и поперечных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта

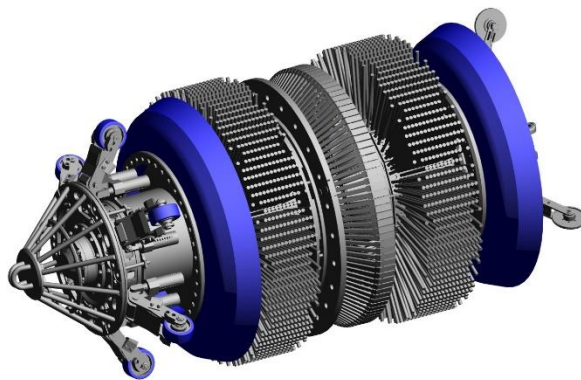


Рисунок 3 – Магнитный дефектоскоп МСК (MFL)

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

При помощи магнитного дефектоскопа обнаруживаются дефекты не только в стенке трубы и поперечных сварных швах, но и в металлических объектах, расположенных близко к наружной поверхности трубы: соединители, корпуса и т.д.

Чтобы прибор мог беспрепятственно проходить через узкие пространства, датчик установлен на гибкой опоре, которая прикреплена к "плавающему" кольцу, которое можно перемещать радиально относительно корпуса прибора для адаптации к геометрии трубы (например, на участках с одной полый стороной).

В отличие от дефектоскопов с продольным намагничиванием типа ДМТ, дефектоскопы поперечного намагничивания типа ДМТП - Дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI), Рисунок 4, могут обнаруживать узкие, продольно ориентированные дефекты [9].

Распознавание продольно направленных повреждений возможно только в том случае, если трубка намагничена в направлении, перпендикулярном плоскости дефекта.

На практике для осуществления этого принципа используется магнитная система, состоящая из постоянных магнитов и гибких металлических щеток. Датчики помещаются в зазоры между щетками для измерения магнитной индукции.



Рисунок 4 – Магнитный дефектоскоп МСК (TFI)

Дефектоскоп является источником сильного магнитного поля. Запрещается приближаться к нему ближе чем на 4 метра людям, которые носят кардиостимуляторы и аналогичные медицинские приборы. Кроме того, магнитное поле может быть причиной повреждения механических часов и магнитных носителей информации (магнитные карточки, ленты, дискеты и т.п.).

2.4.2 Ультразвуковой дефектоскоп

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM рисунок 5 – это прибор, предназначенный для контроля труб с целью обнаружения дефектов в стенке трубы путем измерения толщины с помощью радиально установленных ультразвуковых преобразователей [10]. О наличии и расположении дефекта в стенке трубы судят по времени появления ультразвуковых колебаний, которые отражаются от внутренней и внешней поверхности или от несплошности внутри стенки трубы, что позволяет обнаружить, помимо внешних и внутренних утечек металла, различные варианты несплошностей в металле трубы: расслоения, шлаковые и другие включения.

В состав ультразвукового дефектоскопа типа WM входят стальные секции - цилиндрические геометрические тела (с расположенной внутри электроникой, накопителями информации и батареями) и носители датчиков, соединенные между собой карданными соединениями и кабелями.

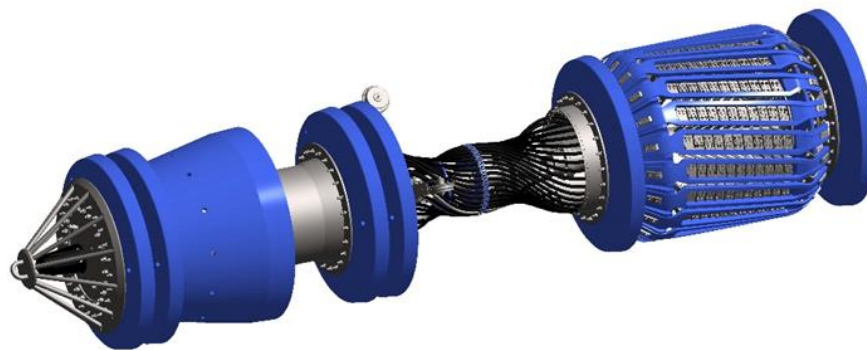


Рисунок 5 – Ультразвуковой дефектоскоп типа WM

Численность секций и состав элементов каждой секции обусловлены возможностью размещения электроники и батарей в ограниченном объеме корпуса, причём габаритные параметры должны предусматривать возможность осмотра воздуховода с заданной шириной прохода и минимальным радиусом поворота нефтепроводов. Перегородка для трубопроводов диаметром 1200 – 1020 мм состоит из двух секций, а для трубопроводов диаметром 820 мм и меньше - из трех-пяти секций.

В качестве крепления каждой секции и опоры датчика используются полиуретановые кольца, разработанные для центрирования и обеспечения перемещения устройства по трубе под действием потока перекачиваемого продукта [10].

Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска ультразвукового дефектоскопа, составляет 85%, а минимальный радиус поворота на 90° колена трубы, проходимый прибором, составляет 1,5DN.

Литиевые батареи, обладающие наибольшей емкостью на единицу объема, применяются в качестве источника питания в оборудовании для поточного контроля.

Количество датчиков на дефектоскопе рассчитывается таким образом, чтобы можно было обследовать всю внутреннюю окружность трубы, соединив точки ультразвуковых лучей (например, для дефектоскопа 1220 мм – 448 датчиков). В направлении оси трубы обнаружение происходит через каждые 3,3 мм со скоростью 1 м/с. Таким образом, толщина всей внутренней поверхности трубы измеряется за один проход прибора. Информация от различных датчиков сжимается бортовыми компьютерами и сохраняется в памяти бортовых данных [11].

Ультразвуковой метод дефектоскопии – один из основных, используемых в настоящее время на магистральных нефтепроводах. Он основан на свойстве ультразвуковых волн, отражаться на границе раздела сред с разными акустическими свойствами. Запуск ультразвуковых импульсов и прием отраженных ультразвуковых эхо – сигналов производится ультразвуковыми

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

датчиками, установленными по нормали к поверхности трубы, преобразующими электрическое поле в акустическое и наоборот Рисунок 6.

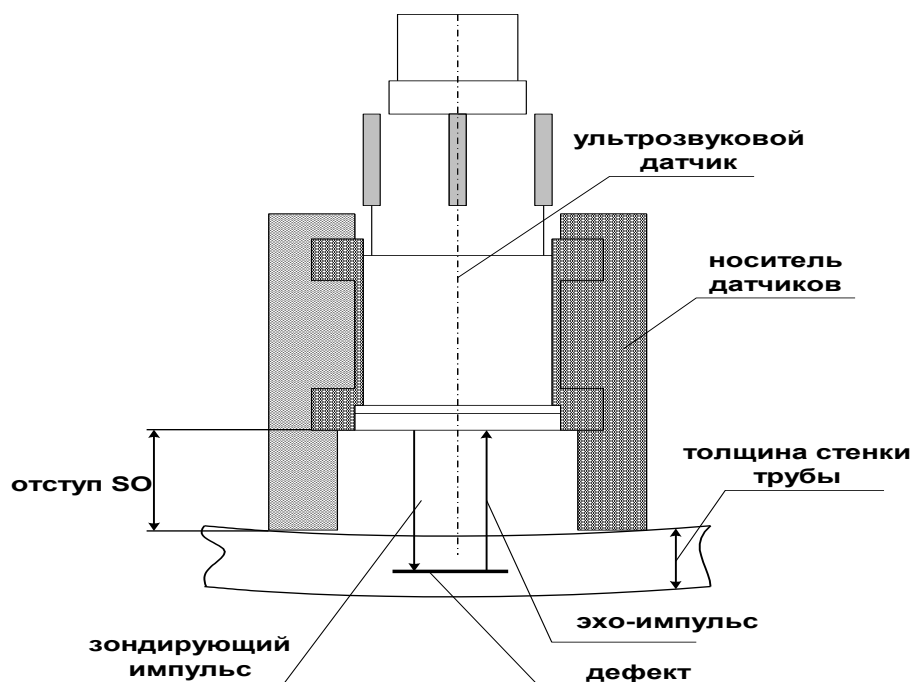


Рисунок 6 - ультразвуковой датчик

Чтобы ввести ультразвуковые волны между датчиками и стенкой трубы необходимо обеспечить акустический контакт. При этом между датчиком и поверхностью трубы нет непосредственного контакта, ввод ультразвуковых колебаний осуществляется через слой жидкости. При внутритрубном контроле нефтепровода акустический контакт обеспечивает нефть. После излучения датчиком ультразвукового импульса происходит отражение ультразвукового сигнала сначала от внутренней, а затем от внешней стенки трубы либо от внутреннего дефекта. Время от запускающего импульса до прихода первого отраженного сигнала Рисунок 7, при известной скорости распространения ультразвука в жидкой среде, пропорционально двойному расстоянию до стенки трубы – отступ (stand – off).

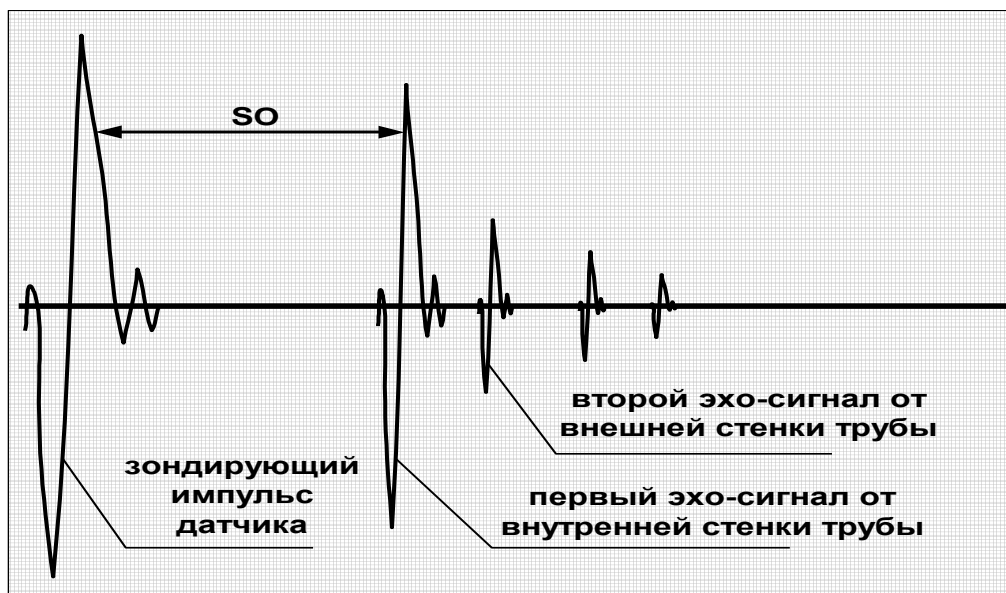


Рисунок 7 - временная диаграмма ультразвукового датчика

Время прихода от первого отраженного сигнала при известной скорости распространения звука в стали пропорционально двойной толщине стенки трубопровода. В случае наружной коррозии время прохождения сигнала в стенке стальной трубы уменьшается рисунок 8. В случае внутренней коррозии увеличивается время прохождения сигнала в нефти. Таким образом определяются наружные и внутренние потери металла, различного рода несплошности в металле трубы. Данным прибором выявляются дефекты потери металла, дефекты геометрии трубы, риски, дефекты типа расслоение в стенке трубы, конструктивные элементы трубопровода.

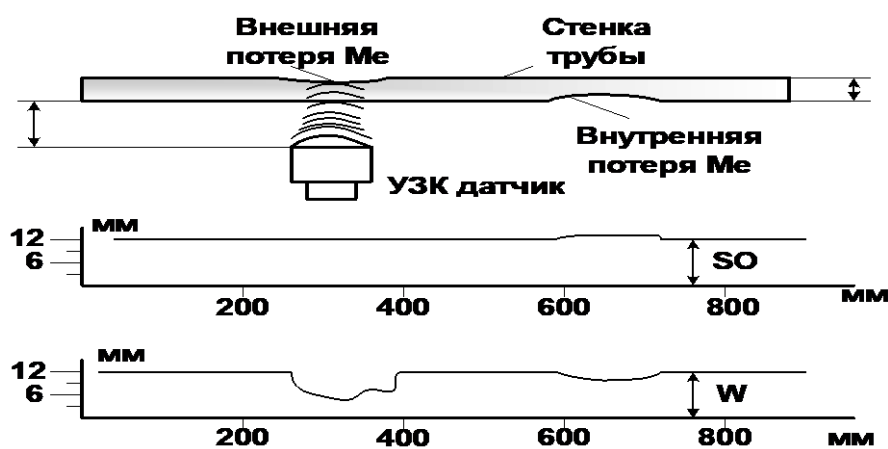


Рисунок 8 - отображение информации от УЗК датчика

Аппаратура обработки и записи информации обеспечивает опрос ультразвуковых датчиков и совмещение полученной информации с информацией от одометрических датчиков, датчика углового положения, временного таймера и поступающими сигналами маркеров, благодаря чему при обработке данных осуществляется привязка информации к местности и окружности трубы. После прогона по участку трубопровода и извлечения дефектоскопа из камеры приема информация считывается из накопителей и поступает на обработку.

2.4.3 Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы

Позволяет за один прогон проводить как магнитную (MFL), так и ультразвуковую (WM и CD) диагностику трубопровода на потери металла и наличие трещин продольной и поперечной ориентации. Это позволяет эффективно сочетать преимущества обоих методов, рисунок 9.



Рисунок 9 – Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD).

3. Технологическая часть

3.1 Общие сведения

Внутритрубное диагностирование: вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля [12].

Последовательность операций при внутритрубной диагностике представлена на блок – схеме 2.

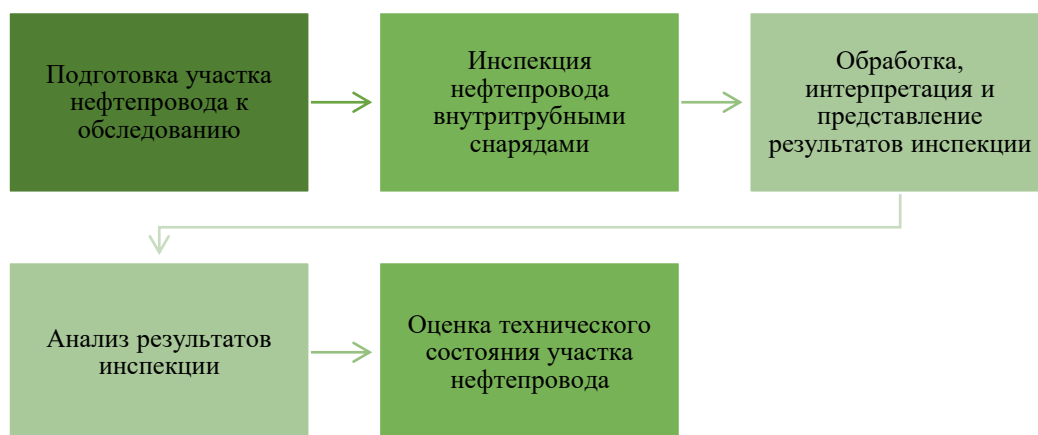


Схема 2 – последовательность операций при ВТД

На сегодняшний день, состояние сети магистральных нефтепроводов можно охарактеризовать увеличенным сроком эксплуатации и развитием большого количества дефектов, в основном коррозионного характера. Возникает проблема детального изучения технического состояния магистральных нефтепроводов. По уровню эксплуатационной надежности можно судить о техническом состоянии магистрального нефтепровода.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					38	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Для обнаружения дефектов стенок трубопровода, внутритрубная диагностика осуществляется с помощью специальных приборов внутритрубной инспекции (ВИП).

В данной работе был рассмотрен линейный участок магистрального нефтепровода «А-А-С», на котором была проведена внутритрубная диагностика.

Техническая характеристика:

- Нефтепровод «А-А-С» резервная нитка;
- Диаметр трубопровода – 1020 мм;
- Участок 669 -686 км.

3.2 Проведение внутритрубной диагностики участка МН

3.2.1 Подготовка участка МН диагностическому обследованию ВИП

При подготовке к очистке и при очистке участка нефтепровода, должны обеспечить оснащение передатчиком всех очистных устройств, пропускаемых по нефтепроводу для определения местоположения ОУ. Запрещается пропуск по нефтепроводу очистных устройств, не оснащённых передатчиком рисунок 10. При контроле за движением очистных устройств по нефтепроводу бригады сопровождения ОУ должны быть укомплектованы оборудованием для контроля прохождения ОУ по нефтепроводу - акустическими и низкочастотными локаторами.

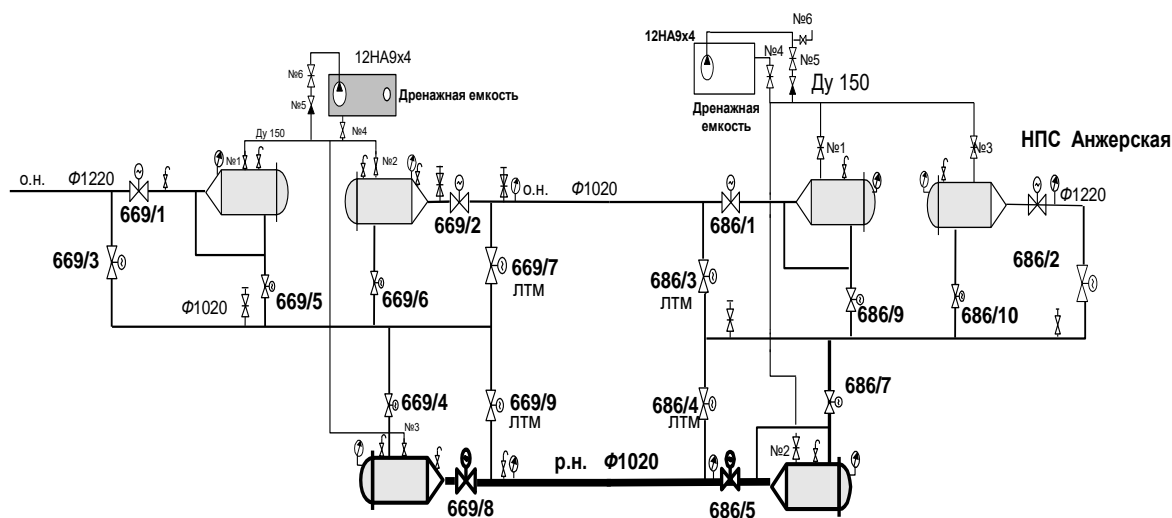


Рисунок 10 – технологическая схема участка

					Лист
Технологическая часть					39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

До начала работ по запасовке очистного устройства необходимо произвести очистку камеры приёма СОД на км 686 резервная нитка МН «А-А-С» от парафина и асфальтенопарафинистых отложений с оформлением Акта, после чего переключить камеру приёма СОД на приём ОУ. Запрещается производить работы по запасовке и извлечению двухсекционных скребков без использования штатного транспортно-запасовочного устройства, входящего в комплект скребка и камеры пуска-приёма СОД.

После извлечения ОУ из камеры приёма в течение одних суток необходимо произвести очистку ОУ от парафина и асфальтенопарафинистых отложений. Результаты пропуска каждого ОУ заносятся в "Журнал учёта очистки нефтепровода".

В срок 32 календарных дня до планируемой даты пуска ВИП необходимо пропустить по участку км 669 – км 686 резервная нитка очистной скребок типа СКР-1 и снаряд – шаблон.

В срок 12 календарных дней до планируемой даты пуска ВИП необходимо завершить первичную очистку участка нефтепровода км 669 – км 686 резервная нитка путем пропуска очистных устройств типа СКР-1 и СКР-3, а затем повторно пропустить снаряд – шаблон.

В срок за сутки до планируемой даты пуска ВИП необходимо завершить преддиагностическую очистку участка нефтепровода км 669 – км 686 резервная нитка путём пропуска очистных устройств типа СКР-3 и СКР-2.

Контроль качества очистки производится путём последовательного пропуска скребка СКР-4 и устройства контроля качества очистки (далее по тексту УКО) с оформлением "Акта о результатах контроля качества очистки".

При проведении контроля качества очистки очистное устройство должно быть извлечено из приёмной камеры не позднее 3-х часов после его приёма.

Участок магистрального нефтепровода км 669 – км 686 резервная нитка считается не подготовленным к пропуску ВИП, если каждый из устройств контрольной пары принёс в приемную камеру более 5 л взвешенных и 0.5 л твердых асфальтенопарафинистых отложений. В случае невыполнения этого

					Технологическая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

требования участок считается неподготовленным к пропуску ВИП. Тогда производит дополнительную очистку указанного участка путем повторного пропуска щеточного скребка СКР-2 для получения требуемого результата очистки.

Для проведения комплекса работ по подготовке участка к диагностике необходимое оборудование указано в таблице 2.

Таблица 2 – Необходимое оборудование для проведения комплекса работ по подготовке МН.

№ п\п	Тип очистного устройства	Количество, штук
1.	СКР-1	1
2.	Снаряд – шаблон	1
3.	СКР-3	1
4.	СКР-2	1
5.	СКР-4	1
6.	УКО	1

3.2.2 Последовательность пропуска ВИП по участку МН

Диагностика участка нефтепровода км 669 – км 686 резервная нитка проводится всеми типами ВИП в следующей последовательности:

1. Магнитный дефектоскоп MFL.
2. Ультразвуковой дефектоскоп CDL.
3. Ультразвуковой дефектоскоп WM.
4. Профилемер

Запуск магнитного дефектоскопа MFL производится не позднее, чем через четыре часа после извлечения контрольной пары скребков и получения положительных результатов контроля качества очистки.

Запуск ультразвукового дефектоскопа CDL производится через 5 часов после запуска магнитного дефектоскопа MFL, так как именно столько времени необходимо для их отдельного извлечения из камеры приема на км 686.

Запуск ультразвукового дефектоскопа WM производится через 5 часов после запуска ультразвукового дефектоскопа CDL, так как именно столько времени необходимо для их отдельного извлечения из камеры приема на км 686.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Запуск профилемера производится через 12 часов после запуска ультразвукового дефектоскопа WM.

В данном случае скорость потока нефти при пропуске снарядов равна 1 метру в секунду. Скорости потока нефти при пропуске ВИП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – скорость потока нефти при пропуске ВИП

Тип ВИП	Диаметр	Скорость потока и ВИП, м/с	
		мин.	макс.
CD (CDC, CDL, CDS)	16"-48" (426-1220 мм)	0,2	1,2
MFL	20"-48" (219-1220 мм)	0,3	4
WM	6" - 48" (159-1220 мм)	0,2	2
PRF	6"-48" (159-1220 мм)	0,2	5
PRN	6"-48" (159-1220 мм)	0,2	6

При пропуске ВИП необходимо соблюдать следующие требования:

- интервалы между пусками ВИП по одному участку нефтепровода должны быть не менее 10 км и времени, достаточного для их отдельного извлечения из камеры приема;
- при интервале времени более 10 часов между пусками ВИП по нефтепроводу км 669 – км 686 резервная нитка необходимо произвести пуск двух дополнительных очистных устройств СКР-3 и ПРВ-1;
- запуск профилемера по участку нефтепровода проводится в срок не более 5 суток после пуска ультразвукового дефектоскопа WM;
- интервал между WM и профилемером должен быть не менее 10 км и времени, достаточного для их отдельного приема и извлечения из камеры приема на км 686;
- при интервале времени более суток между пусками WM и профилемером по участку нефтепровода необходимо произвести пуск дополнительных очистных устройств СКР-3 и ПРВ-1.

3.2.3 Запасовка магнитного дефектоскопа MFL

При помощи крана снять с транспортного средства и установить рядом с камерой запуска устройство запасовки. Соединить устройство запасовки и камеру запуска кабелем заземления, обеспечив надежный контакт с металлом с обеих сторон. Открыть затвор камеры запуска на км 669 и провентилировать ее не менее 15 минут. Поднять устройство запасовки и расположить таким образом, чтобы его носовая надставка вошла в нижнюю часть камеры запуска до своего ограничителя. Затем опустить опоры устройства запасовки до грунта и отрегулировать его высоту таким образом, чтобы низ лотка и низ камеры были на одном уровне. Отсоединить стропы.

Уложить охватывающую цепь за фланцем затвора камеры или за патрубком подачи продукта в камеру. Пропустить концы удерживающей цепи через кольца охватывающей цепи. Увеличить длину стяжек до максимума и с помощью скоб с фиксаторами закрепить их на устройстве запасовки слева и справа. Вторые концы стяжек с помощью адаптеров закрепить на звеньях удерживающей цепи, выбрав ее слабинку.

Притянуть устройство запасовки к камере рисунок 11, при помощи стяжек.

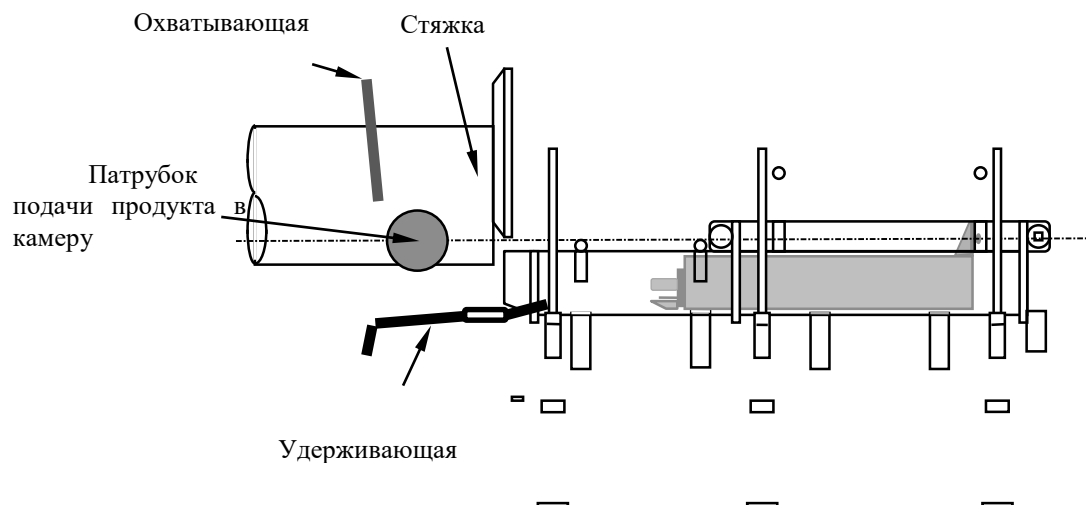


Рисунок 11 - крепление устройства запасовки к камере запуска

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

С помощью подъемной траверсы поднять магнитный дефектоскоп с сервисно-транспортного лотка и уложить его в устройство запасовки, расположив секцию электроники на лотке-толкателе таким образом, что заднее такелажное кольцо магнитной секции было расположено впереди фиксаторов лотка-толкателя. Взять из контейнера на устройстве запасовки гидромотор, установить его с левой стороны на вал привода каретки, зафиксировать его при помощи резьбовой муфты и подключить к нему шланги гидропривода.

Установить рядом с устройством запасовки дизель-гидравлический агрегат и соединить его гидравлические шланги с гидроприводом, сняв заглушки и проверив чистоту штуцеров. Подготовить дизель-гидравлический агрегат к работе. Запустить дизель-гидравлический агрегат и вывести его на рабочее давление (165,5 кГс/см²). Управляя ручкой гидропривода, убедиться в перемещении каретки. Поднять фиксаторы на лотке-толкателе в рабочее положение так, чтобы они при движении вперед уперлись в заднее такелажное кольцо магнитной секции. Управляя ручкой гидропривода, проталкивать снаряд внутрь камеры до тех пор, пока его передняя манжета не войдет полностью в трубу номинального диаметра. Отвести каретку назад. Установить между лотком-толкателем и кареткой штанги-толкатели, скрепив их между собой и с платой каретки откидными болтами.

Ручкой гидропривода включить перемещение каретки в сторону камеры запуска и проталкивать снаряд внутрь камеры до тех пор, пока передняя манжета не войдет полностью в трубу номинального диаметра. Отвести каретку назад. Отсоединить штанги-толкатели, отвернув гайки-барашки и откинув откидные болты. Убрать штанги-толкатели. Закрепить кронштейн для выемки снаряда на плате каретки. Управляя ручкой гидропривода, выдвинуть каретку до упора к камере. Натянуть буксировочную цепь и закрепить на адаптере кронштейна для выемки снаряда ближайшее к нему звено цепи. Управляя ручкой гидропривода, подтянуть лоток-толкатель к выходу из камеры на запасочное устройство. Снять захват и цепь. Управляя ручкой гидропривода, подвести каретку к

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

хвостовой части лотка-толкателя. Установить соединительное устройство для вытягивания между платой каретки и хвостовой частью лотка-толкателя. Управляя ручкой гидропривода, вытянуть лоток-толкатель полностью на устройство запасовки. Сбросить давление в гидросистеме привода. Выключить дизель-гидравлический агрегат. Управляя ручкой гидропривода, убедиться, что в гидросистеме отсутствует давление. Отсоединить шланги от гидромотора и гидропривода, соблюдая чистоту, на все штуцеры шлангов и гидромотора установить заглушки. Подготовить дизель-гидравлический агрегат к транспортировке. Отсоединить гидромотор от вала привода каретки и убрать его в контейнер на устройстве запасовки. Ослабив стяжки, отсоединить от устройства запасовки удерживающую и охватывающую цепи. Подъемным краном отвести устройство запасовки от камеры для обеспечения закрытия крышки камеры запуска. Закрыть крышку камеры запуска на км 669. Отсоединить кабель заземления от камеры запуска и устройства запасовки. Собрать и погрузить устройство запасовки, сняв опоры, дизель-гидравлический агрегат и сервисно-транспортировочный лоток на автотранспорт и перевезти их на площадку камеры приема на км 686.

Устройство запасовки представляет собой универсальный лоток, снабжен гидравлическим приводом, работающим от дизель-гидравлической установки. Устройство запасовки состоит из основной конструкции, лотка-удлинителя и носовой надставки. Основная конструкция состоит из лотка с установленной на нем силовой рамой с цепным механизмом привода каретки. Цепной механизм приводится в движение гидромотором, который устанавливается на его задней части слева и крепится резьбовой муфтой.

Лоток-удлинитель применяется при работе с двух- трехсекционными снарядами, длина которых превышает длину основной конструкции. Лоток-удлинитель крепится к основной конструкции на болтах. Носовая надставка крепится болтами на основной конструкции или лотке-удлинителе и предназначена для сопряжения запасовочного устройства с камерами запуска. На надставке имеется регулируемый ограничитель, который препятствует ее

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

заходу внутрь камеры. Запасовка магнитного дефектоскопа в камеру запуска производится при помощи лотка-толкателя. При запасовке снаряда запасочное устройство крепится к камере при помощи, охватывающей и удерживающей цепей и притягивается к ней с помощью двух стяжек. При подъеме запасочного устройства вместе со снарядом, в специальные отверстия на лотке-удлинителе или основном лотке вставляется удерживающий стержень для предотвращения перемещения снаряда по лотку.

3.2.4 Запасовка ультразвукового дефектоскопа

При помощи крана снять с транспортного средства и установить рядом с камерой запуска на км 669 лоток со снарядом. Подключить кабель заземления между камерой запуска и лотком, установив зажимы кабеля на участках металла, свободных от защитного покрытия.

Перед помещением дефектоскопа ультраскан в камеру запуска, мастер-система снаряда должна быть установлена на взрывобезопасный режим, при этом должен быть слышен прерывистый звуковой сигнал. Открыть крышку камеры запуска и провентилировать ее не менее 15 минут. Краном поднять лоток со снарядом и расположить таким образом, чтобы его передняя часть была вплотную к открытой камере приема, а дно лотка и нижняя часть камеры были на одном уровне. Снаряд носовой частью должен быть направлен к камере. Пока лоток еще висит на стропах, опустить его опоры до грунта и зафиксировать их на лотке стопорными пальцами. Установить лоток на грунт. Отсоединить стропы от лотка и отвести стрелу крана в сторону. Снять штатную заглушку с фланца запасочного патрубка камеры запуска и установить вместо нее запасочное устройство с роликами, закрепив болтами и гайками. Через ролик запасочного устройства пропустить внутрь камеры трос, длинным крючком через открытый затвор камеры зацепить его и вытащить наружу до головы снаряда. Пропустить трос через проушину на бампере снаряда и протянуть его обратно через запасочное устройство. Соединить два конца троса хомутом. Закрепить петлю

					Технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

троса на крюке подъемного крана или на тягаче. Выбрать слабины троса, проверить прохождение троса через ролик запасовочного устройства.

Медленно, без рывков, втянуть снаряд в камеру запуска до момента, когда первая манжета войдет в часть камеры с номинальным диаметром, при этом хвостовая часть носителя датчиков ультразвука должна быть расположена вне зоны струи продукта при заполнении камеры рисунок 12. Вовремя запасовки необходимо следить за натяжением и целостностью троса.

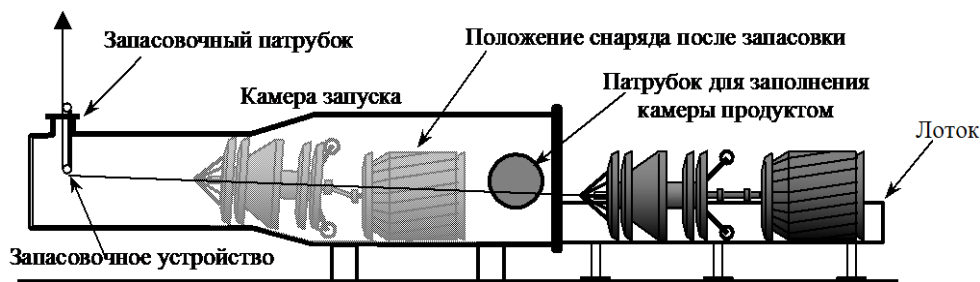


Рисунок 12 - затягивание снаряда в камеру запуска

Снаряд должен быть введен в камеру запуска таким образом, чтобы передняя манжета ведущей секции вошла в часть камеры с номинальным диаметром. Только такое положение снаряда обеспечит его перемещение потоком продукта из камеры запуска в трубопровод.

Освободить один конец троса, сняв хомут и извлечь трос из камеры, потянув другой его конец тяговым устройством. Снять запасовочное устройство и установить на фланец запасовочного патрубка штатную заглушку. Краном отвести лоток от камеры для обеспечения закрытия крышки камеры запуска. Закрыть крышку камеры запуска. Отсоединить кабель заземления от камеры запуска. Собрать и погрузить лоток на автотранспорт и перевезти его на площадку камеры приема на км 686. Работы по запасовке скребков проводить аналогично работам, указанным выше.

3.2.5 Технология запуска ВИП

Снаряд помещен в камеру запуска таким образом, чтобы передняя манжета вошла в часть камеры с номинальным диаметром рисунок 13.

Задвижка № 669\9 – открыта, задвижки № 669\4, 669\8 и задвижки на вантузах №1, 2 – закрыты.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Локаторный приемник (далее по тексту ЛК) устанавливается перед выходной задвижкой № 669\8 камеры запуска.

Открыть задвижки вантузов №1, 2.

Медленно заполнить камеру запуска на км 669 нефтью через задвижку № 669\4, заполнение контролировать с помощью вантузов №1, 2, после заполнения камеры запуска задвижки вантузов закрыть. Закрыть задвижку № 669\4.

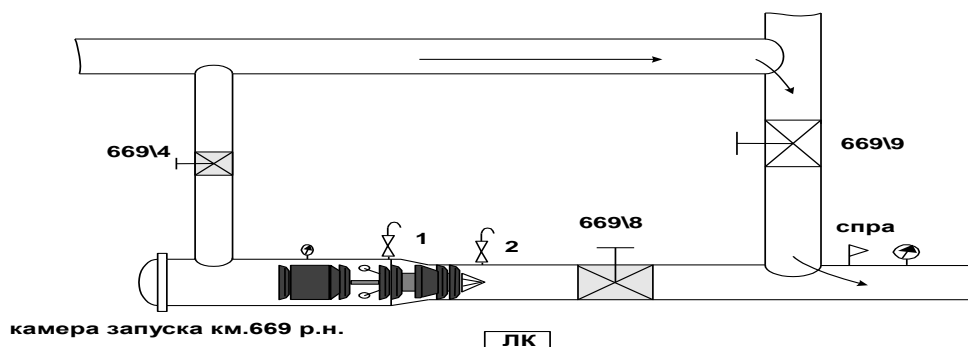


Рисунок 13 – запуск ВИП из камеры запуска на км 669.

После стабилизации давления между нефтепроводом и камерой запуска полностью открыть задвижки № 669\8, 669\4, медленно закрыть задвижку № 669\9. ВИП начинает движение из камеры запуска в нефтепровод. Локатором фиксируется прохождение ВИП через выходную задвижку камеры № 669\8, тройник и сигнализатор СПРА рисунок 14.

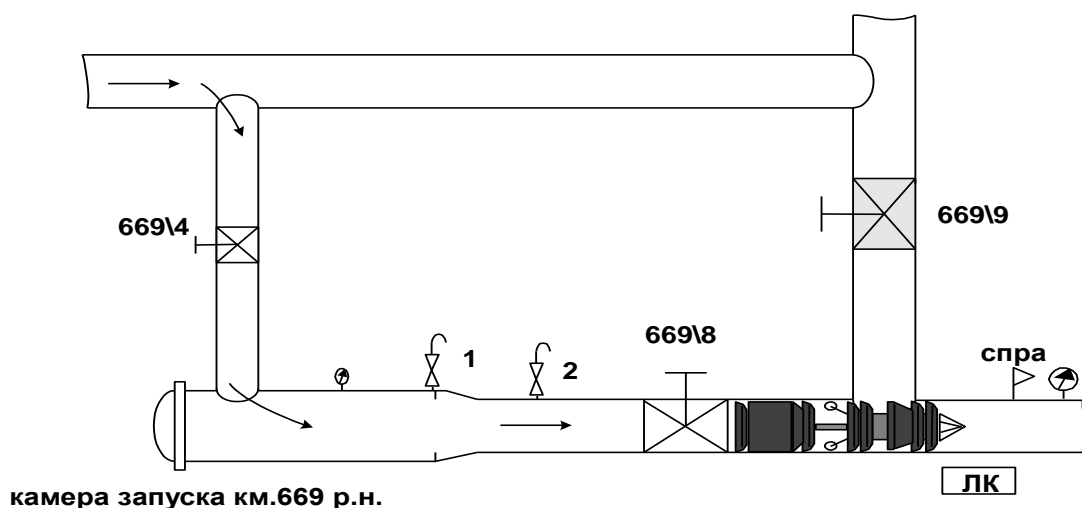


Рисунок 14 – прохождение ВИП трубной арматуры

Полностью открыть задвижку № 669\9, как только ВИП будет обнаружен локатором на первом маркерном пункте км 671 МН «А-А-С» резервная нитка. Закрывать задвижки № 669\4, 669\8.

Аналогично производится запуск очистных скребков.

3.2.6 Сопровождение ВИП

Для контроля за движением снаряда служат приемопередатчики, антенны которых установлены под решеткой бампера в носовой части, а также наземные приборы сопровождения, в состав которых входят локаторы и маркерные передатчики. Приёмопередатчики инспекционных снарядов генерируют низкочастотные электромагнитные сигналы, которые улавливаются антенной локаторного приемника на поверхности земли с расстояния до 3-х метров от передатчика, находящегося в трубопроводе.

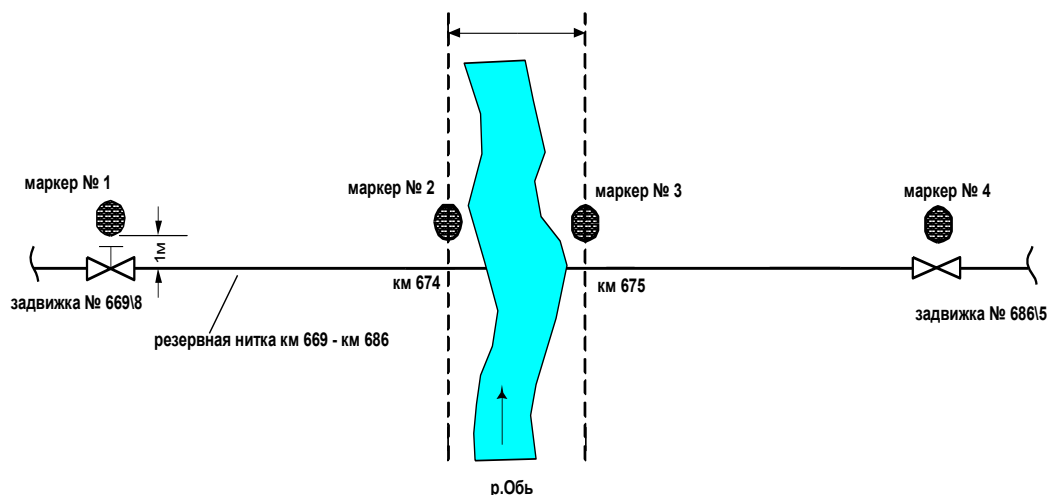


Рисунок 15 – расстановка маркерных пунктов

Локаторные приемники для слежения за снарядами при их движении по трубопроводу и маркерные передатчики, сигналы которых улавливаются приемниками снарядов, необходимы для привязки диагностической информации к конкретным точкам трассы нефтепровода. Бригады сопровождения, с локаторными приемниками и маркерными передатчиками, должны прибывать на маркерные пункты не позднее, чем за 20 минут до предполагаемого прохождения снаряда. Для контроля прохождения снаряда по

характерному акустическому шуму, создаваемому им при движении по трубопроводу, могут применяться акустические локаторы.

Прохождение скребка по трубопроводу контролируется акустическим локатором или на слух в местах расположения трубной арматуры.

По прибытии к маркерному пункту необходимо найти отмечающий его ориентир и установить передатчик маркера в соответствии с рисунком 15. Установить две катушки передатчика в вертикальное положение над трубопроводом на расстоянии приблизительно 70 см друг от друга вдоль оси трубопровода и соединить их кабелями с передатчиком. Маркерный передатчик остается выключенным. Установить локатор над трубопроводом на расстоянии примерно $10 \div 20$ м выше по течению нефти. Положить катушку приемника над осью трубы на землю так, чтобы ее ось была параллельна оси трубопровода. Включить приемник и установить усиление таким образом, чтобы индикатор показал максимальный сигнал (при самовозбуждении приемника). Затем уменьшать усиление до такой величины, чтобы индикация пропала. Кратковременно включить маркерный передатчик, при этом индикатор локатора должен показать наличие сигнала, а в динамике локатора должен прозвучать прерывистый звуковой сигнал. Выключить маркерный передатчик. Следить за индикатором локаторного приемника. При появлении звукового сигнала и сигнала на индикаторе о прибытии снаряда, дать команду оператору маркерного передатчика на его включение. Подождать, пока снаряд не пройдет маркерный пункт. Выключить локаторный приемник и маркерный передатчик и собрать оборудование. Зафиксировать время прохождения снаряда и сообщить его, по возможности, следующей группе и диспетчеру.

Слежение за прохождением снаряда по трубопроводу необходимо осуществлять до тех пор, пока он не приблизится к камере приема до расстояния 2 км.

После обнаружения ВИП на последнем маркерном пункте, необходимо приступить к выполнению операции по его приему.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

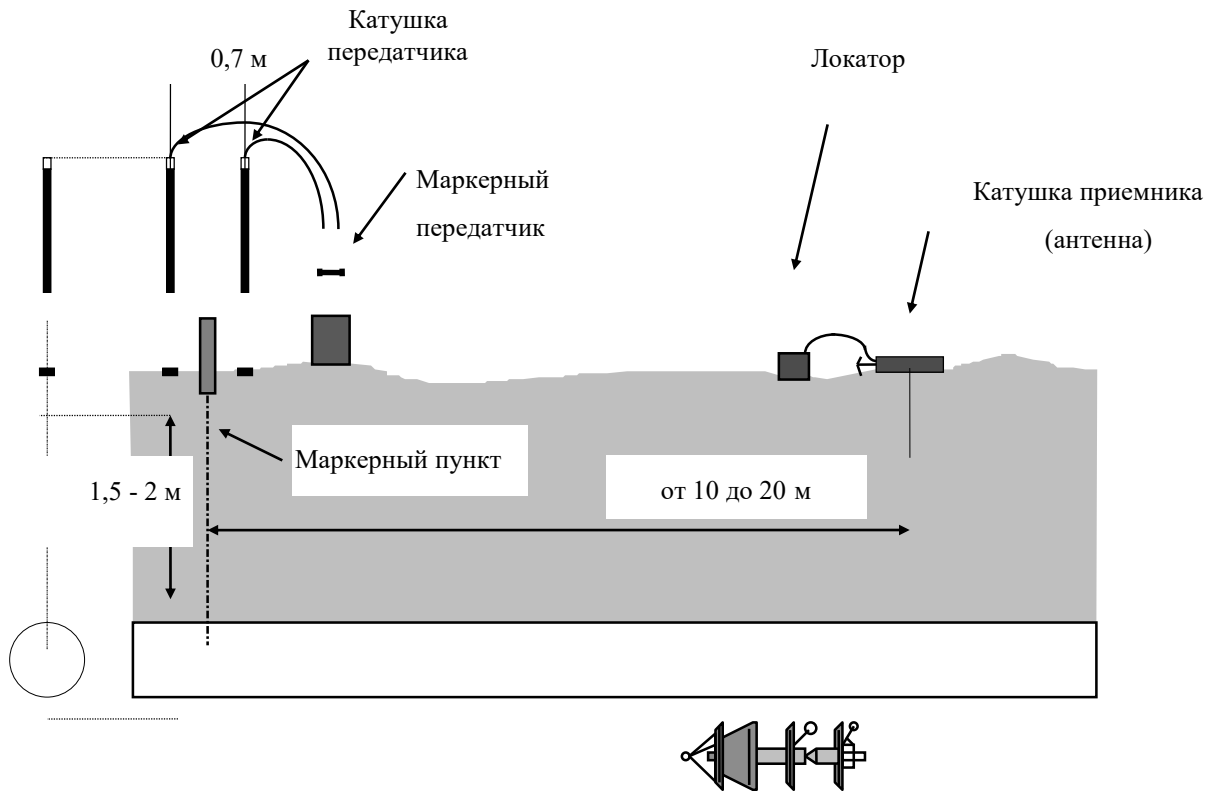


Рисунок 16 – размещение локатора и маркерного передатчика

3.2.7 Технология приёма ВИП

Перед запуском ВИП камера приема должна быть поставлена на прием – задвижка № 686\4 закрыта, а задвижки № 686\5, 686\7 открыты. Расположить локатор ЛК на расстоянии примерно 20 м от тройника приемной камеры на км 686 резервная нитка Рисунок 17.

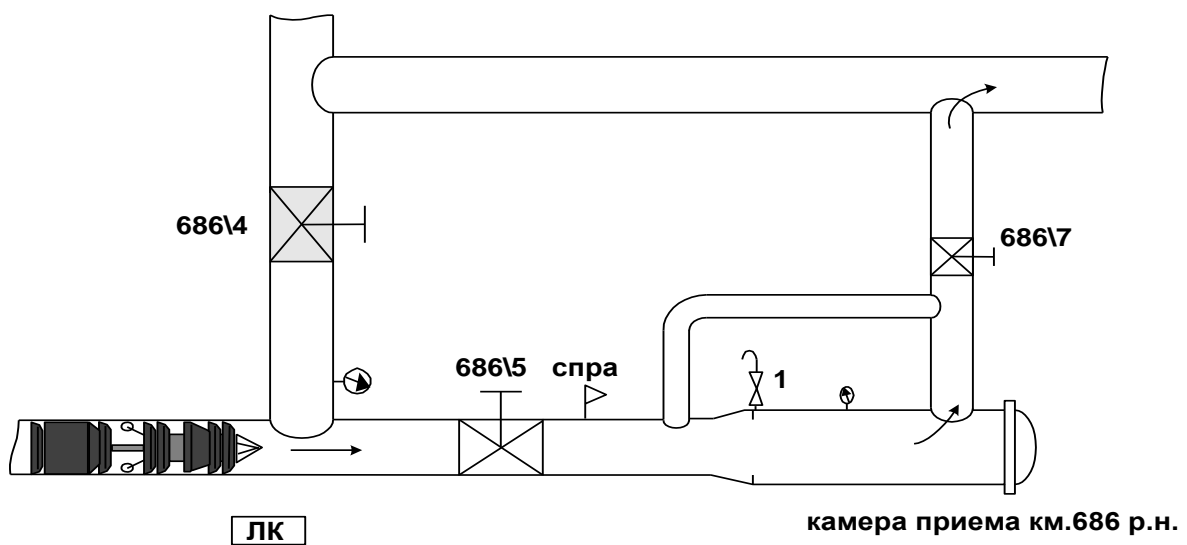


рисунок 17 – прием ВИП

Проследить прохождение снарядом тройника при помощи локатора ЛК, затем переместить локатор ЛК к камере приема для определения положения ВИП в приемной камере. Перемещая локатор ЛК вдоль камеры, по минимальному сигналу найти положение антенны передатчика снаряда как можно точнее для того, чтобы убедиться, что ВИП полностью вошел в камеру и задвижка № 686\5 не повредит его при закрытии. Полностью открыть задвижку № 686\4, последовательно закрыть задвижки № 686\5, 686\7 и сбросить давление в камере приема в дренажную емкость.

При приеме дефектоскопа Ультраскан, необходимо подождать до тех пор, пока мастер – система снаряда примерно через 35 минут не отключит батарейное питание от измерительной системы и не появится звуковой сигнал взрывобезопасности. Только после этого можно освобождать камеру от нефти.

Аналогично производится прием очистных устройств.

3.2.8 Выемка ВИП из камеры приема

При помощи крана снять лоток с транспортного средства и установить рядом с закрытой камерой. Подключить кабель заземления между запасовочным устройством и камерой, обеспечив надежный контакт кабеля с металлом с обеих сторон. Освободить камеру от нефти, затем открыть крышку приемной камеры и удалить остатки нефти. Подождать 15 минут для того, чтобы улетучились испарения из приемной камеры. Краном поднять лоток и расположить его непосредственно перед проемом приемной камеры таким образом, чтобы его задняя часть была вплотную к открытой камере приема, а дно лотка было не выше дна камеры. Отрегулировать опоры по высоте и зафиксировать их. Зафиксировать лоток снаряда на камере от сдвига. Закрепить трос за проушину бампера в передней части снаряда. Лебедкой или тягачом плавно вытянуть снаряд из приемной камеры, пока он полностью не окажется в лотке. Закрепить снаряд в лотке от сдвига. Отвести лоток со снарядом от камеры для обеспечения закрытия крышки камеры. Закрывать крышку камеры. Отключить кабель

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

заземления между камерой и лотком. Переместить лоток со снарядами за пределы опасной зоны приемной камеры.

Аналогично производится выемка очистных устройств.

3.2.9 Очистка ВИП

Удалить со снаряда возможные отложения, при этом запрещается использовать грубый инструмент или инструмент с острыми краями, так как это может повредить соединительные кабели и колеса одометра. Произвести тщательную очистку всех частей снаряда, включая кабели. Самый простой метод очистки - с использованием пароводяной струи.

При очистке Ультраскана пароводяной струей, особого внимания требует носитель ультразвуковых датчиков, поскольку керамические линзы датчиков не выдерживают высокой температуры. Температура воды, используемой для очистки носителя датчиков, не должна превышать 60°C. Не допускается непрерывное воздействие на датчик пароводяной струи. Необходимо постоянно перемещать пароводяную струю по носителю датчиков. Очистку Ультраскана целесообразно производить после извлечения кассет с информацией из накопителей снаряда. При отсутствии паровой установки, очистку снаряда можно производить ветошью, смоченной в дизельном топливе. Очистку линз датчиков Ультраскана производить мягкой ветошью, смоченной в дизельном топливе с последующей очисткой уайтспиритом. После очистки снаряд должен быть насухо вытерт чистой ветошью.

3.3 Подготовка технического отчета

После проведения пропуска, перезаписи и проверки качества информации производится доставка данных диагностики для интерпретации.

Срок между выпусками технических отчетов при последовательном диагностическом обследовании участка нефтепровода несколькими типами ВИП не должен превышать 20 календарных дней для каждого типа прибора.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Содержание технического отчета должно соответствовать требованиям и включать в себя следующие разделы:

- перечень дефектов, ограничивающих пропускную способность нефтепровода с указанием конкретной величины допустимого давления;
- перечень дефектов, подлежащих первоочередному ремонту, с указанием дефектов на переходах через водные преграды, автомобильные и железные дороги, вблизи населённых пунктов;
- перечень дефектов поперечных сварных швов с прогнозной долговечностью в соответствии с утвержденной методикой оценки долговечности поперечных швов;
- перечень дефектов типа "расслоение" с прогнозной долговечностью в соответствии с утвержденной методикой оценки долговечности расслоений;
- перечень дефектов продольных сварных швов с прогнозной долговечностью в соответствии с утвержденной методикой оценки долговечности продольных сварных швов;
- перечень дефектов потери металла, переходящих согласно прогнозным расчетам в категорию ПОР в течение 8 лет с даты проведения инспекции в соответствии с "Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации эксплуатирующихся магистральных нефтепроводов;
- перечень дефектов, расположенных под ремонтными конструкциями, у которых рост параметров составляет более 10%;
- анализ качества изготовления труб, поставляемых различными заводами-изготовителями при капитальном ремонте;
- анализ качества проведения ремонтных и строительно-монтажных работ подрядными организациями при замене участков трубопроводов и замене изоляции;
- анализ качества выполнения ремонта дефектов;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

- соответствие методов фактически выполненного ремонта требованиям нормативных документов;
- перечень приварных, конструктивных деталей, не обозначенных в эксплуатационной документации на нефтепровод;
- данные об участках с отсутствием диагностической информации с указанием метода восполнения диагностической информации - повторным пропуском ВИП или проведением ДДК;
- график скоростей движения ВИП по участкам с отсутствием диагностической информации, связанным с несоответствием фактической скорости ВИП его техническим характеристикам;
- прочие разделы в соответствии с техническим заданием.

3.4 Анализ технического отчета

После получения технического отчета осуществляет его анализ и при наличии в техническом отчете дефектов, требующих снижения давления в нефтепроводе проводит следующие мероприятия:

- в течение 5 часов после получения отчета производит корректировку технологических режимов работы нефтепроводов в соответствии с установленными в отчете по диагностике уровнями допустимого давления, сообщает об этом в Компанию и представляет новый технологический режим работы нефтепровода;

- в течение 2-х суток после получения отчета разрабатывает мероприятия и план-график устранения дефектов, требующих снижения давления и представляет их в Компанию;

- в течение 5 суток с момента получения отчета, в паспорт и профиль МН выявленные отводы, тройники, вантузы, сварные присоединения, не указанные ранее, профили нефтепроводов с внесёнными изменениями должны быть переутверждены главным инженером;

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

При наличии в отчете по диагностике дефектов ПОР, должны устанавливаться сроки их устранения - до конца текущего года. В первую очередь должны быть устранены дефекты на подводных переходах через реки (в русловой и пойменной частях) и на переходах через автомобильные и железные дороги. Вновь обнаруженные дефекты должны быть внесены в план устранения дефектов.

Устранение дефектов выборочным ремонтом оформляется актом с участием службы технического надзора и линейной эксплуатационной службы. Акт об устранении дефектов выборочным методом ремонта хранится в составе исполнительной документации на их ремонт.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

4. Расчетная часть

4.1 Расчет толщины стенки

Толщина стенки трубопровода рассчитывается в соответствии с [13].

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (1)$$

где, n – коэффициент надежности по нагрузке, таблица 14 [13];

p - рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H - наружный диаметр трубы, см;

R_1 - расчетные сопротивления растяжению.

Расчетные сопротивления растяжению следует определять по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (2)$$

где, R_1^H - нормативные сопротивления растяжению металла ;

m - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 [13];

k_1 – коэффициент надежности по материалу, таблица 10 [13];

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, таблица 12 [13].

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					57	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В таблице 4 указаны исходные данные для расчета толщины стенки.

Таблица 4 – исходные данные

Обозначение	Значение	Единицы измерения
D_H – наружный диаметр	122	см
P – проектное рабочее давление	4,5	МПа
R_1^H - нормативное сопротивления растяжению	550	МПа
R_2^H - нормативное сопротивление сжатию	390	МПа
m - коэффициент условий работы трубопровода	0,825	
n - коэффициент надежности по нагрузке	1,10	
k_1 - коэффициент надежности по материалу	1,34	
k_H - коэффициент надежности по ответственности трубопровода	1,155	

Для того чтобы нам рассчитать расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует сначала рассчитать расчетное сопротивление растяжению.

$$R_1 = \frac{550 * 0,825}{1,34 * 1,155} = 218,46 \text{ МПа}$$

Расчет толщины стенки:

$$\delta = \frac{1,10 * 4,5 * 122}{2 * (218,45 + 1,10 * 4,5)} = 1,35 \text{ см}$$

Принято предварительное значение толщины стенки $\delta = 1,4$ см.

При этом принятая толщина стенки не должна быть меньше значения $1/100$ наружного диаметра труб и не должна быть меньше 4 мм.

$$\frac{D_H}{100} \leq \delta \geq 0,4 \quad (3)$$

$$\frac{122}{100} \leq 1,22 \geq 0,4 \text{ – условия выполняются}$$

Для учета уровня ответственности, связанного с объемом экономических, социальных и экологических последствий разрушения магистрального трубопровода с номинальным диаметром 1000 и более, толщина стенки для этих диаметров должна приниматься не менее 12 мм, это условие также выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4.2 Проверка на недопустимые пластические деформации

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_1 * \frac{m}{0,9 * k_H} * R_2^{\text{H}} \quad (4)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 * k_H} * R_2^{\text{H}} \quad (5)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно 12.4.3 [13].;

ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.N}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.N}} \leq 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 * k_H} * R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 * \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 * k_H} * R_2^{\text{H}}} \quad (6)$$

Где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ - кольцевое напряжение от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемый по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p * D_{\text{вн}}}{2 * \delta} = \frac{4,5 * 1,192}{2 * 0,014} = 191,57 \text{ МПа} \quad (7)$$

(6)

Где $D_{\text{вн}}$ - диаметр внутренний, см

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad (8)$$

Где μ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α - коэффициент линейного расширения металла трубы, град;

E - переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt - расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см:

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 191,57 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = 69,42708 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np2}^H = 0,3 \cdot 191,57 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = -156,96 \text{ МПа}.$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np2}^H = -156,96$ МПа.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{191,57}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{191,57}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390} = 0,534;$$

$$\psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,534 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390 = 165,2857 \text{ МПа}$$

$|-156,96| < 165,2857$, а это значит первое условие выполняется

Второе условие тоже выполняется так как:

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 191,57 \leq 309,52 \text{ МПа}$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации разветвленной системы промысловых трубопроводов является первоочередной задачей для нефтегазовых предприятий. Своевременное проведение мониторинга текущего технического состояния трубопроводов позволяет обнаруживать зарождающиеся и развивающиеся дефекты стенки трубопровода, определять остаточных ресурс трубопровода, тем самым предотвращать возникновение аварийных ситуаций и инцидентов, а также уменьшать затраты на ликвидацию последствий аварий.

Для определения эффективности проведения диагностирования технического состояния магистральных нефтепроводов произведём расчет бюджета проекта.

Анализ конкурентных технических решений необходим для выбора технических решений при проведении внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода, позволяющая обеспечить их безопасную эксплуатацию. При проведении такого анализа необходима оценка сильных и слабых сторон конкурирующих систем мониторинга нефтепроводов.

В таблице 5 представлена оценочная карта для сравнения конкурентоспособных решений: Бк1 – «Uniscore» - система акустоэмиссионного контроля трубопроводов, Бк2 – «CalScan» - снаряд для внутритрубной инспекции.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					
Разраб.	Самойлов В.Д.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.В.								61	88
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Таблица 5 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерии	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1. Надежность	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
2. Долговечность	0,08	4	5	4	0,32	0,4	0,32
3. Технологичность при монтаже на трубопроводе	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
4. Уровень шума	0,2	5	3	3	1	0,6	0,6
5. Возможность сопровождения внутритрубных устройств	0,11	4	1	2	0,44	0,11	0,22
6. Возможность определения посторонних внутритрубных образований	0,11	5	2	2	0,55	0,22	0,22
7. Точность обнаружения	0,09	5	2	3	0,45	0,18	0,27
8. Скорость обнаружения	0,07	4	4	5	0,28	0,28	0,35
9. Частота пунктов контроля	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,02	5	5	4	0,1	0,1	0,8
2. Цена	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
3. Гарантийный срок эксплуатации	0,01	4	4	3	0,04	0,04	0,03
4. Послепродажное обслуживание	0,01	4	4	3	0,04	0,04	0,03
5. Уровень проникновения на рынок	0,02	1	5	4	0,02	0,1	0,08
Итого	1	61	53	59	4,57	3,37	3,32

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические.

Веса показателей в сумме составляют 12. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К определяется по формуле:

$$K = \sum V_i * B_i \quad (9)$$

Где V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i –го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 5. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей.

Уязвимостью продукции конкурентов является низкая производительность, простота и удобство эксплуатации устройств диагностики оборудования по сравнению с радиоволновым дефектоскопом.

Конкурентное преимущество разработки обеспечивает метод радиоволновой дефектоскопии трубопроводов, на котором она основывается. Особенности метода радиоволновой дефектоскопии трубопроводов такие, как непрерывный мониторинг трубопроводов, возможность диагностики в труднодоступных местах, обнаружение и устранение гидратных пробок. Возможность проведения диагностики нефтепроводов в процессе их эксплуатации является основным преимуществом перед устройством внутритрубной инспекции.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 6 приведены последовательность, содержание работ и распределение исполнителей.

Таблица 6 - Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на анализ оптимальных методов для проведения диагностики	Руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	5	Расчет толщины стенки нефтепровода	Инженер
	6	Сравнительный анализ методов диагностирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Приведение рекомендаций к применению выбранного метода	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Организация и проведение диагностики нефтепровода в пять этапов.
Основные работы выполняются инженером.

5.3 Бюджет проведения технического диагностирования

5.3.1 Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование при проведении технического диагностирования

Проведем подсчет затрат на потребность в топливе таблица 7 для выполнения работ и доставки работников и оборудования на место проведения работ: Камаз-503421 ед. – расход топлива (Дизель) 32 л/100км, пробег 400 км

Таблица 7 – Расчет затрат на топливо

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100 км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
	АИ-92	Диз. топливо	АИ-92	Диз. топливо		
КАМАЗ – 5043421		32		250	55	13750
Итого:						13750

Для проведения магнитометрического контроля эксплуатируемого нефтепровода необходима специальное сканирующее устройство, в основе которой лежит измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12. Рассмотрим затраты, необходимые на покупку диагностического оборудования таблица 8.

Таблица 8 - Затраты на приобретение диагностического оборудования

№ п/п	Наименование	Общее количество	Цена, руб
1	Магнитометр «ОН-3701»	1	52 800
2	ЛИДЕР-1111	1	164 900
3	Измеритель концентрации напряжений ИКН – 3М – 12	1	342 200
4	Толщиномер А1210	1	174 000
5	Ультразвуковой дефектоскоп А1212 MASTER	1	399 000
6	Персональный компьютер	1	70 000
Итого			1 202 900

Таблица 9 – Затраты на амортизационные отчисления

Наименование,	Кол - во	Время работы, час		Норма амортизации, час	Сумма амортизации
		Одного объекта	Всего		
КАМАЗ - 5043421	1	40	40	125,85	5034
Итого:					5034

5.3.2 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Контроль проводится двумя специалистами неразрушающего контроля.

Зарплата производителям работ рассчитывается в соответствии с актуальными тарифными ставками, продолжительностью работ, а также дополнительными надбавками таблица 10.

Таблица 10 – Надбавки и доплаты к заработной плате

№ п/п	Наименование надбавки	Коэффициент
1	Районный коэффициент	1,5
2	Доплата за вредные условия труда	1,1
3	Доплата за вахтовый метод работы	1,25
4	Доплата за время нахождения в пути	1,1

Тарифная ставка специалиста – дефектоскописта составляет: $T_{ч} = 228$ руб/час, а для инженера - $T_{ч} = 250$ руб/час

Выполним расчет заработной платы специалистов НК по формуле:

$$ЗП_{ч} = T_{ч} \cdot RK \cdot ДВ \cdot ВП \cdot ВР \quad (10)$$

где $T_{ч}$ – часовая тарифная ставка;

RK – районный коэффициент;

$ДВ$ – доплата за вредные условия труда;

$ВП$ – доплата за время нахождения в пути;

$ВР$ – доплата за вахтовый метод работы.

$ЗП_{ч} = 228 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,25 = 518,3$ руб/час – для дефектоскописта

$ЗП_{ч} = 250 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,25 = 563,23$ руб/час – для инженера

Зарплата производителям работ представлена в таблице 11

Таблица 11 – Заработная плата специалистов

Должность	Часовая ставка	Отработано часов	Премия 5%	Итого ЗП, руб.
Дефектоскопист	518,3	40	1036,6	21 768,6
Инженер	563,23	40	1126,46	23 655,66
Итого:				45424,26

5.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации отчисления нормы органов государственного социального страхования, пенсионный фонд и медицинское страхование от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (11)$$

где $K_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) + процент травматизма.

Согласно Приказа Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации от 30 декабря 2016 года №851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа (09.10.9) относится к III классу опасности (по классификатору ОКВЭД), а значит процент травматизма для данных профессий составляет 0,4%.

Величина отчислений равна: $45424,26 \cdot 0,004 = 181,69704$ руб.

5.3.4 Накладны расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{наклд}} = (\text{сумма статей 1 – 5}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16%.

$Z_{\text{наклд}} = (5034 + 1477000 + 45424,26 + 181,69704) \cdot 0,16 = 246602,8$ руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Составим сводный бюджет затрат при проведении диагностики.

Таблица 12 - Бюджет затрат при проведении диагностики трубопровода

Наименование статей	Сумма,руб.
Сырье и материалы	1 216 650
Амортизационные отчисления	5 034
Оплата труда	45 400
Отчисления во внебюджетные фонды	13 800
ИТОГО	1 280 884
корректировку на непредвиденные расходы в размере 3 %	38426,52
Всего	1319310,52

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

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

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

(13)

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 13.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Дефектоскопические работы с использованием бесконтактного магнитометрического метода	Диагностировании нефтепровода с последующей вырезкой дефектного участка
1. Целесообразность	0,2	5	3
2. Точность	0,2	5	4
3. Безопасность	0,2	5	4
4. Долговечность	0,15	3	4
5. Удобство в эксплуатации	0,25	5	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 13:

$$I_1 = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 5 = 4,7$$

$$I_2 = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,55$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным будет являться проведение дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода.

Выводы по разделу

В выпускной квалификационной работе был проведен технико – экономический расчет проведения дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода неразрушающего контроля магистрального нефтепровода, который составил 1 216 650 руб. Наибольшая часть затрат приходится на приобретение дефектоскопического оборудования.

В ходе проведения расчетов, можно сделать вывод о том, что наиболее ресурсоэффективным будет являться проведение дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода.

Расчет выполнен с учетом реальной стоимости используемого оборудования и актуальных тарифных ставок при расчетах оплаты труда.

Диагностирование трубопроводов с применением методов неразрушающего контроля позволяет предотвращать аварийные ситуации и минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода. Район работ находится в Томской области, расположен в пределах Западной Сибири. Характер местности равнинный, основная часть территории составляет болотно-лесистая местность.

Все ремонтные работы линейной части нефтепровода ведутся в полевых условиях, что требует обязательного наличия спецтехники. Трасса нефтепровода проходит вдоль автомобильной трассы, что значительно облегчает подъезд техники к ней. Ремонтные работы на сильно заболоченных участках проводятся в зимний период.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации магистрального нефтепровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самойлов В.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.В.					69	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года], на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.). Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад).

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно Приказу Минтруда России от 11.12.2020 №883Н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности. Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены. Рабочие участки должны быть всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора, хлама, ненужных для производства объектов.

Находясь на территории производства (санитарно-бытовых помещениях, производственных помещениях участках работ и т.д.), работник, а также представители других организаций обязаны выполнять все требования внутреннего трудового распорядка организации.

По всей территории, рабочие места должны быть обеспечены средствами связи.

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода. В

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

6.2 Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 14 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [14]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные факторы:				ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ.
Повышенная загазованность	+	-	+	Взрывобезопасность. Общие требования.
Тяжесть и напряженность физического труда	+	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
Опасные факторы:				ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей;	-	+	+	
Взрыво- и пожароопасность	-	+	+	

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха, эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).
- Средства индивидуальной защиты:
 - наушники; ушные вкладыши
 - соблюдение режима труда и отдыха.

2. Повышенная загазованность воздуха

При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, что может привести к отравлению рабочих.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³.

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды.

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

Тяжесть и напряженность физического труда

Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

- физическая динамическая нагрузка;
- масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;
- стереотипные рабочие движения;
- статическая нагрузка;
- рабочая поза;
- наклоны корпуса тела работника;
- перемещение в пространстве.

Нервно-психические перегрузки подразделяют:

- на умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
- перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
- монотонность труда, вызывающая монотонию;
- эмоциональные перегрузки.

Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

- длительность сосредоточенного наблюдения;
- активное наблюдение за ходом производственного процесса;
- число производственных объектов одновременного наблюдения;
- плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени;
- нагрузка на слуховой анализатор;
- нагрузка на голосовой аппарат;
- работа с оптическими приборами.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьмичасовой рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Работники линейно–эксплуатационной службы подвержены влиянию таких опасных факторов как:

1. Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей.

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Значение напряжения в электрической цепи должно соответствовать значениям [15].

В таблице 15 указаны напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки.

Таблица 15 - напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки. [15]

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000В и частотой 50 Гц, приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок

напряжением до 1000В и частотой 50 ГЦ. [15]

Продолжительность воздействия t , с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия t , с	Нормируемая величина	
	U , В	I , мА		U , В	I , мА
От 0,01 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Св. 1,0	12	2

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях [16]:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электробезопасность должна обеспечиваться [16]:

- конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;
- организацией технологических процессов;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями при производстве работ;
- электрозащитными средствами, средствами защиты от электрических и магнитных полей и другими средствами индивидуальной защиты, применяемыми при эксплуатации электроустановок;
- организацией технического обслуживания электроустановок.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройства, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации.
- Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется [14]

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Пожарная и взрывная безопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные краны, огнетушители, ящики сухого песка, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. Производить контроль за состоянием воздушной среды.

Профилактика пожаров – это совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий.

Основные задачи пожарной профилактики:

- организация и осуществление наблюдения за противопожарным состоянием объекта;
- разработка и реализация мер пожарной безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- осуществление контроля за выполнением требований пожарной безопасности;
- разработка предложений по предупреждению пожаров;
- обучение мерам пожарной безопасности и действиям при пожаре;
- проведение противопожарной пропаганды;
- контроль за состоянием и работоспособностью систем и средств противопожарной защиты

6.3 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с [17]

Существенное воздействие на окружающую среду при эксплуатации нефтепровода происходит в результате его разгерметизации. Разгерметизация трубопровода происходит в результате коррозионных процессов, механических повреждений и стихийных бедствий.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 17 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 17 – Источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Рассматриваемая территория	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы отходами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков н/п, х/р, мусора и т.д.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок
Гидросфера	Загрязнение сточных вод	Мероприятия по охране подземных вод ГОСТ 17.4.3.04-85
Атмосфера	Выбросы: выхлопные газы, утечка газа на компрессорных станциях и линейной части, выбросы вредных веществ при сгорании природного газа	Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха при эксплуатации объектов, являющихся источниками загрязнения атмосферы СанПиН 2.1.6.1032-01

6.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Обеспечение экологической безопасности трубопроводов требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса предупредительных природоохранных мероприятий. По возможности, магистральные трубопроводы следует прокладывать в пределах районов с благоприятными инженерно-геологическими условиями.

Газотранспортное предприятие, являясь субъектом природопользователем, т.е. предприятием, которое при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности оказывает или может оказывать негативное воздействие (загрязнение) на качество окружающей природной среды и ее составляющие (атмосферный воздух, воды, почвы, недра), обязано:

- осуществлять все виды деятельности с обязательным учетом возможных последствий воздействия на окружающую природную среду;
- неукоснительно выполнять комплекс всех необходимых природоохранных мероприятий при эксплуатации объектов;
- оснащать технологические процессы и оборудование аппаратурой для контроля уровня их воздействия на окружающую природную среду;
- соблюдать установленные и согласованные технологические режимы, обеспечивающие наименьшее воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать надежную и эффективную работу всех очистных сооружений, установок и средств контроля и утилизации отходов;
- своевременно представлять необходимую и достоверную информацию об аварийных случаях, предаварийных ситуациях и стихийных бедствиях, и принимаемых мерах по ликвидации их последствий.,

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы,

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Магистральный нефтепровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – нефть.

Изучив [18] и [19], можно сделать вывод о том, что чрезвычайные ситуации на нефтепроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

6.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС

Перед началом огневых работ проводится важный, подготовительный этап. В ходе его необходимо полностью устранить все препятствия, а также обезопасить окружающую инфраструктуру объекта. Для этого необходимо

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

соблюдать некоторые правила пожарной безопасности при проведении огневых работ:

- исключение нахождения вблизи участка будущих огневых работ горючих и смазочных материалов. Относится это также к газам и легковоспламеняющимся материалам, которые могут открыто складироваться на объекте;

- обеспечение защиты уязвимых сооружений и установок вблизи места проведения огневых работ. Для этих целей будет оправданно использовать специальные щиты из асбеста. Можно задействовать негорючие составы для нанесения их на поверхность защищаемых объектов;

- обеспечение места огневых работ спецсредствами (огнетушитель ОП-50 – 2шт., асбестовое полотно 2x1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5 м³, багор и т.д.). К их числу относят средства индивидуальной защиты, а также устройства для устранения потенциальных, локальных очагов воспламенения.

Выводы по разделу

В ходе выполнения данного раздела мною была проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, а также производственной и экологической безопасности при проведении исследования магистрального нефтепровода путем проведения внутритрубной диагностики с целью определения технического состояния труб.

Были выделены вредные (повышенный уровень шума, повышенная загазованность воздуха и напряженность физического труда) и опасные производственные факторы (движущие машины и механизмы, поражение электрическим током, взрывопожароопасность), и обоснованы мероприятия по их устранению.

Проанализировав влияния объекта исследования, а, то есть линейной части магистрального нефтепровода на окружающую среду, можно сказать, что основной территорией, которая больше всего подвержена загрязнению, является

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

атмосфера. В свою очередь, мною были рассмотрены мероприятия по защите окружающей среды.

Изучив нормативную документацию, выявила, что главной из возможных ЧС являются пожары. Для обеспечения пожаробезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания выпускной квалификационной работы было выполнено следующее:

Рассмотрена нормативно – техническая документация и законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации магистральных трубопроводов.

Проведен анализ методов внутритрубного диагностического обследования нефтепровода.

Произведена оценка технического состояния участка нефтепровода. Общее техническое состояние участка оценивается как **«исправное»**. Время до проведения следующей ВТД трубопровода составляет 9 лет при оценке по общему показателю технического состояния $R_{вТД} = 0,02046$.

Также предложены рекомендации по применению методов внутритрубного обследования линейной части магистрального нефтепровода. А именно: проведение дополнительного обследования труб с категориями опасности «а» и «б» с КБД > 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»		
Разраб.		Самойлов В.Д.					
Руковод.		Саруев А.В.				84	88
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Заключение		

Список использованной литературы

1. Гареева А.Г., Иванова И.А., Абдуллина И.Г. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов. Трубопроводные системы: Справ. изд. – Уфа: Гилем, 1997. - 177 с.
2. Патент №2186289 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006/01). Способ внутритрубной диагностики глубины дефектов стенки трубы: №2009144324: заявл. 30.11.2009 / Тимашев С.А., Тырсин А.Н.
3. Внутритрубная диагностика. Уровни внутри трубной диагностики / Иноземцев Д.А., Ковалева С.С. / REFERATOTECH – 2022. – С.174 – 176;
4. Рекомендации по выбору способа мониторинга технического состояния трубопроводов / Белов А.А., Иванов Ю.Д., Шестаков А.А., Царева С.Г., Шишков Э.В. / Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2015. - №10-1. С63 – 66 – ISBN 2073 – 0071
5. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями и дополнениями): Федеральный закон № 116-ФЗ: [принят Государственной думой 21 июля 1997 года].(с изменениями на 11 июня 2021 года)
6. ГОСТ 15467 – 79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения: дата введения 1979 – 07 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001719> (дата обращения: 19.02.20221). – Текст: электронный

					«Организация работ по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода на примере объекта в Западной Сибири»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Самойлов В.Д.			Список использованной литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.В.					85	88
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

7. Студопедия. Основные понятия, определения и классификация дефектов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studopedia.ru/8_184217_osnovnie-ponyatiya-opredeleniya-i-klassifikatsiya-defektov.html (дата обращения: 22.04.2022). – Текст: электронный
8. Ozlib.com. Диагностика трубопроводов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://ozlib.com/918387/tehnika/odnokanalnyy_profilemer#:~:text (дата обращения: 20.03.2022). – Текст: электронный
9. ИСКРА ГАЗ. Сайт о газо- и электроснабжении. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. URL: <https://istra-gaz.ru/gazosnabzhenie/vnutritrubnaya-diagnostika-magistralnyh-truboprovodov.html> (дата обращения: 20.05.2022). – Текст: электронный
10. ГОСТ 17410-78. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии: дата введения 1980 – 01 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003588> (дата обращения: 27.05.2022). – Текст: электронный
11. Studbooks.net. Виды ультразвуковых дефектоскопов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studbooks.net/2548833/tovarovedenie/vidy_ultrazvukovyh_defektoskopov (дата обращения: 27.05.2022)
12. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения: дата введения 2018-04-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146219> (дата обращения: 05.06.2022). – Текст: электронный
13. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. URL <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения 05.06.2022). – Текст: электронный

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

14. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017 – 03 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 05.06.2022). – Текст: электронный

15. ГОСТ 12.1.038-82 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1983-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 20.05.2022). – Текст: электронный

16. ГОСТ 12.1.019-2017 МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ Система стандартов безопасности труда ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования и номенклатура видов защиты дата введения 2019-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 13.05.2022). – Текст: электронный.

17. СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1200-03. "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (с изменениями на 28 февраля 2022 года): дата введения 2007-09-25. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения: 13.05.2022). – Текст: электронный.

18. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: дата введения 2017-06-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136692> (дата обращения: 20.05.2022). – Текст: электронный

19. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров: дата введения 1997-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения: 24.05.2022).

20. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации от 30 декабря 2016 года №851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам

					Список использованной литературы	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

профессионального риска»: дата введения 11.12.2020. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573191722?section=text> (дата обращения: 16.05.2022). – Текст: электронный;

21. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 декабря 2020 года №833н «Об утверждении правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте»: дата введения 11.12.2020. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573191722?section=text> (дата обращения: 16.05.2022). – Текст: электронный

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года

23. ФНП в области промышленной безопасности/ Приказ Ростехнадзора № 528. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ": дата введения 2020 – 12 – 05. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573219912?section=status> (дата обращения: 19.05.2022). – Текст: электронный

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88