



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»

УДК 622.692.4:620.16

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Назонкин Александр Владимирович		

Руководитель:

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код компетенции	Наименование компетенции
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 общинженерные 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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Чухарева Н.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Назонкин Александр Владимирович

Тема работы:

Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является внутрипромысловый трубопровод «к.70 – вр.к.70»; Характеристика внутрипромыслового трубопровода, расположенного на Куюмбинском месторождении: Протяжённость трубопровода – 6030 м; Номинальный диаметр трубопровода – 273 мм; Толщина стенки трубопровода – 8 мм;.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативных требований по технической эксплуатации внутрипромыслового трубопровода. Анализ методов внутритрубного диагностического обследования нефтепровода. Проведение технологических расчетов и оценка технического состояния участка нефтепровода в Западной Сибири.

	<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 минимальной допустимой толщины стенки трубопровода и проверки на прочность трубопровода; 5. Социальная ответственность; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 7. Формирование выводов о проделанной работе.
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы, диаграммы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Назонкин А.В.		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Назонкину Александру Владимировичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объектом исследования:</i> Внутрипромысловый трубопровод «к.70 – вр.к.70»</p> <p><i>Область применения:</i> Транспортировка нефти и нефтесодержащей жидкости</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Методические указания компании ПАО «НК Роснефть». 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). 3. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция). 4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». 5. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой). 6. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
2. Производственная безопасность:	Вредные факторы:

<ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума – повышенная загазованность рабочей зоны – тяжесть и напряженность физического труда <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве; – производственная безопасность связанная с электрическим током; – повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей; – – пожарная безопасность при проведении огневых работ
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.</p> <p>Воздействие на литосферу: таяние многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами от ВТД</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха парами НСЖ при утечке.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – образование пролива; – пожар пролива; – выброс паров НСЖ без последующего воспламенения; – выброс паров НСЖ с последующим воспламенением; – взрыв паров НСЖ в ограниченном пространстве. <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Назонкин Александр Владимирович		

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Назонкину Александру Владимировичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость ресурсов определяется по средней рыночной стоимости.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Районный коэффициент – 1,5; 2. Северная надбавка – 1,8; 3. Доплата за вредные условия труда – 1,04; 4. Доплата за вахтовый метод работы – 1,16; 5. Доплата за время нахождения в пути – 1,08; 6. Премии – 5%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,4%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Технико-экономическое обоснование проекта Анализ конкурентных технических решений.</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом с использованием актуальных цен и тарифов.</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Определение экономической эффективности проведения диагностики дефектоскопическим методом.</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Назонкин Александр Владимирович		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Объект и методы исследования</i>	10
18.03.2023	<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	15
07.04.2023	<i>Технология работ</i>	10
14.04.2023	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Согласовано:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 111 страниц, 14 рисунков, 24 таблиц, 1 схема, 27 источников, 2 приложения, 2 диаграммы.

Ключевые слова: Внутрипромысловый нефтепровод, техническое состояние, внутритрубная диагностика, безопасная эксплуатация, дефект, профилометрия, дефектоскопия трубопроводов.

Объект исследования является внутрипромысловый нефтепровод.

Цель работы: выбор оптимального технического решения для проведения внутритрубной диагностики внутрипромыслового нефтепровода в первый год его эксплуатации для выявления планово-предупредительных работ и дефектов в процессе эксплуатации.

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

Также произведены расчеты минимальной допустимой толщины стенки трубопровода а также провести методику расчета на прочность внутрипромыслового трубопровода.

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»		
Разраб.		Назонкин А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				11	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Abstract

The final qualifying work consists of 111 pages, 14 figures, 24 tables, 1 scheme, 27 sources, 2 appendices, 2 diagrams.

Key words: In-field oil pipeline, technical condition, in-line diagnostics, safe operation, defect, profilometry, pipeline flaw detection.

The object of the study is an in-field oil pipeline.

The purpose of the work is to select the optimal technical solution for conducting in-line diagnostics of an in-field oil pipeline in the first year of its operation to identify planned preventive maintenance and defects during operation.

In the course of the study, in-line diagnostics of the in-field oil pipeline was carried out, existing defective sections of the in-field oil pipeline were examined in order to identify effective repair methods.

Calculations of the minimum allowable wall thickness of the pipeline have also been made, as well as a methodology for calculating the strength of the in-field pipeline.

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

Economic efficiency /significance of the work: the indicators of this work can be used to assess the condition of the in-field pipeline, as well as the choice of the method of its repair work and the equipment required for this purpose.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»		
Разраб.		Назонкин А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				12	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:
внутрипромысловый нефтепровод: выполняет внутрипромысловые функции транспортировки нефти (продукции нефтяных скважин) от замерных установок до узлов дополнительных работ дожимных насосных станций и установок предварительного сброса воды, к резервуарам для сбора нефти.

Газ в нефти присутствует в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°С выше 0,2 МПа и свободном состоянии;
внутритрубная диагностика: выявление дефектов линейной части трубопроводов с помощью внутритрубных диагностических приборов (дефектоскопов) и оценка технического состояния дефектных участков без вывода трубопроводов из эксплуатации;

внутритрубный 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;

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;

					«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назонкин А.В.</i>			Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					13	111
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

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

					Термины и определения	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обозначения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения.
ВИК – визуальный и измерительный контроль.
ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд.
ВПТ – внутривидеотрубный трубопровод
ВТИ – внутритрубное инспектирование.
ДНС – дожимная насосная станция.
ЗРА – запорная арматура.
КПП – камера пуска-приема или иной механизм для пуска/приема очистного устройства.
ЛНД – локальный нормативный документ.
ЛНК – лаборатория неразрушающего контроля.
ММГ – многолетнемерзлые грунты.
НАКС – саморегулируемая организация Ассоциация «Национальное агентство контроля сварки».
НД – нормативная документация.
ОПО – опасный производственный объект
ОПИ – опытно-промышленные испытания.
ОУ – очистное устройство (поршень, скребок и т.п.).
ПДК – предельно-допустимые концентрации.
ПК – пикет (трассы промышленного трубопровода).
ПЛА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.
ППР – проект производства работ.
СОД – средства очистки и диагностики (с возможностью проведения диагностики).
ТЗ – техническое задание.
ТУ – технические условия.
УЗС – ультразвуковое сканирование.
УЗТ – ультразвуковая толщинометрия.
УКК – узел контроля коррозии.
УПН – установка подготовки нефти.
УППГ – установка предварительной подготовки газа.
УПСВ – установка предварительного сброса воды.
ЦПС – центральный пункт сбора.

					Термины и определения	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Оглавление

Обзор литературы	19
Введение.....	21
1. Общая часть	23
1.1 Общие сведения о месте производства работ.....	23
1.2 Данные о топографии района расположения	26
1.3 Гидрогеологическая характеристика.....	26
1.4 Геологическая характеристика.....	27
1.5 Краткая климатическая характеристика района проведения работ	28
2. Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода.....	30
2.1 Анализ проблем	30
2.2 Застревания диагностического устройства.....	30
2.3 Частичное разрушение диагностического устройства	37
2.4 Общие положения.....	38
2.5 Преддиагностическая очистка трубопровода.....	39
2.6 Калибровка внутренней полости трубопроводов.....	40
2.7 Профилиметрия трубопроводов.....	41
2.8 Дефектоскопия трубопроводов	45
2.8.1 Магнитные дефектоскопы	45
2.8.2 Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы.....	48
3. Технологическая часть	51
3.1 Общие сведения	51
3.2 Общие требования к диагностируемому оборудованию	60
3.3 Требования к диагностируемому участку трубопровода	62
3.4 Очистка трубопровода перед внутритрубной диагностикой.....	64
3.5 Организация внутритрубного технического диагностирования	66
3.6 Проведение внутритрубного технического диагностирования.....	68
3.7 Приемка результатов ВТД.....	71
4. Расчетная часть.....	75
4.1 Расчет наименьшей допустимой толщины стенки трубопровода.....	75
4.2 Расчет на прочность	77
5. Социальная ответственность	80
Введение	80

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	81
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
5.2 Производственная безопасность	83
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	85
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
5.3 Экологическая безопасность	91
5.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	92
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	93
5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС	94
Выводы по разделу	95
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	96
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	96
6.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта	96
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений	96
6.2 Планирование выполнения работ	98
6.2.1 Структура и график выполнения работ	98
6.3 Бюджет проведения работ	99
6.3.1 Расчет затрат при проведении технического диагностирования	99
6.3.1.1 Расчет материальных затрат	99
6.3.1.2 Расчет затрат на оборудование	100
6.3.1.2 Затраты на оплату труда исполнителей работ	101
6.3.1.3 Отчисления во внебюджетные фонды	102
6.3.1.4 Накладны расходы	103
6.3.1.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ	103
Выводы по разделу	104
Заключение	106
Список используемой литературы	107

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

Приложение А	111
Приложение Б.....	112

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

Обзор литературы

В процессе создания этой преддипломной практики 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 по трубопроводу.

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[3]. 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

					«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назонкин А.В.</i>			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					19	111
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

и остановки перекачки нефти.

Российский опыт проведения диагностирования внутрипромысловых 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].

					«Организация и проведение внутритрубно́й диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назонкин А.В.</i>			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					20	111
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Введение

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к внутрипромысловым 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 внутрипромысловых нефтепроводов и обеспечить их надежную эксплуатацию.

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

Задачи, поставленные в ходе проведения работы:

1. Изучение нормативных требований по технической эксплуатации внутрипромыслового нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
Разраб.		Назонкин А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					21	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

2. Анализ проблем и технических решений внутритрубного диагностического обследования внутрипромыслового нефтепровода.

3. Оценка технического состояния участка нефтепровода на примере НСК.

4. Разработка рекомендаций по применению методов внутритрубного обследования внутрипромыслового нефтепровода.

Объект исследования: НСК протяженностью м, диаметром мм и толщиной стенки мм, ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз».

					Введение	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Общая часть

1.1 Общие сведения о месте производства работ

Нефтегазовая компания "Славнефть" была зарегистрирована 26 августа 1994 года в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 апреля 1994 года № 305 и распоряжением Совета Министров Республики Беларусь от 15 июня 1994 года № 589-р. Учредителями "Славнефти" являются Госкомимущество России, Министерство государственного имущества Республики Беларусь и около 4 000 физических лиц.

"Славнефть" входит в десятку крупнейших российских нефтяных компаний по объему добычи нефти. Ее вертикально интегрированная структура обеспечивает полный цикл производства - от разведки месторождений и добычи углеводородов до переработки нефти. "Славнефть" владеет лицензиями на геологоразведку и добычу нефти и газа на 36 лицензионных участках в Западной и Восточной Сибири, где работает наше дочернее предприятие ПАО "Славнефть - Мегионнефтегаз" (ПАО "Славнефть - МНГ"). Основную часть углеводородов она добывает на территории Ханты-Мансийского автономного округа (Югра).

История Куюмбинского нефтяного месторождения начинается с 1970-х годов, когда в ходе бурения скважины Куюмбинская-1 в верховьях рифея была обнаружена крупная газовая залежь. Затем в конце 1990-х годов началась разведка нефтегазовых месторождений, и к 2006 году общий объем обнаруженной нефти оценивался более чем в 280 миллионов тонн, в результате повторной разведки. В начале 2010 года началось масштабное строительство промышленной инфраструктуры в районе п. Куюмба, а также предварительная подготовка к разработке месторождения; в 2018 году начал работу первый пусковой комплекс.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»		
Разраб.		Назонкин А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				23	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

На сегодняшний день продолжается бурение специализированных разведочных скважин и сейсмические исследования 3D. Лицензия на разработку принадлежит добывающей компании ООО "Славнефть - Красноярскнефтегаз", которая входит в состав ПАО "Нефтегазовая компания Славнефть". Помимо Куюмбинского, в разработке находятся лицензионные участки Абракупчинское, Кординское, Подпорожное и Терско-Камовское. Все они расположены в Красноярском крае и являются частью Юрбчено-Тохомской зоны. Освоение ресурсов Восточной Сибири, является важной составляющей стратегии развития "Славнефти". Поиском, разведкой и добычей углеводородов в регионе занимаются входящие в холдинг ООО "Славнефть - Красноярскнефтегаз" и ООО "Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция" (ООО"БНГРЭ"). В настоящее время основные производственные мощности обеих компаний сосредоточены на Куюмбинском и Юрбчено-Тохомском нефтяных месторождениях в Красноярском крае. Товарная нефть поступает в систему магистрального нефтепровода Куюмба-Тайшет. "Славнефть" занимает восьмое место в России по объему добычи нефти. На долю компании приходится 2,2% добычи нефти в России. Основной объем углеводородов "Славнефти" добывается в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, где компания "Славнефть-Мегионнефтегаз" и другие дочерние предприятия компании осуществляют производственную деятельность. В 2022 году наши бригады пробурили более 222,0 тыс. метров горной породы, что на 12,1% больше, чем в предыдущем году. В 2022 году общий объем добычи ПАО НГК "Славнефть" превысил 12 млн тонн нефти и 836 млн м3 попутного газа. По сравнению с 2021 годом эти показатели соответственно увеличились на 22% и 34,4%. На лицензионном участке компании было пробурено 235 новых эксплуатационных скважин. Объем эксплуатационного бурения увеличился на 41,1% и составил 1 125,6 тыс. метров. Поскольку в регионе отсутствует инфраструктура, такая как автомобильные и железные дороги, единственным способом транспортировки добытых углеводородов был трубопровод.

					Общая часть	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Поэтому в 2012 году правительство России одобрило проект трубопровода Куюмба-Тайшет, который соединяет нефтяные месторождения в Юрбучен-Тохомской зоне с Восточно-Сибирским трубопроводом от города Тайшет до порта Козьмино. Протяженность трубопровода составляет около 720км, 70% из которых проходит по территории Красноярского края. Строительство трубопровода велось с 2013 по 2016 год. Годовая пропускная способность составляет до 15 млн тонн нефти. Добыча нефти для удовлетворения потребностей жилищно-коммунального хозяйства Эвенкийского района началась в 2003 году. Промышленная добыча нефти началась на Куюмбе в начале 2017 года после ввода в эксплуатацию выше упомянутого трубопровода. На начальном этапе эксплуатации было добыто более 290 тонн нефти, а к 2029 году ООО "Славнефть - Красноярскнефтегаз" планирует увеличить общий объем добычи на всех лицензионных участках до 11 млн тонн в год.

На сегодняшний день на месторождении построен комплекс пластов с коллекторами мощностью до 30000 тонн, проведены опытно-промышленные работы, пробурено более 70 эксплуатационных скважин. Из них 95%-горизонтальные скважины, остальные пологие и наклонно-направленные скважины.

					Общая часть	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 1 Месторасположение и строение месторождений ООО «Славнефть - Красноярскнефтегаз»

1.2 Данные о топографии района расположения

Куюмбинское месторождение - это месторождение, относящееся к Сибирской платформе. На карте видно, что оно расположено слева от Подкаменной Тунгуски, между реками Енисей и Ангара. Ближайший населенный пункт – поселок Байкит, расположенный в 80км от Куюмбы. Запасы нефти в основном находятся в трещинах, полостях и в падинах на глубине около 2,5км. Запасы природного газа сосредоточены на глубине до 2,2км. Из-за неоднородной структуры пласта углеводороды распределены неравномерно, что усложняет процесс добычи. Высота пласта составляет 250метров. Давление в пласте ниже гидростатического, а температура достигает + 30 градусов по Цельсию. Месторождение еще не полностью разведано, и в настоящее время запасы классифицируются как уникальные. Нефть легкая, с низким содержанием метана, растворенных парафинов, серы и смол.

1.3 Гидрогеологическая характеристика

Питание реки осуществляется в основном за счет снега (60%), а дождевые и грунтовые воды составляют 16% и 24% соответственно.

					Общая часть	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Паводок длится с начала мая до конца июня и до начала июля в нижнем течении реки; с июля по октябрь – период летней межени, в течение которого уровень воды поднимается до 5,5 м, при этом в год бывает от одного до четырех паводков. Среднегодовой сток в устье реки составляет 1587,18 м³/с, достигая 35000 м³/с в течение летних паводков. Ледообразование начинается в середине октября, осенние льдины держатся 7-16 дней и сопровождаются заторами льда.

Ледостав происходит с конца октября до середины мая. Ледоход длится 5-7 дней в верховьях и 10 дней в низовьях, в штормовую погоду и во время заторов льда уровень воды поднимается до 29,7 м. Из-за расположения бассейна в зоне вечной мерзлоты зимний сток воды слабый, достигает не менее 3 - 15 м³/с, а общий зимний сток составляет 11 % от годового стока.

1.4 Геологическая характеристика

Геологическое строение Куюмбинского месторождения хорошо изучено. Гетерогенный протерозойский фундамент покрыт отложениями, состоящими из рифейских, вендских и кембрийских пород. Наибольшее любопытство вызывает изучение состава и строения рифейских отложений, поскольку они содержат крупные скопления нефти и газа.

Рифейская свита Куюмбинского месторождения состоит из нескольких стратиграфически сходных пластов, в частности, представленных Юрбученской, Долгокучинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают старые наслоения.

Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород Куюмбинской толщи. Куюмбинская толща рифея вскрыта немалым количеством скважин.

Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабокремнистого. В породе присутствует кремнезем, которой располагается в виде линз. Имеются прослои, состоящие из

					Общая часть	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

мелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелкозернистым доломитом.

Верхушка толщи состоит из водорослевых и сгустко-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 80-100%, крайне редко понижается до 57%.

Основная часть породы(около 67%) состоит из округлых ромбоэдрических кристаллов (0,01-0,03 мм) мелкозернистого доломита, перекристаллизованного из обломков водорослей. Этот разрез прослоен кремнистым доломитом и содержит зерна кремнистого кварца, с небольшим количеством песчинок.

1.5 Краткая климатическая характеристика района проведения работ

Куюмбинское месторождение расположено в умеренных широтах, где сезонный приток солнечной радиации очень изменчив, а перенос воздушных масс происходит в основном в западном направлении. Направления ветра зимой, южное и юго-западное, летом северное и северо - западное. Климат континентальный, суровой, продолжительной зимой и обильными снегопадами, и коротким, прохладным летом. Среднегодовая скорость ветра составляет 3,6м/с. Наибольшая среднемесячная скорость ветра отмечается в мае - 4,1м/с. Самая низкая среднемесячная скорость ветра - 3,0м/сек в июле. Среднегодовая температура составляет - 2,5°C. Самый жаркий месяц, июль, имеет среднюю температуру +17,5°C, а самый холодный месяц, январь, имеет среднюю температуру -21,5°C. Абсолютный минимум температуры составляет -50°C, в декабре-феврале, а абсолютный максимум температуры +30°C в июле. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней. Распределение температуры почвы определяется рядом факторов, включая тепловые свойства почвы, естественную растительность, отношение температуры воздуха к температуре почвы и глубину почвенного слоя. В частности, зимний снежный покров и летняя растительность оказывают

					Общая часть	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

значительное влияние на температуру почвы. Годовые изменения температуры особенно ярко выражены в верхних слоях почвы. Когда температура меняется с положительной на отрицательную, почва и грунт промерзают. Средняя глубина промерзания почвы составляет 240 см.

Распределение осадков крайне неравномерно и зависит от местных условий, в частности от рельефа. Среднегодовое количество осадков составляет 500мм, а тенденции годовых осадков показывают, что максимальное количество осадков выпадает летом, а минимальное - зимой, что связано с особенностями атмосферной циркуляции.

Осадки составляют 318 мм в теплый сезон и 135 мм в холодный сезон (с ноября по март). В годовом исчислении минимум составляет 1мм в ноябре, а максимум – 82 мм в июле. Твердые осадки (снег, снежные зерна и снежные хлопья) составляют 26,4% от общего количества осадков. Жидкие осадки выпадают в теплые месяцы года и составляют 62,1%. Количество дней со смешанными осадками увеличивается в переходный период года и составляет 11,5% от средне годовой суммы; средний максимум суточных осадков - 23 мм. Таким образом, почвообразование происходит в условиях относительно холодного климата, характерного для данного региона.

					Общая часть	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода

2.1 Анализ проблем

При проведении внутритрубной диагностики, основными проблемами являются:

- застревания диагностического устройства;
- частичное разрушение диагностического устройства.

Застревания диагностического устройства происходит вследствие нескольких причин:

- недостаточная скорость перекачиваемой жидкости;
- большие отложения АСПО в трубопроводе;
- значительные дефекты геометрии на трубопроводе (гофр, вмятина, овальность).

Причинами частичного разрушения диагностического устройства могут являться:

- высокая скорость потока НСЖ по трубопроводу;
- запорная арматура открыта не на 100%, а так же не извлечены УКК на трубопроводе;
- на трубопроводе присутствуют отводы 90°;
- равнопроходной тройник с нижним расположением отвода.

2.2 Застревания диагностического устройства

1. Технические решения при застревании диагностического устройства в трубопроводе, вследствие недостаточной скорости перекачиваемой жидкости по внутрипромысловому трубопроводу.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
Разраб.		Назонкин А.В.			Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					30	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

Перед запуском основного диагностического устройства, проводится преддиагностическая очистка трубопровода, а также требуется произвести гидравлические расчеты трубопровода:

- определяется средняя скорость движения нефти по трубопроводу по формуле:

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с} \quad (1)$$

- определяется режим течения жидкости по формуле:

$$\text{Re} = \frac{w D_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{4Q_c}{\pi D_{\text{вн}} \nu} \quad (2)$$

После произведенных расчетов, можно увидеть все данные по прохождению очистных устройств. Это позволяет принимать решения о проведении преддиагностической очистке трубопровода. Таким образом минимизируется застревание ВТУ.

Также при застревании ВТУ в полости трубопровода, можно увеличить подачу добываемой нефтесодержащей жидкости скважин на кустовой площадке при помощи увеличения мощности на ЭЦН. Это приводит к увеличению расхода НСЖ и попутного газа вследствие чего, внутритрубное устройство с большей вероятностью продолжит продвигаться по внутренней полости трубопровода.

2. Проблемы и технические решения большого отложения АСПО во внутренней полости трубопровода.

Данная проблема решается периодическими(плановыми, внеочередными) пропусками ОУ по трубопроводу, для снижения отложений во внутренней полости внутринефтепромыслового трубопровода. Работы проводятся в соответствии с годовым графиком периодической очистки внутренней полости нефтепроводов. График периодической очистки разрабатывается начальником цеха, согласовывается с начальниками управления, центральной инженерно - технической службой и утверждается первым заместителем генерального

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутринефтепромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

директора по производству – главным инженером ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

В графике периодической очистки необходимо указать минимальный расход жидкости для обеспечения необходимой скорости потока (не менее 0,3 м/с для очистных устройств).

При отклонении контролируемых показателей эксплуатации участков трубопроводов(пропускная способность, эффективный диаметр, удельные энергозатраты) от максимально допустимых, проводится внеочередная очистка при помощи ППЛ и вносятся корректировки в планы периодичности очистки.



Рисунок 1 Поршень поролоновый литой

3. Проблемы и технические решения застревания ВТУ при значительных дефектах геометрии трубопровода.

Дефекты геометрии (вмятины, гофры, овальность) -возникают вследствие механических повреждений во время транспортировки труб, проведения сварочно-монтажных работ и в результате смещения трубопровода в грунте.

Во избежание данной проблемы на вновь построенном трубопроводе проводится приемка трубопровода.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

К эксплуатации допускается ВПТ и его объекты, как вновь построенные, так и после реконструкции или капитального ремонта, соответствующие проекту по действующим нормам и правилам и прошедшие приемку в установленном порядке. Приемка объектов ВПТ должна производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.01.04, СНиП III-42, СНиП 3.04.03 и других общероссийских или ведомственных нормативных документов и настоящих Правил.

Приемка в эксплуатацию вновь построенных внутрипромысловых нефтепроводов, а также замененных при реконструкции и капитальном ремонте участков нефтепроводов должна проводиться в комплексе со всеми сооружениями, предусмотренными проектом - линейной частью и площадочными объектами.

До ввода в эксплуатацию оборудование и устройства объектов ВПТ, подлежащие регистрации в государственных надзорных органах, должны быть зарегистрированы и освидетельствованы согласно требованиям действующих норм и правил.

При вводе в эксплуатацию вновь построенных внутрипромысловых нефтепроводов, при реконструкции или капитальном ремонте проложенных по новой трассе, владельцем трубопровода передаются в комитеты по земельным ресурсам и землеустройству местных органов исполнительной власти материалы фактического расположения (исполнительная съемка) трубопровода и объектов ВПТ, для нанесения на кадастровые карты районов.

Приемка в эксплуатацию вновь построенного магистрального нефтепровода и участков замененных при реконструкции или капитальном ремонте должна проводиться приемочной комиссией, назначаемой эксплуатирующей организации.

Рабочая комиссия приступает к работе после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовности объекта к сдаче.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Генеральный подрядчик - организация выбранная на тендерной основе и может быть, как сторонней организацией, так и структурным подразделением эксплуатирующей организации.

В состав приемочной комиссии входят: представители заказчика(эксплуатирующей организации), генерального подрядчика и субподрядчиков, генерального проектировщика (проектной организации), трубопроводной инспекции территориального органа Госгортехнадзора России, Государственного санитарного надзора, Государственного пожарного надзора, МЧС, технического надзора. Порядок и продолжительность работы приемочной комиссии определяется заказчиком на время необходимое для обследования объекта и изучение исполнительной документации.

Линейная часть вновь построенного нефтепровода и замененных участков принимается в эксплуатацию после предъявления генподрядчиком исполнительно-технической документации, удостоверяющей соответствие выполнения строительно-монтажных работ проекту, строительным нормам и правилам, ведомственным нормативным документам, а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов и объектов или сооружений линейной части, систем связи, очистки полости трубопровода, проведения гидравлических испытаний на прочность и герметичность (опрессовки), удаления из трубопровода опрессовочной воды, заполнения его нефтью и комплексного опробования.

До даты начала подключения и заполнения ВПТ нефтью должны быть завершены и приняты рабочей комиссией с оформлением акта объекты и сооружения линейной части ВПТ: собственно трубопровод с лупингами и резервными нитками, с переходами через естественные и искусственные препятствия и с линейными задвижками; узлами пуска-приема очистных и диагностических устройств. Заполнение трубопровода нефтью и его работа после заполнения в течение 72 часов считается комплексным опробованием нефтепровода.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутринефтепромышленного трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Заполнение и комплексное опробование нефтепровода проводится согласно плану мероприятий, разработанному и утвержденному заказчиком и подрядчиком.

Работы по заполнению и комплексному опробованию нефтепровода проводятся под руководством рабочей комиссии.

Приемка вновь построенных объектов ВПТ, а также после реконструкции и капитального ремонта оформляется актом приемочной комиссии, который утверждается руководителем организации заказчика (эксплуатирующей организации). Датой приемки объекта считается дата подписания акта приемочной комиссией.

При сдаче-приемке линейной части вновь построенного ВПТ, а также замененного при реконструкции или капитальном ремонте участка ВПТ, генподрядчик представляет рабочей и приемочной комиссиям следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительномонтажных работ, с указанием выполненных ими видов работ и фамилий специалистов, ответственных за каждый вид работ;
- комплект рабочих чертежей со всеми внесенными в них изменениями;
- перечень всех допущенных при строительстве отступлений от рабочих чертежей с указанием причин и предъявлением соответствующих документов согласования на эти отступления организации, которой выполнен проект строительства, реконструкции или капитального ремонта объекта;
- документы, характеризующие качество сварочных работ: сертификаты на сварочные материалы (электроды, проволоку, флюс); журнал сварочных работ с привязкой одиночных труб и плетей к пикетам; список сварщиков с указанием номеров их удостоверений; копии удостоверения сварщиков и дефектоскопистов; заключения по результатам

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутривышневого трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

- физических методов контроля стыков и механических испытаний;
документы по допускным стыкам;
- документы по антикоррозионной изоляции: сертификаты, паспорта на изоляционные материалы, журнал изоляционных работ, акты на очистку и изоляцию труб, акт на проверку сплошности покрытия, акты испытания участков трубопровода на прочность и герметичность;
- акты на подготовленность оснований траншей или опор, акты на укладку в траншею и засыпку трубопровода, фактическую раскладку труб по маркам стали и толщине стенок с указанием пикета и километра;
- акты пооперационной приемки работ по сооружению переходов через водные преграды и исполнительные профили траншей на всех переходах с фактическими отметками глубины заложения трубопровода и горизонтальной и вертикальной привязкой к реперам, акт на футеровку и балластировку сваренного в нитку подводного перехода;
- акт предварительных испытаний трубопровода на подводных переходах;
- акт на продувку (промывку) внутренней полости участков трубопровода и пропуск очистного устройства;
- заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, паспорта на установленную арматуру и манометры (измерительные приборы);
- акты скрытых работ по линейным сооружениям;
- документацию об отводе земель, рекультивации и возврате части их владельцу после окончания строительства;
- документы, подтверждающие сдачу местным органам власти исполнительной съемки расположения объектов линейной части;
- документы согласований с организациями, объекты которых расположены в охранной зоне трубопровода (или при его пересечении);
- акты на установку и привязку реперов.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутриводного трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Указанные акты должны быть оформлены с участием и подписаны службой технического надзора заказчика.

Проведение приемочных работ позволяет минимизировать дефекты геометрии.

Если же, дефекты геометрии образовались в период эксплуатации внутрипромыслового трубопровода по причине его деформации, и произошло застревание ВТУ в полости трубопровода, то техническое решение данной проблемы состоит из плана мероприятий по вырезке участка, на котором произошло застревание ВТУ, и производится по отдельным от ВТД мероприятиям, производственным инструкциям и нарядам – допускам.

2.3 Частичное разрушение диагностического устройства

1. Проблемы и техническое решение частичного разрушения диагностического устройства из-за большой скорости перекачиваемой жидкости по трубопроводу.

Во избежание данной проблемы производятся гидравлические расчеты при помощи формул приведенных выше (1), (2). После произведенных расчетов, если поток жидкости превышает необходимую скорость потока жидкости, то принимается решение оптимизировать скорость при помощи временной остановки скважин с наиболее высоким газовым фактором на кустовой площадке на время проведения ВТД.

2. Проблемы и техническое решение частичного разрушения диагностического устройства по причине не полностью открытой запорной арматуры и не поднятых УКК на участке проведения ВТД.

Согласно технологической инструкции компании ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз» [16], трубопроводчик линейный обязан подготовить линейную часть участка нефтепровода к пропуску ВТУ. Необходимо проверить положение запорной арматуры на участке нефтепровода. Задвижки, отсекающие камеры пуска и приема, должны быть закрыты

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

. Задвижки, расположенные на линейной части нефтепровода, должны быть открыты, все УКК должны быть извлечены из внутренней полости обследуемого нефтепровода и не препятствовать прохождению ВТУ. При необходимости, по согласованию с управлением, провести проверку задвижек на полное открытие. Проверить исправность всех узлов отбора давления на участке, манометров на камерах пуска-приема СОД. Проверить исправность всех сигнализаторов прохождения скребка на участке пропуска СОД, выставить сигнализаторы на контроль прохождения ВТУ.

При соблюдении всех пунктов технологической инструкции[16], при подготовке линейного участка к проведению работ по очистке и диагностике внутренней полости трубопровода, минимизируется частичное разрушение ВТУ.

2. Проблемы и технические решения, частичного разрушения диагностического устройства, если на обследуемом линейном участке внутрипромыслового трубопровода присутствуют отводы 90°, а также равнопроходной тройник с нижним расположением отвода.

Для решения данной проблемы проводят замену отводов с углом поворота 90° на отводы с углом поворота не превышающие 45°, а также произвести замену тройников с нижним расположением отвода, на тройники с боковым расположением отвода. Данные мероприятия производятся по отдельным мероприятиям, инструкциям и нарядам – допускам.

2.4 Общие положения

Внутритрубная диагностика трубопроводов с помощью профилемера и магнитного дефектоскопа MFL производится с целью:

- составления перечня раскладки линейной части диагностируемого участка трубопровода;
- регистрации дефектов геометрии трубопровода и определения их геометрических размеров;

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- регистрации местонахождения дефектов стенок трубопровода, связанных с потерей металла(внутренней и внешней коррозии, царапин, выщербин);
- обнаружения дефектов в поперечных сварных швах;
- обнаружения не приварных элементов трубопровода (кожухов, опор, не приварных муфт);
- регистрации конструктивных элементов и ремонтных конструкций трубопровода;
- проведения предремонтной классификации дефектов (на основе расчетов на прочность и требований нормативно-технической документации);
- подготовки рекомендаций по методам и срокам ремонта дефектов.

2.5 Предиагностическая очистка трубопровода

Для сохранения пропускной способности и подготовки трубопровода к внутритрубной диагностике проводится очистка внутренней полости трубопровода от асфальтосмолопарафинистых отложений, посторонних предметов, воды и льда, отложений кристаллогидратов и газового конденсата.

Установлены следующие виды очистки:

периодическая (внеочередная) – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности трубопровода и энергозатрат на перекачку, удаления скоплений воды с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

внеочередная(внеплановая) – выполняется при отклонении показателей эксплуатации трубопроводов (пропускная способность, эффективный диаметр, удельные энергозатраты);

предиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости трубопровода для проведения внутритрубной диагностики.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутривышнепромышленного трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

Работы проводятся в соответствии с годовым графиком периодической очистки внутренней полости трубопроводов. Преддиагностическая очистка осуществляется путем пропуска ОУ до достижения чистоты внутренней поверхности трубопровода и до удовлетворительного результата, соответствующего требованиям для пропуска внутритрубных диагностических устройств.



Рисунок 2 Очистное устройство(ОУ), скребок

Очистное устройство (ОУ), скребок(рис. 2) - внутритрубное устройство, предназначенное для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафина и асфальтенопарафинистых отложений, посторонних предметов, загрязнений.

2.6 Калибровка внутренней полости трубопроводов

Калибровка внутренней полости трубопроводов, является важным этапом программ по очистке и диагностики трубопроводов. Суть данного этапа заключается в определении минимального проходного сечения инспектируемого участка трубопровода путём пропуска по нему скребка-калибра. Минимальное проходное сечение внутривидеоскопического трубопровода равна 85% от номинального диаметра трубопровода. Скребки-калибры позволяют определять наличие в трубопроводах сужений, препятствующих прохождению очистных и диагностических устройств. Калибровочная пластина несет первичную информацию о наличии в трубопроводе крупных сужений и о возможности беспрепятственного прохождения по трубопроводу для

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутривидеоскопического трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

последующих диагностических приборов. Обычно калибровочная пластина используется только при первом и втором пропусках скребка-калибра.

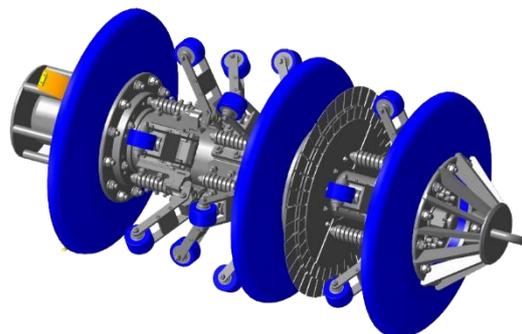


Рисунок 3 Скребок-калибр

Скребок-калибр (рис. 3) - внутритрубное устройство, предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов, определяемой в следующих случаях: для нового трубопровода после завершения монтажных работ; для трубопроводов, на которых проводился ремонт; для трубопроводов, ранее не обследованных внутритрубными дефектоскопами. По результатам пропуски скребка-калибра принимается решение о дальнейшей возможности пропуски по многоканального профилемера и дефектоскопов.

2.7 Профилиметрия 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.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для измерения проходного сечения и дефектов геометрии трубопровода на секции с электроникой установлена измерительная система, состоящая из нескольких независимых сенсоров(рис. 4) равномерно распределенных по окружности изделия и имеющих непосредственный контакт с внутренней стенкой трубопровода.

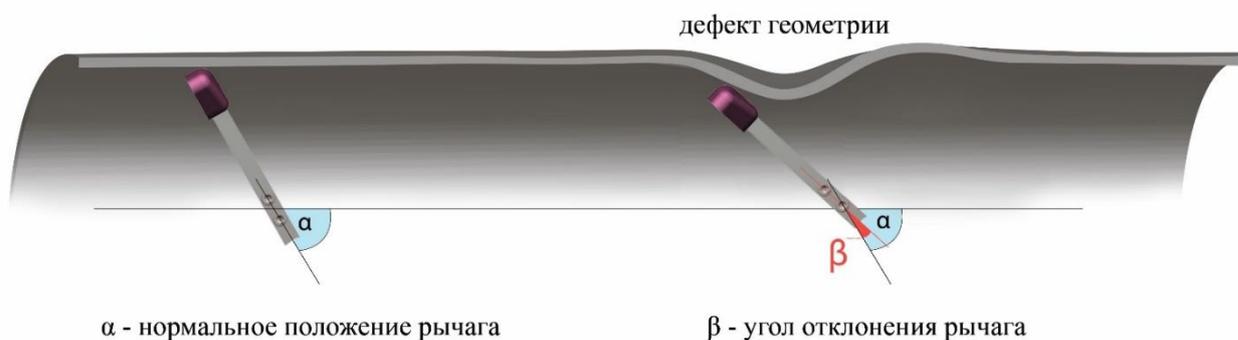


Рисунок 4 Принцип измерения внутренней геометрии трубопровода профилемером

Сенсор представляет собой рычаг. На оси сенсора установлен датчик Холла, чувствительный к угловому положению сенсора. При контакте с геометрической неоднородностью стенки трубопровода сенсор меняет свое угловое положение, что отслеживается выходным электрическим сигналом датчика. Таким образом, профилемер позволяет обнаружить конструктивные элементы трубопровода, сварные швы, а также разнородные дефекты геометрии стенок, такие как вмятины, гофры, овальности.

Следует отметить, что поперечные сварные швы, как правило, сопровождаются наплывами на внутренней поверхности трубопровода, возникающими при проведении сварочных работ. Наличие таких наплывов, а также смещение кромок сваренных труб позволяют зарегистрировать швы. В отдельных случаях при отсутствии наплывов или смещения кромок рычаги, проскользнув по поперечному сварному шву не изменят своего углового положения и данный шов зарегистрирован ВИС не будет.

					Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Поэтому журнал раскладки линейной части трубопровода может быть составлен в полном объеме только по результатам комплексной диагностики.

Кроме измерительной системы дефектоскоп оснащен системами:

- приема – передачи электромагнитных сигналов низкой частоты (22 Гц) с целью локализации устройства в трубопроводе(при передаче сигналов) и с целью получения отметок маркерных пунктов;
- маятниковой системой;
- определения пройденного расстояния.

Далее рассмотрим спецификацию профилемера представленной на таблице 1.

Таблица 1 Идентификация дефектов и особенностей

Особенность	Да	Нет	Возможно
	POI ¹ >90%	POI<50%	50%<= POI<=90%
Дефекты геометрии			
гофра	X		
вмятина	X		
овальность	X		
Конструктивные элементы			
сварной шов	X		
задвижка (линейный кран)	X		
тройник	X		
трубопроводная арматура ²			X
сварное присоединение		X	
отвод(поворот оси)	X		
изменение диаметра	X		
изменение толщины стенки (при соединении труб)	X		

Также в таблице 2 рассмотрим обнаружение и погрешность оценки размеров аномалий для профилемера.

Таблица 2 Обнаружение и погрешность оценки размеров аномалий для профилемера

Глубина при POD = 90%	1.0% от Дн, или 3 мм, в зависимости что больше
Овальность при POD=90%	1.0% от Дн, или 3 мм, в зависимости что больше
Оценка глубины с достоверностью 80%	± 1.0% от Дн для труб диаметром менее 325 мм ± 0.5% от Дн для труб диаметром от 325 мм
Оценка ширины с достоверностью 80%	± 50 мм
Оценка длины с достоверностью 80%	± 50 мм

В таблице 3 мы рассмотрим погрешность профилемера определения местонахождения особенности или дефекта.

Таблица 3 Погрешность профилемера определения местонахождения особенности или дефекта

Погрешность оценки дистанции одометрической системой между маркерами	± 0.25%
Погрешность оценки дистанции от ближайшего кольцевого шва	± 0.05 м
Погрешность оценки углового положения особенности	не более ± 15°



Рисунок 5 Многоканальный профилемер

Многоканальный профилемер(рис. 5) - внутритрубное устройство, предназначен для измерения величины внутреннего проходного сечения и радиусов поворота трубопровода различного диаметра. После прогона профилемера принимается решение о пропуске магнитного дефектоскопа.

2.8 Дефектоскопия трубопроводов

2.8.1 Магнитные дефектоскопы

Метод магнитной дефектоскопии заключается в намагничивании стенок трубопровода до состояния насыщения и регистрации изменения магнитной индукции вблизи намагниченного участка. Намагничивание осуществляется с помощью постоянных магнитов и гибких щеток в продольном направлении. Величина магнитной индукции, измеренная над бездефектным участком, несет информацию о толщине стенки трубопровода. При наличии в стенке трубы трещин или дефектов, связанных с потерей металла (коррозия, задиры), приводит к изменению напряженности магнитного поля.

Для определения размеров дефектов и их местоположения на внутренней или внешней поверхности трубы дефектоскоп оснащен датчиками двух разных типов.

Датчики высокого разрешения типа 1 (датчики Холла) являются основными и предназначены для обнаружения и точного измерения потерь металла и поперечных трещин, а также регистрации аномалий в поперечных швах металлических предметов, расположенных вблизи внешней поверхности

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

трубы, муфт, кожухов и т.п. Они являются пассивными датчиками, расположенными между полюсами электромагнитов (рис.6).

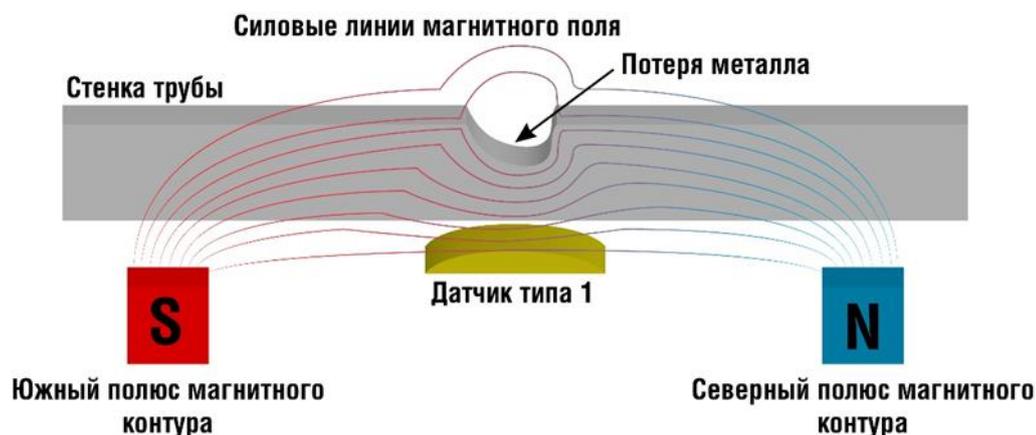


Рисунок 6 Принцип регистрации сигналов датчиками типа 1

Магнитная диагностика обладает следующими преимуществами:

- высокая чувствительность к дефектам потери металла
- высокая разрешающая способность
- высокая стабильность результатов контроля
- наглядность результатов контроля
- минимальное количество ложных срабатываний
- высокая надежность и технологичность конструкции

внутритрубных дефектоскопов

Информация, поступающая с датчиков типа 1, не позволяет сделать вывод о том, расположены ли дефекты на внутренней или наружной поверхности трубопровода.

Для определения местоположения потери металла (внутренняя или наружная поверхность трубопровода) предназначены датчики типа 2.

Принцип работы основан на формировании разностного сигнала двух переходных процессов. Переходные процессы в контуре возбуждаются прямоугольным импульсом. При прохождении датчика 2 типа по внешнему дефекту индуктивность катушек одинаковая (рис 7) $L_1=L_2$.

					Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Когда катушки последовательно проходят над какой-либо внутренней особенностью трубопровода (коррозия, сварной шов и т.п. рис 7), индуктивность катушек изменяется в пределах $\pm 50\%$ от номинального значения, для случая б) $L1 > L2$, а для в) $L1 < L2$. Соответственно изменяются переходные процессы в резонансных контурах и появляется разностный сигнал на выходе схемы.

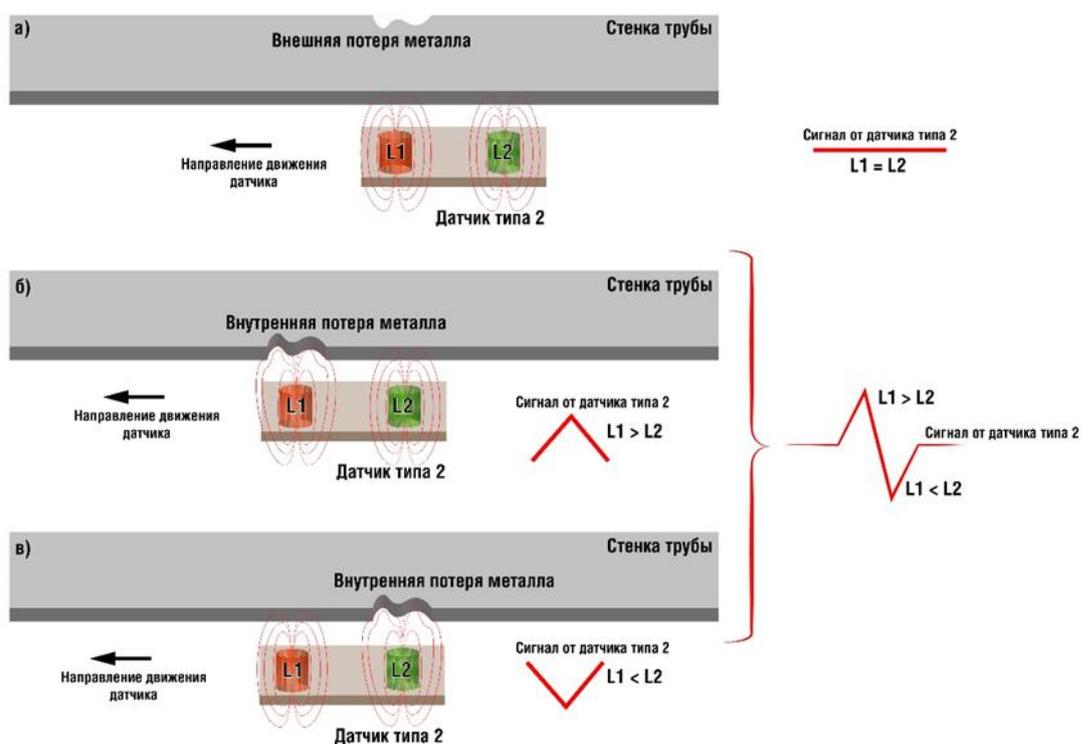


Рисунок 7 Принцип регистрации сигналов датчиками типа 2

Размеры дефектов определяются по характеристикам магнитных полей рассеяния при помощи специально разработанных математических моделей. Угловое положение зарегистрированных особенностей трубопровода определяется с помощью маятниковой системы. Система измерения пройденного расстояния основана на регистрации импульсов одометрических колес.

Привязка дефектов производится к ближайшим точкам-ориентирам(маркерным пунктам, задвижкам, вантузам), а также к ближайшим поперечным кольцевым сварным швам.

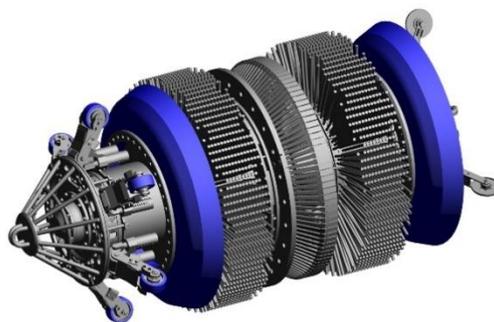


Рисунок 8 Магнитный дефектоскоп

Магнитный дефектоскоп(рис. 8) - внутритрубное устройство, предназначен для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при поперечном намагничивании в материале трубопровода и продольных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

2.8.2 Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы

Техническим результатом предложенной полезной модели является повышение эффективности и достоверности диагностики за счет конструктивного выполнения и включения в процесс диагностики магнитного метода диагностики с продольным намагничиванием и вихретокового метода контроля, реализованных в единой с ультразвуковыми методами системе временных и пространственных координат и обеспечивающих дополнительное обследование остаточной толщины стенки трубопровода и обнаружение трещин в поперечных сварных швах и околошовных зонах.

Указанный технический результат достигается в дефектоскопе для диагностики состояния трубопроводов, состоящей из секций и содержащей систему подключения и управления работой всего дефектоскопа, систему ультразвуковой диагностики толщины стенок, систему ультразвуковой

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

диагностики трещин трубопроводов и магнитную систему диагностики. Он состоит из трех секций, одна из которых содержит установленные в герметичном корпусе комплект батарей с системой их подключения и управления работой всего дефектоскопа, маркерный приемопередатчик с антенной, датчики внешнего и внутреннего давления, температуры и одометрические датчики, установленные на подпружиненных рычагах снаружи корпуса секции. Вторая секция содержит установленные в герметичном корпусе систему ультразвуковой диагностики толщины стенок и систему ультразвуковой диагностики трещин трубопроводов, включающие блоки обработки и записи ультразвуковой диагностической информации от установленных снаружи корпуса на гибких ползках двух групп ультразвуковых датчиков, одна из которых выполнена с возможностью измерения толщины стенок, а другая - с возможностью обнаружения трещин. А третья секция содержит магнитную систему диагностики с продольным намагничиванием, блоки обработки и записи данных. Магнитная система диагностики с продольным намагничиванием включает несущий магнитопровод, на котором установлены две кольцевые группы магнитов таким образом, что магниты в одной группе установлены на магнитопровод одноименными полюсами, а магниты в различных группах установлены на магнитопровод противоположными полюсами. На свободных полюсах магнитов обеих групп установлены металлические щетки для передачи магнитного потока на стенку диагностируемой трубы. Во внутреннем пространстве между щетками установлены на подпружиненных рычагах блоки комбинированных датчиков для измерения остаточного поля намагничивания стенки трубы, установленные на поверхности магнитопровода в герметичных корпусах мультиплексоры для сбора информации с блоков комбинированных датчиков. Блоки обработки и записи данных расположены в герметичной колбе внутри магнитопровода, блоки комбинированных датчиков магнитной системы диагностики содержат датчики трех типов, два из которых - датчики Холла для измерения продольной и поперечной составляющих магнитного поля, а третий тип датчиков -

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

вихретоковые - для обнаружения и регистрации дефектов, расположенных на внутренней поверхности стенки трубопровода.

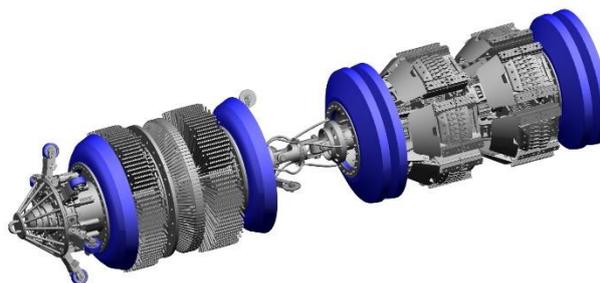


Рисунок 9 Комбинированный магнитно-ультразвуковой дефектоскоп

Комбинированный магнитно-ультразвуковой дефектоскоп(рис. 9) - внутритрубное устройство, 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.

					<i>Анализ проблем и технические решения по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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. Последовательность операций при внутритрубной диагностике представлена на блок – схеме 1.



Схема 1 Последовательность операций при ВТД

					«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутривидеотрубопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Назонкин А.В.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					51	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

На сегодняшний день, состояние ВПТ можно охарактеризовать как удовлетворительное в связи с перекачкой нефти от кустовых площадок до ДНС и УПСВ с большим количеством примесей АСПО в НСЖ. В следствии этого появляются многочисленные дефекты трубопровода, в основном коррозионного характера. Возникает потребность детального изучения технического состояния внутрипромысловых трубопроводов. По уровню эксплуатационной надежности можно судить о техническом состоянии внутрипромысловых трубопроводов. Для обнаружения дефектов стенок трубопровода их внутритрубная диагностика осуществляется с помощью специальных приборов внутритрубной инспекции (ВИП). В данной работе был рассмотрен внутрипромысловый нефтепровод «», на котором была проведена планово - предупредительная диагностика.

Таблица 4 Технические характеристики ВПТ

Параметр	Технические характеристики
Диаметр трубопровода	мм
Длина обследуемого участка трубопровода	км
Толщина стенки	мм
Материал труб	
Предел прочности материала	кгс/см ²
Предел текучести материала	кгс/см ²
Проектное/Рабочее давление	кгс/см ² / кгс/см ²
Год строительства	

В соответствии с заявкой и планом проведения внутритрубной диагностики ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз» и графиков проведения ВТД, а так же методическим указаниям компании ПАО «НК Роснефть» в ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз» на год внутрипромыслового нефтепровода «» проводились следующие этапы:

Подготовительный этап:

На данном этапе была произведена тщательная очистка трубопровода путем пропуска очистного устройства ОУ – (для удаления АСПО со стенок трубопровода). А так же проведена калибровка ВПТ при помощи скребка-калибра СК – (для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода).

Результаты проведения подготовительного этапа приведены в таблице 5.

Таблица 5 Результат подготовки ВПТ к диагностированию

№	Тип устройства	Дата и время		Скорость, м/с	Среднее давление нефти, МПа		Примечание
		Запуск	Прием		Запуск	Прием	
1	Очистное устройство (ОУ –)						АСПО – кг
2	Скребок – калибр (СК –)						АСПО – кг, минимальное сужение ВПТ составляет %

После проведения оценки результатов подготовительных этапов, принимается решение о готовности участка к проведению внутритрубной инспекции, которая в свою очередь включает в себя два диагностических способа: профилемертию и дефектоскопию.

Для получения данных профиля ВПТ был использован многоканальный профилемер. Результаты обследования изложены в диаграммах 1,2.

Диаграмма 2 Горизонтальный профиль трубопровода

После обследования ВПТ профилемером, принимается решение о запуске магнитного дефектоскопа с продольным (MFL) намагничиванием.

Диаграмма 1 Вертикальный профиль трубопровода

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

Результаты исследования внутренней полости трубопровода с помощью магнитного дефектоскопа приведены в таблице 6.

Таблица 6 Результаты Исследования внутренней полости трубопровода

№	Тип устройства	Дата и время		Скорость, м/с	Среднее давление нефти, МПа		Примечания
		Запуск	Прием		Запуск	Прием	
1	Магнитный дефектоскоп с продольным (MFL) намагничиванием						

После вскрытия камеры приема СОД, повреждений дефектоскопа не обнаружено. Данные с дефектоскопа получены в полном объеме и переданы для дальнейшей обработки и расшифровки приборов в ООО «НТЦ «».

Анализ результатов внутритрубной инспекции:

В период с г. по г. на трубопроводе ВПТ «» диаметром мм, протяженностью км была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода профилемером и магнитным дефектоскопом с продольным (MFL) намагничиванием.

Перед пропуском дефектоскопов были проведены работы по очистке трубопровода и оценке величины проходного сечения.

Данные были получены от точки запуска до точки приема в полном объеме. Средняя скорость профилемера во время прогона составила м/с. График скорости движения дефектоскопа приведен на рис. 10.

Рисунок 20 График скорости профилемера

Заключительным этапом полевых работ был пропуск магнитного дефектоскопа с продольным намагничиванием (MFL).

Данные были получены от точки запуска до точки приема в полном объеме. Средняя скорость магнитного дефектоскопа во время прогона составила м/с. Графики скорости движения магнитного дефектоскопа и давления в трубопроводе приведены на рис. 10 - 11.

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

Рисунок 31 Скорость движения магнитного дефектоскопа

Рисунок 42 Давление в трубопроводе

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

По мере поступления данных на базу была проведена их интерпретация и составлена база данных особенностей. Заключительными этапами обработки данных являются расчет на прочность, предремонтная классификация дефектов и выдача рекомендаций по срокам и методам ремонта.

По результатам анализа качество инспекционных данных диагностируемого участка трубопровода признано удовлетворительным. Все системы дефектоскопов работали в штатном режиме. Анализ данных проведен по всей дистанции трубопровода.

По результатам диагностирования участка был сделан анализ коррозионных дефектов малых геометрических размеров (фоновой коррозии) глубиной до 10% от толщины стенки трубы.

Всего зарегистрировано потерь металла с глубиной, не превышающей 10% от толщины стенки. Плотность распределения фоновой коррозии по дистанции приведена на рис. 13.

Рисунок 53 Плотность распределения фоновой коррозии

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В процессе обработки данных диагностирования на трубопроводе зарегистрировано дефектов. Статистические сведения по обнаруженным дефектам приведены в таблице 7.

Таблица 7 Сведения по обнаруженным дефектам

Распределение дефектов по типам приведено на рис. 14.

Рисунок 64 Распределение дефектов по типам

В связи с малым сроком эксплуатации трубопровода и малой выборкой потерь металла, оценка роста коррозии не проводилась, скорость роста коррозии принята мм/год. Эта величина была принята для дальнейших расчетов

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подводя обобщенный итог анализа результатов диагностического обследования трубопровода ВПТ «», диаметром мм, протяженностью км, можно сделать следующие выводы:

- на обследованном участке трубопровода выявлено дефектов;
- предремонтная классификация согласно СП 36-13330-2012, СП 86-13330-2014, ВСН 012-88, ГОСТ и ТУ на изготовление труб показала, что 12 дефектов не соответствуют требованиям стандартов;
- дефектов «опасных» по результатам расчета на статическую прочность не выявлено;
- дефектов с допустимым давлением меньше проектного не выявлено, снижения рабочего давления не требуется;
- в ближайшие лет рекомендуется отремонтировать дефекта (вмятины, со сроком ремонта менее 1 года);
- срок безопасной эксплуатации трубопровода составляет лет.

3.2 Общие требования к диагностируемому оборудованию

Внутритрубная техническая диагностика (ВТД) - это совокупность мероприятий, целью которых является получение информации о дефектах, сварных швах, характеристиках трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Чтобы провести внутритрубное обследование внутрипромыслового трубопровода, необходимо воспользоваться комплексом внутритрубного диагностического оборудования, позволяющим выявить дефекты и особенности на диагностируемом участке трубопровода, установить характеристики дефектов, определить места расположения дефектов и особенностей, провести их идентификацию.

Внутритрубное оборудование в стандартной комплектации должно содержать:

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- внутритрубное устройство для того, чтобы определить минимальное сечение трубопровода и очистить внутреннюю часть трубопровода;
- ВИП для выявления и локализации характерных элементов трубопровода;
- набор оборудования на поверхности для обслуживания и ремонта под высоким давлением;
- электронные и компьютерные методы, программное обеспечение и методики обработки данных.

ВИП должны быть снабжены встроенной системой для их испытания перед прохождением по трубопроводу.

Для обследования нефтепроводов должно применяться внутритрубное диагностическое оборудование, которое по степени защиты от поражения электрическим током не представляет опасности для обслуживающего персонала при его эксплуатации в соответствии с [17].

Во взрывоопасных зонах должно применяться оборудование, предназначенное к эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 2 или выше согласно классификации.

При проведении ВТД нефтепроводов допускается диагностическое оборудование, прошедшее необходимые испытания по [18] в соответствии с [15], включающая комплекс испытаний для повреждения соответствия технических характеристик диагностического оборудования требованиям ПАО «НК Роснефть».

Внутритрубное оборудование, предназначенное для проведения ВТД нефтепроводов с внутренним защитным покрытием, не должно нарушать характеристики внутреннего покрытия (остаточной толщины, шероховатости поверхности).

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВИП, предназначенные для ВТД нефтепроводов с внутренним защитным покрытием, должны быть защищены от воздействия статического электричества.

Технические характеристики ВИП должны включать:

- габариты внутритрубного оборудования и массу;
- минимальный диаметр проходимого ВИП сужения нефтепровода;
- минимальный радиус поворота нефтепровода, проходимый ВИП;
- максимально допустимое рабочее давление продукта;
- диапазон температур эксплуатации внутритрубного оборудования;

В эксплуатационные документации на ВИП должны быть указаны типы обнаруживающих особенностей, а также технические характеристики ВИП.

3.3 Требования к диагностируемому участку трубопровода

Каждый диагностируемый участок должен быть оборудован камерами спуска и приема внутритрубных устройств (ВТУ) (стационарными или временными).

Размеры и конструкция камер пуска/приема и лотков должны обеспечивать возможность использования ВИП.

Конструкция камер пуска и приема, а также их технологическая обвязка должны обеспечивать:

- запаску ВТУ в камеру с возможностью входа передней манжеты в сужающуюся часть камеры;
- извлечение ВТУ из камеры;
- полное вытеснение воздуха из камеры при заполнении объема камеры продуктом перекачки;
- плавное повышение давления в камере;
- плавный выход устройства из камеры;

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- безопасность операций по запуску и приемке ВТУ;
- сохранение целостности ВТУ при операциях приема и запуска.

Перед камерами пуска и приема должны быть предусмотрены площадки для обеспечения возможности технического обслуживания оборудования во время укладки и удаления ВТУ из камер.

Подъездные дороги к камерам пуска и приема должны быть пригодны для проезда тяжелых грузовых машин и обеспечивать свободный проезд на время проведения работ.

Если оборудование подрядной организации(ПО) не может добраться до места проведения работ, то эксплуатирующая организация (ЭО) должна предоставить транспорт для ВТУ.

Запорная арматура на проверяемом участке должны быть ремонтпригодной и предотвращать утечку нефти, газа и пластовой воды. Перед проведением ВТД, ЭО должна осмотреть узлы запорной арматуры (УЗА), находящиеся в эксплуатации, и результаты осмотра отразить в акте подготовки участка трубопровода к диагностике.

Пусковые/приемные устройства ВТУ должны быть обеспечены сигнализаторами прохождения ВТУ, фиксирующими факт прохождения очистного устройства и ВИП. Контрольно - измерительные приборы (манометры) и сигнализаторы должны содержаться в надлежащем состоянии. Для сопровождения ВТУ на узлах запорной арматуры могут быть установлены средства автоматического отслеживания прохождения ВТУ.

Реперные точки нефтепровода, должны быть отмечены на местности и иметь привязку к абсолютным геодезическим координатам с точностью не более 0,25 м.

Внутренняя полость трубы на участке ВПТ, предоставляемом к диагностированию, должна проходить регулярную очистку от отложений,

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

инородных и металлических предметов (электроды, отложения, окалина). На диагностируемом участке не должно быть крутоизогнутых отводов более 45°, препятствующих прохождению ВТУ.

3.4 Очистка трубопровода перед внутритрубной диагностикой

Чистота полости трубопроводов должны обеспечиваться на всех этапах работы с трубой: транспортировки, погрузки, разгрузки, разводки и раскладки секций по трассе, сварки секций в нитку и укладки, эксплуатации.

Загрязнения в трубопроводе появляются и накапливаются по следующим причинам:

- в процессе строительства трубопровода, внутрь его случайно попадает грунт, вода и различные предмет;
- при эксплуатации ВПТ его внутренняя поверхность загрязняется частицами породы, окалиной, отслоившейся от труб, конденсатом, водой, метанолом и т.п.

Загрязнения внутренней поверхности трубопровода приводит к снижению его пропускной способности, а также может затруднить или сделать невозможным пропуск через трубопровод снарядов - дефектоскопов при проведении ВТД. Поэтому полость ВПТ очищают после строительства, реконструкции и ремонта до ввода в эксплуатацию, а также периодически, перед проведением ВТД.

При отчистке трубопровода, первым запускают ОУ, для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости трубопровода. В качестве очистных устройств применяют очистные поршни различных конструкций. Выбор применяемого очистного устройства определяется видом загрязнений (твердые частицы, металлические частицы, жидкость). Благодаря плотному прилеганию очистного поршня к поверхности ВПТ при его движении происходит очистка внутренней поверхности трубопровода.

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При этом загрязнения собираются перед поршнем и движутся вместе с ним. Таким образом, уплотняющие элементы конструкций очистных поршней должны быть износостойкими для обеспечения их эффективности при прохождении больших расстояний по трубопроводу. Для контроля за прохождением очистных устройств по ВПТ, ОУ оснащается передатчиком(локатором) для определения местоположения устройства. На КПП СОД устанавливаются сигнализаторы прохождения поршня. АСПО, жидкость и грязь, выносимые очистным поршнем из трубопровода, собираются в приемной емкости. Осуществление выполненных работ по очистке полости выполняются в соответствии с инструкцией, которая должна предусматривать порядок организации работ по прохождению очистных устройств, организацию технологию их пуска и приема и требования безопасности, и противопожарные мероприятия.

После полной очистки внутренней полости трубопровода, производят запуск скребка-калибра.

Скребки – калибры разработаны для очистки и оценки минимальной площади поперечного сечения трубопровода, перед проведением диагностики.

Проходное сечение оценивается по загибу калибровочных дисков, установленных на скребок. При прохождении недопустимых сужений пластины деформируются, по наличию и величине загиба выносится решение о возможности продолжения диагностических работ. Скребки – калибры способны проходить сужения до 0,7 наружного диаметра трубопровода. Установленные калибровочные пластины (состоящие из лепестковых калибров) имеют диаметр 0,85 DN и 0,9DN, который соответствует проходимости диагностического оборудования. Двигаясь по трубопроводу, скребок – калибр собирает со стенок оставшиеся отложения после пропуска ОУ и частично выносит их в приемную камеру. Изучая принятый в приемной камере после пропуска скребка – калибра, оценивают:

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- проходное сечение трубопровода(минимальное проходное сечение трубопровода должно составлять 85%);

- количество отложений на стенках трубопровода.

3.5 Организация внутритрубного технического диагностирования

До начала проведения работ по ВТД, эксплуатирующая организация, направляет в адрес подрядной организации заявку на проведение - технического диагностирования.

Заявка должна содержать:

- реквизиты договора, заключенного между ЭО и ПО, на основании которого проводится работа;

- название внутривидеотрубопроводного трубопровода, подлежащего диагностированию;

- планируемые сроки проведения работ;

- опросный лист технических характеристик диагностируемого участка ВПТ (технологический опросный лист);

- опросный лист диагностических характеристик участка ВПТ (диагностический опросный лист). Опросные листы (технологический и диагностический) должны быть заполнены в соответствии с типовой формой.

Пропуск ВПТ без наличия опросных листов не допускается.

На основании заявки ПО проводит анализ возможности/невозможности выполнения ВТД и сообщает ЭО.

При невозможности проведения ВТД ЭО оценивает возможности и сроки устранения препятствий для проведения ВТД и корректирует заявку.

На основании заявки ПО должна сообщить ЭО:

- состав оборудования;

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- требуемые режимы транспорта продукта (в случае отсутствия устройства активного регулирования скорости движения ВИП);
- состав бригады;
- ответственного лица, имеющего полномочия принимать решения по порядку пропуска средств ВТД, графику работ, подписывать технические акты и пр. ЭО должна предоставить план производства работ, который должен быть согласован с СО.

План производства работ должен содержать следующие разделы:

- план – график работ;
- список мероприятий для подготовки и проверки готовности участка для проведения ВТД;
- технологическая схема газопровода и узлов приема – запуска;
- инструкция по запуску и приемке средств ВТД с использованием стационарных и временны камер приема – запуска ВТУ, при проведении работ по ВТД методом протаскивания ВТУ;
- методы и средства контроля прохождения очистных устройств и ВИП;
- положение запорной арматуры на линейной части, перемычках и отводах – врезках;
- требования по охране труда;
- порядок отслеживания прохождения средств ВТД (схема расстановки постов с обозначением номера, связь и прочее);
- план действий в случае застревания средств ВТД в газопроводе;
- план действий в случае прихода в камеру неисправных, разрушенных средств ВТД;
- критерии признания пропуска средств ВТД успешным;

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- порядок утилизации отходов и мойки оборудования;
- список лиц, уполномоченных подписывать технические акты, связанные с пропусками внутритрубных устройств. Для пропуска ВИП должна быть проведена контрольная очистка и калибровка трубопровода.

Пропуск средств очистки должен проводиться до тех пор, пока вынос грязевых отложений не будет менее 5 кг для нефтепроводов диаметров менее 500 мм.

Если после пропуска скребка – калибра, калибровочные пластины были загнуты и минимальное проходное сечение трубопровода составило менее 85%, то пропуск профилемера после калибровки обязателен.

После пропуска профилемера ПО должна предоставить ЭО список объектов, которые необходимо устранить для успешного пропуска ВИП. Список объектов для устранения должен содержать привязку к реперным точкам.

После анализа предоставленного списка объектов согласуют сроки их устранения и корректирую план - график работ по диагностике. На каждый устранённый объект составляют акт, позволяющий ПО однозначно связать место ремонта с записью профилемера.

3.6 Проведение внутритрубного технического диагностирования

Работы по проведению ВТД должно проводить не менее двух человек, допущенных к проведению газоопасных работ и руководителя по проведению[16]. Камеры приема – запуска комплектуются техникой и механизмами в количестве, необходимом для обеспечения запуска или приема снарядов. Руководитель по проведению газоопасных работ, оформляет акт готовности к пропуску, наряды-допуски на проведение газоопасных работ и обязан лично присутствовать при запуске, приеме и поднятии УКК.

Оснащение линейной бригады по проведению газоопасных работ.

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Перечень оснащения бригады:

- автотранспорт для оперативного перемещения линейной бригады вдоль трассы внутрипромыслового нефтепровода;
- набор предупредительных знаков: «Опасно, ведутся газоопасные работы», «Опасная зона», «Проезд закрыт»;
- средства связи во взрывозащищенном исполнении;
- поверенные манометры для обеспечения замера давления в трубопроводе до и после запорно-регулирующей арматуры, и на камерах запуска и приема;
- инструменты и приспособления для проведения обслуживания и ремонта;
- средства замера загазованности(газосигнализатор);
- средства индивидуальной защиты органов дыхания;
- первичные средства пожаротушения;
- медицинская аптечка.

Обязанности линейной бригады по проведению газоопасных работ.

К обязанностям линейной бригады относится:

- недопущение в опасную зону (200 м) посторонних лиц;
- наблюдение за режимом нефтепровода по показаниям манометров;
- выполнение всех распоряжений руководителя работ;
- контроль прохождения снарядов и немедленное сообщение руководителю работ для уточнения местоположения и определения скорости давления устройства.

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Снятие линейной бригады осуществляют только по указанию руководителя по проведению газоопасных работ. Персонал линейной бригады должен постоянно находиться на месте проведения газоопасных работ и не отлучаться без разрешения руководителя.

По результатам каждого пропуска ВИП ПО оценивает пригодность полученных записей для последующей обработки.

Если данные полученных записей признаны непригодными к обработке по причине недостаточной очистки, то должен быть проведен повторный комплекс мероприятий по очистке трубопровода.

После устранения причин снижения качества записи проводят повторный пропуск инспекционных приборов [16].

Если повторный пропуск провести невозможно или невозможно устранить причину снижения качества записи, то стороны должны определить допустимый уровень снижения точности результатов ВТД.

По завершении работ по пропускам снарядов или каждого этапа ЭО и ПО должны оформить совместные акты на каждый пропуск ВИП.

Все вышеперечисленные мероприятия должны быть выполнены вне зависимости от протяженности диагностируемого участка.

В согласованный с ЭО срок, но не позднее 15 рабочих дней после получения данных обследования отделом анализа ПО, подрядная организация должна передать предварительный отчет.

Предварительный отчет должен содержать все найденные к моменту его предоставления опасные дефекты, а также аномалии, рекомендованные ПО работы по их устранению.

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.7 Приемка результатов ВТД

Процедура приемки результатов ВТД является обязательной.

Сдача работ по ВТД трубопроводного участка осуществляется после предоставления подрядной организации итогового отчета. В техническом задании на проведение ВТД должны быть установлены требования по вероятности обнаружения и распознавания дефектов, точности определения местоположения дефектов, точности определения их геометрических размеров

При выявлении во время ВТД на площадке дефектов, нуждающихся в безотлагательном внешнем осмотре, ДДК этих дефектов должен производиться в шурфах. Если параметры обнаружения, распознавания места дефекта, а также точные характеристики результатов ВТД соответствуют требованиям, установленным в техническом задании на ЭО, то приемка результатов ВТД осуществляется без применения средств специфической обработки данных ВТД и ДДК.

В случае, если результаты принятия к исполнению работ по ВТД без применения статистической обработки данных ВТД и ДДК экспертом признаны в качестве неудовлетворительных, об этом информируется ПО. ЭО и ПО должны совместно провести повторное инспекцию и ДДК по устранению неисправностей. На основании результатов ДДК ЭО и ПО подготавливается отчет инспекции, который должен содержать следующие данные:

- ошибки в определении геометрических параметров дефектов и их местоположения;
- выявления типов дефектов;
- упущенных недостатков.

При получении неудовлетворительных результатов повторных испытаний и повторной проверки соответствия данных ВТД установленным

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

требованиям технического задания на ВТД, работы по ВТД нефтепровода считаются неприемлемыми, и приемка работ осуществляется с использованием статистической обработки данных ВТД и ДДК.

Приемо-сдаточные испытания по ВТД с использованием метода статистической обработки данных ВТД и ДДК направлены на подробную проверку соответствия вероятностей обнаружения, вероятностей распознавания и вероятности соблюдения нормативов по точным характеристикам геометрических размеров дефектов. Во время проведения приемки работ с использованием статистической обработки данных ВТД и ДДК обязательным является присутствие представителей специалистов по неразрушающему контролю ПО.

Назначение процесса сбора статистических данных ВТД и ДДК заключается в оценке и корректировке данных ВТД по итогам ДДК.

На основании результатов принятия работ по ВТД эксплуатирующая организация и подрядная организация составляют совместный акт, обобщающий результаты ДДК.

Если это необходимо, на основании результатов статистической обработки данных ВТД и ДДК, ПО данные ВТД должны быть переработаны для их корректировки.

Техническая диагностическая система должна быть способна выявлять неисправности и характеристики следующих типов:

- с вероятностью распознавания, равной 95%

а) коррозию;

б) продольную и поперечную канавку;

в) вмятину;

г) гофр;

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

д) шлифовка продольного шва;

е) шлифовку спирального шва;

ж) заварку технологического отверстия;

и) дефект проката;

- с вероятностью распознавания, равной 90%, зоны продольных или поперечных трещин;

- с вероятностью распознавания, равной 85%:

а) механическое повреждения;

б) технологической дефект;

в) металлургический дефект;

г) закат.

Проверка выполнения требований по вероятности определения точных характеристик размера дефекта должна осуществлять отдельно для глубины, ширины и длины дефектов.

В ходе проверки точности определения размера трещин в соответствии с требованиями технической спецификации, глубина трещин должна определяться путем контролируемого пошагового шлифования с использованием метода магнитных частиц.

Во время ДДК подготовка трубопровода к неразрушающему контролю в шурфах должна выполнять эксплуатирующая организация.

Итоги осмотров, осуществленных в ходе приемки работ по ВТД, должны быть отражены ЭО в информационной системе сбора, хранения и обработки результатов ВТД трубопровода.

Эксплуатирующая организация может осуществить приемку ВТД сразу на нескольких обследованных участках, если:

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ВТД на этих участках было проведено одной подрядной организацией с применением одних и тех же ВИП;
- интервал времени между проведением ВТД на участках не превышает полугодя;
- на одном из участков была проведена оценка результатов ВТД с применением статистической обработки данных ВТД и ДДК;
- результаты статистической обработки показали, что вероятность обнаружения и распознавания дефектов, а также вероятности, с которыми удовлетворяются требования по точным характеристикам определения размеров дефектов, соответствуют требованиям технического задания.

					Технологическая часть	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Расчетная часть

4.1 Расчет наименьшей допустимой толщины стенки трубопровода

Расчет наименьшей допустимой толщины стенки трубопровода проводится согласно ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» по формулам:

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(R_1 + nP)} \quad \text{при} \quad \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75 \quad (3)$$

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad \text{при} \quad \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75 \quad (4)$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8

Обозначение	Содержание	Значение	Единицы измерения
P (МАОР)	Максимальное допустимое рабочее давление трубопровода		МПа
D _н	Наружный диаметр трубопровода		мм
n	Коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе		
α	Коэффициент несущей способности		
k ₁	Коэффициент однородности материала труб		

					«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутринефтегазовых трубопроводов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Назонкин А.В.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					75	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Таблица 8

m_1	Коэффициент условий работы материала труб при разрыве		
m_2	Коэффициент условий работы трубопровода в зависимости от транспортируемой среды		
m_3	Коэффициент условий работы материала при повышенных температурах - для условий работы промышленных трубопроводов		
R_1^H	Нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб		МПа
R_2^H	Нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии материала труб		МПа
R_1	Расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов $R_1 = R_1^H m_1 m_2 k_1$		

Рассчитаем, так как $\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75$, то расчет производится по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad (5)$$

$$\delta_{отб} = \text{мм}$$

В результате проведенных расчетов $\delta_{отб} =$ мм. Согласно таблице 9, величина минимально допустимой толщины стенки трубы для трубопроводов

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

диаметром мм не может быть меньше мм. Эта величина и будет использована для дальнейших расчетов.

Таблица 9

Наружный диаметр D_n , мм	≤ 108 (114)	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0

4.2 Расчет на прочность

Результатами расчета на прочность являются:

- максимальное допустимое рабочее давление ($P_{\text{доп}}$) для дефекта;
- коэффициент ремонта (ERF) – для методики ASME B31G.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10

Обозначение	Содержание	Значение	Единицы измерения
$P_{\text{макс. доп}}$	Максимально допустимое давление		МПа
t	номинальная толщина стенки		мм
d_1	глубина потери металла первого дефекта		мм
d_2	глубина потери металла второго дефекта		мм
L_1	замеренная длина потери металла первого дефекта		мм
L_2	Замеренная длина металла второго дефекта		мм
DN	номинальный внешний диаметр трубопровода		мм

Согласно методике стандарта ASME B31G для проведения расчетов на прочность расчетный коэффициент ремонта ERF определяется по формуле:

$$ERF = \frac{P_{\text{макс.доп}}}{P_{\text{safe}}}, \quad (6)$$

При отсутствии особых требований со стороны заказчика, за максимальное допустимое давление P принимается расчетное допустимое давление для бездефектной трубы, определенное по уравнению:

$$P_{\text{макс.доп}} = \frac{2t}{DN} \cdot S \cdot F_d \quad (7)$$

Для короткой потери металла, т.е. если $\frac{L^2}{DN \cdot t} \leq 20$, максимальное безопасное давление P_{safe} рассчитывается по уравнениям:

$$P_{\text{safe}} = 1.1 \cdot P \cdot \left(\frac{1-Q}{1-\frac{Q}{M}} \right) \quad (8)$$

где (9)

$$\text{и, при } A = \frac{2}{3} \cdot L \cdot d \text{ и } A_0 = L \cdot t, \quad Q = \frac{A}{A_0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t} \quad (10)$$

Для длинной потери металла, т.е. если $\frac{L^2}{DN \cdot t} > 20$, максимальное безопасное давление P_{safe} рассчитывается по уравнению:

$$P_{\text{safe}} = 1.1 \cdot P \cdot \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad (11)$$

- P_{safe} - максимальное безопасное давление для трубы с потерей металла;
- A - площадь сечения потери металла в продольном направлении;
- A_0 - площадь сечения сквозного дефекта с длиной, равной замеренной длине потери металла;
- M – коэффициент Фолиаса;
- S - заданный минимальный предел текучести материала трубопровода;
- F_d - конструктивный коэффициент.

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитаем для первого дефекта $\frac{L^2}{DN \cdot t} =$, так как $\frac{L^2}{DN \cdot t} \leq 20$, то используем формулу для короткой потери металла.

$$Q = M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L^2}{DN \cdot t}} =$$

$$P_{safe} = 1,1 \cdot P \cdot \left(\frac{1 - Q}{1 - \frac{Q}{M}} \right) = 1,1 \cdot 4,0 \cdot \left(\frac{1 -}{1 -} \right) = \text{Мпа}$$

$$ERF = \frac{P_{\text{макс.доп}}}{P_{safe}} = =$$

Рассчитаем для второго дефекта $\frac{L^2}{DN \cdot t} = - =$, так как $\frac{L^2}{DN \cdot t} \leq 20$, то используем формулу для короткой потери металла.

$$Q = - \cdot - =$$

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L^2}{DN \cdot t}} = \sqrt{+ -} =$$

$$P_{safe} = 1,1 \cdot P \cdot \left(\frac{1 - Q}{1 - \frac{Q}{M}} \right) = 1,1 \cdot 4,0 \cdot \left(\frac{1 -}{1 - -} \right) = \text{Мпа}$$

$$ERF = \frac{P_{\text{макс.доп}}}{P_{safe}} = - =$$

В результате проведенных расчетов по методике стандарта ASME B31G дефекты с $ERF > 1$ не выявлены, дефектов «опасных» по глубине не зарегистрировано.

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – 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 внутрипромыслового трубопровода. Район работ находится в Красноярском крае на территории Эвенкийского района. Эвенкия относится к территории Крайнего Севера, к зоне вечной мерзлоты. Здешняя местность находится под влиянием резко-континентального климата.

Работы проводятся на линейной части внутрипромыслового нефтепровода «к.70 – вр.к.70». Подготовительный этап работы заключался в исследовании внутрипромыслового нефтепровода с целью определения технического состояния материала труб. В результате проведенной внутритрубной диагностики выявились аномальные области, наличие которых может повлиять на режим безопасной эксплуатации трубопровода. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
Разраб.		Назонкин А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					80	111
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

В соответствии с [19], 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.

При работе в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1.2 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» [20], подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть 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.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 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.

5.2 Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 11 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на внутрипромысловом нефтепроводе». Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [21]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на внутрипромысловом нефтепроводе.

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

Таблица 11 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на внутривнепромисловом нефтепроводе»

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные факторы:				
1.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2.Повышенная загазованность воздуха	+	+	+	
3.Тяжесть и напряженность физического труда	+	+	+	
Опасные факторы:				
4.Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве	+	+	+	
5.Производственная безопасность связанная с электрическим током	+	+	+	
6.Взрыво – и пожароопасность.		+	+	

5.2.1 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.

Согласно [22] 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.

1. 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

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м3 .

Перед началом работ в прямке переносным газоанализатором АНТ–3М проверяется уровень загазованности воздушной среды.

2. 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;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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 большой удаленностью месторождения от населенных пунктов, в компании все работники работают вахтовым методом , 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 одиннадцати часовой рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

5.2.2 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 [23].

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях [24]:

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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 [24]:

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

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 [21]

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

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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;
- осуществление контроля за выполнением требований пожарной безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

5.3 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с [25]

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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 17 – Источники негативного воздействия и природоохранные

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

5.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

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

Нефтяное 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.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Магистральный нефтепровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – нефть. Изучив [26] и [27], 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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.).

5.4.2 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 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.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 внутрипромыслового 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 внутрипромыслового нефтепровода на окружающую среду, можно сказать, что основной территорией, которая больше всего подвержена загрязнению, является 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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В таблице 17 представлена оценочная карта для сравнения конкурентоспособных решений: Бк1 - «Uniscope» - система акустоэмиссионного контроля трубопроводов, Бк2 - «CalScan» - снаряд для внутритрубной инспекции.

Таблица 17 - 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	,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 K определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot b_i \quad (12)$$

Где B_i – вес показателя (в долях единицы);

b_i – балл i –го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 17. 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 (вблизи строительных сооружений, железнодорожных путей, населенных пунктов и т.д.), обнаружение и устранение гидратных пробок. Возможность проведения диагностики нефтепроводов в процессе их эксплуатации является основным преимуществом перед устройством внутритрубной инспекции.

6.2 Планирование выполнения работ

6.2.1 Структура и график выполнения работ

Подрядная организация проводящая внутритрубную диагностики состоит из двух человек: инженер и техник. Эксплуатирующая организация состоит из трех человек: мастер и два трубопроводчика линейных. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В таблице 18 приведены последовательность, содержание работ и распределение исполнителей.

Таблица 18 - Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на анализ оптимальных методов для Проведения диагностики	Мастер
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Мастер
	3	Составление плана исследования	Мастер
Теоритические и экспериментальные исследования	4	Проведение теоритических отчетов и их обоснования	Инженер
	5	Расчет толщины стенки трубопровода	Инженер
	6	Сравнительный метод диагностирования	Инженер
Практические исследования	7	Проведение запуска и приема ВТУ	Мастер, Трубопроводчики линейные
Обобщение и оценка результатов	8	Приведение рекомендаций к Применению выбранного метода	Инженер
	9	Оценка результатов исследования	Инженер
Оформление отчета по проекту	10	Составление пояснительной записки	Техник

6.3 Бюджет проведения работ

6.3.1 Расчет затрат при проведении технического диагностирования

6.3.1.1 Расчет материальных затрат

Проведем подсчет затрат на оказание транспортных услуг подрядной организации. (Таблица 19)

Для выполнения работ, доставки работников и оборудования на место проведение работ требуется:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Бортовой автомобиль с КМУ на шасси КАМАЗ-65117 (1 ед.)
- УАЗ-23632 Пикап (1 ед.)

Таблица 19 – Расчет затрат на оказание транспортных услуг

Наименование, марка техники	Кол-во	Стоимость работы, руб.			Отработано, час/км			Сумма, руб.
		Час	Верхнего оборудования	Пробег, км.	Час	Верхнего оборудования	Пробег, км.	
КАМАЗ-65117 с КМУ	1	909	586	38	33	6	237	42519
УАЗ-23632 Пикап	1	538	-	14	33	-	322	22262
Итого:								64781

6.3.1.2 Расчет затрат на оборудование

Для проведения внутритрубной диагностики эксплуатируемого внутрипромыслового трубопровода, необходимо провести подсчет затрат на оказание услуг диагностического оборудования подрядной организации. (Таблица 20)

Таблица 20 Расчет затрат на оказания услуг диагностического оборудования

№ п/п	Наименование	Общее количество	Цена, руб.
1	Очистной скребок ОС-250	1	50000
2	Скребок-калибр СК-250	1	100000
3	Многоканальный профилемер	1	325000
4	Магнитный дефектоскоп	1	425000
	Итого		900000

6.3.1.2 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Работы проводятся двумя специалистами подрядной организации и тремя работниками эксплуатирующей организации. Зарплата производителям работ рассчитывается в соответствии с актуальными тарифными ставками, продолжительностью работ, а также дополнительными надбавками (Таблица 21).

Таблица 21 - Надбавки и доплаты к заработной плате

№ п/п	Наименование надбавки	Коэффициент
1	Районный коэффициент	1,5
2	Северная надбавка	1,8
3	Доплата за вредные условия труда	1,04
4	Доплата за вахтовый метод работы	1,16
5	Доплата за время нахождения в пути	1,08

Тарифные ставки работников проводивших ВТД:

- Инженер $T_{ч} = 283$ руб/час
- Техник $T_{ч} = 204$ руб/час
- Мастер $T_{ч} = 266$ руб/час
- Трубопроводчик линейный $T_{ч} = 197$ руб/час

Выполним расчет заработной платы работников по формуле:

$$ЗП_{ч} = T_{ч} \cdot РК \cdot СН \cdot ДВ \cdot ВП \cdot ВР; \quad (13)$$

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

РК – районный коэффициент;

СН – северная надбавка;

ДВ – доплата за вредные условия труда;

ВП – доплата за время нахождения в пути;

ВР – доплата за вахтовый метод работы.

$ЗП_{ч} = 283 \cdot 1,5 \cdot 1,8 \cdot 1,04 \cdot 1,16 \cdot 1,08 = 995,5$ руб/час – для инженера

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$ЗП_{ч} = 204 \cdot 1,5 \cdot 1,8 \cdot 1,04 \cdot 1,16 \cdot 1,08 = 717,6$ руб/час – для техника

$ЗП_{ч} = 266 \cdot 1,5 \cdot 1,8 \cdot 1,04 \cdot 1,16 \cdot 1,08 = 935,7$ руб/час – для мастера

$ЗП_{ч} = 197 \cdot 1,5 \cdot 1,8 \cdot 1,04 \cdot 1,16 \cdot 1,08 = 693,02$ руб/час – для трубопроводчика линейного

Зарплата производителям работ представлена в таблице 22.

Таблица 22 – заработная плата производителям работ

Должность	Часовая ставка	Отработано часов	Премия 5 %	Итого ЗП, руб.
Инженер	995,5	33	1642,6	34494,1
Техник	717,6	33	1184,04	24864,84
Мастер	935,7	33	1543,9	32422
Трубопроводчик линейный	693,02	33	1143,5	24013,16
Итого:			115794,1	

6.3.1.3 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:

$$З_{внеб} = K_{внеб} \cdot З_{осн} \quad (14)$$

где $K_{внеб}$ – 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%.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина отчислений равна: $115794,1 * 30,4\% = 35201,4$ руб.

6.3.1.4 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:

$$Z_{\text{наклд}} = (\text{сумма статей } 1 - 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (15)$$

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

$$Z_{\text{наклд}} = (64781 + 900000 + 115794,1 + 35201,4) \cdot 0,16 = 178524,24 \text{ руб.}$$

Составим сводный бюджет затрат при проведении диагностики.

Таблица 23 - Бюджет затрат при проведении диагностики

№п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, руб
1	Проведение диагностики трубопровода	Затраты на оказание транспортных услуг	64781
		Затраты на оказание услуг диагностического оборудования	900000
		Затраты на оплату труда	115794,1
		Отчисления во внебюджетные фонды	35201,4
2	Общая стоимость работ		1115776,5

Для получения реальной стоимости проведения работ стоит ввести корректировку на непредвиденные расходы в размере 3 % от общей суммы затрат. В итоге, общая стоимость проведения работ P равна:

$$P = 1115776,5 \cdot 1.03 = 1149249,8 \text{ руб.} \quad (16)$$

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (17)$$

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 24.

Критерии	Весовой коэффициент	Дефектоскопические работы с использованием 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 24:

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

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

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 1115776,5 руб. Наибольшая часть затрат приходится на оказание услуг 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	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В ходе написания выпускной квалификационной работы было выполнено следующее:

- Рассмотрена нормативно – техническая документация и законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов.
- Проведен анализ методов внутритрубного диагностического обследования внутрипромыслового трубопровода.
- Произведена оценка технического состояния внутрипромыслового трубопровода. Общее техническое состояние внутрипромыслового трубопровода оценивается как «исправное». Время до проведения следующей ВТД трубопровода «к.70 – вр.к.70» составляет 5 лет при оценке по общему показателю технического состояния В результате проведенных расчетов по методике стандарта ASME B31G дефекты с $ERF > 1$ не выявлены, дефектов «опасных» по глубине не зарегистрировано.
- Также предложены рекомендации по применению методов внутритрубного обследования внутрипромыслового трубопровода. А именно: проведение внутритрубной диагностики в первый год эксплуатации трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода»			
Разраб.		Назонкин А.В.						
Руковод.		Брусник О.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					106	111
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Список используемой 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
6. Студопедия. Основные понятия, определения и классификация дефектов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studopedia.ru/8_184217_osnovnie-ponyatiya-opredeleniyai-klassifikatsiya-defektov.html (дата обращения: 22.04.2022). – Текст: электронный

					«Организация и проведение внутритрубной диагностики внутринефтегазового трубопровода»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Список используемой литературы		
Разраб.		Назонкин А.В.					
Руковод.		Брусник О.В.					
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						107	111
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

7. 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

8. 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-magistralnyhtruboprovodov.html> (дата обращения: 20.05.2022). – Текст: электронный

9. 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

10. Studbooks.net. Виды ультразвуковых дефектоскопов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studbooks.net/2548833/tovarovedenie/vidy_ultrazvukovyh_defektoskop_ov (дата обращения: 27.05.2022)

11. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»

12. ГОСТ Р 59108-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Метрологическое обеспечение внутритрубного диагностирования

13. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов

14. СП 86-13330-2014 Свод правил. Магистральные трубопроводы

15. Методические указания компании ПАО «НК Роснефть»

16. Технологическая инструкция

17. ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

взрывоопасных средах от 18 октября 2011 №825. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902307910> (дата обращения: 10.04.2021). – Текст: электронный

18. ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности: дата введения 1978 – 01 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008440> (дата обращения: 09.04.2021). – Текст: электронный

19. 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]

20. 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: 16.02.2021). – Текст: электронный

21. 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: 16.02.2021). – Текст: электронный

22. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015 – 11 -01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 16.02.2021). – Текст: электронный

23. 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: электронны

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

24. 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.

25. 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.

26. 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

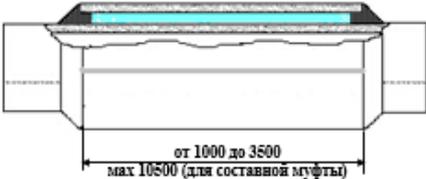
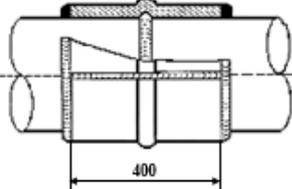
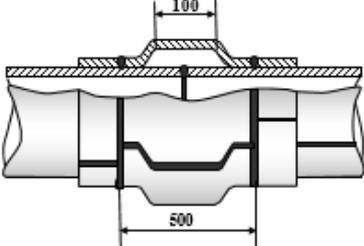
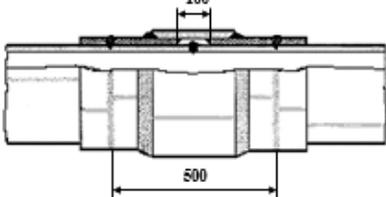
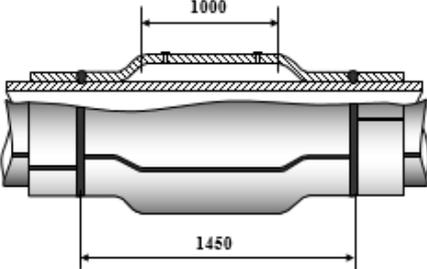
27. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров: дата введения 1997- 01- 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения: 24.05.2022).

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А
ПОТЕРИ МЕТАЛЛА

Приложение Б РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ РЕМОНТА ДЕФЕКТОВ

Ремонтные конструкции для постоянного ремонта дефектов

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
П1	 <p style="text-align: center;">от 1000 до 3500 max 10500 (для составной муфты)</p>	Композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ
П2	 <p style="text-align: center;">max 3000</p>	Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами
П3	 <p style="text-align: center;">400</p>	Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов
П4	 <p style="text-align: center;">100 500</p>	Галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и чопов с примыканием к поперечному шву
П5	 <p style="text-align: center;">100 500</p>	Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов
П6	 <p style="text-align: center;">1000 1450</p>	Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью