

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»

УДК 622.691.4.053-024.61-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Панфилова Виктория Дмитриевна		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСЭН	Клемашева Е. И.	к.э.н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех А. И.	—		11.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Панфиловой Виктории Дмитриевне

Тема работы:

«Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. №36-80/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является линейная часть магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс». Мероприятия по техническому перевооружению. Единая газотранспортная система Российской Федерации. Природный газ.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучение нормативные требования по технической эксплуатации магистрального газопровода. Анализ методов внутритрубного диагностического обследования газопровода.</p> <p>Проведение технологических расчетов и оценка технического состояния участка газопровода «Парабель – Кузбасс».</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, схемы, таблицы, диаграммы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Е.И., доцент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А. И., старший преподаватель ООД</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.01.2021 г</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		11.06.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Панфилова Виктория Дмитриевна		11.06.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Панфиловой Виктории Дмитриевне

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 1800000 руб. Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,5; Доплата за вахтовый метод работы – 1,25 Премии – 5%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,4%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта Анализ конкурентных технических решений</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом с использованием актуальных цен и тарифов</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение экономической эффективности проведения диагностики дефектоскопическим методом</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *График проведения работ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		08.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Панфилова Виктория Дмитриевна		08.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Панфиловой Виктории Дмитриевне

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

Тема ВКР:

Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: магистральный газопровод «Парабель – Кузбасс»</p> <p>Область применения: транспортировка газа и газового конденсата</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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 №197 – ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; – СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы; – СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»; – ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давления свыше 10 Мпа. Основные требования.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума – повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны – тяжесть и напряженность физического труда <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве – поражение электрическим током – пожарная безопасность при проведении огневых работ
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>При выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе «Парабель – Кузбасс» воздействие на окружающую среду оказывают производственные процессы.</p> <p>Атмосфера: выброс газа</p> <p>Гидросфера: загрязнение сточных вод</p> <p>Литосфера: потери растительного слоя при прокладке временных дорог, повреждение</p>

	почвенно – растительного покрова изъятием земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Возможные ЧС: <u>природного характера</u> (паводковые наводнения, бури, сильный ветер, обвал грунта, сильный дождь (ливень), лесные пожары, возгорание ГСМ); <u>техногенного характера</u> (обрыв строп, пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ, разгерметизация трубопровода) – Наиболее типичная ЧС: лесные пожары

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Панфилова Виктория Дмитриевна		25.01.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2021 г	<i>Введение</i>	5
08.02.2021 г	<i>Общие сведения о месте производства работ</i>	8
21.03.2021 г	<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода</i>	17
15.04.2021 г	<i>Расчеты и аналитика</i>	25
07.05.2021 г	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	12
09.05.2021 г	<i>Социальная ответственность</i>	12
15.05.2021 г	<i>Заключение</i>	11
28.05.2021 г	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 109 страниц, 6 рисунков, 20 таблиц, 2 схем, 45 источников, 2 приложения, 2 диаграмм.

Ключевые слова: магистральный газопровод, внутритрубная диагностика, техническое состояние, дефект, профилометрия.

Объектом исследования является линейный участок магистрального газопровода.

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

В процессе исследования была проведена внутритрубная техническая диагностика магистрального газопровода, рассмотрены существующие дефектные участки линейной части магистрального газопровода с целью выявления эффективных методов ремонта с учетом рекомендации ДДО. Так как сканер дефектоскоп с некоторой неточностью показывает расположение и размер дефектов, а также при обследовании бывает, что дефекты не подтверждаются.

Также произведены расчеты толщины стенки газопровода, определена пропускная способность магистрального газопровода и произведена оценка технического состояния участков газопровода.

В ходе инспекции выявились аномальные области, наличие которых может повлиять на режим безопасной эксплуатации трубопровода. В результате проведенной ВТД были выявлены следующие аномалии: коррозия – 567 аномалий, механические повреждения – 169 аномалий, технологический дефект – 116 аномалий и т.д.

Область применения: применение приобретенных итогов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			10	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Группа 2Б7А		

исследовательской работы в профессиональной деятельности.

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

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

ABSTRACT

The graduate qualification work consists of 109 pages, 6 figures, 20 tables, 2 schemes, 45 sources, 2 appendix, 2 diagrams.

Key words: main gas pipeline, in-line diagnostics, technical state, defect, profilometry.

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

Purpose of work: the choice of optimal technical solution for in-line diagnostics of the main gas pipeline to detect defects in the process of operation.

In the course of the study, in-line technical diagnostics of the main gas pipeline was carried out, the existing defective sections of the linear part of the main gas pipeline were considered in order to identify effective repair methods, taking into account the recommendations of the CDS. Since the scanner flaw detector with some inaccuracy shows the location and size of the defects, as well as during the examination it happens that the defects are not confirmed.

We also made calculations of the gas pipeline wall thickness, determined the throughput capacity of the main gas pipeline and assessed the technical condition of the gas pipeline sections.

The inspection revealed abnormal areas, the presence of which may affect the safe operation of the pipeline. The following anomalies were identified as a result of the WTD: corrosion - 567 anomalies, mechanical damages - 169 anomalies, technological defects - 116 anomalies, etc.

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

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

					<i>Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Панфилова В.Д</i>		<i>11.06</i>	<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>12</i>	<i>109</i>
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе были применены следующие термины и определения:

магистральный газопровод: комплекс сооружений, использующийся для доставки горючего сырья к местам обработки или потребления.

линейная часть магистрального газопровода: совокупность участков магистрального газопровода, соединяющих компрессорные станции между собой либо с газораспределительными станциями, и сооружений, входящих в состав газопровода: отводов, лупингов, перемычек, запорной арматуры, переходов через естественные и искусственные препятствия, узлов редуцирования давления, узлов очистки полости газопроводов, устройств для ввода метанола, установок электрохимической защиты от коррозии, сооружений 8 технологической связи, средств телемеханики, линий электроснабжения, противопожарных средств, противозэрозийных средств, сооружений линейно-эксплуатационной службы, вдоль трассовых проездов, вертолетных площадок.

внутритрубное техническое диагностирование: комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля.

внутритрубный инспекционный прибор: устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

дефектоскопия: контроль основного металла стенок труб; контроль сварных соединений труб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д.		11.06	Термины и определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			13	109
Консульт.				11.06		Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б7А		

профилеметрия: контроль формы поперечного сечения труб по длине трассы для выявления местных искажений сечения; определение наименьших радиусов изгиба и мест сужения газопровода.

дефект: каждое отдельное несоответствие требованиям, установленным в действующей нормативной документации, стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительных, конструктивных деталей и приварных элементов.

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

Обозначения и сокращения

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода

ВТД – внутритрубное техническое диагностирование

ВТУ – внутритрубное устройство

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

КБД – коэффициент безопасного давления

ЭО – эксплуатирующая организация

СО – специализированная организация

ОБД – отраслевой банк данных

ЛПУ – линейно – производственное управление

КС – компрессорная станция

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ИСТС – информационная система оценки технического состояния

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Оглавление

Ведение.....	19
Обзор литературы.....	21
1 Общая часть	24
1.1 Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»	24
1.2 Данные о топографии района расположения.....	26
1.3 Инженерно-геологическая характеристика.....	27
1.5 Краткая климатическая характеристика района проведения	29
ремонтных работ	29
2 Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода.....	30
2.1 Общие положения	30
2.2 Дефекты магистральных газопроводов	31
2.3 Профилеметрия трубопроводов	33
2.4 Дефектоскопия трубопроводов	36
2.4.1 Магнитные дефектоскопы	36
2.4.2 Ультразвуковой дефектоскоп	38
2.5 Проведение внутритрубной технической диагностики ЛЧ МГ «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км	41
3 Расчетная часть.....	49
3.1 Расчет толщины стенки газопровода	49
3.2 Определение пропускной способности	52
4 Технологическая часть	54
4.1 Общие требования к диагностируемому оборудованию	54
4.2 Требования к диагностируемому участку газопровода	56
4.3 Очистка газопровода перед внутритрубной диагностикой	58
4.4 Организация внутритрубного технического диагностирования.....	62
4.5 Проведение внутритрубного технического диагностирования	65
4.6 Приемка результатов ВТД	67

					Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Панфилова В.Д</i>			Оглавление		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					16	109	
<i>Консульт.</i>							Отделение нефтегазового дела		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					Группа 2Б7А		

4.7	Использование результатов ВТД	70
4.7.1	Измерение размеров дефектов, выявленных внутритрубной диагностикой	73
5	Социальная ответственность.....	76
	Введение.....	76
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.1.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	77
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
5.2	Производственная безопасность	79
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
5.3	Экологическая безопасность	85
5.3.1	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	86
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	87
5.4.2	Мероприятия по предотвращению ЧС	88
	Выводы по разделу	89
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	90
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	90
6.1.1	Технико-экономическое обоснование проекта.....	90
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	90
6.2	Планирование выполнения работ.....	92
6.2.1	Структура и график выполнения работ	92
6.3	Бюджет проведения работ.....	93
6.3.1	Расчет затрат при проведении технического диагностирования.....	93
6.3.1.1	Расчет материальных затрат	93
6.3.1.2	Амортизационные отчисления	94
6.3.1.3	Расчет затрат на оборудование.....	94
6.3.1.4	Затраты на оплату труда исполнителей работ	95

6.3.1.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	96
6.3.1.6 Накладны расходы.....	96
6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ	97
Выводы по разделу	98
Заключение	99
Список использованной литературы.....	100
Приложение 1	107
Приложение 2	109

ВЕДЕНИЕ

Самая крупная в мире по протяженности и производительности – газотранспортная система России.

Важнейшей задачей для любого газотранспортного предприятия является эффективная и безопасная эксплуатация магистральных газопроводов. Для ее выполнения важно своевременно проводить техническое диагностирование газопроводов. Однако значительная протяженность газопроводов, которая превышает 150 тыс. км и малодоступность магистралей не позволяют полноценно использовать различные методы неразрушающего контроля трубы. В последнее время главным действующим инструментом системы диагностического контроля стала внутритрубная диагностика, которая представляет собой наиболее оперативный и содержательный метод диагностики системы трубопроводов. Объемы проведения диагностирования увеличиваются с каждым годом и на сегодняшний день составляют около 20 тыс. км в год. Такие объемы работ по ВТД позволили осуществить первичное инспектирование всех магистральных газопроводов, которые были подготовлены к ВТД, и теперь стоит задача их повторного обследования. Проведение внутритрубной диагностики может многое рассказать о состоянии как внутренней, так и о внешней поверхности трубы, а главное – вовремя выявить недостатки.

В среднем ежегодно в компаниях с помощью внутритрубной диагностики обследуется до 2,5 тыс. км магистральных газопроводов. Подобные проверки ведутся с периодичностью не менее 10 лет, но особо важные участки проходят обследование каждые три года, а то и чаще. На сегодняшний день техническую готовность для проведения ВТД имеют около 87% газопроводов компании.

					<i>Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06				
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			19	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				

Совершенствование ВТД и использование новейших способов оценки результатов диагностики является **актуальной** проблемой сейчас. Это позволит значительно улучшить результативность диагностического контроля магистральных газопроводов и обеспечить их надежную эксплуатацию.

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

Задачи, поставленные в ходе проведения работы:

1. Изучение нормативных требований по технической эксплуатации магистрального газопровода
2. Анализ методов внутритрубного диагностического обследования газопровода
3. Оценка технического состояния участка газопровода на примере МГ «Парабель – Кузбасс»
4. Разработка рекомендаций по применению методов внутритрубного обследования линейной части магистрального газопровода

Объект исследования: линейный участок магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км ООО «Газпром трансгаз Томск».

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В процессе написания данной дипломной работы была применена и рассмотрена научная и учебно – методическая литературы, а также использована нормативно – техническая база РФ и научные статьи.

В работе [1], был рассмотрен метод внутритрубной диагностики, который представляет из себя комплекс неких технологических операций, которые проводятся методом пропуска внутритрубных снарядов через трубопровод. Проанализировав работу, можно сказать, что внутритрубная диагностика позволяет обследовать линейные части газопроводов не только в процессе эксплуатации, но и для решения контроля после монтажа, выявлять разного типа несовершенства и дефекты стенок труб, причинами различных аварий и отказов которых непосредственно являются, а также помогает прояснить пространственное положение газопровода, не останавливая работу транспорта.

Более подробно об изобретении, предназначенном для внутритрубной диагностики стенок трубопровода описано в документе [2]. Метод внутритрубной диагностики глубины дефектов стенки трубы должен предусматривать операции 2-ух 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.

Статья [3] посвящена вопросам проведения работ по внутритрубной диагностике (ВТД) газопроводов месторождений и мероприятиям, обеспечивающим безопасность данных работ. В ООО «Газпром» разработаны локальные нормативные документы, предусматривающие ряд подготовительных мероприятий, направленных на повышение

Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	
Руковод.		Брусник О.В.		11.06	
Консульт.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06	
Обзор литературы					
			Лит.	Лист	Листов
				21	109
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А					

эффективности и безопасности при проведении ВТД газопроводов. Применение программного обеспечения в комплексе с ведением технологического режима определенных параметров позволяет снизить накопления жидкости в низовых участках газопроводов, что обеспечивает качественное и безопасное проведение ВТД газопроводов. Опыт применения разработанных мероприятий показал высокую эффективность и предлагается к тиражированию в дочерних обществах ОАО «Газпром».

Чтобы поддержать безопасную и надежную работоспособность системы магистральных газопроводов нужно высококачественное определение их реального технического состояния современными средствами диагностики. Изучив статью [4], можно сделать вывод о том, что мониторинг итогов неоднократной внутритрубной диагностики устанавливает, что большое отличие в дефектности коррозионного растрескивания под напряжением труб разной толщины стенки и типа производства магистральных газопроводов связано с разным уровнем напряжений, которые осуществляются в этих трубах и вытекает из деструкционных действий, которые происходят в сплаве труб и защитных покрытий при их старении.

Методология статистической обработки результатов внутритрубных обследований с целью составления прогнозов коррозионного растрескивания под напряжением и роста глубины коррозионных дефектов изложена в научной статье [5]. Предварительное определение глубины дефектов помогает установить цикличность проведения обследований и оценить объемы необходимых ремонтных работ.

Отечественный опыт проведения диагностирования магистральных трубопроводов рассмотрен на основе статей в периодической печати [6], в которой всесторонне освещены вопросы проведения технического диагностирования и экспертные исследования промышленной безопасности технологических трубопроводов в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей индустрии.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проведено изучение главных качеств оценки технического состояния технологических трубопроводов в соответствии с требованиями действующей нормативно - технической базой. Рассмотрены подходы использования принципов наблюдения при техническом диагностировании технических устройств небезопасных промышленных объектов. Особенное внимание уделено технической и законодательной базе выполнения работ ввиду введения новой редакции федерального закона [7].

					Оглавление	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»

С 1977 года ведет свою историю производственное «Газпром Трансгаз Томск». На нефтяных месторождениях Западной Сибири добывается попутный газ, который ранее сжигался в факелах и был необходим металлургическим и химическим гигантам Кузбасса. Именно тогда началось строительство на территории Западной Сибири первого газопровода: Нижневартовск – Парабель – Кузбасс, общей протяженностью 1162 километра [8].

Общая протяженность магистральных газопроводов в Западной Сибири и Дальнем Востоке составляет 9 369 тыс. км., в том числе газопроводов – отводов – 1559 км. Линейная часть газопровода включает 37 подводных переходов (15 из них - в Томской области) через крупные реки Обь, Иртыш, Томь, Васюган и другие. Территория, на которой сегодня предприятие занимается поставкой природного газа, сопоставима по своим размерам с Западной Европой.

Для защиты газопровода и стабильной работы построено и эксплуатируются более 2 000 км ЛЭП, 540 станций катодной и дренажной защиты, 9 компрессорных и 1 насосная станций, 29 узлов запуска и приема поршней для очистки и исследования внутренней части трубопровода. «Газпром трансгаз Томск» объединяет более ста газораспределительных станций, семь автоматизированных газонаполнительных компрессорных станций [10].

В состав компании «Газпром трансгаз Томск» входит 22 филиала в 13 областях Западной, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и проведение внутритрубно́й диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д.		11.06	Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			24	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Группа 2Б7А		

Общая численность работающих в компании – более 6000 человек.

Компания стремительно растет и почти вдвое увеличила объем капиталовложений на проведение капитального ремонта. На производственных предприятиях в линейной части газопровода внедряется самое современное оборудование, а также система дистанционно-механического управления.

Гарантирование надежных поставок газа потребителям - основная задача предприятия. По этой причине в последние годы все усилия были направлены на техническое перевооружение и ремонт магистральных трубопроводов. В ходе капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов внедряются системы автоматизации и телемеханизации, безлюдные технологии. За последние 3-4 года объем и масштаб мероприятий по капитальному ремонту увеличился в несколько раз.

Все это свидетельствует о том, что к определению самого старого предприятия можно смело добавить еще одно - "Газпром трансгаз Томск" это современная, технически оснащенная компания [10]. Это означает, что при этом формируются новые требования, в том числе к сотрудникам.

В ООО «Газпром Трансгаз Томск» находится в эксплуатации 5 тыс. км газопроводов (рис. 1).

Компания "Газпром трансгаз Томск" обеспечивает природным газом более чем 400 потребителей, включая таких крупных заказчиков, как Сибирский химический комбинат, Томский нефтехимический комбинат и др.

ООО «Газпром трансгаз Томск» является самым восточным дочерним обществом «Газпрома» и осуществляет транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 6 областях Западной Сибири [8].

Чажемтовская промышленная площадка (ЧПП), входит в состав Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ). Основная задача ЧПП – транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам (МГ) «Парабель-Кузбасс» первая нитка Парабель – Кузбасс» вторая нитка и газопроводам – отводам в

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количестве пяти, в целях бесперебойной поставки газа в соответствии с утверждённым планом.



Рисунок 1 – газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Томск» [10]

1.2 Данные о топографии района расположения

Район расположения сети МГ и газопроводов – отводов ЧПП являются: Колпашевский, Молчановский, Кривошеенский районы Томской области, расположенной в пределах одной из величайших в мире низменных равнин Западно – Сибирской в Среднеобской котловине. Ландшафт местности равнинный, а высоты в этом районе не превышают 150 м. На большей его части расположены болотистые равнины, смешанные елово-пихтово-кедровые леса (темнохвойные смешанные и лиственные окраины, лесной покров – 80%), болота, которые приходятся на зону выпуклых грядовых луговых болот. Зона прохождения МГ в целом соответствует таежной зоне. Почвы представляют собой суглинки переменной консистенции, от твердых до твердопластичных, реже мягкопластичных. Местность славится обширной протяженностью речных сетей [10].

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Магистральные газопроводы преодолевают реку Обь и малые реки, такие как Парабель и Вяловка, причем ширина русла в подводных переходах достигает 40 метров. В местах пересечений часто возникают размывы и подмывы трубопроводов. На маршрутах есть овраги и балки, через которые оборудованы воздушные проходы (3 переезда).

Чрезвычайные ситуации в природном плане в регионе могут включать лесные и торфяные пожары, высокий уровень паводковых вод, резкое понижение температуры окружающей среды до минус 55 градусов Цельсия в зимний период. Сейсмическая активность в районе расположения газопроводов отсутствует.

1.3 Инженерно-геологическая характеристика

В геологическом строении участка на разведанную глубину (до 6,0 м) принимают участие:

- Современные отложения представлены (QIV) почвенно-растительным слоем.
- Верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложениям (IaQIII) представлены глиной и гравийно-галечниковым грунтом.

Согласно [11] на изучаемой площади выделено 3 инженерно-геологических элементов и 1 слой, описание которых приводится ниже.

Слой 1 (QIV) – Почвенно-растительный слой. Развита повсеместно с поверхности. Мощность 0.4-0.3 м.

ИГЭ 2 (IaQIII) – Глина легкая, полутвердая, пылеватая, черная и темно-коричневая, с тонкими прослойками суглинка и включением растительных остатков. Мощность составляет 0,9 - 1,1 м. По трудоемкости разработки для ручного и механизированного способа ведения работ слой классифицируется по п.8а согласно [12], Земляные работы, таблица 1-1.

ИГЭ 3 (IaQIII) – Глина легкая, пылеватая, тугопластичная, темно-коричневая, ожелезненная. Мощность составляет 0,7-0,9 м. По трудоемкости разработки для ручного и механизированного способа ведения

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

работ слой классифицируется по п.8а согласно [12], Земляные работы, таблица 1-1.

ИГЭ 4 (IaQIII) – Гравийно-галечниковый грунт с песчано-суглинистым заполнителем. Вскрытая мощность 4,7 м. По трудоемкости разработки для ручного и механизированного способа ведения работ слой классифицируется п.6б согласно [12], Земляные работы, таблица 1-1.

Показатели физических свойств приведены в приложении Е технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий ш.01/1528/16/46559-03-ИГИ. Почвы на поверхности ниже уровня грунтовых вод умеренно агрессивны по сравнению с углеродистой сталью. По содержанию сульфатов и хлоридов грунты зоны аэрации не засолены и не агрессивны к бетонному и железобетонному покрытию.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовым оболочкам кабеля – высокая, к алюминиевой – средняя.

Исследуемая территория с поверхности на глубину сезонного промерзания и оттаивания в основном сложена глинистыми грунтами, предрасположенными к морозному пучению. При проявлении морозного пучения грунты оказывают механическое воздействие на фундаменты сооружений, поэтому при проектировании необходимо предусмотреть мероприятия по защите фундаментов от воздействия сил морозного пучения. Нормативная глубина промерзания для района строительства составляет: для глин ИГЭ 2 и ИГЭ-3 составляет 1.85 м; для гравийно-галечниковых отложений (ИГЭ-4) – 2,73 м. (СП 22.13330.2011 п.5.5.3).

1.4 Гидрогеологическая характеристика

Подземные воды распространены в пониженной части рельефа и отсутствуют в скважине № 4, где с поверхности под почвенно-растительным слоем залегают гравийно-галечниковые грунты.

Воды имеют слабый напор (0.7-1.5м), взаимосвязаны гидравлически и

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

представляют собой единый водоносный горизонт и ограничены гравийными и галечными отложениями. Уровень подземных вод на момент обследования составляет 2,0-2,5 м. Устанавливается уровень подземных вод на глубине 0.4-1.6 м от поверхности земли.

По минерализации воды пресные, величина сухого остатка изменяется от 0.4 до 0,5 г/дм³. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые.

По содержанию хлоридов воды не обладают агрессивностью к арматуре железобетонных конструкций (согласно таблицы Г.2 СП 28.13330.2012). Согласно [13] подземные воды никакими видами агрессивности к бетонам не обладают. По отношению к металлическим конструкциям степень воздействия подземных вод средняя.

1.5 Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ

Объекты Томского ЛПУМГ располагаются на территории Томской области, относящейся к холодному климатическому району.

Температура наружного воздуха:

- абсолютная минимальная – минус 51°C;
- абсолютная максимальная – плюс 35 °C;
- наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 42 °C.

Преобладающее направление ветра:

- в декабре – феврале – Ю;
- в июне – августе – СЗ.

Минимальная температура грунта на глубине укладки оси газопровода – минус 1 °C.

Сейсмичность на основании карт А и В ОСР-97 – 6 баллов.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

2 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

2.1 Общие положения

В целях оценки технического состояния конструктивных элементов линейной части магистрального газопровода применяются различного рода методы, виды и способы диагностики (схема 1), которые во многом позволяют получить достаточно полную картину состояния диагностируемого объекта [14].



Схема 1 – Способы диагностирования структурных элементов ЛЧ МГ [14]

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

- категорию трубопровода;

					Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Панфилова В.Д.		11.06					
Руковод.		Брусник О.В.		11.06				30	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06			Группа 2Б7А		

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

Рассмотрим более подробно внутритрубное диагностирование линейно части магистрального газопровода.

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

Внутритрубное обследование газопровода состоит из двух основных элементов:

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

2.2 Дефекты магистральных газопроводов

Согласно [15] *дефект* определяется как каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям

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

Разновидности дефектов могут быть разбиты на следующие категории:

1. По стадии возникновения (своему происхождению) [9]:

- производственно – технические (металлургические) дефекты, возникающие при отливке и прокатке;

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

- дефекты производственного и технологического характера, проявляющиеся при производстве, комплектации и восстановлении деталей (в сварке, наплавке, механической обработке, термообработке, калибровке и т.д.);

- неисправности, возникающие после определенного срока эксплуатации изделия вследствие усталости металлических частей, необоснованных дополнительных нагрузок, ударов, вибрации, перепадов температур, образования коррозии, износа, старения и т.д., а также ненадлежащего в ходе эксплуатации технологического обслуживания.

2. По степени опасности [9]:

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

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

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

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

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

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

- растрескивание, включая зоны коррозионных дефектов под напряжением;
- коррозию;
- механические повреждения;
- фабричный брак;
- участки вышлифовки металла;
- дефекты, нарушающие форму поперечного сечения трубы;
- дефекты кольцевых сварных соединений;
- дефекты заводских продольных и спиральных швов.

2.3 Профилеметрия трубопроводов

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

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

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

В основе принципа действия *одноканального профилемера* (рис 2.) лежит регистрация взаимного расположения системы рычагов, соединенных

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

между собой через «качающийся» диск [16]. При помощи рычагов осуществляется контакт с внутренней поверхностью стенки, что обеспечивает практически полное перекрытие ее поперечного сечения. Когда система обнаружения проходит аномальный участок трубопровода, положение «качающегося» диска относительно тела снаряда изменяется. Записывая только один информационный канал, этот метод позволяет регистрировать все поперечное сечение.



Рисунок 2 – одноканальный профилемер [16]

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

Многоканальный профилемер (рис. 3) позволяет полностью охватить измерительными датчиками поперечное сечение трубопровода. Высокое продольное разрешение, фиксированное пространственное расположение признаков и высокая чувствительность к изменениям геометрии делают многоканальный профилемер неотъемлемым и достоверным средством для инспекции трубопровода [16].

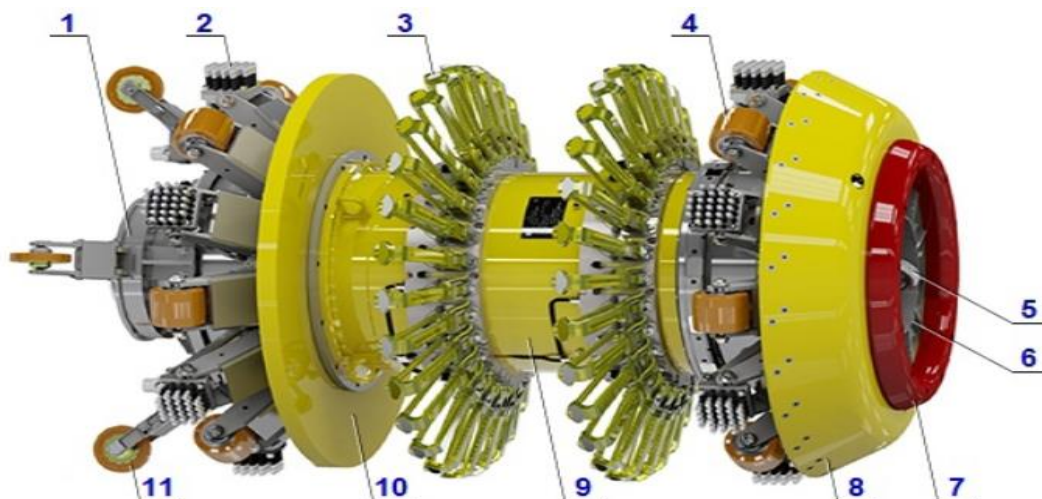


Рисунок 3 – многоканальный профилемер ПРТБ – 1200 [16]

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

Процесс функционирования многоканального профилемера основан на изменяющиеся угловые положения рычагов (датчиков), которые распределены равномерно по окружности измерительного устройства и непосредственно контактируют с внутренней поверхностью стенки трубопровода. Благодаря количеству датчиков гарантируется полное покрытие поперечного сечения трубопровода. Каждый датчик подключен к собственному датчику углового положения, что позволяет проводить независимые измерения для каждого датчика отдельно [16].

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

сечении трубопровода, а также сведения о наличии и размерах геометрических дефектов и конструктивных характеристиках трубопровода.

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

2.4 Дефектоскопия трубопроводов

2.4.1 Магнитные дефектоскопы

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

По мере движения снаряда система постоянных магнитов намагничивает отрезок трубы до состояния, приближенного к техническому магнитному обогащению. Наличие определенных особенностей в металле стенки трубы является причиной искривления линий магнитного потока (рассеивание магнитного потока), которое регистрируется с помощью системы электромагнитных датчиков и сохраняется для дальнейшей обработки [17].

Для регистрирования и измерения сигналов продольного магнитного потока рассеяния в местах дефектов стенки трубопровода используются магнитные дефектоскопы высокого разрешения типа ДМТ (рис. 4).

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

Дефектоскопы продольной намагниченности ДМТ разработаны для поиска и регистрирования [17]:

- коррозионных повреждений;
- механические повреждения поперечной ориентации;
- поперечных дефекты металлургии;
- поперечных коррозионных растрескиваний под напряжением.

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

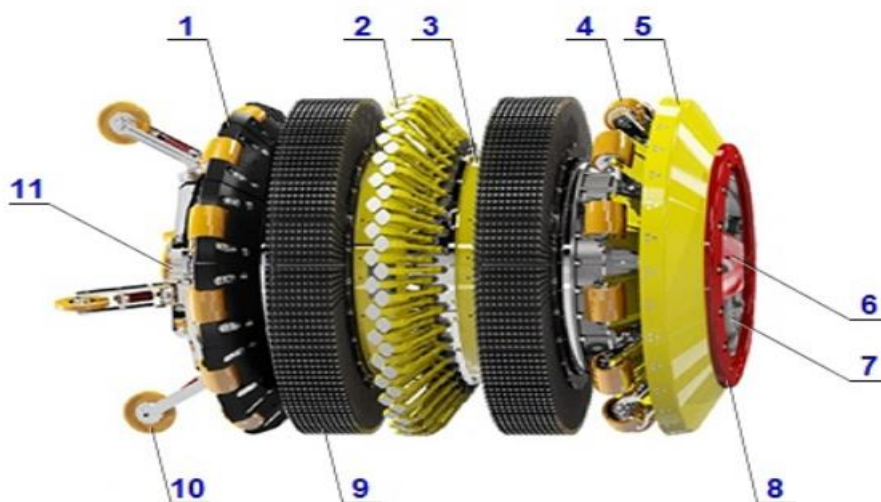


Рисунок 4 – магнитный дефектоскоп ДМТБ – 1200 [17]

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

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

В отличие от дефектоскопов с продольным намагничиванием типа ДМТ, дефектоскопы поперечного намагничивания типа ДМТП (рис. 5) могут обнаруживать узкие, продольно ориентированные дефекты.

Распознавание продольно направленных повреждений возможно только в том случае, если трубка намагничена в направлении, перпендикулярном плоскости дефекта [17].

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

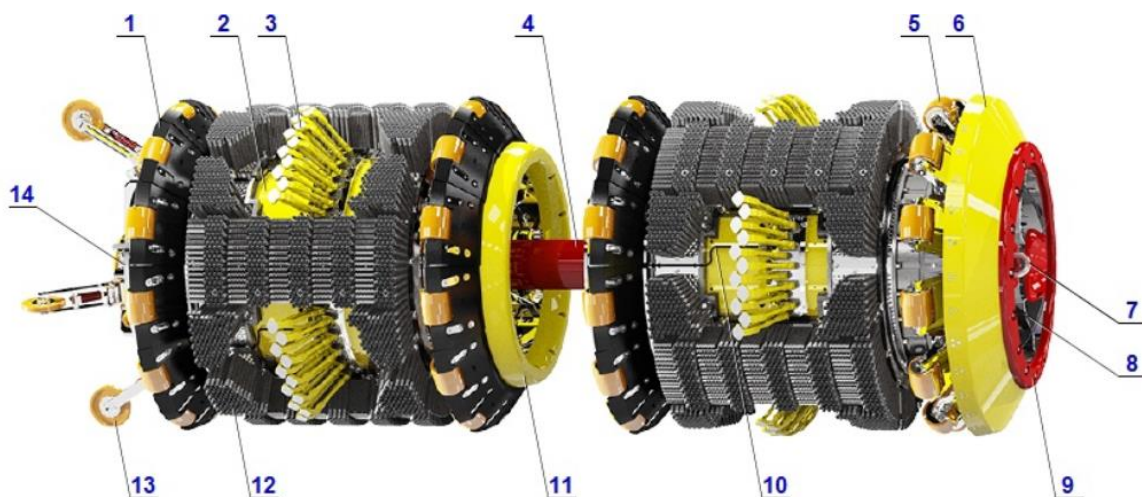


Рисунок 5 – магнитный дефектоскоп ДМТПБ – 1200 [17]

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

2.4.2 Ультразвуковой дефектоскоп

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (рис. 6) – это прибор, предназначенный для контроля труб с целью обнаружения дефектов в стенке трубы путем измерения толщины с помощью радиально установленных ультразвуковых преобразователей [18]. О наличии и расположении дефекта в стенке трубы судят по времени появления ультразвуковых колебаний, которые отражаются от внутренней и внешней поверхности или от несплошности внутри стенки трубы, что позволяет обнаружить, помимо внешних и внутренних утечек металла, различные варианты несплошностей в металле трубы: расслоения, шлаковые и другие включения.

В состав ультразвукового дефектоскопа типа WM входят стальные секции - цилиндрические геометрические тела (с расположенной внутри электроникой, накопителями информации и батареями) и носители датчиков,

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соединенные между собой карданными соединениями и кабелями.

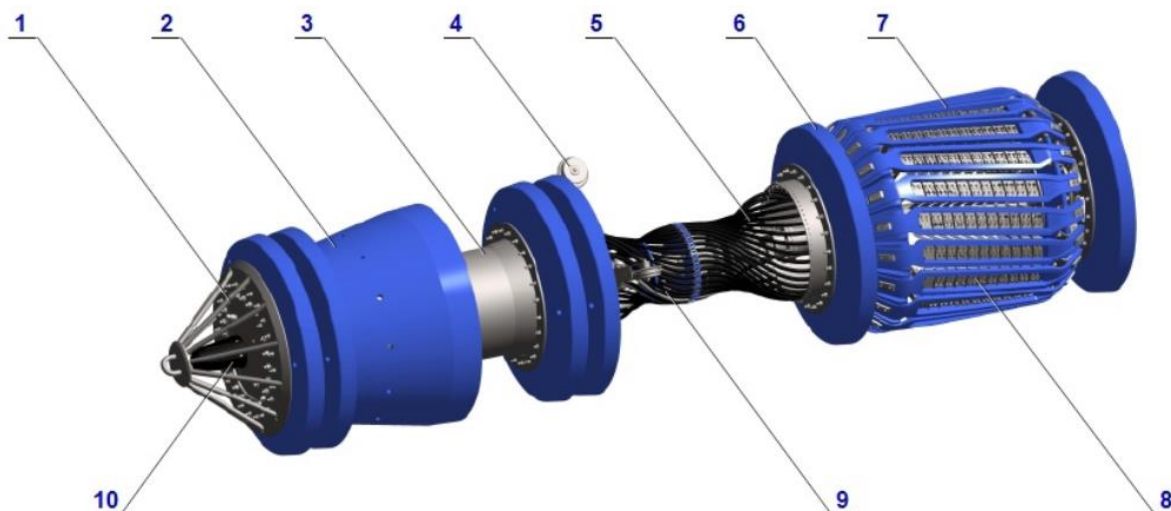


Рисунок 6 – устройство ультразвукового дефектоскопа типа WM [19]

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

В качестве крепления каждой секции и опоры датчика используются полиуретановые кольца, разработанные для центрирования и обеспечения перемещения устройства по трубе под действием потока перекачиваемого продукта [18].

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

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

Количество датчиков на дефектоскопе рассчитывается таким образом,

чтобы можно было обследовать всю внутреннюю окружность трубы, соединив точки ультразвуковых лучей (например, для дефектоскопа 1220 мм – 448 датчиков). В направлении оси трубы обнаружение происходит через каждые 3,3 мм со скоростью 1 м/с. Таким образом, толщина всей внутренней поверхности трубы измеряется за один проход прибора. Информация от различных датчиков сжимается бортовыми компьютерами и сохраняется в памяти бортовых данных [19].

					<i>Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

2.5 Проведение внутритрубной технической диагностики ЛЧ МГ «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км

Внутритрубный контроль – это одна из разновидностей технического диагностирования, которая представляет собой совокупность действий, дающих сведения о дефектах, сварных швах, свойствах трубопровода [20].

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



Схема 2 – последовательность операций при ВТД [20]

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

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

В данной работе был рассмотрен линейный участок магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс 2», на котором была проведена планово – предупредительная диагностика.

Технические характеристики:

- Газопровод – МГ «Парабель – Кузбасс» вторая нитка
- Диаметр трубопровода – 1020 мм
- Участок – 1-110 км
- Рабочее давление – 5,39 Мпа

В соответствии с заявкой и планом проведения внутритрубной дефектоскопии ПАО «Газпром» и графиков проведения ВТД в ООО «Газпром трансгаз Томск» на 2020 год магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» 2 нитка проводились следующие этапы:

1) *Подготовка участка газопровода к обследованию.* На данном этапе была произведена тщательная очистка трубы путем пропуска очистного скребка СО – 1000 (40``) и поршнем магнитным очистным ПМОБ – 1000 (для удаления мелкодисперсных отложений со стенок труб). Результаты обследования приведены в таблице 1.

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 1 – Результаты подготовки участка газопровода к обследованию

№	тип снаряда	дата и время		средняя скорость, м/с	среднее давление газа, кгс/см ²		примечание
		запуска	приема		на запуске	на приеме	
1	Скребок СО-100 (40``) СР-1000 (40``)	16.06.2020 13:54	16.06.2020 20:50	4,41	40,4	35,5	6 кг шлама (землеобразная)
2	Поршень ПМОБ- 1000(40``) МСР- 1000(40``)	17.06.2020 11:08	18.06.2020 02:36	1,98	40,6	35,3	11 кг шлама (землеобразная)

2) После проведения оценки результатов подготовительных этапов, принимается решение о готовности участка к проведению *внутритрубной инспекции*, которая в свою очередь включает в себя два основных компонента: дефектоскопию и профилемертию. В нашем случае были использованы дефектоскопы продольного намагничивания ДМТ2Б – 1000 и поперечного намагничивания ДМТП2Б – 1000. Результаты обследования изложены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты обследования газопровода дефектоскопом ДМТ2Б - 1000

№	тип снаряда	дата и время		средняя скорость, м/с	среднее давление газа, кгс/см ²		примечание
		запуска	приема		на запуске	на приеме	
1	Дефектоскоп ДМТ2Б-1000 (40``)	18.06.2020 09:10	19.06.2020 01:03	1,92	40,0	35,5	Грязевые отложения с 80 км до КП – необходима доп. очистка

Так как по результатам обследования данного участка газопровода дефектоскопом ДМТ2Б – 1000 были выявлены грязевые отложения, необходима дополнительная очистка полости газопровода очистными снарядами. Результаты пропусков отражены в таблице 3.

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 3 – Результаты дополнительной очистки полости газопровода

№	тип снаряда	дата и время		средняя скорость, м/с	среднее давление газа, кгс/см ²		примечание
		запуска	приема		на запуске	на приеме	
1	Поршень ПМОБ- 1000(40``) МСР- 1000(40``)	19.06.2020 09:53	20.06.2020 00:58	2,02	40,4	35,6	17 кг шлама (землеобразный) обломаны: 1 ОДО, 1 щетка, 1 БК, 3 колеса опорных
2	Поршень ПМОБ- 1000(40``) МСР- 1000(40``)	20.06.2020 16:26	21.06.2020 08:15	1,93	39,2	35,6	20 кг шлама (землеобразный)
3	Скребок СО-100 (40``) СР-1000 (40``)	23.06.2020 10:18	23.06.2020 17:41	4,13	41,5	36,0	30 кг шлама (землеобразный)

Далее проводились работы по пропуску дефектоскопа ДМТП2Б – 1000.

Результаты исследования занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты обследования газопровода дефектоскопом ДМТП2Б - 1000

№	тип снаряда	дата и время		средняя скорость, м/с	среднее давление газа, кгс/см ²		примечание
		запуска	приема		на запуске	на приеме	
1	Дефектоскоп ДМТП2Б- 1000	10.08.2020 18:06	11.08.2020 09:25	2,2	42,5	36,8	

При вскрытии камеры приема повреждений оборудования газопровода и запорной арматуры не зафиксировано. Данные с дефектоскопа получены в полном объеме и переданы для дальнейшей обработки в ОП ООО «НПЦ «ВТД».

2) *Анализ результатов инспекции*

Внутритрубное обследование магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км было проведено с период с 16.06.2020 по 11.08.2020 г. с целью определения технического состояния материала труб.

В ходе проверки были выявлены аномальные зоны, существование которых может негативно сказаться на безопасной эксплуатации трубопровода.

Выявленные в результате проведенной ВТД аномалии на трубах представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Обобщенные результаты инспекции газопровода

Вид аномалии	Количество аномалий	Количество труб
Аномалия кольцевого шва GWAN	91	80
Аномалия продольного шва LWAN	17	16
Аномалия спирального шва SWAN	14	9
Вмятина DENT	29	27
Гофр WRIN	2	2
Заводской дефект MIAN	19	19
Коррозия CORR	567	269
Механическое повреждение ARTD	169	145
Расслоение с выходом на поверхность LACR	1	1
Технологический дефект TECH	116	112
Эллипсность OVAL	1	1
Общее количество	1026	623

Согласно отчету внутритрубного диагностирования трубопровода «Парабель – Кузбасс 2» дефекты ранжируются по трем категориям:

- категория «а» - дефекты, подверженные внешней экспертизе в кратчайшие сроки;
- категория «b» - дефекты, подвергающиеся наружной проверке в рамках запланированных работ;
- категория «с» - дефекты, допустимые к эксплуатации без проведения экспертизы.

В приложении 1 приведены аномалии с категориями опасности «а» и «b».

Согласно отчёту внутритрубного диагностирования трубопровода «Парабель – Кузбасс 2» показатель КБД (Коэффициент Безопасного Давления) — расчётный показатель, который равняется отношению максимально допустимого рабочего давления к безопасному давлению.

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Неисправности, связанные с потерей металла с КБД > 1 являются недопустимыми, т.е. требуют внешнего осмотра, либо снижения максимально допустимого давления при сохранении текущего уровня рабочего давления.

В таблице 6 приведены аномалии с КБД > 1.

Таблица 6 – Аномалии с КБД > 1

№ п/п	№ трубы	Характер особенности	Толщина стенки, мм	Глубина дефекта, %	КБД
1	7372	Коррозия	12,0	29	1,05

4) Оценка технического состояния участка газопровода

Расчет показателя технического состояния (ПТС) газопровода выполнен в соответствии с [21]. Расчеты проводились для каждого межкранового участка (подучастка) в отдельности, так как выборочный ремонт с остановкой перекачки газа и капитальный ремонт, как правило, проводятся на отключаемых межкрановых участках.

Показатели технического состояния межкрановых участков составляют (диаграмма 1):

$$P_{\text{вТД}1} = 0,00282 \text{ для участка К0 – К36;}$$

$$P_{\text{вТД}2} = 0,00332 \text{ для участка К36 – К61;}$$

$$P_{\text{вТД}3} = 0,04844 \text{ для участка К61 – К103;}$$

$$P_{\text{вТД}4} = 0,00109 \text{ для участка К103 – К110.}$$

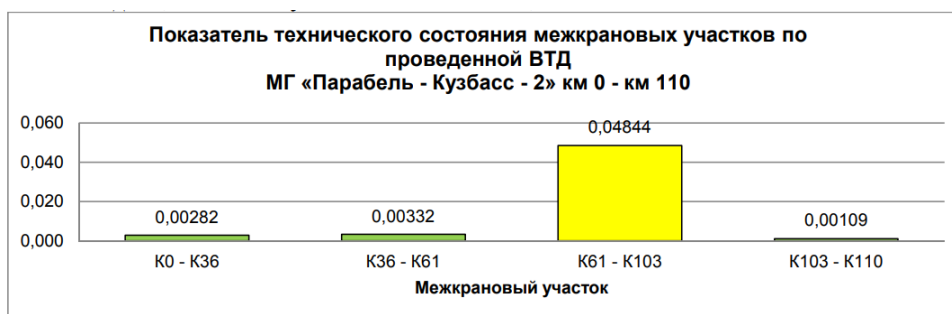


Диаграмма 1 – Показатели технического состояния межкрановых участков

Общий показатель технического состояния участка газопровода «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км $P_{\text{вТД}} = 0,02046$.

					Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка МГ представлены в приложении 1.

В процессе оценки показателя комплексного технического состояния трубопровода был учтен показатель технического состояния арматуры трубопровода. Рассчитанный комплексный показатель технического состояния соединительных участков (диаграмма 2):

$$P_{K1} = 0,02979 \text{ для участка К0 – К36;}$$

$$P_{K2} = 0,04216 \text{ для участка К36 – К61;}$$

$$P_{K3} = 0,07942 \text{ для участка К61 – К103;}$$

$$P_{K4} = 0,02558 \text{ для участка К103 – К110.}$$

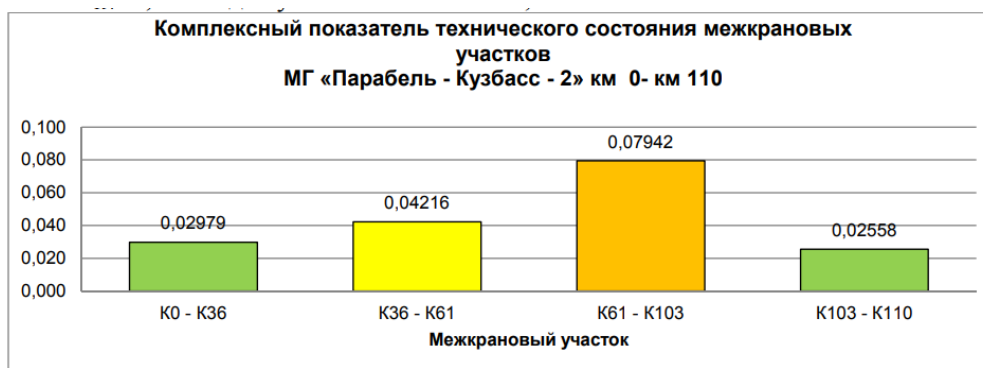


Диаграмма 2 – Комплексный показатель технического состояния межкрановых участков

Общий комплексный показатель технического состояния участка газопровода «Парабель – Кузбасс 2» 0 – 110 км $P_K = 0,05158$. Такое состояние участка обусловлено наличием на данном участке запорной арматуры со сроком эксплуатации более 25 лет, что сильно влияет на показатель технического состояния трубопроводной арматуры линейного участка МГ.

Вывод: согласно [21] п. 8.4. Таблица 1 общее техническое состояние участка газопровода оценивается как «исправное». В соответствии с п.12.6 [22] время до проведения следующей ВТД трубопровода «Парабель – Кузбасс 2» км 0 – 110 составляет:

• $\Delta T_{\text{вТД}} = 9,92$ лет при оценке по общему показателю технического состояния участка газопровода «Парабель – Кузбасс 2» 0 – 110 км $P_{\text{вТД}} = 0,02046$.

$\Delta T_{\text{вТДЗ}} = 5,02$ года при оценке по наихудшему показателю межкранового участка $P_{\text{вТДЗ}} = 0,04844$ для участка К61 – К103;

5) *Заключительная часть*

В результате проведенного анализа технического состояния линейной части магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км для уточнения типа дефектов, реальных параметров (длина, ширина, глубина/высота) и оценки возможности дальнейшей эксплуатации дефектных труб газопровода рекомендуется:

1. Провести дополнительное обследование труб с категориями опасности «а» и «б», с КБД > 1 (в соответствии с отчетом ВТД). Трубы с категориями опасности «а» и «б» указаны в приложении 1, дефекты потери металла с КБД > 1 указаны в таблице 6.
2. Провести дополнительное обследование труб с дефектами потери металла, глубина которых превышает 30% стенки трубы и трубы с рангом опасности больше 0,3 (дефекты оцениваются как потенциально опасные). Результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Трубы с рангом опасности

№ п/п	№ секции (трубы)	Описание особенности	Глубина, % от WT (Дн)	Ранг опасности дефектов
1.	6282	Коррозия	23	0,36036
2.	6711	Коррозия	20	0,31077
3.	6920	Коррозия	24	0,31962
4.	7342	Коррозия	23	0,34076
5.	7343	Коррозия	22	0,31251
6.	7343	Коррозия	33	0,38343
7.	7343	Коррозия	23,0	0,44457
8.	7937	Коррозия	23	0,31469
9.	8893	Коррозия	22	0,30234
10.	9443	Технологический дефект	37	0,37122
11.	9446	Технологический дефект	31	0,31079
12.	9857	Технологический дефект	34	0,34063
13.	9874	Технологический дефект	32	0,32050
14.	10059	Технологический дефект	33	0,33065
15.	10162	Технологический дефект	39	0,39127
16.	10947	Технологический дефект	31	0,31040

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет толщины стенки газопровода

Толщина стенки трубопровода рассчитывается в соответствии с методикой, представленной в [23]. В таблице 8 показаны исходные параметры для расчета толщины стенки газопроводов.

Таблица 8 – исходные данные

Обозначение	Значение	Единицы измерения
D_n – наружный диаметр газопровода	1020	мм
P – проектное рабочее давление	5,4	МПа
R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы	510	МПа
R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла трубы	360	МПа
m – коэффициент условий работы трубопровода	0,75	
k_1 – коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 [1]	1,34	
k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. [4]	1	
k_2 - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10[1]	1,15	
Δt – расчетный температурный перепад	40	°С
r - принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода	750	м
Категория II - категория участка трубопровода		

					Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			49	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{510 \cdot 0.75}{1.34 \cdot 1} = 285.45 \text{ МПа} \quad (1)$$

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n} = \frac{360 \cdot 0.75}{1.15 \cdot 1} = 234.78 \text{ МПа} \quad (2)$$

Расчетную толщину стенки трубопровода, см, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n P D_H}{2(R_1 + nP)} = \frac{1.1 \cdot 5.4 \cdot 102}{2(285.45 + 1.1 \cdot 5.4)} = 1.06 \text{ см} \quad (3)$$

где n – коэффициент безопасности по нагрузке — внутреннее рабочее давление трубопровода, который принимается по [4];

$D_H = 102$ см - наружный диаметр трубопровода.

Принято предварительное значение толщины стенки $\delta = 1.1$ см.

При этом принятая толщина стенки не должна быть меньше значения $1/140$ наружного диаметра труб и не должна быть меньше 4 мм т.е. соответствовать требованию:

$$\frac{D_H}{140} \leq \delta \leq 0,4 \quad (4)$$

$$\frac{102}{140} \leq 1,0 \leq 0,4 - \text{условия выполняется.}$$

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta = 102 - 2 \cdot 1.1 = 99.8 \text{ см} \quad (5)$$

Осевое продольное напряжение вследствие расчетных нагрузок, МПа:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n P D_{BH}}{2\delta} \quad (6)$$

$$\sigma_{пр.N} = -0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0.5 \cdot \frac{1.1 \cdot 5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} = 38.35 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0.9k_n} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0.9k_n} R_2^{\text{H}}} \quad (7)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{249.5}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{249.5}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360} = 0.227$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий вычисляется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E \Delta t \pm \mu \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho} \quad (8)$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}(+)}^{\text{H}} &= \mu \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho} \\ &= 0.3 \cdot \frac{5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} - 0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 + \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} \\ &= 116.05 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}(-)}^{\text{H}} &= \mu \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho} \\ &= 0.3 \cdot \frac{5.5 \cdot 100}{2 \cdot 1.0} - 0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} \\ &= -164.11 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение: $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = -164.11 \text{ МПа}$.

Так как принятое значение $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ меньше нуля, то уточненное значение коэффициента $\psi_3 = 0.475$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0.9k_n} R_2^{\text{H}} \quad (9)$$

$$164.11 \leq 0.474 \cdot \frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360 = 142.2$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0.9k_n} R_2^{\text{H}}; \quad (10)$$

$$249.5 \leq \frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360 = 300$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

3.2 Определение пропускной способности

В таблице 9 представлены исходные данные для расчета объемного расхода газопровода.

Таблица 9 – исходные данные для расчета объемного расхода газопровода

Обозначение	Значение	Единицы измерения
$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода	1020	мм
$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода	998	мм
δ – толщина стенки трубы	10,5	мм
$P_{\text{Н1}}$ – расчетное рабочее давление в начале участка	5,4	МПа
$P_{\text{Н2}}$ – расчетное рабочее давление в конце участка	5,0	МПа
$\rho_{\text{т}}$ – плотность газа при стандартных условиях	0,8	кг/м ³
R – газовая постоянная	8,31	Дж/(моль · К)
μ – коэффициент динамической вязкости	$12 \cdot 10^{-6}$	Па · с

Продолжение таблицы 9

z – коэффициент сжимаемости	0,93	
t – температура грунта на глубине заложения газопровода	5	°С
Δ – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб	0,2	мм
Длина участка от «КС Парабель - КС Чажемто» $L=110$ км		

Задаваясь квадратичным законом получаем:

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0.2}{1000} \right)^{0.2} = 0.0140 \quad (11)$$

Принимают расчетное значение $\lambda = 0,0157$.

Находим проектный массовый расход для газопровода, кг/с:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d_{вн}}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}} \quad (12)$$

$$G = \frac{3.14 \cdot 0.998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5.4^2 - 5.0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0.998}{0.0157 \cdot 0.93 \cdot 8.31 \cdot 278 \cdot 110 \cdot 10^3}} = 824.151 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Оцениваем объемный расход газопровода:

$$\begin{aligned} V &= \frac{824.151}{0.8} = 1030.189 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 1030.189 \cdot 3600 = 3.709 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \cdot 24 \\ &= \mathbf{89.02} \cdot \frac{\text{млн. м}^3}{\text{сут}} \text{ или } \mathbf{32,492} \frac{\text{млрд.}}{\text{год}} \end{aligned}$$

Определяем пропускную способность газопровода с учетом максимально допустимого давления равного $P_{\text{доп}}=3,75$ МПа.

$$G = \frac{3.14 \cdot 0.998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(3,75^2 - 3.0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0.998}{0.0157 \cdot 0.93 \cdot 8.31 \cdot 278 \cdot 110 \cdot 10^3}} = 767.599 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\begin{aligned} V &= \frac{767,599}{0.8} = 959.499 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 959.499 \cdot 3600 = 3.454 \cdot 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \cdot 24 \\ &= \mathbf{82.89} \frac{\text{млн. м}^3}{\text{сут}} \text{ или } \mathbf{30,255} \frac{\text{млрд.}}{\text{год}} \end{aligned}$$

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 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 линейных участков магистральных газопроводов (МГ), 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:

- 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			54	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Группа 2Б7А		

ВИП, использующиеся при диагностике трубопроводов диаметром 1020-1420 мм со значением скорости транспортируемого продукта более 4 м/с, должны комплектоваться устройствами активного контроля скорости трубопровода (байпасом), позволяющими ВИП двигаться по трубопроводу со средней скоростью 2-2,5 м/с.

Для обследования газопроводов 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 [24].

Во взрывоопасных зонах должно применяться оборудование, предназначенное к эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 2 или выше согласно классификации [25].

При проведении ВТД газопроводов допускается диагностическое оборудование, прошедшее необходимые испытания по [26] в соответствии с [27], включающая комплекс испытаний для повреждения соответствия технических характеристик диагностического оборудования требованиям ПАО «Газпром».

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

ВИП, предназначенные для ВТД газопровода 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 газопровода;
- минимальный радиус поворота газопровода, проходимый ВИП
- максимально допустимое рабочее давление продукта;
- диапазон температур эксплуатации внутритрубного оборудования.

					Технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В эксплуатационное документации на ВИП должны быть указаны типы обнаруживающих особенностей, а также технические характеристики ВИП, которые регламентируются [20].

4.2 Требования к диагностируемому участку газопровода

Каждый диагностируемый участок должен быть оборудован камерами спуска и приема внутритрубных устройств (ВТУ) (стационарными или временными) или лотками для пуска/приема ВТУ при диагностировании участка методом протаскивания.

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:

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

Перед камерами пуска и приема должны быть предусмотрены крытые площадки для обеспечения возможности эксплуатации оборудования во время укладки и удаления ВТУ из камер, а также площадки для технического обслуживания ВТУ и размещения подъемно – транспортных средств.

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

					Технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

. Если оборудование специализированной организации (СО) не может добраться до диспетчерской, эксплуатирующая организация (ЭО) должна предоставить транспорт для ВТУ.

Запорная арматура на проверяемом участке должны быть ремонтпригодной и предотвращать утечку газа. Перед проведением ВТД ЭО должна осмотреть узлы шаровых кранов, находящиеся в эксплуатации, и учесть результаты осмотра в акте подготовки участка трубопровода к диагностике.

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

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

Реперные точки газопровода должны находится на расстоянии друг от друга не более 2 км.

Газопроводы должны быть оборудованы стационарными маркерами на границах зон обслуживания линейно – производственных управлений магистральных газопроводов ЛПУ МГ.

Внутренняя полость трубы на участке МГ, предоставляемом к диагностированию, должны проходить регулярную очистку от отложений, инородных и металлических предметов (электроды, отложения, окалина).

На диагностируемом участке не должно быть трубопроводной арматуры и крутоизогнутых отводов, препятствующих прохождению ВТУ.

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

4.3 Очистка газопровода перед внутритрубной диагностикой

Чистота полости газопроводов 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 газопроводе появляются и накапливаются по следующим причинам:

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

Загрязнения внутренней поверхности газопровода приводит к снижению его пропускной способности, загрязняет и обводняет транспортируемый газ, а также может затруднить или сделать невозможным пропуск через газопровод снарядов – дефектоскопов при проведении ВТД. Поэтому полость газопровода очищают после строительства, реконструкции и ремонта до ввода в эксплуатацию, а также периодически, перед проведением ВТД.

В большинстве случаев скребок – калибр осмотра (рис 7.) первым попадает в трубопровод вовремя.

Скребок – калибр – инструмент, расположенный внутри трубопровода и способный проходить значительные сужения трубопровода, крутые повороты, клапаны и краны, которые по той или иной причине не полностью открыты, и другие препятствия.

Скребки – калибры разработаны для первичного очищения и оценки минимальной площади поперечного сечения трубы перед запуском оборудования для очистки и диагностики.

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

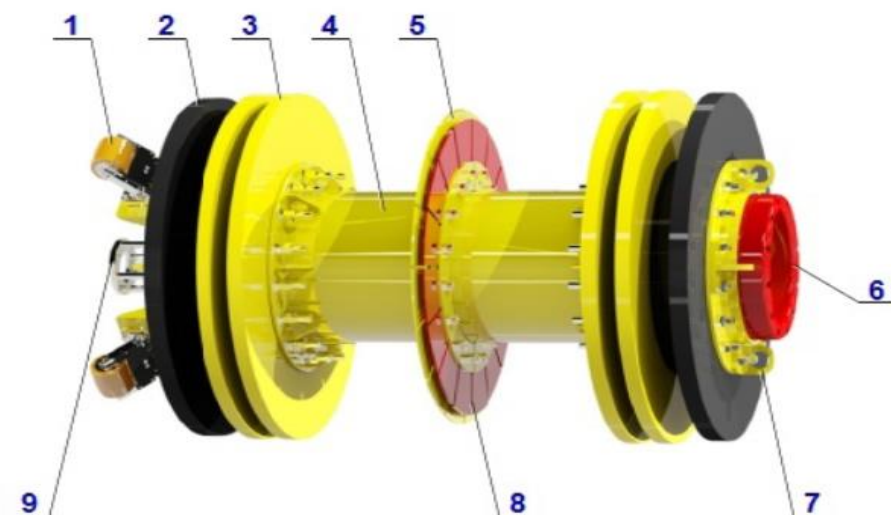


Рисунок 7 – скребок – калибр СОК – 1200 [28]

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 очистных и диагностических работ.

Скребки – калибры способны проходить сужения до 0,7 наружного диаметра трубопровода. Установленные калибровочные пластины (состоящие из лепестковых калибров) имеют диаметр 0,85DN и 0,9DN, который соответствует проходимости диагностического оборудования.

Двигаясь первым по трубопроводу, скребок – калибр собирает со стенок накопившиеся отложения и частично выносит их в приемную камеру.

Изучая принятый в приемной камере после пропуска скребок – калибр, оценивают:

- проходное сечение трубопровода;
- количество отложений на стенках 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 МГ при его движении происходит очистка внутренней поверхности газопровода.

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 газопроводу.

Для контроля за прохождением очистных устройств газопроводу в отдельных его точках устанавливают сигнализаторы прохождения поршня.

Перед проходом через устройства очистки убедитесь, что клапан линии полностью открыт (с помощью индикаторов вращения клапана, положения концевого выключателя и т.д.) Жидкость и грязь, выносимые очистным поршнем из газопровода, 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 [30].

При работающей компрессорной станции (КС) очистные поршни запускают (рис. 8) в следующей последовательности [30]:

1. изначально краны К80, К34, К35, К31, К32, К33, К30, К28, К20 – закрыты, кран К8 открыт;
2. открывают краны К34, К35 для выпуска остаточного газа из камеры в атмосферу, через свечи СВ1 и СВ2;
3. после освобождения камеры запуска К3 от газа открывают концевой затвор;
4. отводят от камеры запуска К3 лоток;
5. устанавливают на лоток с помощью подъемного устройства очистной поршень;
6. лоток со снарядом приводят к камере запуска
7. очистной поршень толкателем вводят в газопровод, пока первая манжета не войдет в сужение камеры запуска;

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

1. закрывают и фиксируют концевой затвор;
2. открывают краны К31, К32 и, дросселируя краном К28, продувают камеру запуска через открытые краны К34, К35;
3. закрывают краны К34, К35, открывают кран К28 и выравнивают давления по обе стороны поршня;
4. закрывают краны К31, К32 открывают краны К80, К33, а также открывают кран на камере приема КС, к которой будет двигаться поршень, и закрывают кран К8;
5. выход поршня из камеры запуска К3 контролирует сигнализатором С1;
6. после выхода поршня из камеры запуска К3 открывают кран К8;
7. закрывают краны К80, К33, К28.

Далее поршень движется к следующей КС.

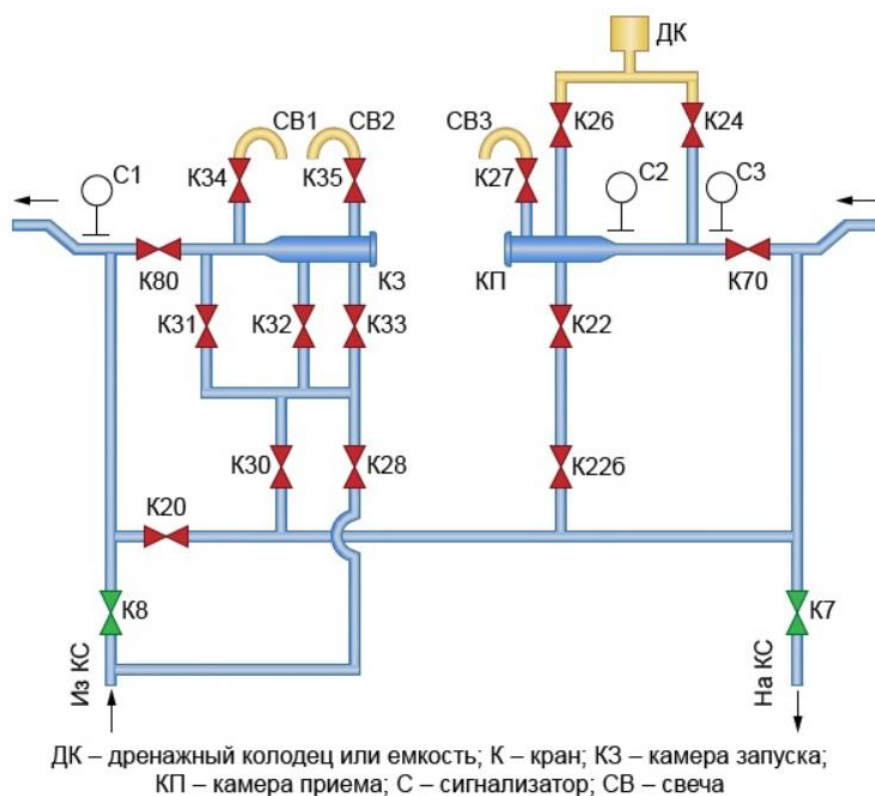


Рисунок 8 – Схема запуска и приема очистных поршней [30]

Прием очистных поршней (рис. 8) осуществляется в следующей последовательности:

1. открывают краны К22, К226, К70;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. при подходе жидкости открывают кран К24;
3. после прохода поршнем первого сигнализатора С3 отрывают кран К26 и закрывают краны К24, К70;
4. после прохода поршнем второго сигнализатора С2 закрывают краны К22, К22б и краном К27 на свече СВ3 регулируют заход поршня в камеру приема КП;
5. освобождают камеру приема КП от газа через свечу СВ3;
6. открывают концевой затвор;
7. лоток с поршнем отводят от камеры приема КП;
8. поршень с помощью подъемного устройства убирают с лотка;
9. осматривают и очищают концевой затвор и приводят все в первоначальное состояние.
10. жидкость и грязь проводятся через краны К24, К26 в приемную емкость или дренажный колодец ДК.

4.4 Организация внутритрубного технического диагностирования

До начала проведения работ по ВТД ЭО направляет в адрес СО заявку на проведение — технического диагностирования.

Заявка должна содержать:

- реквизиты договора, заключенного между ЭО и СО, на основании которого проводится работа;
- названия газопроводов и участков, подлежащих диагностированию;
- планируемые сроки проведения работ;
- опросный лист технических характеристик диагностируемого участка газопровода (технологический опросный лист);
- опросный лист диагностических характеристик участка газопровода (диагностический опросный лист).

Опросные листы (технологический и диагностический) должны быть заполнены в соответствии с типовой формой согласно [22].

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

Пропуск ВИП без наличия опросных листов не допускается.

На основании заявки СО 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 СО должна сообщить ЭО:

- состав оборудования;
- требуемые режимы транспорта продукта (в случае отсутствия устройства активного регулирования скорости движения ВИП);
- состав бригады;
- ответственного начальника участка, полномочного 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 [22].

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);

					Технологическая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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;
- 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 газопровода. Допускается совмещение в одном ВТУ очистного и калибровочного скребков, если на нем установлены калибровочные пластины.

Пропуск средств очистки должен проводиться до тех пор, пока вынос грязевых отложений не будет менее 50 кг для газопроводов диаметров более 1000 мм, 25 кг для газопроводов диаметром от 500 до 1000 мм и 5 кг для газопроводов диаметром менее 500 мм.

Если после пропуска скребка – калибра калибровочные пластины были загнуты, то пропуск профилемера после калибровки обязателен.

После пропуска профилемера СО 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 корректируют план – график работ по диагностике. На каждый устранённый объект составляют акт, позволяющий СО однозначно связать место ремонта с записью профилемера [22].

После устранения непроходимых для ВИП участков проводят повторную калибровку и, при необходимости, профилометрию.

После профилометрии должна проводиться очистка полости газопровода магнитными очистками скребками.

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

Допускается совмещение очистных калибровочных и магнитных очистных скребков в одном снаряде при соблюдении требований, предъявляемых к скребкам – калибрам.

4.5 Проведение внутритрубного технического диагностирования

В штате линейного поста должно быть не менее двух человек, допущенных к проведению газоопасных работ [31]. Посты на узлах приема – запуска комплектуются техникой и механизмами в количестве, необходимом для обеспечения запуска или приема снарядов. Руководитель работ обязан лично присутствовать при открытии, закрытии и поднятии давления, он также является ответственным за проведения газоопасных работ.

Оснащение поста

Примерный перечень оснащения линейного поста:

- автотранспорт для оперативного перемещения поста вдоль трассы газопровода
- набор предупредительных знаков: «Опасно», «Опасная зона», «Проезд закрыт»;
- средства связи во взрывозащищенном исполнении;
- проверенные манометры для обеспечения замера давления газа до и после линейного крана, и на камерах запуска и приема;
- инструменты и приспособления для проведения обслуживания ТПА;
- средства замера загазованности;
- устройство для перестановки ТПА в случае выхода из строя штатных механизмов управления;
- средства пожаротушения;
- медицинская аптечка.

Обязанности ответственных по постам

К обязанностям ответственных по постам относится:

- контроль положения ТПА на участке трубопровода в зоне ответственности поста;

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

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

Снятие поста осуществляют только по указанию руководителя комплекса и/или руководителя работ. Персонал постов должен постоянно находиться на месте, не отлучаться с поста без разрешения руководителя.

По результатам каждого пропуска ВИП СО 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 газопровода.

После устранения причин снижения качества записи проводят повторный пропуск инспекционных приборов [31].

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 СО должны оформить совместные акты на каждый пропуск ВИП в соответствии с [22].

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 СО, СО должна передать предварительный отчет.

Предварительный отчет должен содержать все найденные к моменту его предоставления опасные дефекты, а также аномалии, рекомендованные СО для инструментального обследования в шурфах.

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

После получения предварительного отчета ЭО должна провести дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) в шурфах, результаты которого должны быть учтены СО при выпуске окончательного отчета.

СО должна направить печатные и электронные варианты окончательного отчета вместе с сопроводительным письмом в согласованные ЭО сроки и адрес, но не позднее 60 рабочих дней после заверения работ по пропуску ВТУ. При диагностировании сложных участков (диагностируются впервые, обнаружено большое количество дефектов (более 50 штук на 1 км)) по согласованию с ЭО допускается увеличение срока предоставления окончательного отчета.

По согласованию с ЭО допускается предоставление окончательного отчета по частям (по межкрановым участкам).

В срок не более 15 рабочих дней после получения окончательного отчета ЭО должна либо сообщить замечания по форме и содержанию отчета, либо известить СО об отсутствии замечаний.

В случае наличия замечаний СО устраняет их в течении 15 рабочих дней с даты получения, либо извещает ЭО о невозможности их устранения.

В случае успешной приемки ЭО должна направить в адрес СО технический акт приемки работ по ВТД в соответствии с [22].

4.6 Приемка результатов ВТД

Процедура приемки результатов ВТД является обязательной.

Сдача работ по ВТД трубопроводного участка осуществляется после предоставления СО 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 [20].

Приемочный акт без проведения ДДК осуществляется в перечисленных ниже случаях:

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

- во время ВТД на исследуемом участке газопровода не обнаружено дефектов, которые бы требовали неотложного внешнего осмотра;
- результаты ВТД не противоречат результатам предыдущих экспертиз.

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 точностные характеристики результатов ВТД соответствуют требованиям, установленным в техническом задании на ЭО, то приемка результатов ТД осуществляется без применения средств специфической обработки данных ТД и ДДК [20].

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 СО. ЭО и СО должны совместно провести повторное инспекцию и ДДК по устранению неисправностей.

На основании результатов ДДК ЭО и СО 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 требованиям технического задания на ВТД, работы по ВТД газопровода считаются неприемлемыми, и приемка работ осуществляется с использованием статистической обработки данных ВТД и ДДК [32].

Приемо-сдаточные испытания по ВТД с использованием метода статистической обработки данных ВТД и ДДК направлены на подробную

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

проверку соответствия вероятностей обнаружения, вероятностей распознавания и вероятности соблюдения нормативов по точностным характеристикам геометрических размеров дефектов требованиям [20]. Во время проведения приемки работ с использованием статистической обработки данных ВТД и ДДК обязательным является присутствие представителей специалистов по неразрушающему контролю СО.

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 специализированное учреждение составляют совместный акт, обобщающий результаты ДДК.

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

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

- с вероятностью распознавания, равной 90%
 - а) коррозию;
 - б) продольную и поперечную канавку;
 - в) вмятину;
 - г) гофр;
 - д) шлифовка продольного шва;
 - е) шлифовку спирального шва;
 - ж) заварку технологического отверстия;
 - и) дефект проката;
- с вероятностью распознавания, равной 80%, зоны продольных или поперечных трещин;
- с вероятностью распознавания, равной 70%:
 - а) механическое повреждения;
 - б) технологической дефект;

в) металлургический дефект;

г) закат.

Проверка выполнения требований по вероятности определения точностных характеристик размера дефекта должна осуществляться 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 выполняться ЭО.

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

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

- ВТД на этих участках было проведено одной СО 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 точностным характеристикам определения размеров дефектов, соответствуют требованиям технического задания.

4.7 Использование результатов ВТД

Предварительный отчет

Предварительный отчет должен содержать:

					Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- титульный лист;
- оглавление;
- введение;
- основную часть.

В основную часть предварительного отчета включена глава, включающая:

- перечень и описание ВТУ, используемых для очистки и мониторинга на участке трубопровода;
- вывод о качестве зарегистрированных для каждого ВИП сигнала.

Основное содержание предварительного отчета должно включать главу, представляющую результаты обработки данных ВИП, в которую должны быть включены следующие журналы:

- *журнал выявленных аномалий* – выявленные дефекты и их параметры на обследованном участке газопровода;
- *журнал элементов обустройства;*
- *журнал реперных точек.*

В основной части предварительного отчета должны быть приведены листы детализации для следующих типов аномалий, отобранных специалистами СО:

- наиболее опасных дефектов или дефектов, требующих дополнительного обследования и, возможно, ремонта;
- аномалий, требующих, по мнению СО, уточнения их типа и размеров.

Окончательный отчет

Окончательный отчет по результатам внутритрубного технического диагностирования должен содержать:

- общую информацию об обследовании;
- обобщенные результаты инспекции;
- термины и определения;

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

- условные обозначения;
- исходные данные о газопроводе;
- характеристики труб;
- применяемые для оценки степени опасности дефектов стандарты.

Большая часть итогового отчета включает главу об оборудовании, использованном для диагностики, содержащую:

- краткое изложение методики проведения инспекции трубопровода;
- краткое описание типов используемых внутритрубных снарядов;
- точностные характеристики выявления дефектов.

Основная часть окончательного отчета должна включать главу, содержащую технические характеристики и данные о работе ВТУ, применявшихся при диагностировании:

- использовавшиеся при очистке и обследовании участка газопровода ОУ и их технические характеристики;
- режим прохождения ВИП – графики изменения параметров ВИП по времени и пройденному расстоянию (скорость и давление);
- заключение о работе ВИП – выводы о качестве зарегистрированных сигналов каждого ВИП.

Основная часть окончательного отчета должна включать главу с результатами обработки данных дефектоскопов, в которую должны входить следующие журналы:

- *журнал выявленных особенностей;*
- *журнал выявленных аномалий;*
- *трубный журнал;*
- *журнал элементов обустройства;*
- *журнал реперных точек;*
- *журнал отводов (поворотов).*

СО должна предоставить листы детализации на все аномалии в электронном виде. Кроме того, на наиболее опасные типы аномалий СО

					Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

должна предоставить листы детализации в бумажном отчете. В бумажном отчете должны быть приведены листы детализации для следующих типов аномалий:

- не менее 10 листов для дефектов потери металла, из которых 5 наиболее глубоких дефектов и 5 наиболее опасных дефектов по коэффициенту безопасного давления (КБД);
- листы для аномалий, выбранных по усмотрению СО (опасные дефекты, требующие дополнительной идентификации).

На листе для аномалий должна быть приведена следующая информация:

- местонахождение трубы – привязка к реперным точкам газопровода;
- перечень аномалий на трубе с указанием их характеристик;
- положение аномалий на трубе;
- дефектограммы снарядов с индикацией выявленных аномалий.

4.7.1 Измерение размеров дефектов, выявленных внутритрубной диагностикой

Отчет должен включать главу со статистическим анализом результатов инспекции и главу (или приложение), содержащую описание методики по оценке коэффициента безопасного давления труб с коррозионными дефектами (методика расчета указывается в техническом задании на ВТД).

Использование результатов ВТД

По результатам ВТД специалистами СО все выявленные аномалии должны быть разбиты в соответствии с действующей нормативной документацией по оценке степени опасности аномалий (в отчете по ВТД указывается используемая нормативная документация).

На основании рекомендованных СО сроков обследования дефектов ЭО должна составить план наружного обследования дефектов и провести его для первых двух категорий дефектов.

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

СО должны передаваться результаты ВТД ЭО для использования их в Системе управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» в формате, приведенном в [33].

Результаты ВТД будут использоваться экспертом для составления графика следующего ВТД.

Если на участке ОТД обнаружены дефекты коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), то следующий ОТД выполняется в соответствии с [34].

Если при очередном ВТД на участке коррозионного растрескивания обнаружено не было, то время до следующей ВТД должно определяться на основании значения показателя технического состояния участка по следующей формуле:

$$\Delta T = \begin{cases} 10, & \text{если } P_{\text{ВТД}} \leq 0,02 \\ 10 - 7 \frac{P_{\text{ВТД}}}{0,04}, & \text{если } 0,02 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,06 \\ 3, & \text{если } P_{\text{ВТД}} > 0,06 \end{cases}$$

где ΔT – время до проведения следующего ВТД, лет;

$P_{\text{ВТД}}$ – показатель технического состояния участка.

В случае проведения капитального ремонта на участке ВТД, нужно рассчитать время до следующего ВТД, используя показатель технического состояния не отремонтированных участков.

Если весь участок, на котором было проведено ВТД, был капитально отремонтирован, то время до проведения очередного ВТД в соответствии с [33] составит 10 лет.

СО должна предоставить ЭО электронную версию окончательного отчета по ВТД в специализированном формате XML для авторизации процесса размещения результатов обследований ЛЧ МГ в отраслевой банк данных (ОБД) ВТД информационной системы оценки технического состояния объектов газотранспортной системы ПАО «Газпром» (ИСТС).

					Технологическая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЭО в срок не позднее 10 рабочих дней после получения окончательного отчета ВТД в специализированном электронном формате XML должна загрузить его в ОБД ВТД ИСТС.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

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 магистрального газопровода. Район работ находится в Томской области на территории Молчановского района, расположен в пределах Западно - Сибирской равнины и Среднеобской котловины. Характер местности равнинный, высотные отметки на этой территории не превышают 150м. Большую часть территории составляет болотно-лесистая местность. Болота занимают до 40% территории [10].

Работы проводятся на линейной части магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2» на участке 0 – 110 км. Подготовительный этап работы заключался в исследовании магистрального газопровода 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 магистрального газопровода. 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 магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			76	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Группа 2Б7А		

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

В соответствии с [35], 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 строительстве переходов 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

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» [36], 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.

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

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

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода. В 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 10 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [37]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации.

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

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

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Превышение уровней 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 [38] эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

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

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши
- соблюдение режима труда и отдыха.

2. Повышенная загазованность воздуха

При разгерметизации газопровода, основной опасный фактор большое содержание опасных веществ в воздушной или в водной среде, а именно метан, одоранты и другие.

Природный газ не имеет цвета, запаха, вкуса легче воздуха имеет различную токсичность в зависимости от примесей.

Природный газ является по классу опасности: малоопасные вещества со значением предела допустимой концентрации 300 мг/м³ по [39]. Предел концентрации для воспламенения составляет 10-15% объема воздушной среды. Температура вспышки составляет 645 0С. Энергия необходимая для воспламенения составляет 0,15 мДж.

Газовый конденсат в газопроводах нестабилен. Упругость паров газоконденсата при определенной температуре напрямую зависит от давления в газопроводе. При выходе газоконденсата в первую очередь выходят вещества легких углеводородов, то есть происходит его стабилизация.

Пары газоконденсата содержащие непредельные углеводороды, относят к четвертому классу опасности для человека, это класс малоопасных веществ. Предельная концентрация в объемной доле кислорода их составляет 300мг/м³, [40].

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

По своим свойствам газовый конденсат оказывает небольшое вредное воздействие на человека, может вызвать заболевания, такие как сухость кожи, экзема и т.д. наиболее опасно попадание на слизистую оболочку. При попадании на тело, необходимо его смывать теплой водой, при возможности с мылом. При разгерметизации газопровода резко понижается температура от выходящей струи и попадание газа от струи на конечности человека может вызвать обморожение.

Сероводород — это бесцветный газ со специфическим запахом тухлых яиц. Плотность сероводорода 1,55, кислород по сравнению с ним имеет плотность 1.2. Температура воспламенения сероводорода 290 °С. В воде является слабой кислотой и хорошо растворяется. Цвет пламени при горении имеет синеватый оттенок. Предел воспламеняемости от 5 до 45% от объема, взрывоопасен. Сероводород является опасным нервнопаралитическим ядом, вызывающий смерть асфиксией легких. Раздражительно действует на слизистые оболочки. При попадании на кожу, растворенный в воде сероводород вызывает покраснение кожи, а в некоторых случаях даже экзему.

Для коллективной защиты применяются вентиляционные установки, а для индивидуальных респираторов, марлевые повязки, противогазы (с фильтрующим элементом так и шланговые) и при работе в котловане костюмы Л-1.

3. Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

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

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьмичасовой рабочий день с обеденным перерывом (13:00 – 14:00)

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

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.Электрический ток. Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять [41] и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки

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 [37].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

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

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 загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

5.3 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии со [42].

Существенное воздействие на окружающую среду при эксплуатации газопровода 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

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

элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 11 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 11 – Источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия

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

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, магистральные трубопроводы следует прокладывать в пределах районов с благоприятными инженерно-геологическими условиями.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- 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 газопровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – газ природный в количестве больше, чем пороговые.

Изучив [43] и [44], можно сделать вывод о том, что чрезвычайные ситуации на газопроводном транспорте могут

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

возникнуть по различным причинам, например,

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

Возможными причинами аварий могут быть:

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

5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

типовыми и отраслевыми нормами.

Выводы по разделу

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

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

Проанализировав влияния объекта исследования, а, то есть линейной части магистрального газопровода 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

6.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

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

Метод бесконтактной диагностики трубопроводов помогает обнаруживать подземные и подводные трубопроводы и находить внутритрубные дефекты без вскрытия и запуска дефектоскопов.

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

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
Разраб.		Панфилова В.Д.		11.06	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			90	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Группа 2Б7А		

В таблице 12 представлена оценочная карта для сравнения конкурентоспособных решений: Бк1– «Uniscope» - система акустоэмиссионного контроля трубопроводов, Бк2– «CalScan» - снаряд для внутритрубной инспекции.

Таблица 12 - 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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Конкурентоспособность конкурента К определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (13)$$

Где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i –го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 12. 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 газопроводов в процессе их эксплуатации является основным преимуществом перед устройством внутритрубной инспекции.

6.2 Планирование выполнения работ

6.2.1 Структура и график выполнения работ

Проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 13 приведены последовательность, содержание работ и распределение исполнителей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Таблица 13 - Перечень этапов работ и распределение исполнителей

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

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

В таблице 14 (приложение 2) представлена диаграмма Ганта, которая используется для наглядно иллюстрации линейного календарного плана проекта.

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 потребность в топливе (таблица 15) для выполнения работ и доставки работников и оборудования на место проведения работ: Камаз-503421 ед. – расход топлива (Дизель) 32 л/100км, пробег 350км.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Таблица 15 – Расчет затрат на топливо

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100 км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
	АИ-92	Диз. топливо	АИ-92	Диз. топливо		
КАМАЗ – 5043421		32		250	40	10000
Итого:						10000

6.3.1.2 Амортизационные отчисления

Таблица 16 – Затраты на амортизационные отчисления

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

6.3.1.3 Расчет затрат на оборудование

Для проведения магнитометрического контроля эксплуатируемого газопровода необходима специальное сканирующее устройство, в основе которой лежит измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12. Рассмотрим затраты, необходимые на покупку диагностического оборудования (таблица 17).

Таблица 17 – Затраты на приобретение диагностического оборудования

№ п/п	Наименование	Общее количество	Цена, руб
1	Магнитометр «МБС – 03»	1	47000
2	Одометр ОДА – 01	1	10000
3	Измеритель концентрации напряжений ИКН – 3М – 12	1	350000
4	Толщиномер Krautkramer DM-4	1	110000
5	Ультразвуовой аппарат «Скаруч»		900000
6	Персональный компьютер	1	50000
	Итого		1467000

6.3.1.4 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Контроль проводится двумя специалистами неразрушающего контроля. Зарплата производителям работ рассчитывается в соответствии с актуальными тарифными ставками, продолжительностью работ, а также дополнительными надбавками (таблица 18).

Таблица 18 – Надбавки и доплаты к заработной плате

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

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

Выполним расчет заработной платы специалистов НК по формуле:

$$ЗП_{\text{ч}} = T_{\text{ч}} \cdot RK \cdot ДВ \cdot ВП \cdot ВР; \quad (14)$$

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

RK – районный коэффициент;

$ДВ$ – доплата за вредные условия труда;

$ВП$ – доплата за время нахождения в пути;

$ВР$ – доплата за вахтовый метод работы.

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

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

Зарплата производителям работ представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Заработная плата специалистов

Должность	Часовая ставка	Отработано часов	Премия 5%	Итого ЗП, руб.
Дефектокопист	518,3	40	1036,6	21768,6
Инженер	563,23	40	1126,46	23655,66
Итого:			45424,26	

6.3.1.5 Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (15)$$

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

Согласно [45] предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа (09.10.9) относится к III классу опасности (по классификатору ОКВЭД), а значит процент травматизма для данных профессий составляет 0,4%.

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

6.3.1.6 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:

$$Z_{\text{наклд}} = (\text{сумма статей 1 – 5}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (16)$$

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

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

Составим сводный бюджет затрат при проведении диагностики.

Таблица 20 - Бюджет затрат при проведении диагностики

№ п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, руб.
1	Проведение диагностики трубопровода	Затраты на приобретение оборудования + затраты на топливо	1477000
		Амортизационные отчисления	5034

		Затраты на оплату труда	45400
		Отчисления во внебюджетные фонды	13800
2	Общая стоимость работ		1541234

2) 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:

$$P = 1541,2 \cdot 1.03 = 1587,47 \text{ тыс. руб.} \quad (17)$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (18)$$

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 21.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Дефектоскопические работы с использованием бесконтактного магнитометрического метода	Диагностировании газопровода 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 эксплуатации	0,25	5	3
Итого	1,00		

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 11:

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

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

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 газопровода, который составил 1477000 руб. Наибольшая часть затрат приходится на приобретение дефектоскопического оборудования.

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

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

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

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания выпускной квалификационной работы было выполнено следующее:

- Рассмотрена нормативно – техническая документация и законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации магистральных газопроводов.
- Проведен анализ методов внутритрубного диагностического обследования газопровода.
- Произведена оценка технического состояния участка газопровода. Общее техническое состояние участка газопровода оценивается как «исправное». Время до проведения следующей ВТД трубопровода «Парабель – Кузбасс 2» км 0 – 110 составляет 9 лет при оценке по общему показателю технического состояния $P_{ВТД} = 0,02046$.
- Также предложены рекомендации по применению методов внутритрубного обследования линейной части магистрального газопровода. А именно: проведение дополнительного обследования труб с категориями опасности «а» и «б» с КБД > 1.

					Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Панфилова В.Д		11.06	Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			99	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гареева А.Г., Иванова И.А., Абдуллина И.Г. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов. Трубопроводные системы: Справ. изд. – Уфа: Гилем, 1997. - 177 с.
2. Патент №2186289 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006/01). Способ внутритрубной диагностики глубины дефектов стенки трубы: №2009144324: заявл. 30.11.2009 / Тимашев С.А., Тырсин А.Н.
3. Снижение рисков при проведении внутритрубной диагностики газопроводов / Ридель И.А., Медведев М.В, Ягафаров И.Р. / Газовая промышленность. – 2014. –№ S (708). – С.66 – 69 – ISBN 0016 – 5581
4. Анализ рисков магистральных газопроводов России по данным мониторинга результатов внутритрубной диагностики / Стеклов О.И, Варламов Д.П. / Сварочное производство. – 2013. - № 9. – С. 28 – 34 – ISBN 0491 – 6441
5. Методика определения периодичности проведения внутритрубной диагностики на линейной части магистральных газопроводов с учетом проведенных ремонтных работ / Василевич А. В., Городниченко В. И., Грязин В.Е. / Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – №3. С.35 – 43 – ISBN 2070 – 6820
6. 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
7. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями и дополнениями): Федеральный закон № 116-ФЗ: [принят Государственной думой 21 июля 1997 года].

					<i>Организация и проведение внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Панфилова В.Д</i>		<i>11.06</i>	Список использованной литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>100</i>	<i>109</i>
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				

8. eLIBRARY.RU: научная электронная библиотека: сайт. - Краснодар, 258 - 8913. - URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35434292> (дата обращения: 03.02.2021) – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. - Текст: электронный.

9. Студопедия. Основные понятия, определения и классификация дефектов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studopedia.ru/8_184217_osnovnie-ponyatiya-opredeleniya-i-klassifikatsiya-defektov.html (дата обращения: 22.04.2021). – Текст: электронный

10. ПАО «Газпром». История компании ООО «Газпром трансгаз Томск»: официальный сайт. – Томск. – URL: <https://tomsk-tr.gazprom.ru/about/history/> (дата обращения: 02.01. 2021). – Текст – электронный.

11. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний: дата введения 01 июля 2013. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200096130?section=status> (дата обращения: 14.03.2021). –Текст: электронный

12. ГЭСН 81-02-01-2020 Сборник 1. Земляные работы. Сметные нормы на строительные и специальные строительные работы: дата введения 01.01.2020. URL: <https://www.meganorm.ru/Index2/1/4293723/4293723790.htm> (дата обращения 14.03.2021). – Текст электронный

13. СП 28.13330.2012. «Защита строительных конструкций от коррозии». Актуализированная редакция СНиП 2.03.11 – 85: дата введения 01.01.2013. URL: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&baseC=101&page=2&month=-1&year=1&search=&RegNum=48&DocOnPageCount=15&id=206537> (дата обращения 25.01.2021). – Текст электронный

14. СТО Газпром 2 – 2.3 – 23 – 2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов: дата введения 15 декабря 2008. URL: <https://snip.ruscable.ru/Data1/59/59641/index.htm> (дата обращения: 6.02.2021)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	Лист
						101

15. 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: 19.02.2021). –

Текст: электронный

16. Ozlib.com. Диагностика трубопроводов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://ozlib.com/918387/tehnika/odnokanalnyy_profilemer#:~:text (дата обращения: 20.03.2021). – Текст: электронный

17. ИСКРА ГАЗ. Сайт о газо- и электроснабжении. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: <https://istra-gaz.ru/gazosnabzhenie/vnutritrubnaya-diagnostika-magistralnyh-truboprovodov.html> (дата обращения: 20.03.2021). – Текст: электронный

18. 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: 27.03.2021). – Текст: электронный

19. Studbooks.net. Виды ультразвуковых дефектоскопов: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течении суток. – URL: https://studbooks.net/2548833/tovarovedenie/vidy_ultrazvukovyh_defektoskopov (дата обращения: 27.03.2021)

20. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования: дата введения 2015 – 02 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111795> (дата обращения: 15.04.2021). – Текст: электронный

21. СТО Газпром 2 – 2.3 – 292 – 2009. «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной диагностики: дата введения 2009 – 09 – 30

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

22. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования: дата введения 2016 – 02 – 24

23. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов: дата введения 2007 – 08 – 28. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54349/> (дата обращения: 08.04.2021). – Текст: электронный

24. 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

25. ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах от 18 октября 2011 №825. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902307910> (дата обращения: 10.04.2021). – Текст: электронный

26. СТО Газпром 2-35046-2006. Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»: дата введения 2005 – 12 – 28. URL: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-2-3.5-046-2006.pdf> (дата обращения: 22.04.2021). – Текст: электронный

27. Р Газпром 2-2.3-806-2014. Методика испытаний оборудования для внутритрубной дефектоскопии трубопроводов: дата введения 2015-12-21

28. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.

29. Новые направления диагностики линейной части магистральных нефтегазопроводов. / Жвачкин С.А./ Газовая промышленность. 2011г. – № 7 – С. 18-21

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	Лист
						103

30. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание: дата введения 1989 – 02 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001424> (дата обращения: 16.05.2021).

– Текст: электронный

31. ФНП в области промышленной безопасности/ Приказ Ростехнадзора № 528. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ": дата введения 2020 – 12 – 05.

URL: <https://docs.cntd.ru/document/573219912?section=status> (дата обращения: 19.05.2021). – Текст: электронный

32. СП 13-102-2003. Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений: дата введения 2003 – 08 – 21. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034118> (дата обращения: 11.05.2021). –

Текст: электронный

33. Р Газпром 2-2.3-691-2013 Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром»: дата введения 2014 – 03 – 05

34. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов: дата введения 2010 – 08 – 11. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (дата обращения: 23.05.2021). – Текст: электронный

35. 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]

36. 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	Лист
						104

37. 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

38. 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

39. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1997 – 01 – 04. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения: 18.02.2021). – Текст: электронный

40. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 20.02.2021). – Текст: электронный

41. 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: 20.02.2021). – Текст: электронный

42. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов: дата введения 2007-09-25. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения: 13.02.2021). – Текст: электронный.

43. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: дата введения 2017-06-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136692> (дата обращения: 20.02.2021). – Текст: электронный

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

44. 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: 24.02.2021). – Текст: электронный

45. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации от 30 декабря 2016 года №851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска»: дата введения 11.12.2020. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573191722?section=text> (дата обращения: 16.02.2021). – Текст: электронный

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

ПРИЛОЖЕНИЕ 1



№ п/п	№ трубы	Характер особенности	Толщина стенки, мм	Глубина дефекта, %	Опасность	Срок НО, лет
1.	5381	Механическое повреждение	12,0	12	(a)	
2.	6338	Механическое повреждение	14,0	21	(a)	
3.	6626	Гофра	14,0	1,1	(a)	
4.	9056	Механическое повреждение	12,0	11	(a)	
5.	9413	Механическое повреждение	11,0	24	(a)	
6.	9432	Механическое повреждение	11,0	12	(a)	
7.	9526	Расслоение с выходом на поверхность	11,0	37	(a)	
8.	10032	Механическое повреждение	12,0	16	(a)	
9.	11288	Механическое повреждение	11,0	12	(a)	
10.	11712	Механическое повреждение	14,0	12	(a)	
11.	2755	Аномалия кольцевого шва	12,0	21	(b)	
12.	2768	Аномалия кольцевого шва	12,0	30	(b)	
13.	3055	Аномалия кольцевого шва	16,0	23	(b)	
14.	3056	Аномалия кольцевого шва	16,0	24	(b)	
15.	3056	Аномалия кольцевого шва	16,0	33	(b)	
16.	3157	Механическое повреждение	12,0	12	(b)	
17.	3383	Аномалия кольцевого шва	12,0	24	(b)	
18.	3404	Аномалия кольцевого шва	12,0	24	(b)	
19.	3965	Аномалия кольцевого шва	12,0	21	(b)	
20.	4003	Аномалия кольцевого шва	12,0	22	(b)	
21.	4099	Аномалия продольного шва	12,0	21	(b)	
22.	5465	Аномалия кольцевого шва	12,0	26	(b)	
23.	5521	Аномалия кольцевого шва	14,0	23	(b)	
24.	5595	Аномалия кольцевого шва	12,0	23	(b)	
25.	5730	Аномалия кольцевого шва	12,0	26	(b)	
26.	5754	Аномалия кольцевого шва	12,0	27	(b)	
27.	5793	Аномалия кольцевого шва	12,0	21	(b)	
28.	5806	Аномалия кольцевого шва	10,0	22	(b)	
29.	5904	Аномалия кольцевого шва	10,0	27	(b)	
30.	6020	Аномалия кольцевого шва	11,0	21	(b)	
31.	6044	Аномалия кольцевого шва	10,0	25	(b)	
32.	6191	Аномалия кольцевого шва	12,0	25	(b)	
33.	6275	Аномалия кольцевого шва	12,0	20	(b)	
34.	6279	Аномалия кольцевого шва	12,0	21	(b)	
35.	6606	Гофра	10,0	1,2	(b)	
36.	7343	Коррозия	14,0	44	(b)	8,7
37.	7372	Коррозия	12,0	29	(b)	6,7
38.	7652	Аномалия кольцевого шва	11,0	22	(b)	
39.	7916	Аномалия кольцевого шва	11,0	32	(b)	
40.	8215	Аномалия кольцевого шва	10,0	25	(b)	
41.	8316	Аномалия кольцевого шва	11,0	30	(b)	
42.	8593	Механическое повреждение	12,0	13	(b)	
43.	8671	Аномалия кольцевого шва	14,0	25	(b)	
44.	8782	Механическое повреждение	11,0	13	(b)	
45.	8782	Вмятина	11,0	1,1	(b)	

№ п/п	№ трубы	Характер особенности	Толщина стенки, мм	Глубина дефекта, %	Опасность	Срок НО, лет
46.	8967	Аномалия кольцевого шва	12,0	20	(b)	
47.	8967	Аномалия кольцевого шва	12,0	23	(b)	
48.	8973	Аномалия кольцевого шва	11,0	34	(b)	
49.	8979	Аномалия кольцевого шва	12,0		(b)	
50.	9030	Аномалия кольцевого шва	12,0		(b)	
51.	9075	Аномалия кольцевого шва	11,0		(b)	
52.	9249	Аномалия кольцевого шва	11,0	21	(b)	
53.	9283	Аномалия кольцевого шва	11,0	22	(b)	
54.	9439	Аномалия кольцевого шва	11,0	23	(b)	
55.	9596	Аномалия кольцевого шва	12,0	34	(b)	
56.	9658	Коррозия	11,0	12	(b)	9,7
57.	9807	Аномалия кольцевого шва	11,0	35	(b)	
58.	9811	Аномалия кольцевого шва	10,0	30	(b)	
59.	9840	Аномалия кольцевого шва	11,0	25	(b)	
60.	9868	Аномалия кольцевого шва	10,0	47	(b)	
61.	9874	Аномалия кольцевого шва	11,0	15	(b)	
62.	9874	Аномалия кольцевого шва	11,0	34	(b)	
63.	9874	Аномалия кольцевого шва	11,0	42	(b)	
64.	10036	Аномалия кольцевого шва	11,0	29	(b)	
65.	10248	Аномалия кольцевого шва	14,0	24	(b)	
66.	10997	Аномалия кольцевого шва	12,0		(b)	
67.	11278	Аномалия кольцевого шва	12,0	24	(b)	
68.	11288	Вмятина	11,0	1,5	(b)	
69.	11447	Аномалия кольцевого шва	12,0	28	(b)	
70.	11591	Аномалия кольцевого шва	14,0	31	(b)	
71.	12015	Аномалия кольцевого шва	12,0	28	(b)	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица 3 - Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Февраль			Март			Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания на анализ оптимальных методов для проведения диагностики	Руководитель		■												
2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер			■											
3	Составление плана исследования	Руководитель				■										
4	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер					■	■								
5	Расчет толщины стенки газопровода	Инженер							■	■						
6	Сравнительный анализ методов диагностирования	Инженер								■	■					
7	Приведение рекомендаций к применению выбранного метода	Инженер									■	■				
8	Оценка результатов исследования	Инженер Руководитель										■	■			
9	Составление пояснительной записки	Инженер												■	■	■

Обозначения:  – руководитель  – инженер