

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Расчет остаточного срока службы газопровода по данным внутритрубной диагностики УДК 622.691.4.05:681.518.54

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Целищев Т.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Верёвкин А.В.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения по программе бакалавриата

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГи ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГи ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-БЗД	Целищеву Тимофею Васильевичу

Тема работы:

Расчет остаточного срока службы газопровода по данным внутритрубной диагностики

Утверждена приказом директора (дата, номер)

27.04.2018 №303/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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.).

В данной работе рассматривается участок промышленного газопровода, на котором была проведена внутритрубная диагностика. Режим работы непрерывный.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1. В общей части провести анализ условий работы трубопровода, рассмотреть принципы и методы внутритрубной диагностики. 2. В расчетной части провести расчеты на прочность согласно методикам и рекомендациям. 3. В технологической части рассмотреть полученные результаты и выработка рекомендаций по сроку службы трубопровода. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна, ассистент
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Верёвкин А.В.	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Целищев Т.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»
Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Целищев Тимофею Васильевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости проведения работ по региону, сведения о заработной плате работников.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ремонта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения внутритрубной диагностики с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Определить коммерческую эффективность ремонта газопровода. Произвести сравнительный анализ методов ремонта.	Определить коммерческую эффективность внутритрубной диагностики. Произвести сравнительный анализ методов ремонта.
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Целищев Тимофей Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Целищеву Тимофею Васильевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рассматривается участок промышленного газопровода», на котором была проведена внутритрубная диагностика. Режим работы непрерывный. Зона проведения работ относится к I району, ID подрайону климатического районирования для строительства. При работе на участке промышленного газопровода могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия газопроводного транспорта. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).
Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредные факторы
- Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе;
-Повышение уровня шума;
-Повышение уровня вибрации;
-Недостаточная освещенность рабочей зоны;
-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу
-Повреждение в результате контакта с животными,

1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасные факторы
-Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
-Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением
- Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте
-Электрический ток

2. Экологическая безопасность:	При проведении внутритрубной диагностики воздействия оказывают объекты постоянного и временного назначения. Рассмотрены мероприятия по: - охране атмосферного воздуха; - охране гидросферы; - охране литосферы.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на участке внутрипромыслового газопровода могут возникнуть в результате нарушения техники безопасности при производстве строительно-монтажных работ
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I (с Изменением N 1) ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки (с Изменением N 1) ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Целищев Тимофей Васильевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 л., 19 рисунков, 17 таблиц.

РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАНЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Объектом исследования является промышленный газопровод.

В процессе исследования рассмотрен магнитный метод диагностики выполнен анализ существующих методов расчета трубопровода на прочность.

Цель работы – выработка рекомендаций по продлению службы трубопровода.

В результате исследования сделано заключение о распределении коррозионных повреждений по длине трубопровода с анализом характера повреждений и даны рекомендации по дальнейшему сроку эксплуатации трубопровода с определением рекомендуемых сроков устранения дефектов.

Практическая значимость результатов работы состоит в рассмотрении методов расчетов на прочность и продления срока службы оборудования, сделан вывод о необходимости провести комплексные междисциплинарные научные исследования, направленные на формирование системы комплексной защиты трубопроводов предприятий ТЭК, включающей в себя следующие блоки: правовой, технический, безопасности и экологический.

Ключевые слова: диагностика, стресскоррозия, дефект, прочность, контроль.

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАНЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ.											
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата												
Разраб.		Целищев Т.В.			Реферат						Лит		Лист	Листов		
Руквод.		Верёвкин А.В.												9		
Консульт.											НИ ТПУ гр. 3-2БЗД					
Рук. ООП		Брусник О.В.														

Abstract

Final qualifying work 112 l., 19 figures, 17 tables.

CALCULATION OF RESIDUAL SERVICE LIFE OF THE PIPELINE ACCORDING PIGGING

The object of the study is the field gas pipeline.

During the study reviewed the magnetic method of diagnostics the analysis of existing methods of calculation of pipe strength.

The aim of this work – to develop recommendations for extension of service of the pipeline.

As a result of the study, a conclusion was made about the distribution of corrosion damage along the length of the pipeline with the analysis of the nature of damage and recommendations for the further operation of the pipeline with the definition of the recommended terms for eliminating defects.

The practical significance of the results of the work is to consider the methods of calculation of the strength and extension of the life of the equipment, concluded that it is necessary to conduct comprehensive interdisciplinary research aimed at the formation of a system of comprehensive protection of enterprises of the fuel and energy complex, which includes the following blocks: legal, technical, safety and environmental.

Keywords: diagnostics, stress corrosion, defect, strength, control.

					Реферат	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

ВИС: внутритрубный инспекционный снаряд-дефектоскоп - устройство, перемещаемое по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и их местоположении на трубопроводе.

Особенность трубопровода: любое отдельное показание, зарегистрированное в результате инспекции трубопровода (дефекты, конструктивные элементы и т.п.) с использованием методов неразрушающего контроля.

Дефекты.

Потеря металла – дефект, связанный с утонением стенки трубы коррозионного технологического или механического характера.

Аномалия поперечного шва (несплошность плоскостного типа): дефект плоскостного типа «трещина», «непровар», «несплавление» представляющий собой разрыв металла по поперечному сварному шву усталостного, технологического или коррозионного происхождения.

Аномалия поперечного шва: регистрируемое магнитным дефектоскопом изменение физических характеристик металла в шве или околошовной зоне. Дефекты типа: «поры», «шлаковые включения», «утяжины», «подрезы», «превышение проплава», «смещение кромок».

Аномалия продольного шва: особенность, обусловленная локальным изменением магнитных свойств продольного сварного шва (например, наличием шлаковых или иных не магнитных включений, непроваров и т. п.).

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Целищев Т.В.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Рудаченко А.В.					11	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Аномалия трубного материала: особенность, обусловленная локальным изменением магнитных свойств материала (например, наличием внутривнутренних дефектов, немагнитных включений) и имеющая признаки, по которым не может быть однозначно интерпретирована, как потеря металла.

Расслоение: несплошность металла стенки трубы.

Включение: дефект стенки трубы, характеризующийся нарушением сплошности металла в виде внутривнутреннего инородного материала.

Изменение толщины стенки: плавное утонение стенки трубы, образовавшееся в процессе изготовления трубы или листового проката.

Риска (царапина): потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате механического воздействия (повреждения).

Вмятина и гофра: локальное сужение внутреннего диаметра трубопровода, обусловленное механическим воздействием на поверхность трубопровода твердого тела (идентора) с образованием вмятины или обусловленное деформацией трубы с образованием круговой складки на теле трубы (гофры).

Сужение: уменьшение проходного сечения трубы.

Смещение: дефект сборки, представляющий собой несовпадение срединных линий стенок стыкуемых труб (для кольцевых швов), или стыкуемых листов (для продольных или спиральных швов).

Стресс-коррозия (коррозионное растрескивание под напряжением): процесс образования и развития поверхностных трещин на изолированной, катодно-защищенной поверхности газопроводов в результате длительного воздействия на металл труб механических напряжений и специфических коррозионных сред.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Стресс-коррозионный дефект: колония стресс-коррозионных трещин, образующих локальную зону растрескивания на поверхности трубы, характеризуемую общими размерами и ориентацией.

Продольный стресс-коррозионный дефект: стресс-коррозионный дефект, ориентированный в направлении оси трубы.

Поперечный стресс-коррозионный дефект: стресс-коррозионный дефект, ориентированный поперек направления оси трубы.

Конструктивные элементы.

Сварное присоединение: элемент, приваренный к внешней поверхности трубопровода.

Трубная арматура: конструктивный элемент, выполненный со сквозным отверстием в стенке трубы и приваренный к ней (штуцер, вантуз, и т.п.).

Вантуз: трубная арматура, указанная как вантуз.

Задвижка: конструктивный элемент трубопровода, служащий для перекрытия проходного сечения трубопровода.

Тройник: конструктивный элемент заводского изготовления, служащий для разделения потока перекачиваемого продукта (трубная арматура) с диаметром более половины диаметра трубы.

Кожух: внешняя защитная оболочка трубопровода, установленная на изолирующих прокладках.

Эксцентрический кожух: участок кожуха, имеющий смещение продольной оси относительно оси трубопровода или деформированный.

Полноокружная арматура: внешний конструктивный элемент трубопровода относительно небольшой длины, выполненный по всей окружности трубы.

Опора: металлический элемент трубопровода, служащий основанием для установки трубы.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Отвод: поворот трубопровода, изготовленный из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутый при индукционном нагреве или штампосварной из двух половин.

Секторный отвод: поворот трубопровода, выполненный из нескольких отводов, сваренных между собой.

Пригруз: внешний металлический элемент трубопровода (утяжелитель), устанавливаемый в верхней части трубы и исключающий возможность всплытия трубопровода в русле реки и на обводненных участках поймы.

Косой стык: поворот трубопровода, выполненный за счет косого среза свариваемых труб.

Ремонтные конструкции.

Заплата: часть трубы, вваренная в секцию или наложенная на зону дефекта снаружи трубы и обваренная по периметру.

Муфта: наложенная поверх трубы заплата с шириной равной окружности трубопровода.

Прочие особенности.

Подкладное кольцо: элемент трубопровода в виде тонкой узкой полосы металла по всей окружности трубы или её части, расположенной под поперечным сварным швом на внутренней поверхности трубопровода.

Инородное тело: предмет, находящийся внутри трубопровода.

Металлический предмет: металлический предмет, находящийся вблизи внешней поверхности трубопровода или касающийся её.

Отложение: отложение на внутренней поверхности трубы парафиносодержащих веществ, препятствующих диагностическому обследованию участка трубопровода ультразвуковым дефектоскопом.

Наплыв: наплыв сварочного материала на сварном шве.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Характеристики особенности.

Абсолютная дистанция: расстояние от начальной точки трубопровода (точки отсчета расстояния) до ближайшего к ней края особенности (дефекта).

Относительная дистанция: расстояние от начала особенности (дефекта) до ближайшего поперечного сварного шва, расположенного вверх по потоку перекачиваемой среды.

Глубина особенности: измеренная максимальная глубина особенности (дефекта).

Длина особенности: измеренный линейный размер особенности (дефекта) в осевом направлении трубопровода.

Ширина особенности: измеренный линейный размер особенности (дефекта) в поперечном направлении к оси трубопровода.

Угловое положение: угловое положение середины габаритного прямоугольника, ограничивающего особенность. Отсчитывается по часовой стрелке, рассматривая окружность трубопровода по ходу перекачиваемой среды.

Тип особенности: определяет принадлежность особенности к внешней или внутренней поверхности стенки трубопровода.

Расчеты на прочность и предремонтная классификация дефектов.

Опасный дефект: дефект, опасный по результатам расчета на прочность, при наличии которого прочность трубы ниже нормативной, а допустимое рабочее давление для трубы с дефектом меньше проектного давления трубопровода. Возможно разрушение трубы по данному дефекту при проведении гидравлических испытаний нормативным испытательным давлением.

Допустимое рабочее давление: расчетное давление, которое определяет максимальный уровень значений для проходного давления на дефектном

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

участке трубопровода и обеспечивает нормативную надежность эксплуатации. Определяется расчетом на прочность с учетом категории участка и коэффициентов запаса прочности по СП 36.13330.2010[1].

Проектное давление: максимальное рабочее давление, на которое спроектирован трубопровод.

Прочие термины.

Возможно ... : используется в тех случаях, когда невозможно однозначно определить тип дефекта из-за потери информации в зоне дефекта (например, из-за его сложной формы или по причине недостаточной очистки трубы).

Участок с ... : многочисленные дефекты в указанной зоне.

Потеря сигнала: невозможность определения толщины стенки на данном участке. При наличии потери металла с потерей сигнала действительная глубина потери металла может оказаться больше измеренной.

Документированная особенность: особенность, на которую выпущен сертификат.

Сертификат: документ, представляющий собой расширенное описание особенности с привязкой её к наземным ориентирам и предоставлением графической иллюстрации.

ПОПШ: особенность, примыкающая к поперечному сварному шву

ПРШ: особенность, примыкающая к продольному сварному шву,

СПШ: особенность, примыкающая к спиральному сварному шву.

Арматура – устройства, предназначенные для отключения, включения и регулирования потоков жидкости и газа в трубопроводе.

Диагностика трубопроводов – получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20МПа и температуре среды до 450°С.

Нефтепровод – сооружение для транспортировки нефти, в состав которого входят трубопровод, насосные станции и хранилища. Различают нефтепроводы промысловые и магистральные.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – показатель безопасного уровня содержания загрязняющих веществ в окружающей среде.

Рекультивация – восстановление продуктивности и ценности нарушенных хозяйственной деятельностью земель, а также улучшение условий окружающей среды.

Сертификат – документ о качестве конкретных партий труб, деталей, сварочных материалов, удостоверяющий соответствие их качества требованиям технических условий.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	20
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	21
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	22
1.1. Характеристики местонахождения объекта.....	22
1.2. Климатическая характеристика	22
1.3. Современные методы внутритрубной диагностики.....	25
1.4. Принцип действия дефектоскопов	27
2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	32
2.1. Анализ результатов обследования	33
2.2. РАСЧЕТЫ НА ПРОЧНОСТЬ	40
2.3. Методики расчетов на прочность	42
3 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	62
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
5.1 Производственная безопасность.....	79
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ.									
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Целищев Т.В..			Оглавление					Лит	Лист	Листов		
Руквод.		Рудаченко А.В.										18		
Консульт.										НИ ТПУ гр. 3-2БЗД				
Рук. ООП		Брусник О.В.												

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
5.4. Экологическая безопасность	92
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108

					Оглавление	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Введение

Наиболее дешевым и высоконадежным видом транспорта нефти являются магистральные трубопроводы, поэтому трубопроводный транспорт можно считать важнейшим элементом топливно-энергетического комплекса страны.

Для надежного снабжения народного хозяйства нефтью, с обеспечением при этом экологической безопасности трубопроводного транспорта, необходимо, чтобы средства транспорта и хранения нефти соответствовали уровню добычи и переработки, экспортным потребностям и перспективам развития. С этой целью проводится внутритрубная диагностика трубопроводов.

Внутритрубная диагностика трубопроводов с помощью профилемера и магнитных дефектоскопов производится с целью:

- регистрации сужений и дефектов геометрии трубопровода, определения их геометрических размеров;
- регистрации местонахождения дефектов стенок трубопровода, связанных с потерей металла (внутренней и внешней коррозии, царапин, выщербин) и дефектов поперечного и продольного сварного шва;
- обнаружения не приварных элементов трубопровода (кожухов, опор, не приварных муфт);
- регистрации конструктивных элементов и ремонтных конструкций трубопровода.
- составления перечня раскладки линейной части диагностируемого участка трубопровода;
- проведения предремонтной классификации дефектов (на основе расчетов на прочность и требований нормативно-технической документации).

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ.									
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы				Лит		Лист	Листов		
Разраб.		Целищев Т.В.										20		
Руквод.		Верёвкин А.В.							НИ ТПУ гр. 3-2БЗД					
Консульт.														
Рук. ООП		Брусник О.В.												

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Наиболее углубленно были изучены отраслевые регламент, где подробно расписаны способы ликвидации несанкционированных врезок методами установки ремонтной конструкции.

Изучены нормативные документы о проведении земляных работ, что является немаловажным вопросом при проведении ремонтных работ.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при аварийно-восстановительных работах и выполнении других работ.

Оценка степени опасности потерь металла проводилась в соответствии с «Методическими указаниями по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» СТО Газпрома 2-2.3-112-2007.

Оценка степени опасности стресскоррозионных дефектов проводилась на основе СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Инструкции по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением».

Оценка степени опасности дефектов геометрии проводилась на основе СТО Газпром 2-3.5-252-2008 «Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром»», Р Газпром «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», (с изменением №1), 2008 г. и «Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС», 2006 г.

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

1. Общая часть

1.1. Характеристики местонахождения объекта.

В административном отношении участок проведения исследования объекта расположен в Красноселькупском районе, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области на территории нефтегазоконденсатного месторождения, на землях лесного фонда Красноселькупского лесничества (Красноселькупское участковое лесничество).

Дорожная сеть развита в основном за счет промысловых автодорог месторождения.

В географическом отношении участок строительства находится на северо-востоке Западно-Сибирской равнины в бассейне реки Таз в правобережной части.

В пределах участка особо охраняемых территорий нет. Официально закрепленные родовые угодья в пределах рассматриваемого лицензионного участка отсутствуют.

Памятников архитектуры или природы, находящихся под охраной закона или обычаев, на территории месторождения нет.

Местность лицензионного участка представляет собой пологоволнистую заболоченную равнину с абсолютными отметками от плюс 60 до минус 80 м (на водоразделах) до плюс 25-30 м (в долинах рек).

1.2. Климатическая характеристика

Зона проведения работ относится к I району, ID подрайону климатического районирования для строительства (согласно СП 131.13330.2013 [2]).

Климатическая характеристика принята по ближайшей метеорологической станции п. Уренгой.

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Целищев Т.В.			Общая часть	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Верёвкин А.В.					22	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Климат района субарктический. Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Зима суровая, холодная, продолжительная, многоснежная, с сильными ветрами и ранними заморозками. Лето сравнительно короткое, но довольно теплое, с непродолжительным безморозным периодом. Переходные периоды очень короткие, особенно весна, характерны неустойчивой погодой.

Средняя годовая температура воздуха в районе строительства равна минус 7,8 °С. Самым холодным месяцем в году является январь (минус 26,4 °С), самым теплым - июль 15,4 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха для территории наблюдается в феврале и составляет минус 56 °С, абсолютный максимум приходится на июль и составляет плюс 34 °С.

Продолжительность безморозного периода 79 дней, устойчивых морозов – 201 день. Дата первого заморозка 29 августа, последнего – 10 июня.

Максимальная высота снежного покрова 125 см. Дата наступления устойчивых морозов - 12 октября. Снежный покров образуется 8 октября. Сохраняется снежный покров 220 дней.

Таблица 1. - Средняя месячная и годовая температура воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-26,4	-26,4	-19,2	-10,0	-2,6	8,4	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24,0	-7,8

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь, 397 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 117 мм, годовая сумма осадков 531 мм. Соответственно, держится высокая влажность воздуха. Средняя относительная влажность, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года изменяется от 69 (в июле) до 85 % (в октябре).

Таблица 2. - Распределение осадков по месяцам

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
26	19	27	36	43	64	64	66	72	52	32	30	531

Преобладающее направление ветра в течение года и за период декабрь-февраль - юго-западное, за июнь-август - северное. Средняя годовая скорость ветра 3,6 м/с, средняя за январь – 3,3 м/с и средняя в июле 3,5 м/с. Наибольшая скорость ветра 5 % обеспеченности 24 м/с.

С октября по май наблюдаются гололедно-изморозевые явления. Повторяемость их колеблется в среднем за год: 4 дня с гололедом, 34 - с изморозью и 8 дней с грозой.

Инженерно-геологические и криогенные процессы.

Техногенные грунты представлены насыпными песчаными грунтами, слагающими полотно существующих автодорог. Насыпной грунт состоит из песков мелких средней степени водонасыщения.

Органические грунты представлены торфами от средне до слаборазложившихся, водонасыщенными. Мощность торфяных отложений изменяется (0,4-1,0 м) реже до 2,5 м. По проходимости встречены болота I, II и III типа.

Район производства работ расположен в зоне с сейсмичностью менее 6 баллов. (СНиП II-7-81* Приложение Общее сейсмическое районирование территории Российской Федерации ОСР-97[53]).

					Общая часть	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

На проектируемой территории наблюдается современные инженерно-геологические процессы, такие как подтопление, заболачиваемость, сезонное промерзание и оттаивание, морозное пучение, развитие новообразованных ММП.

Инженерно-геологические особенности торфов весьма специфичны и в целом неблагоприятны для строительства. Они характеризуются очень высокой влажностью, пористостью, и чрезвычайно сильной сжимаемостью.

Из существующих инженерно-геологических процессов наиболее опасными при строительстве и эксплуатации сооружений являются морозное пучение и подтопление территории.

1.3. Современные методы внутритрубной диагностики.

Магнитный метод внутритрубной диагностики основан на регистрации магнитных полей рассеяния, образующихся при намагничивании стенки трубы. Суть метода заключается в том, что, когда в стенке трубы имеется дефект, часть магнитного потока рассеивается на дефекте, что может быть зафиксировано датчиком, расположенным вблизи поверхности трубы.

Намагничивание стенки трубопровода снарядами-дефектоскопами обеспечивается при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом ярме, и гибких металлических щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы.

Магнитная диагностика обладает следующими преимуществами:

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

					Общая часть	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Магнитная дефектоскопия осуществляется комплексом внутритрубных приборов дефектоскопов диаметром от 219мм (8") до 1420мм (56"), включающих:

Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL)

Дефектоскоп поперечного намагничивания ДМТП (TFI)



Рисунок 1. Дефектоскопы ДМТ (MFL).

Дефектоскопы продольного намагничивания ДМТ предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка);
- механических повреждений поперечной ориентации;
- поперечных металлургических дефектов;
- поперечных стресскоррозионных трещин;
- дефектов кольцевых (монтажных) сварных швов.

ОСОБЕННОСТИ

Магнитные дефектоскопы высокой разрешающей способности типа ДМТ (MFL) используются для регистрации и измерения сигналов продольного магнитного потока рассеяния в местах нахождения дефектов стенок трубопровода.

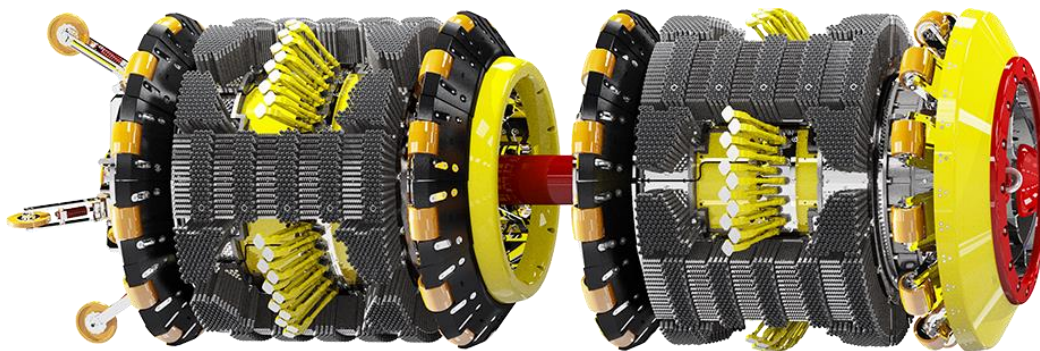


Рисунок 2. Дефектоскопы ДМТП (TFI).

Дефектоскопы поперечного намагничивания ДМТП предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов
- механических повреждений продольных ориентации
- продольных металлургических дефектов
- продольных стресскоррозионных трещин
- дефектов заводских сварных швов

1.4. Принцип действия дефектоскопов

Принцип действия магнитных дефектоскопов

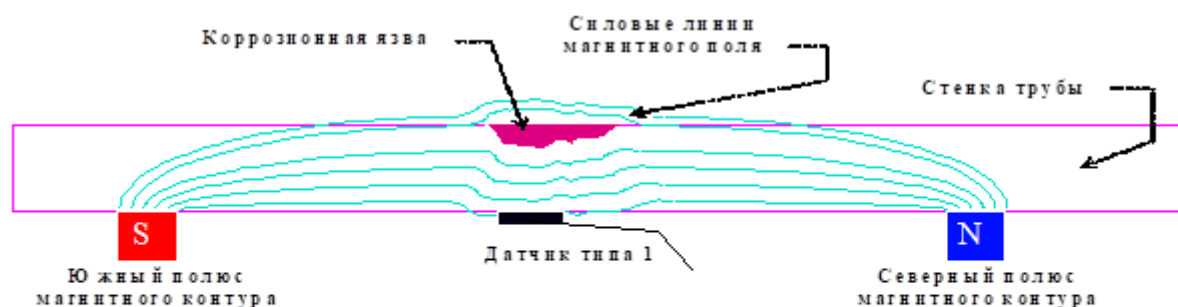
Метод магнитной дефектоскопии заключается в намагничивании стенок трубопровода до состояния насыщения и измерении магнитной индукции вблизи намагниченного участка. Намагничивание осуществляется с помощью постоянных магнитов в продольном или поперечном направлении. Величина магнитной индукции, измеренная над бездефектным участком, несет информацию о толщине стенки трубопровода. Наличие трещин или дефектов, связанных с потерей металла (коррозия, задиры), приводит к изменению величины и характера распределения магнитной индукции.

Магнитное поле является настолько мощным, что оно распространяется за пределы внешней поверхности стенки трубопровода, обеспечивая более полную диагностику. Поэтому магнитный дефектоскоп способен обнаруживать не только дефекты в стенке трубы и поперечных швах, но и металлические

предметы, расположенные вблизи внешней поверхности трубы: муфты, заплаты, кожухи и т.п.

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

Датчики высокого разрешения типа 1 (датчики холла) являются основными и предназначены для обнаружения и точного измерения потерь металла и поперечных трещин, а также регистрации аномалий в поперечных швах. Они являются пассивными датчиками, расположенными между полюсами электромагнитов (рис.3).



- Рис.3. Принцип регистрации сигналов датчиками типа 1 :
- Магнитное поле высокой плотности потока проходит параллельно стенке трубы;
 - Линии магнитного поля будут отклоняться, если на внутренней или внешней поверхности трубы есть потеря металла;
 - Датчики типа 1 регистрируют магнитное поле (магнитную индукцию).

Рисунок 3. Принцип регистрации сигналов датчиками типа 1

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

Для определения местоположения потери металла предназначены датчики типа 2. В нижнюю часть датчиков этого типа встроены небольшие постоянные магниты. Они создают локальное магнитное поле, сфера действия которого позволяет обнаружить наличие особенностей только в области внутренней поверхности стенки трубы (рис.4).

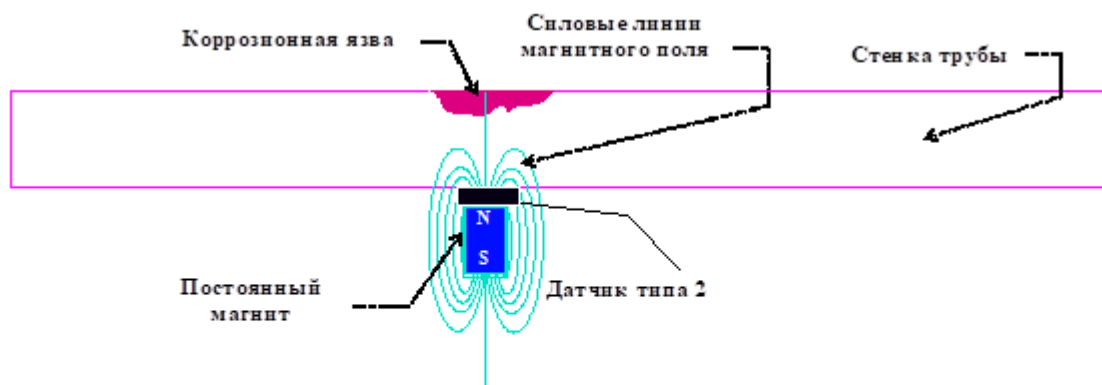


Рис.4. Принцип регистрации сигналов датчиками типа 2:

- ◊ Магнитное поле низкой плотности потока проходит перпендикулярно стенке трубы;
- ◊ Линии магнитного поля будут отклоняться только в том случае, когда на внутренней поверхности трубы есть потеря металла;
- ◊ Датчики типа 2 регистрируют любое отклонение силовых линий магнитного поля.

Рисунок 4. Принцип регистрации сигналов датчиками типа 2

Размеры дефектов определяются по характеристикам магнитных полей рассеяния при помощи специально разработанных математических моделей.

Угловое положение зарегистрированных особенностей трубопровода определяется с помощью маятниковой системы.

Система измерения пройденного расстояния основана на регистрации импульсов одометрических колес.

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

Принцип действия профилемера.

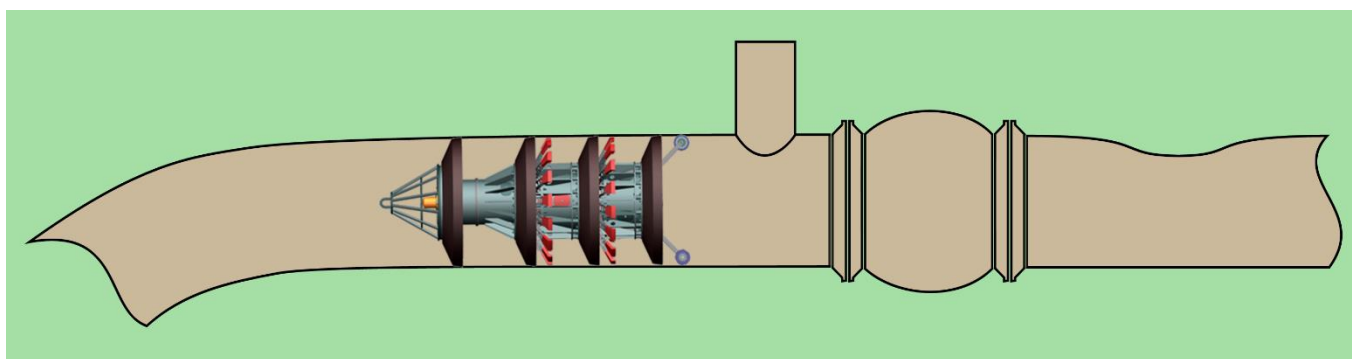


Рисунок 5. Профилемер.

Для измерения проходного сечения и дефектов геометрии трубопровода на секции с электроникой установлена измерительная система, состоящая из нескольких независимых сенсоров (рис. 6) равномерно распределенных по окружности изделия и имеющих непосредственный контакт с внутренней стенкой трубопровода.

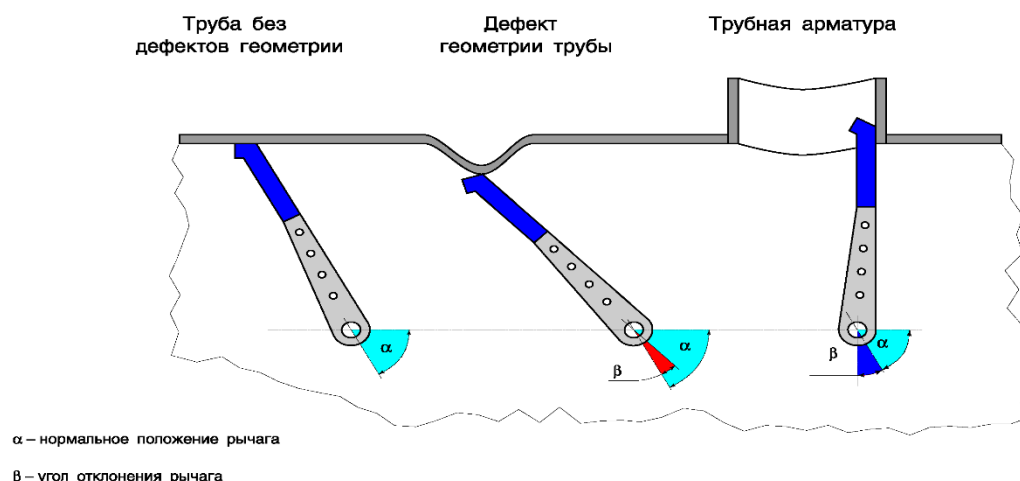


Рисунок 6. Принцип измерения внутренней геометрии трубопровода профилемером

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

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

раскладки линейной части трубопровода может быть составлен в полном объеме только по результатам комплексной диагностики (при наличии данных, полученных ВИС другого типа: “Ультразвуковой дефектоскоп” или “Магнитный дефектоскоп”).

Кроме измерительной системы дефектоскоп оснащен системами:

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

После прогона данные диагностики переписываются на устройства долговременного хранения информации. Обработка данных диагностирования представляет из себя процесс интерпретации визуализированной информации с целью идентификации особенностей трубопровода с последующим сохранением результатов в электронной базе данных и производится на персональных компьютерах с использованием лицензионного программного обеспечения специалистами, прошедшими соответствующую профессиональную подготовку.

После окончания процесса поиска особенностей по данным навигационного модуля в базу данных заносятся локальные координаты и высоту каждой обнаруженной особенности (включая поперечные сварные швы), рассчитываются углы поворота трубопровода. За начало отсчёта локальных координат принимается запасовочная камера обследуемого участка.

Заключительной фазой процесса обработки данных диагностирования является выпуск технического отчета.

					Общая часть	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

2. Расчетная часть

Исходные данные:

Таблица 3.

№ п/п	Наименование данных	Технические характеристики
1	Диаметр трубопровода	
2	Длина обследуемого участка трубопровода	
3	Толщина стенки трубопровода	
4	Марка стали	
5	Год постройки трубопровода	
6	Максимальное проектное давление	
7	Предыдущие инспекции	
8	Анализ ремонтов	
9	Перекачиваемый продукт	
10	Количество задвижек	
11	Количество тройников	

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ									
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Целищев Т.В.			Расчетная часть					Лит		Лист	Листов	
Руквод.		Верёвкин А.В.											32	
Консульт.										НИ ТПУ гр. 3-2БЗД				
Рук. ООП		Брусник О.В.												

2.1. Анализ результатов обследования

По результатам анализа инспекционных данных можно сделать вывод, что данные профилемера и магнитного дефектоскопа, полученные в результате инспекции пригодны для обработки, отображение зарегистрированных особенностей носит нормальный характер.

Раскладка линейной части.

Всего на диагностируемом участке зарегистрировано [] секций, из которых [] шт. – прямошовные секции и [] секций – конструктивные элементы трубопровода ([] задвижки и [] тройников).

Обзор фоновой коррозии

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

Всего зарегистрировано [] потери металла с глубиной, не превышающей 10% от толщины стенки.

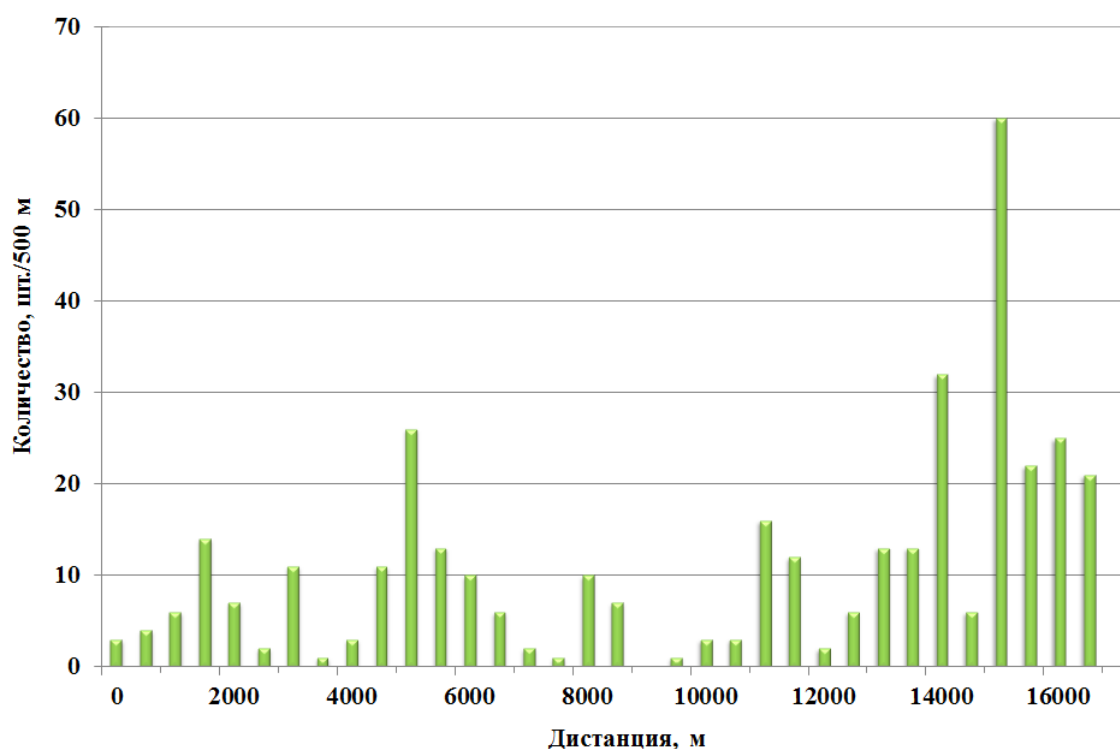


Рисунок 7. Плотность зарегистрированных потерь металла

На рис. 8 Приведена плотность распределения фоновой коррозии в окружном направлении.

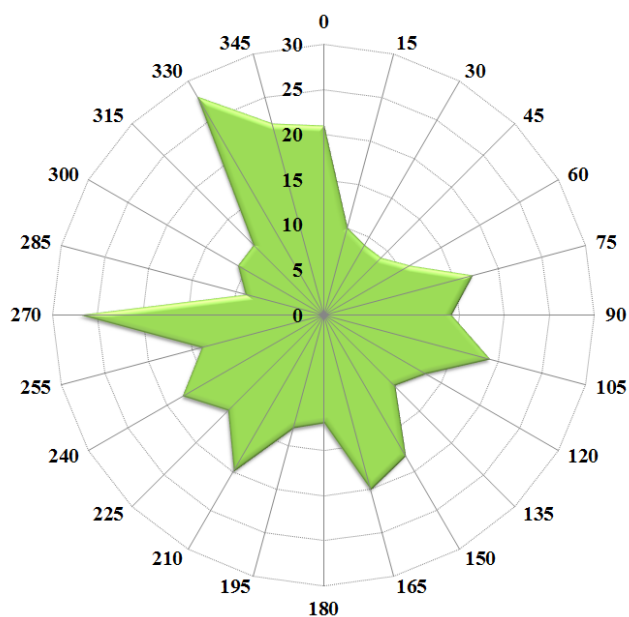


Рисунок 8. Плотность распределения фоновой коррозии в окружном направлении

В дальнейшем фоновая коррозия в результатах обследования не учитывалась.

Дефекты.

В процессе обработки данных диагностирования на трубопроводе зарегистрировано 389 дефектов. Распределение дефектов по типам приведено на рисунке 9.

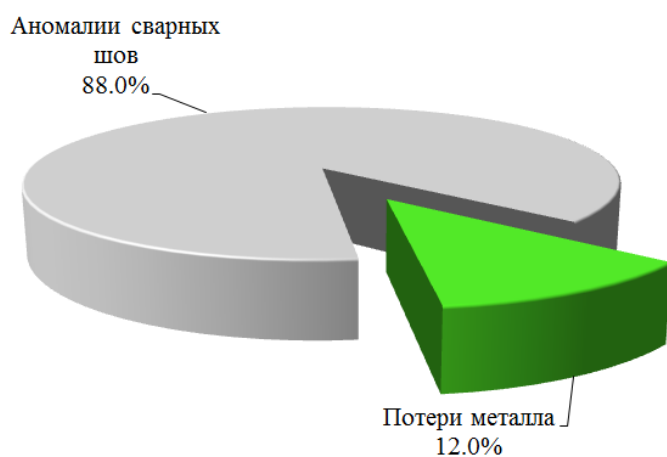


Рисунок 9. Распределение дефектов по типам

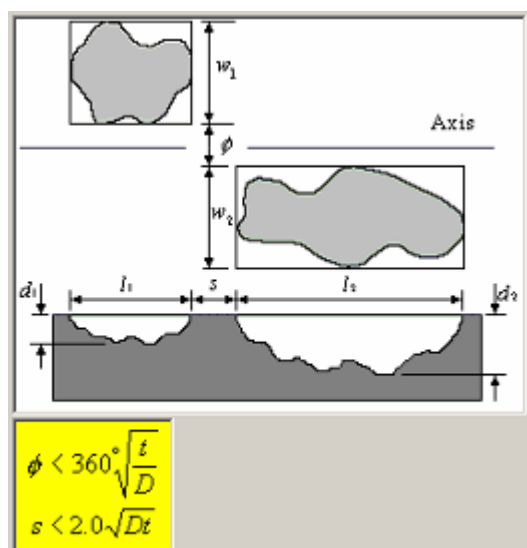
Статистические сведения по обнаруженным дефектам приведены в таблице 4.

Таблица 4

Тип дефекта	Общее количество
Потери металла	■
Дефекты сварных швов	■
Всего	■

Потери металла

В соответствии с требованиями СТО Газпрома 2-2.3-112-2007 [2] перед расчетом на статическую прочность была произведена классификация дефектов на одиночные и групповые (приведены на рис. 8). В результате объединения групповых дефектов (кластеров) не образовалось.



где:

t – толщина стенки трубы;
D – диаметр трубопровода;
φ – расстояние между краями объединяемых дефектов в градусах в окружном направлении;
s – расстояние между краями объединяемых дефектов в мм в осевом направлении;
l₁₂ – длины дефектов;
w₁₂ – ширины дефектов;
d₁₂ – глубины дефектов.

Рисунок 10. Критерии объединения потерь металла в групповые дефекты

Групповой дефект (кластер) – дефект, получаемый в результате объединения двух и более взаимодействующих дефектов.

Взаимодействующий дефект (группирован) – дефект, расположение которого относительно других дефектов предусматривает его влияние на соседние дефекты при оценке работоспособности участка газопровода.

По данным инспекции было обнаружено 44 потери металла глубиной от 10,0% до 39,8% от толщины стенки трубы.

Самые глубокие потери металла:

- внутренняя – глубиной [REDACTED] от толщины стенки трубы (3,7 мм) на дистанции [REDACTED] м;
- внешние – глубиной [REDACTED] от толщины стенки трубы (2,0 мм) на дистанциях [REDACTED] и [REDACTED] м.

Распределение потерь металла, по глубине в процентах от толщины стенки трубы представлено в таблице 5.

Таблица 5

Глубина,% от WT	Внешние потери металла		Внутренние потери металла		Всего:	
	кол-во, шт.	% от общего кол-ва	кол-во, шт.	% от общего кол-ва	кол-во, шт.	% от общего кол-ва
10..20	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
20..30	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
30..40	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Всего:	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

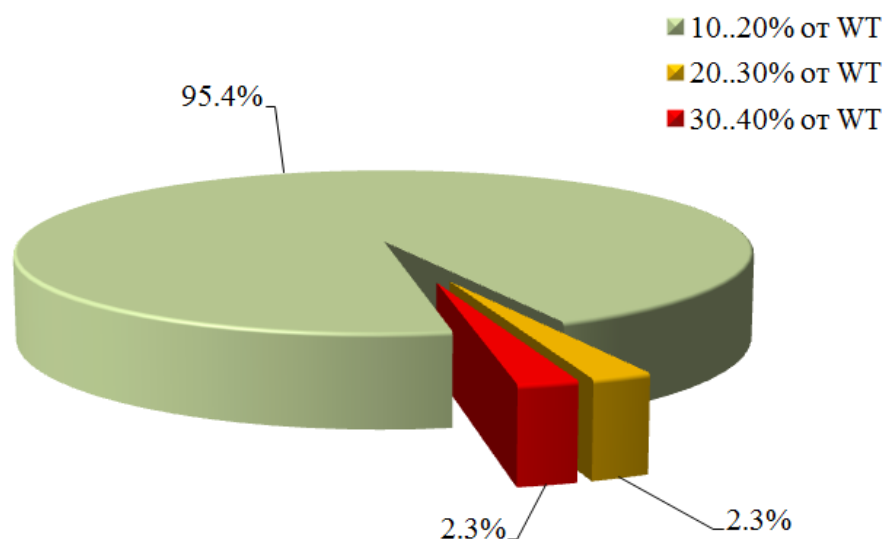


Рисунок 11. Распределение потерь металла по глубине

12. Гистограмма плотности потерь металла по дистанции приведена на рис.

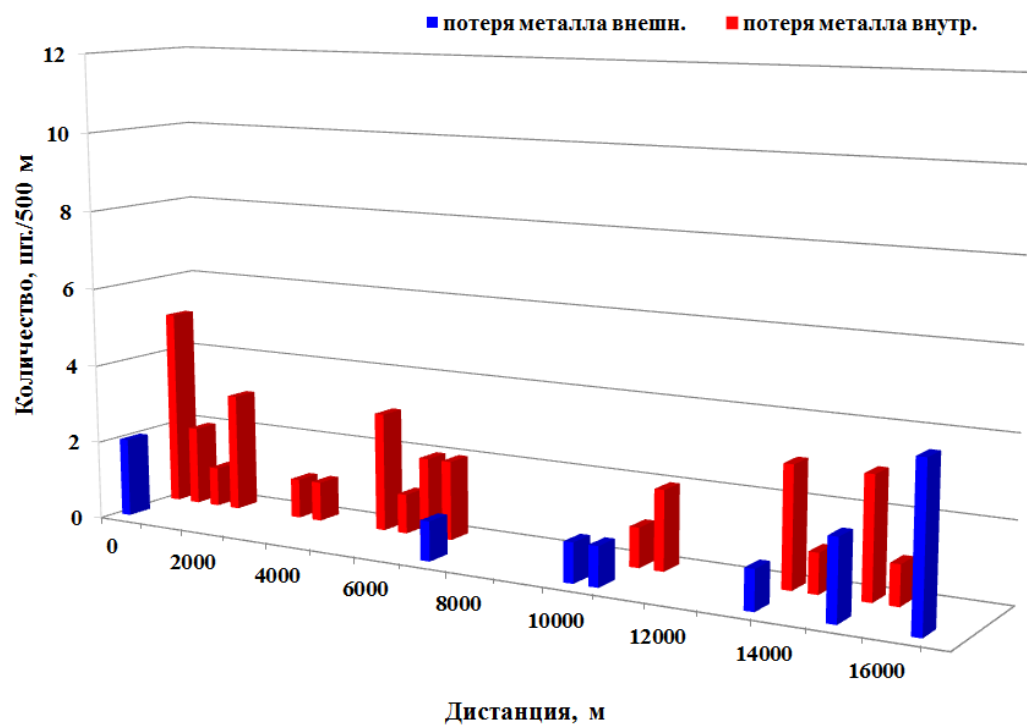


Рисунок 12. Гистограмма плотности потерь металла по дистанции

На рис. 13. Приведено распределение потерь металла по дистанции.

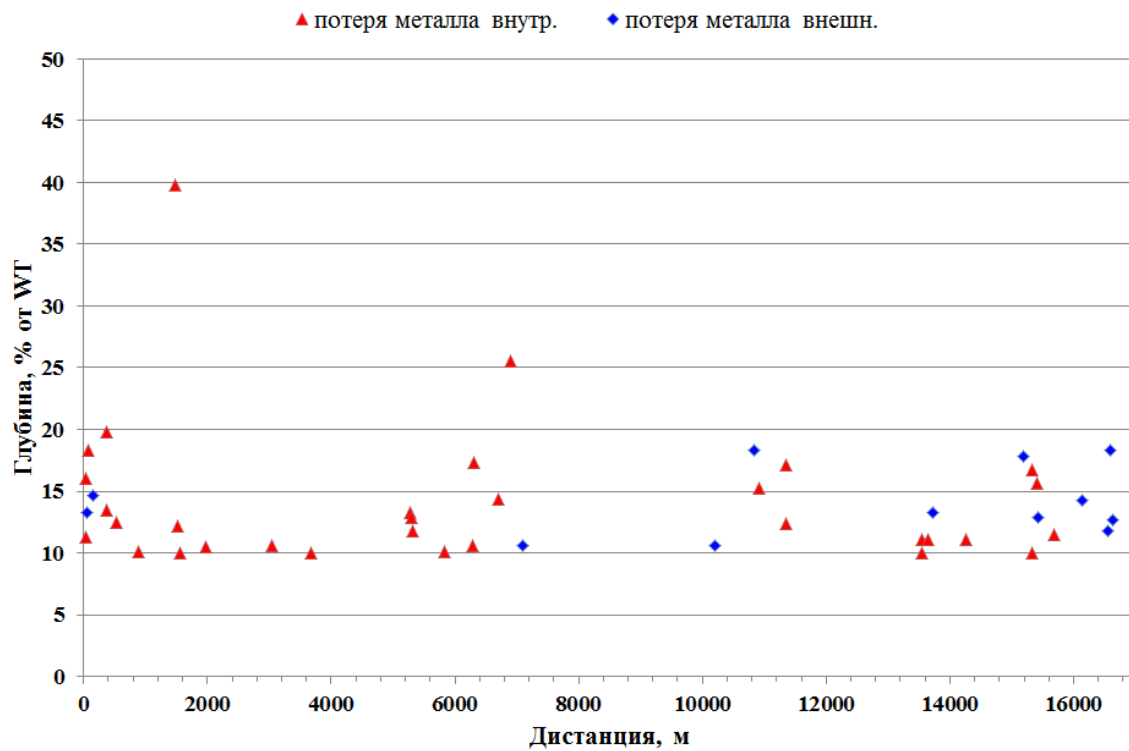


Рисунок 13. Распределение потерь металла по дистанции

Плотность распределения потерь металла по окружности приведена на рис.

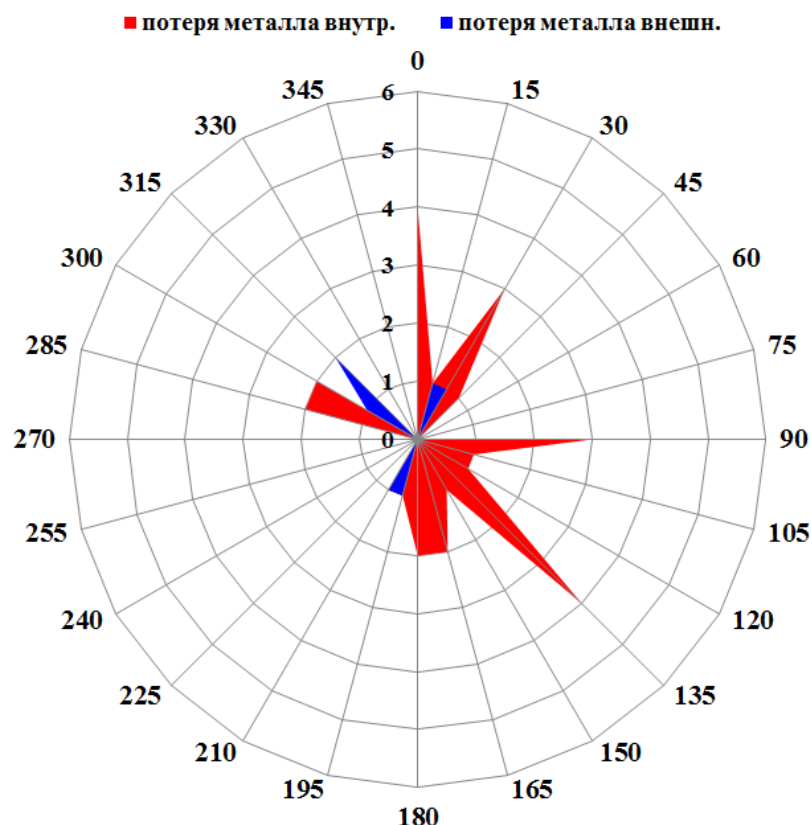


Рисунок 14. Плотность распределения потерь металла по окружности

Возможные утечки продукта

Анализ коррозионных дефектов на наличие возможных «pin hole», которые потенциально могут привести к утечке продукта перекачки не проводился, так как все дефекты глубиной менее 40% от толщины стенки трубы.

Результаты оценки максимальной скорости роста коррозионных повреждений.

В связи с малым количеством коррозионных дефектов, оценка роста коррозии не проводилась.

Дефекты геометрии

По результатам комплексной диагностики дефектов геометрии не зарегистрировано.

Дефекты сварных швов

По результатам обработки данных выявлено 345 аномалий сварных швов:

- 339 шт. — аномалии поперечного сварного шва;
- 3 шт. — аномалии поперечного сварного шва (несплошность плоскостного типа) с максимальной глубиной 20,6% от толщины стенки трубы;

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- 1 шт. – аномалии продольного сварного шва;
- 2 шт. – аномалии продольного сварного шва (несплошность плоскостного типа) с максимальной глубиной 25,0% от толщины стенки трубы.

Гистограмма плотности распределения дефектов поперечных сварных швов по дистанции приведена на рис. 15.

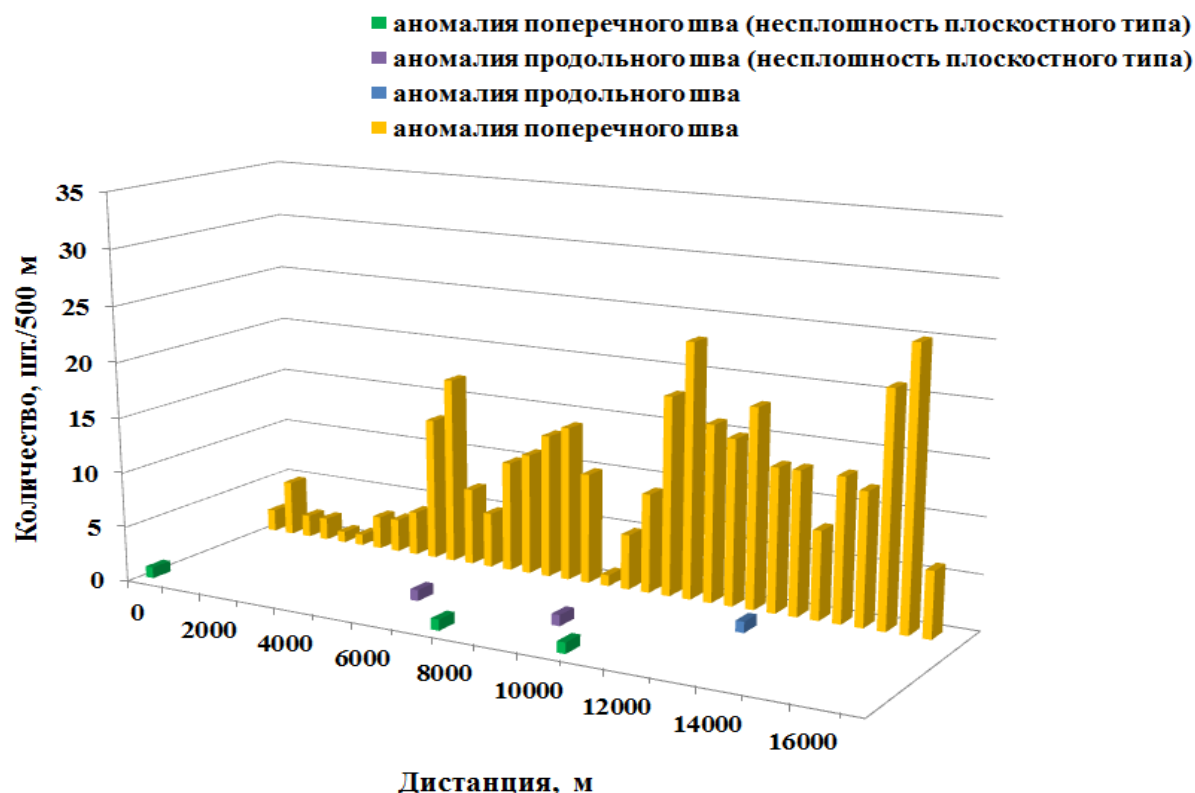


Рисунок. 15. Гистограмма плотности распределения дефектов поперечных сварных швов по дистанции

Конструктивные элементы

По результатам диагностирования выявлено 290 конструктивных элементов (задвижки, тройники, отводы, трубные арматуры, сварные присоединения, полноокружные арматуры).

Статистические сведения по конструктивным элементам, обнаруженным в результате обследования приведены в таблице 6.

					Расчетная часть	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таблица 6

Тип особенности	Количество
задвижка (шток)	1
тройник	1
отвод	1
трубная арматура	1
сварное присоединение	1
полноокружная арматура	1
Всего	6

Ремонтные конструкции

По данным магнитного дефектоскопа ремонтных конструкций не выявлено.

Прочие особенности

В прочие особенности (2244 шт.) отнесены аномалии трубного материала, металлические предметы и наплывы.

2.2. РАСЧЕТЫ НА ПРОЧНОСТЬ

Оценка степени опасности стресскоррозионных дефектов проводится на основе СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Инструкции по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением».

Оценка степени опасности дефектов геометрии проводится на основе СТО Газпром 2-3.5-252-2008 «Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром»», Р Газпром «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», (с изменением №1), 2008 г. и «Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС», 2006 г.

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Оценка степени опасности рисков проводится на основе «Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС», 2006 г.

Для проведения оценки опасности дефектов на конкретных участках Заказчиком должны быть предоставлены данные, от достоверности которых зависит точность получаемых результатов:

- исполнительная раскладка труб на рассматриваемом участке с привязкой по дистанции: данные о типах, номинальных толщинах стенки, марках и свойствах материалов труб;
- данные по строительству: максимальное проектное давление, максимальное рабочее давление, коэффициенты условий работы отдельных участков трассы, год постройки трубопровода.

Исходные данные для расчетов на прочность

Данные по строительству: максимальное рабочее давление (84.5 кгс/см²), год постройки трубопровода (2007), марки сталей труб и категории (вторая и третья) приняты в соответствии с данными.

Характеристики материалов труб, выбранные по нормативно-технической документации, приведены в таблице 7.

Таблица 7

Материал	Минимальный предел прочности (UTS) кгс/мм ²	Минимальный предел текучести (SMYS) кгс/мм ²
■	■	■
■	■	■

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [2] по результатам оценки степени опасности коррозионные дефекты делятся на недопустимые

(закритические), опасные (критические), потенциально опасные (докритические) и незначительные.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-173-2007 по результатам оценки степени опасности стресскоррозионные дефекты делятся на недопустимые и условно допустимые.

В соответствии с “Рекомендациями по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС” по результатам оценки степени опасности дефекты механического происхождения (риски, задиры) делятся на недопустимые, опасные и допустимые.

Кроме того, к недопустимым (закритическим) относятся потери металла и риски опасные по глубине, т.е. дефекты у которых по данным дефектоскопа предельная глубина составляет 80% от толщины стенки. К опасным (критическим) относятся также несплошности плоскостного типа опасные по глубине, т.е. дефекты у которых по данным дефектоскопа предельная глубина составляет 70% от толщины стенки трубы.

Если расчетное допустимое давление трубы с дефектом меньше рабочего давления трубопровода, Заказчиком вводятся дополнительные ограничения на режимы перекачки: рабочее давление устанавливается на уровне, не превышающем величины расчетного допустимого давления. Если рабочее давление снижать нельзя, дефект необходимо ремонтировать.

В результате проведенных расчетов установлено, что на рассмотренном участке не выявлены недопустимые (закритические), опасные (критические), но выявлены потенциально опасные (докритические) дефекты.

2.3. Методики расчетов на прочность

«Методические указания по оценке работоспособности
участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами»

СТО Газпрома 2-2.3-112-2007

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Критерий работоспособности участка газопровода с коррозионными дефектами – превышение расчетного допустимого давления над рабочим давлением, при котором эксплуатируется данный участок:

$$P_{доп} \geq p,$$

где: p - рабочее давление участка газопровода.

В соответствии с СТО Газпрома 2-2.3-112-2007 [2] требуется определить - является ли дефект одиночным или входит в кластер, т.е. взаимодействует с соседними дефектами.

Потеря металла является одиночной, если:

минимальное угловое расстояние (в градусах) в окружном направлении до соседней потери металла составляет:

$$\phi = 360 \sqrt{t/D}, \quad (1)$$

где:

t - замеренная или номинальная толщина стенки трубы;

D - номинальный внешний диаметр трубопровода;

минимальное расстояние в продольном направлении до соседней потери металла составляет:

$$L = 2 \sqrt{tD} \quad (2)$$

Взаимодействующие дефекты проецируются на продольные линии, проведенные с шагом в окружном направлении - ϕ .

Расчетное допустимое давление дефекта определяется по формуле:

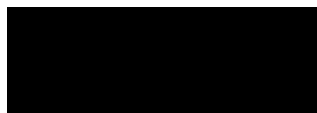
$$P_{доп} = K \cdot \frac{P_R}{\sqrt{D}} \quad (3)$$

где: P_R – разрушающее давление дефекта,

K – коэффициент запаса с учетом норм и правил СП 36.13330.2010[1].

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Коэффициент запаса определяется по формулам:



(4)

где: 0.9 – поправочный коэффициент,

γ - коэффициент, учитывающий рабочее давление,

n_p - коэффициент надежности по давлению,

k_1 - коэффициент надежности по материалу,

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода,

m - коэффициент условий работы трубопровода.

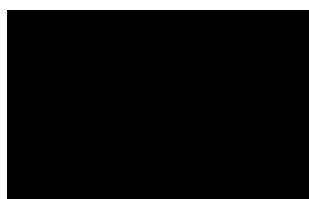
Коэффициент, учитывающий рабочее давление, определяется по формуле:



(5)

где: R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определяется по СП 36.13330.2010[1].

Разрушающее давление трубы с одиночной потерей металла определяется по формулам:



(6)



(7)

где:

t - толщина стенки трубы,

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

σ_B – минимальное значение предела прочности материала трубопровода по нормативной документации,

d – глубина потери металла (корродированной области трубы);

L – длина потери металла (корродированной области) вдоль образующей трубы.

Коэффициент снижения рабочего давления в трубопроводе с дефектом рассчитывается по формуле:



(8)

Оценка прочности газопровода со стресс-коррозионными дефектами (СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением».)

Критерии оценки степени опасности выявленных стресс-коррозионных дефектов.

Оценку прочности газопровода со стресс-коррозионными дефектами, выявленными в результате ВТД и (или) технического диагностирования в шурфах, проводят с учетом требований СП 36.13330.2010[1], СНиП III-42-80* [2].

Исходными данными для проведения расчета на прочность являются:

геометрические параметры труб;

механические характеристики трубной стали;

расчетные напряжения, соответствующие условиям нагружения и режиму эксплуатации газопровода;

данные о расположении, конфигурации и размерах выявленных дефектов, а также их эквивалентных аналогах.

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Для определения геометрических параметров труб – D , δ , используют данные сертификата на поставку труб или прямых измерений фактических размеров труб и толщину стенки труб корректируют с учетом минусового допуска.

Перечень необходимых для расчета механических характеристик трубной стали включает:

σ_B – нормативный или фактический предел прочности, МПа;

KCV – нормативное или фактическое значение ударной вязкости, Дж/см²;

K_{1C} – нормативное или фактическое значение вязкости разрушения, МПа·м^{1/2}.

В качестве нормативных характеристик трубной стали принимают минимальные гарантированные значения предела прочности, предела текучести, ударной вязкости, установленные НД (национальными стандартами или техническими условиями) на материал труб.

При отсутствии сертификатов на трубы требуемые значения механических характеристик трубной определяют по ВРД 39-1.11-014-2000 [21].

Для получения фактических значений характеристик трубной стали используют экспериментальные методы определения:

предела прочности по ГОСТ 1497 [42];

ударной вязкости по ГОСТ 9454 [34];

критического значения вязкости разрушения K_{1C} по ГОСТ 25.506 [24].

При отсутствии данных по вязкости разрушения материала используют эмпирическую зависимость, дающую консервативную оценку значения K_{1C} , МПа·м^{1/2}

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (9)$$

Расчет параметров НДС в газопроводе осуществляют любыми корректными численными или аналитическими методами, например, по

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

СП 36.13330.2010 [1], методами строительной механики или на основе специализированных методик.

При отсутствии достоверных данных о фактическом НДС в газопроводе расчет на прочность производят в предположении равномерного распределения номинальных напряжений по сечению труб. Исходную задачу сводят к условиям одноосного нагружения, а возможным изменением (неоднородностью) напряжений вдоль оси дефекта пренебрегают.

Для продольных стресс-коррозионных дефектов максимальные растягивающие кольцевые напряжения $\sigma_{\kappa\zeta}$ вычисляют по формуле

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{p \cdot r}{\delta}, \quad (10)$$

где δ – толщина стенки трубы, мм.

Для поперечных стресс-коррозионных дефектов максимальные растягивающие продольные напряжения σ_{np} от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба при проектном положении газопровода вычисляют по формуле

$$\sigma_{np} = \sigma_{np}^N + \sigma_{np}^M, \quad (11)$$

где σ_{np}^N – напряжения от осевых нагрузок, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{np}^N = \frac{N}{F}, \quad (12)$$

σ_{np}^M – напряжения от изгибающих нагрузок, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{np}^M = \frac{M}{W}, \quad (13)$$

ν – коэффициент Пуассона металла трубы, равный 0,3 в области упругой деформации;

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/град;

E – модуль упругости, МПа, равный для трубных сталей $2,06 \cdot 10^5$;

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Δt – температурный перепад; град, принимаемый равным разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой при монтаже;

$R_{изг}$ – радиус упругого изгиба участка газопровода, м.

П р и м е ч а н и е – Если значение радиуса упругого изгиба $R_{изг}$ оси газопровода, используемое в формуле (12), не указано в документации, то его в соответствии со СНиП III-42-80* [2] принимают равным $1000D$.

Для оценки прочности газопровода со стресс-коррозионным дефектом используют двухпараметрический критерий, учитывающий взаимодействие двух механизмов разрушения: вязкого разрыва перемычки между трещиной и внутренней поверхностью газопровода и разрыва стенки вследствие продвижения хрупкой трещины, по формуле

$$\left(\frac{K_1}{\sigma_{\text{нетто}}} \right)^2 + \left(\frac{b}{\delta} \right)^2 \leq 1, \quad (14)$$

где K_1 – максимальное расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений на фронте трещины, МПа·м^{1/2};

$\sigma_{\text{нетто}}$ – напряжения, действующие в нетто-сечении стенки трубы с трещиной.

Для продольного стресс-коррозионного дефекта максимальное расчетное значение K_1 , входящее в формулу (13), вычисляют по формуле

$$K_1 = \sigma \sqrt{\pi b} \Phi, \quad (15)$$

где b – максимальная глубина эквивалентной трещины, мм;

Φ – полный эллиптический интеграл второго рода, вычисляемый по формуле

$$\Phi = \frac{\pi}{2} {}_2F_1 \left(\frac{b}{\delta}, \frac{1}{2}, \frac{3}{2}, \frac{b}{\delta} \right), \quad (16)$$

F – поправочная функция, зависящая от параметров эквивалентной трещины, которую для $b/\delta < 1$ и $0,2 \leq b/a < \infty$ вычисляют по формуле

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

$$\sigma_{\text{кр}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \cdot \sigma_{\text{кр}}^0 \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \right)^{\frac{1}{\lambda^2}} \quad (23)$$

Для продольного стресс-коррозионного дефекта величину напряжений, действующих в нетто-сечении стенки трубы, вычисляют по формуле

$$\sigma_{\text{кр}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \cdot \sigma_{\text{кр}}^0 \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \right)^{\frac{1}{\lambda^2}} \quad (24)$$

где k_p – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$k_p = \frac{A}{A_0} \quad (25)$$

A – площадь эквивалентной трещины в плоскости осевого сечения стенки трубы; мм², определяемая в соответствии с правилами, приведенными в приложении Б;

A_0 – первоначальная площадь осевого сечения стенки трубы в области эквивалентной трещины; мм², вычисляемая по формуле

$$A_0 = \frac{\pi \cdot D_{cp}^2}{4} \quad (26)$$

f_{sh} – коэффициент, учитывающий геометрические параметры эквивалентной трещины и трубы, вычисляемый по формуле

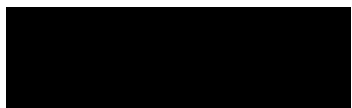
$$f_{sh} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\lambda^2}}} \right)^{\frac{1}{\lambda^2}} \quad (27)$$

D_{cp} – диаметр срединной поверхности трубы, мм, вычисляемый по формуле

$$D_{cp} = \frac{D_{\text{вн}} + D_{\text{вн}}}{2} \quad (28)$$

Для поперечного стресс-коррозионного дефекта величину напряжений, действующих в нетто-сечении стенки трубы, вычисляют по формуле

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			



(29)

Оценка степени опасности стресс-коррозионных дефектов

На основе подходов, изложенных в 9, для заданного стресс-коррозионного дефекта определяют размеры эквивалентной трещины b, a ; значения критического значения вязкости разрушения K_{IC} , напряжения $\sigma_{\text{нетто}}$, действующего в нетто-сечении стенки трубы, и решая уравнение (14), вычисляют величину критического напряжения $\sigma_{кр}$ по формуле

(30)

По величине критического напряжения $\sigma_{кр}$ вычисляют значение критического давления $P_{кр}$ по формуле

(31)

Классификацию стресс-коррозионных дефектов по степени опасности проводят на основе сопоставления значений рабочего (нормативного) давления и критического давления $P_{кр}$.

Для этого определяют:

фактический коэффициент запаса прочности по критическому напряжению

(32)

нормативный коэффициент запаса прочности по наибольшему давлению, допустимому при испытании линейных участков трубопроводов по СП 36.13330.2010 [1]

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			



(33)

где верхний индекс “f” в выражении (32) введен для обозначения фактического коэффициента запаса прочности, а индекс “н” в выражении (33) – для нормативного коэффициента запаса прочности;

P_{02} — давление, соответствующее возникновению в стенке трубы кольцевых напряжений, равных нормативному пределу текучести материала трубы, МПа;

m, k_1, k_n — коэффициенты, принимаемые в соответствии со СП 36.13330.2010 [1].

Стресс-коррозионный дефект классифицируют как условно допустимый, если фактический коэффициент запаса прочности n^f больше нормативного коэффициента запаса прочности n^n , т.е.



(34)

Стресс-коррозионный дефект классифицируют как недопустимый, если фактический коэффициент запаса прочности n^f равен или меньше нормативного коэффициента запаса прочности n^n , т.е.



(35)

Стресс-коррозионный дефект глубиной до 5 % включительно от толщины стенки δ относят к условно допустимому независимо от его протяженности. При этом проверку прочности трубы не производят.

Стресс-коррозионный дефект глубиной $5 \% < b_{\max} \leq 10 \%$ от толщины стенки относят к условно допустимому при условии, что максимальная протяженность стресс-коррозионного дефекта не превышает значение 40δ .

Стресс-коррозионный дефект глубиной $10 \% < b_{\max} \leq 20 \%$ от толщины стенки относят к условно допустимому при условии, что

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

максимальная протяженность стресс-коррозионного дефекта не превышает значение 20δ.

Стресс-коррозионный дефект глубиной 50 % и более от толщины стенки трубы относят к недопустимому независимо от его протяженности.

Для стресс-коррозионных дефектов, размеры которых не удовлетворяют перечисленным случаям, степень опасности оценивают согласно действиям, изложенным в 32-34.

Если по результатам расчета значение фактического коэффициента запаса n^f_σ оказывается меньше нормативного значения коэффициента запаса n_σ , то на время до устранения дефекта действующее в газопроводе давление снижают до безопасного уровня $[p]$, рассчитываемого по формуле

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (35)$$

Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. 2006 г.

Царапины и задиры могут быть отремонтированы зашлифовкой. При этом для эксплуатации газопровода при рабочем (нормативном) давлении длина дефекта L и максимальная глубина дефекта после зашлифовки d должны удовлетворять условиям:

- | | | |
|-----|--------------------------|----------------------------------|
| при | $0 < L^* \leq 0.175$ | $d^* \leq 0.4$ |
| при | $0.175 < L^* \leq 1.050$ | $d^* \leq 0.1022(L^*)^{-0.7737}$ |
| при | $L^* > 1.050$ | $d^* \leq 0.1$ |



где: D – наружный диаметр трубы,

t_n – номинальная толщина стенки трубы.

Все линейно-протяженные дефекты, которые не удовлетворяют вышеуказанным условиям, подлежат удалению.

Графически область допустимых значений линейно-протяженных дефектов, удовлетворяющих вышеуказанным условиям, представлена на рисунке 16.

Допускаются дефекты, координаты которых (L^* , d^*) лежат на графике или находятся ниже его.

Все изложенные выше требования к линейно-протяженным дефектам относятся к участкам магистральных газопроводов категорий III – IV и I – II. На участках газопроводов категории В допускаются только линейно-протяженные дефекты, глубина которых после зашлифовки не превышает 10 % от номинальной толщины стенки трубы, длина дефектов при этом не ограничивается.

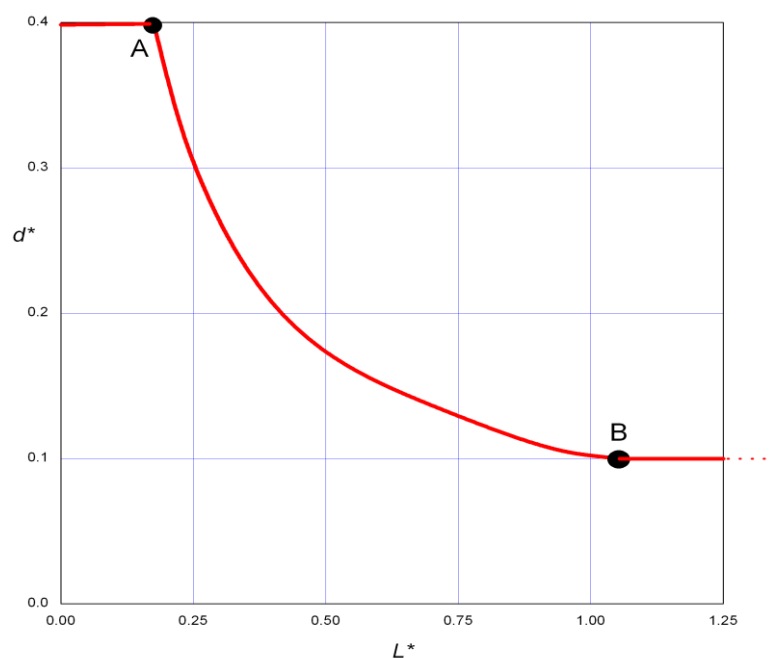


Рис. 16 Графически область допустимых значений линейно-протяженных дефектов.

Возможны случаи, когда линейно-протяженные дефекты удовлетворяют условиям непревышения максимально допустимых значений одного из геометрических параметров (глубины или длины), однако при этом не

удовлетворяются вышеуказанные условия допустимости дефектов. Область изменения параметров дефектов для таких случаев показана на рисунке. Эта область ограничена кривой АВ и линейными отрезками АС (вдоль оси абсцисс) и ВС (вдоль оси ординат).

В случае отсутствия возможности вывода газопровода из эксплуатации и его ремонта на участке газопровода, содержащем опасный дефект, может быть временно снижено эксплуатационное давление. Допускаемое давление для линейно-протяженных дефектов, геометрические параметры которых d^* и L^* находятся в области АВС, следует определять по формуле:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (36)$$

$$0.175 < L^* \leq 1.050,$$

$$0.1 < d^* \leq 0.4,$$

где P - рабочее (нормативное) давление для данного участка газопровода по СП 36.13330.2010 [1].

Методика расчета срока обследования дефектных труб в шурфах после ВТД

Срок обследования трубы с отдельным дефектом определяют по формулам (Р Газпром «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», (с изменением №1), 2008 г.):

$$\text{при } t_{\max}/t_{\text{экс}} > V_t$$

$$\text{[Redacted Formula]}$$

$$\text{при } t_{\max}/t_{\text{экс}} \leq V_t$$

$$\text{[Redacted Formula]}$$

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

где $t_{\text{экс}}$ - время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

t_{max} - максимальная глубина дефекта, мм;

$K_{\text{п}}$ - коэффициент, учитывающий конфигурацию дефектов, принимаемый равным 0,7;

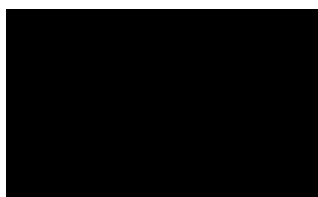
V_t - скорость изменения глубины дефектов, определяемая по результатам двух или более пропусков снарядов-дефектоскопов, а при отсутствии указанных результатов - по таблице 1.

Таблица 8

Диаметр трубы, мм	Срок эксплуатации газопровода, годы	Значение V_{tmin} , мм/год
1420	менее 10	0,6
	10-25	$0,6-0,02(t_{\text{экс}}-10)$
	более 25	0,3
1220 и менее	менее 10	0,5
	10-25	$0,5-0,02(t_{\text{экс}}-10)$
	более 25	0,2

Примечание: скорость изменения глубины стресс-коррозионных дефектов принимают равной удвоенной величине скорости, определенной по таблице.

$t_{\text{раб}}$ - допустимая при рабочем давлении глубина прямоугольной аппроксимации дефекта:



(37)

δ - толщина стенки трубы, мм;

$P_{\text{раб}}$ - рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см²);

$K_{пор}$ - пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода и принимаемый равным для участков: категории В - 1,5; категории I и II - 1,25; категории III и IV - 1,1.

$\sigma_{пор}$ - напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных и усталостных дефектов

$$\sigma_{пор} = \frac{K_2 \cdot \sigma_{0,2} \cdot \sigma_{вр} \cdot K_3}{\sqrt{L_p}} \quad (38)$$

для других типов дефектов

$$\sigma_{пор} = \frac{K_2 \cdot \sigma_{0,2} \cdot \sigma_{вр} \cdot K_3}{\sqrt{L_p}} \quad (39)$$

где: K_2 - коэффициент, учитывающий достигнутое в трубе давление, принимаемый равным 1 при $P_{ф} < P_{п}$ и отношению $P_{ф} / P_{п}$ при $P_{ф} > P_{п}$;

$P_{ф}$ - максимальное фактическое давление в трубе, достигнутое за месяц, предшествующий обследованию;

$P_{п}$ - расчетное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, рассчитанное на момент обследования;

$\sigma_{0,2}$ - нормативный предел текучести трубной стали, МПа (кгс/см²);

$\sigma_{вр}$ - нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см²);

K_3 - коэффициент, учитывающий статистический разброс значений напряжения течения, принимаемый равным -0,05;

$\tau_{\sigma} = \tau_{экс} + \tau_{р}$ - время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока, годы;

$\tau_{экс}$ - время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

$\tau_{р}$ - рассчитываемый срок обследования дефектной трубы в шурфе, годы;

$P_{пр}$ - проектное давление, МПа (кгс/см²);

$M_{п}$ - коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины $L_{п}$

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			



(40)

$L_{\text{п}}$ – оценка полной длины продольной проекции дефекта



(41)

$L_{\text{изм}}$ – измеренная длина дефекта, мм;

$t_{\text{п}}$ – порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа), мм;

$K_{\text{доп}}$ – коэффициент, определенный по статистическим данным о конфигурации дефектов, принимаемый в зависимости от отношения порога чувствительности к максимальной глубине дефекта по таблице 9.

таблица 9

Отношение порога чувствительности прибора к максимальной глубине дефекта ($t_{\text{п}}/t_{\text{max}}$)	Значение коэффициента $K_{\text{доп}}$
от 0 до 0,4	$0,15D_{\text{н}}$
от 0,4 до 0,5	$0,15D_{\text{н}} + D_{\text{н}}(t_{\text{п}}/t_{\text{max}} - 0,4)$
свыше 0,5	$0,25D_{\text{н}}$

Если организация, выполняющая ВТД, по результатам дефектоскопии выдает полную длину дефектов, коэффициент $K_{\text{доп}}$ принимают равным 0.

Трубы с дефектами, имеющими глубину более 80 % от толщины стенки трубы, подлежат обязательной замене или ремонту не зависимо от длины дефектов.

Расчетная оценка прочности и остаточного ресурса участка газопровода с дефектами.

Расчетную оценку прочности и остаточного ресурса участка газопровода с коррозионными дефектами следует выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 в следующей последовательности:

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-112 определяют максимально допустимое утонение стенки $C_{\text{доп}}$, мм, с учетом принятого соотношения между длиной и шириной дефекта;

- проводят оценку средней скорости коррозии металла труб на основании данных о коррозионной агрессивности грунта, результатах непосредственного измерения размеров дефектов на рассматриваемом участке газопровода, результатах внутритрубной инспекции на параллельных нитках газопроводов с учетом, следующих двух возможных вариантов.

Если имеются данные о глубине коррозионного повреждения, полученные с интервалом в несколько лет, то среднюю скорость коррозии $v_{\text{кор}}$, мм/год, вычисляют по формуле

$$v_{\text{кор}} = \frac{C_2 - C_1}{t_2 - t_1} \quad (42)$$

где C_1 – глубина коррозионного повреждения при первом измерении, мм;

C_2 – глубина коррозионного повреждения при втором измерении, мм;

t_1 и t_2 – продолжительность эксплуатации газопровода до проведения первого и второго измерения соответственно, год.

Если имеются данные о глубине коррозионного повреждения только на момент обследования, то среднюю скорость коррозии $v_{\text{кор}}$, мм/год, вычисляют по формуле

$$v_{\text{кор}} = \frac{C}{t} \quad (43)$$

где C – глубина коррозионного повреждения на момент измерения, мм;

t – срок эксплуатации газопровода до проведения измерений, год.

Величину остаточного ресурса $T_{\text{ост}}$, год, вычисляют по формуле

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

$$T_{\text{ост}} = \frac{C_{\text{доп}} - C_{\text{факт}}}{K_{\text{кор}}}$$

(44)

где $C_{\text{факт}}$ — определяемая при измерении фактическая глубина коррозионного повреждения, мм.

Результаты расчета

В результате проведенных расчетов на рассмотренном участке выявлено 8 потенциально опасных (докритических) дефектов.

Таблица 10

№	Описание особенности	WT, мм	Глуб., %WT, (D _n)	Длина, мм	Ширина, мм	Угол,	Тип	Срок обследования, лет	Величина остаточного ресурса T _{ост} , год	Расчетное допустимое давление, кгс/см ²
1	██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
2	██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
3	██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██	██	██	██	█	████	█	██	████
4	██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
5	██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
6	██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
7	██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████
8	██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██	██	██	██	██	████	█	██	████

Дефектов (потерь металла и аномалий сварных швов (несплошностей плоскостного типа)) "опасных по глубине" не зарегистрировано.

Расчет выполнялся с помощью программного обеспечения EXEL.

В результате проведенных расчетов установлено, что на рассмотренном участке не выявлены недопустимые (закритические), опасные (критические), но выявлены потенциально опасные (докритические) дефекты. Рассчитано допустимое давление для выявленных потенциально опасных (докритических) дефектов. Установлен остаточный ресурс эксплуатации участков трубопровода с дефектами.

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

3 Аналитическая часть

В результате проведенных расчетов установлено, что на рассмотренном участке не выявлены недопустимые (закритические), опасные (критические), но выявлены потенциально опасные (докритические) дефекты, рисунки 17 - 19. На рисунках показаны одиночные потери металла.

На рисунках приняты обозначения:

Кривая 1 - критерий прочности $p_{\text{доп}} = p$ – расчетное допустимое давление равно рабочему давлению или разрушающее давление равно рабочему давлению, умноженному на коэффициент запаса K (запас прочности),

Кривая 2 – разрушающее давление равно испытательному давлению,

Кривая 3 – разрушающее давление равно рабочему давлению.

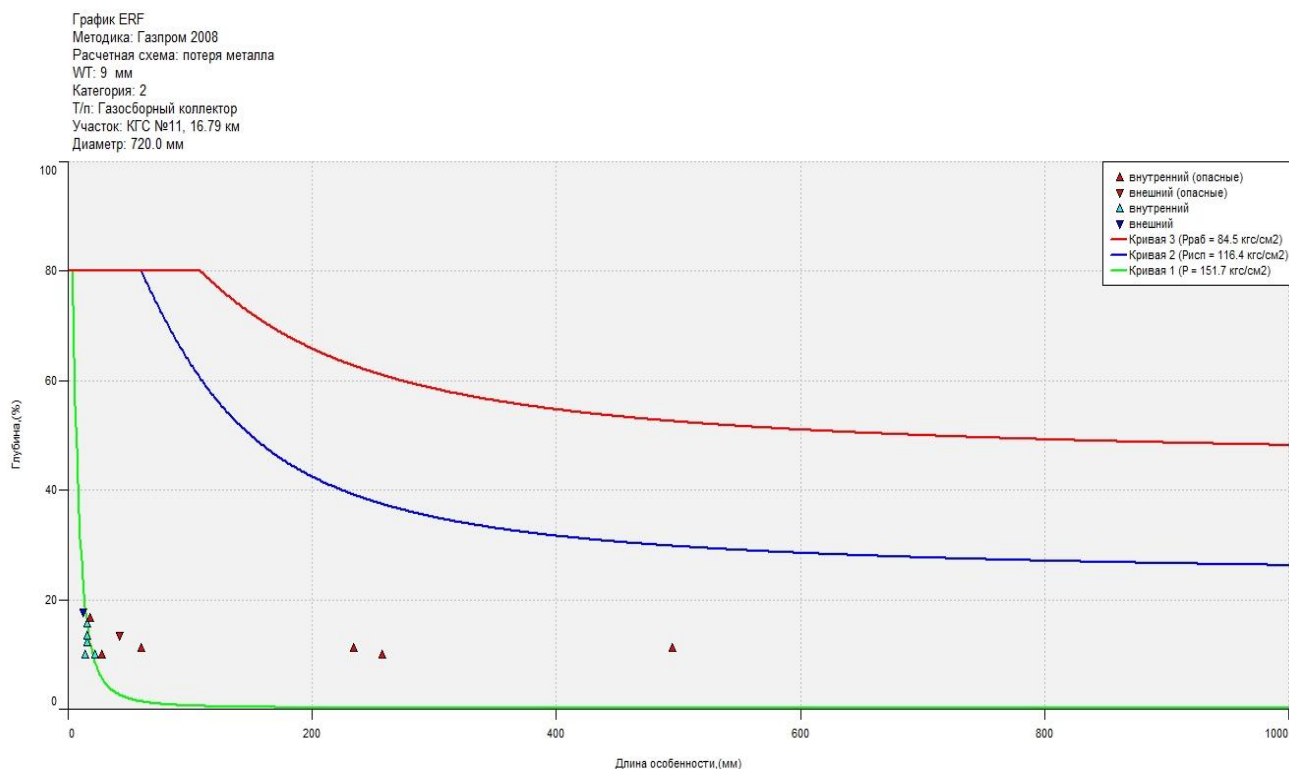


Рисунок 17.

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ.							
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Целищев Т.В.			Аналитическая часть				Лит		Лист	Листов
Руквод.		Верёвкин А.В.									62	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 3-2БЗД			
Рук. ООП		Брусник О.В.										

График ERF
Методика: Газпром 2008
Расчетная схема: потеря металла
WT: 9.6 мм
Категория: 2
Т/п: Газосборный коллектор
Участок: КГС №11, 16.79 км
Диаметр: 720.0 мм

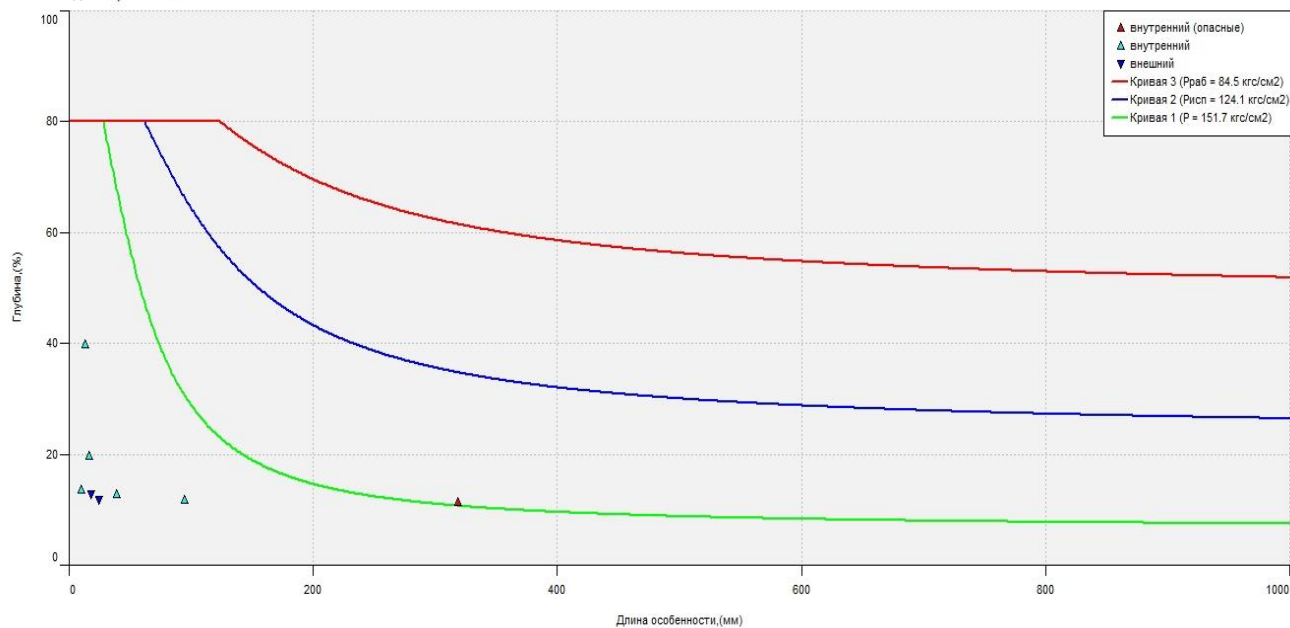


Рисунок 18.

График ERF
Методика: Газпром 2008
Расчетная схема: потеря металла
WT: 10.9 мм
Категория: 2
Т/п: Газосборный коллектор
Участок: КГС №11, 16.79 км
Диаметр: 720.0 мм

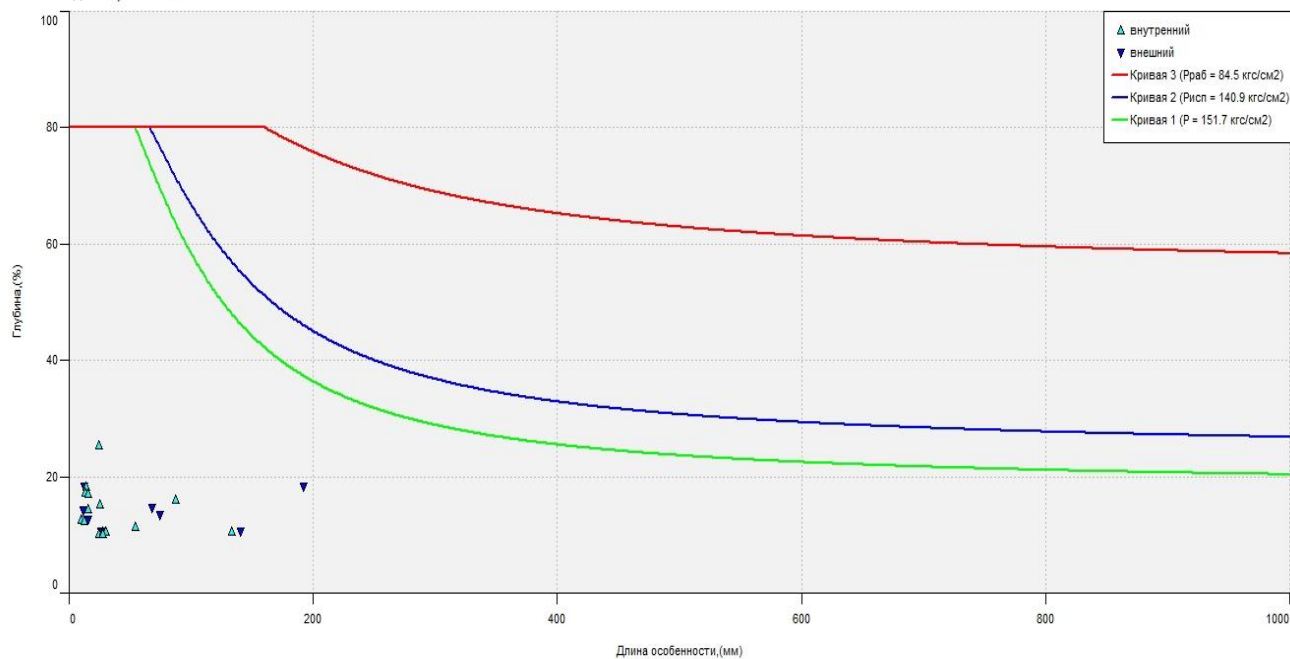


Рисунок 19.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	

Аналитическая часть

Лист

63

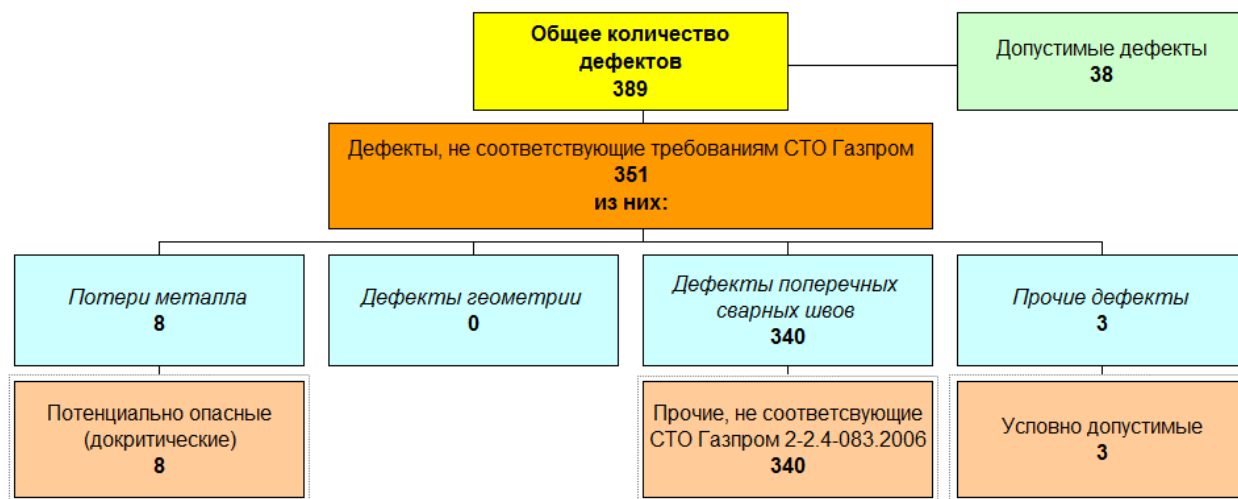
При выполнении аналитических работ учитывались требования действующих на сегодняшний день в газовой промышленности документов.

Предремонтная классификация дефектов предусматривает выделение из общего числа особенностей трубопровода дефектов и недопустимых конструктивных элементов, подлежащих ремонту (дефекты ДПР).

Результаты предремонтной классификации дефектов, приведены в таблице 9.

таблица 11

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА КЛАССИФИКАЦИИ ДЕФЕКТОВ НА ТРУБОПРОВОДЕ



Дефекты, подлежащие ремонту (ДПР) – это дефекты труб, конструктивные элементы, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических трубопроводах, параметры которых не соответствуют требованиям нормативных документов, и относятся по ним и методикам, согласованным с Госгортехнадзором России к повреждениям.

При проведении предремонтной классификации учитывались дефекты трубопровода, параметры которых не соответствуют требованиям действующих в нефтяной и газовой промышленности руководящих и нормативных документов. К таким относятся дефекты, перечисленные в Таблице 10 (с указанием критериев).

Таблица 12

Тип дефекта	Критерий отбраковки	Ссылка
Потеря металла (в т.ч. коррозия)	- недопустимые (закритические) - опасные (критические) - потенциально опасные (докритические)	Приложение И СТО Газпром 2-2.3-112-2007.
Риска (царапины, задиры)	- недопустимые - опасные	п. 7.2.5, 7.2.7, 7.2.8 “Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС”
Аномалии поперечных швов (несплошности плоскостного типа, непровары, подрезы)	- критические - недопустимые - условно допустимые - С размерами, превышающими значения табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.	п. 8.2.15, 8.2.16 “Временной методики оценки работоспособности кольцевых сварных соединений ...” п. 6.10, табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006
Вмятины, гофры	- на участке категории В - в околошовной зоне - с доп. дефектами - дефекты с признаками ОСПР, УПП, УВП	п. п. 7.4.7, 7.4.9 “Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС”
Аномалии продольных/спиральных швов (несплошности плоскостного типа, непровары, подрезы)	- недопустимые - опасные по прочности - условно допустимые ($L > 13$ мм).	п. 3.2.29 РД 558-97 п. 8.7 РД 558-97
Трещины по телу трубы и в швах, закаты, рванины, несплошности плоскостного типа по телу трубы	Все (не допускаются)	п. 2.3 РД 558-97 п. 3.2.29 РД 558-97 п. 8.7 РД 558-97
Видимые расслоения (с ВНП)	Все (не допускаются)	п. 2.3 РД 558-97
Расслоения	Опасные по прочности	
Изменение толщины стенки	Опасные по прочности	

Тип дефекта	Критерий отбраковки	Ссылка
Аномалии поп. швов (смещение кромок)	$H > 20\%WT$ или более 3 мм	п. 6.10, табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006
Прочие аномалии поп. швов.	С размерами, превышающими значения табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.	п. 6.10, табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006
	Суммарной длиной более 50 мм или 1/6 периметра шва	п. 6.10, примечание 2 табл. 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006
Заплаты варные (предполагается, что заплатами выполнен ремонт технологических отверстий)	С размерами (WxL) - более 250x350 мм или - менее 100x150 мм или - $W > D/2$	п. 7.4 РД 558-97

По результатам диагностики было выявлен 351 дефект подлежащий ремонту.

УВП – Удалить Вне Плана, срок устранения дефекта не более одного года с момента проведения диагностики при подтверждении дефекта дополнительным дефектоскопическим контролем.

Для дефектов категории «при КР» фиксированный срок обследования не устанавливается. Дефекты должны быть обследованы в случае проведения «планового ремонта с заменой труб или ремонта стенки, монтажных и заводских сварных швов трубы с заменой изоляционного покрытия трубопровода»

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В экономической части своей работы я хочу оценить финансовые затраты на технологическую операцию такую как: замена дефектного участка.

Исходя из условий что:

- Принятое время на проведение работ:
замена дефектного участкам – 24 часа
- Расстояние, требуемое преодолеть ремонтной бригаде до места врезки 7 км;
- Подготовительные работы проведены.

4.1 Затраты методом замены дефектного участка

Исходя из опыта, на проведение данной операции затрачивается порядка 24 часа.

4.1.1 Стоимость материалов

1) Труба электросварная 720x8 мм ГОСТ 10706-76, сталь 09ГСФ

стоимость - [REDACTED]

Для ремонта нам понадобится 3 метра трубы, вес одного метра составляет 0,175097 тонн.

Из этого следует

[REDACTED].

2) Сварочные электроды

Для работ нам понадобятся два вида сварочных электродов: Электроды ОК 53-70 - 3,2 мм цена 468,08 руб/кг.

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 4,7 кг.

[REDACTED]

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Целищев Т.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Верёвкин А.В.					67	
Консульт.		Макашева Ю.С.				НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Электроды ОК 74-70 – 4мм цена 200 руб/кг.

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 6 кг.

Общие затраты на материалы составляют

_____ рублей.

4.1.2 Расчет заработной платы

Таблица 13 Бригада для выполнения работ

Должность	Лин - трубопроводчик 5 разряд	Лин - трубопроводчик 3 разряд	Слесарь- ремонтник 4 разряд	Электрогазосварщик 5 разряд
Количество	2	2	2	2
Тариф	_____	_____	_____	_____

– Линейный трубопроводчик 5 разряд – 2 чел.

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда
(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

_____ р.

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

(4) Надбавка за сверхурочную работу в ночное время – _____

Итоговое начисление составляет:

_____.

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

_____ р.

Таким образом получаем:

Зарплата работника: [REDACTED] р.

Затраты организации: [REDACTED] р.

– Электрогазосварщик 5 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда
(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

[REDACTED].

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – [REDACTED].

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – [REDACTED].

(4) Надбавка за сверхурочную работу в ночное время –

[REDACTED].

Итоговое начисление составляет:

[REDACTED]

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

[REDACTED]

Из заработной платы работника изымаются средства в размере 13% от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

[REDACTED]

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из заработной платы работника изымается 1 % на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

[REDACTED]

Таким образом получаем:

Зарплата работника: [REDACTED]

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Затраты организации: [REDACTED].

Общий фонд заработной платы составляет:

[REDACTED].

4.1.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций

Для выполнения земляных работ в частности для рытья ремонтного котлована нам понадобится одноковшовый экскаватор цена 4443,00 руб/час.

Одноковшовый экскаватор и секцию трубы необходимо доставить на место проведения работ, для этого необходимо использовать тягач с тралом полуприцепом (Тягач КАМАЗ 65226 и полуприцеп Spspricer 9942L3) и автомобиль безопасности движения Toyota Hilux предоставляемые подрядной организацией. Стоимость работы тягача с тралом 1581,00 руб./час, безопасность движения 582,00 руб./час. На тягач с тралом распространяется дополнительное условие эксплуатации, за 1 км пробега необходима доплата в размере 113,55 руб.

Затраты на доставку одноковшового экскаватора и секций трубы составляют:

затраты на тягач с тралом и автомобилем безопасность движения: время работы 8 часов, пробег – 7 км.

Затраты составляют:

[REDACTED]

Одноковшовый экскаватор предоставляется подрядной организацией стоимость его работы 4443,00 руб./час, время на производство работ – 24 часов.

Затраты составляют:

[REDACTED]

Затраты на работу двух автомобилей УАЗ 39094 предназначенных для перевозки людей и доставки оборудования, предоставляемого подрядной организацией за весь период проведения работ, составят 1200 руб./час за одну машину:

[REDACTED]

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таким образом общие затраты на работу спецтехники подрядных организаций составляют [REDACTED] рублей

Общие затраты на проведение работ:

[REDACTED]

4.2 Затраты на ремонт газопровода

Исходя из опыта, на проведение данной операции затрачивается порядка 12 часов.

4.2.1 Стоимость материалов

1) труба 159х8 сталь 13ХФА, массой 0,01489 т, стоимость - [REDACTED] руб/т.

Для ремонта нам понадобится 0,5 метра трубы вес одного метра составляет массой 0,01489 тонн.

Из этого следует:

[REDACTED].

2) Сферическая заглушка и усиливающая накладка

Цена для сферической заглушки с условным диаметром 160 мм, наружным диаметром 159 мм и толщиной стенки 8 мм, составит 520 рублей.

Цена на усиливающую стальную накладку, сталь 13ХФА, внутренний диаметр 159 мм, составит 1000 рублей.

3) Сварочные электроды

Для работ нам понадобятся два вида сварочных электродов: Электроды ОК 53-70 - 3,2 мм цена 468,08 руб/кг.

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 4,7 кг.

[REDACTED]

Электроды ОК 74-70 – 4мм цена 200 руб/кг.

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 6 кг.

[REDACTED].

Общие затраты на материалы составляют:

[REDACTED] рублей.

4.2.2 Расчет заработной платы

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таблица 14 Бригада для выполнения работ

Должность	Лин трубопроводчик 5 разряд	Лин трубопроводчик 3 разряд	Слесарь- ремонтник 4 разряд	Электрогазосвар- щик 5 разряд
Количество	2	2	2	2
Тариф				

– Линейный трубопроводчик 5 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда
(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – _____ р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

Итоговое начисление составляет:

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

_____.

Таким образом получаем:

Зарплата работника: _____.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Затраты организации: [REDACTED]

- Линейный трубопроводчик 3 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 3 разряда
(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

[REDACTED]

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

Итоговое начисление составляет:

[REDACTED]

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

[REDACTED]

Из заработной платы работника изымаются средства в размере 13% от заработной платы для уплаты подоходного налога:

[REDACTED]

Так как в организации существует профсоюзная организация, то из зарплаты работника изымается 1 % на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

[REDACTED]

Таким образом получаем:

Зарплата работника: [REDACTED]

Затраты организации: [REDACTED]

- Слесарь-ремонтник 4 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда слесаря-ремонтника 4 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

114

113

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

████████████████████

114

114

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись			

[REDACTED]

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

[REDACTED]

Из заработной платы работника изымаются средства в размере 13% от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

[REDACTED]

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается 1 % на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

[REDACTED]

Таким образом получаем:

Зарплата работника: [REDACTED]

Затраты организации: [REDACTED]

Общий фонд заработной платы составляет:

[REDACTED]

4.2.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций

Для выполнения земляных работ в частности для рытья ремонтного котлована нам понадобится одноковшовый экскаватор цена 4443,00 руб/час.

Одноковшовый экскаватор необходимо доставить на место проведения работ, для этого необходимо использовать тягач с тралом полуприцепом (Тягач КАМАЗ 65226 и полуприцеп Spscrісер 9942L3) и автомобиль безопасности движения Toyota Hilux предоставляемые подрядной организацией. Стоимость

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

работы тягача с тралом [REDACTED] руб./час, безопасность движения [REDACTED] руб./час.

На тягач с тралом распространяется дополнительное условие эксплуатации, за 1 км пробега необходима доплата в размере [REDACTED] руб.

Затраты на доставку одноковшового экскаватора составляют:

затраты на тягач с тралом и автомобилем безопасность движения: время работы 8 часов, пробег – 7 км.

Затраты составляют:

[REDACTED]

Одноковшовый экскаватор предоставляется подрядной организацией стоимость его работы [REDACTED] руб./час, время на производство работ – 24 часов.

Затраты составляют: [REDACTED] руб.

Затраты на работу двух автомобилей УАЗ 39094 предназначенных для перевозки людей и доставки оборудования, предоставляемого подрядной организацией за весь период проведения работ, составят [REDACTED] руб./час за одну машину:

[REDACTED] рублей.

Таким образом общие затраты на работу спецтехники подрядных организаций составляют [REDACTED] рублей

Общие затраты на проведение работ:

[REDACTED] рублей.

Таблица 15 Затраты на проведение ремонта

Технологическая операция	Затраты на материал	Заработная плата	Затраты на технику	Общие затраты
Замена деф. участка трубопровода	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Из таблицы мы видим, что при грамотном планировании ремонтных мероприятий, возможно на предотвращении внеплановых ремонтах добиться значительной экономии.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

На внутрипромысловом газопроводе DN720 предназначенного для транспортировки газа смоделирована ситуация внепланового ремонта.

Техническая характеристика проектируемого магистрального нефтепровода:

- диаметр трубопровода и толщина стенки – 720x15 мм;
- класс прочности нефтепровода – К 52;
- режим работы – непрерывный.

Место расположения производства работ – ЯНАО.

Климат умеренно-континентальный с коротким, относительно теплым летом, продолжительной, умеренно холодной зимой и ясно выраженными сезонами весны и осени. Средняя годовая температура воздуха в районе проведения работ составляет минус минус 4 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха составляет минус 46 °С, абсолютный максимум составляет плюс 37 °С.

Внеплановый ремонт трубопровода является работой повышенной опасности, в связи с потенциальной возможностью влияния опасных и вредных факторов на обслуживающий персонал, которые приведены в таблице 5.1.

					РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Целищев Т.В.			Социальная ответственность	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Верёвкин А.В.					80	
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ликвидации аварии.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативный документ
	Вредные	Опасные	
<i>Камеральные работы (в закрытом помещении):</i> Работа персонала на компьютерах в помещении, обработка материалов (анализ отчетов) инженерных изысканий. Построение профиля трассы согласно данным отчетов инженерных изысканий; Расчёт основных параметров и подбор оборудования для проектируемого трубопровода.	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении. 2.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений. 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4.Степень нервно-эмоционального перенапряжения и монотонный режим работы.	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	ГОСТ 12.1.006-84 [7] СанПиН 2.2.4.548-96 [9] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [10] СНиП 23-05-95 [11] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 [24] ГОСТ 12.1.004-91 [8] ГОСТ 12.1.045-84 [31] СНиП 23-01-99 [39] НПБ 105-03 [21] СТО Газпром 14-2005 [40]
<i>Полевые работы (на открытом воздухе):</i> Строительство технологического трубопровода: Подготовительные работы. Погрузо-разгрузочные работы. Земляные работы. Сварочно-монтажные работы. Изоляционно-укладочные работы.	1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенный уровень шума 3. Повышенный уровень вибрации 4. Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 2. Пожароопасность	ГОСТ 12.2.003-91 [2] ГОСТ 12.1.005-88 [3] ГОСТ 12.1.038 – 82[4] ГОСТ 12.1.019-79 [5] ГОСТ 12.1.002-84 [7] ГОСТ 12.1.004-91 [8] СП 12-136-2002 [44] СанПиН 2.2.3.1384-03 [45]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при ликвидации

несанкционированных врезок в трубопроводы, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На сегодняшний день для оценки допустимости проведения ремонтных работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях Крайнего Севера, а также районах приравненных к районам Крайнего Севера, используют такое понятие, как предельная жесткость погоды. Предельная жесткость погоды характеризуется эквивалентной температурой жесткости метеорологических условий, оказывающих на организм различные сочетания отрицательных температур в сочетании с ветром или при его отсутствии (штиле).

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, устанавливается для каждого района решением местных региональных органов управления, но не может быть ниже -45°C .

При работе на открытом воздухе при отрицательных температурах устанавливается режим теплообогрева в помещениях с поддержанием температуры на уровне $+24^{\circ}\text{C}$ - $+26^{\circ}\text{C}$, при котором частота и длительность перерывов устанавливается в зависимости от жесткости погоды.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время теплой спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды

					Список использованных источников	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

года. Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели.

Профилактика перегрева работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

–Повышение уровней шума.

Во время выполнения работ уровень шума оказывает раздражающее влияние на работника, повышая его утомляемость, а также к росту ошибок при выполнении работ, требующих сосредоточенности, а вследствие длительного воздействия шумового давления может у работника может развиваться тугоухость вплоть до полной глухоты.

Допустимый уровень шума, не оказывающего вредного воздействия, составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- применение малошумных машин, изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;
- использование средств звукоизоляции и звукопоглощения;
- использование рациональных режимов труда и отдыха работников.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования), заглушающая способность которых зависит от качества материала и может подавлять шум на 15-30 дБА;
- наушники, надеваемые на ушную раковину;
- независимые наушники;
- встроенные в головной убор.

					Список использованных источников	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– Повышение уровней вибрации

При выполнении ремонтных работ используются различные механизированные инструменты, оборудования и транспортная техника, которая в свою очередь может оказывать воздействие вибрации и может привести к ухудшению состояния здоровья работников.

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением оборудования с наименьшей виброактивностью;
- использованием материалов, препятствующих распространению вибрации и воздействию на человека;
- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организаций профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации.

– Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность на участках проведения работ должна быть равномерной и быть не менее 2 лк. При погрузочно-разгрузочных работах или перемещении грузов, а также при разработке грунта специальной техникой освещенность должна составлять не менее 10 лк. Во время проведения испытаний технологического оборудования уровень освещенности не должен быть менее 50 лк.

					Список использованных источников	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Для освещения мест строительно-монтажных работ могут применяться различные источники света, как в стационарном, так и в передвижном исполнении:

- лампы накаливания (прожекторные, галогенные);
- лампы ртутные (газоразрядные, ксеноновые).

– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ликвидации незаконных врезок, персонал сталкивается с непосредственным контактом с перекачиваемой средой, которая оказывает негативное воздействие на организм человека.

Токсичность нефти объясняется присутствием летучих ароматических углеводородов (толуол, ксилол, бензол), нафталина и ряда других фракций нефти. Эти соединения легко разрушаются и удаляются из почвы. Поэтому период острого токсического действия нефти сравнительно короток. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 и ГН 2.2.5.698-98.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК – это концентрации, которые, воздействуя на людей при их ежедневной, кроме выходных дней, работе продолжительностью 8 ч (или другой продолжительностью, но не более 41 ч в неделю) в течение всего рабочего стажа, не могут вызвать обнаруживаемые современными методами исследований заболевания или отклонения в состоянии

					Список использованных источников	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

здоровья как у самих работников в процессе трудовой деятельности и в дальнейший период жизни, так и у последующих поколений.

Таблица 17 - Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе производственных помещений и атмосферном воздухе населенных мест.

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная		рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085	Бензол	5,0	1,50	0,80
Аммиак	20	0,20	0,20	Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Ацетон	200	0,35	0,35	Серы диоксид	10	0,5	0,05
Сероводород	10	0,008	0,008	Метанол	5,0	1,0	0,5
Фенол	5	0,01	0,01	Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Формальдегид	0,5	0,035	0,012	Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Хлор	1,0	0,10	0,03	Этанол	1000	5	5

— Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Во время производства работ на строительной площадке при использовании специальной техники в рабочей зоне образуется запыленность, которая неблагоприятно воздействует на дыхательные пути человека, в связи с этим в зоне дыхания должен проводиться постоянный контроль воздушной среды при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. При этом содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефтепродуктов и углеводородов ПДК составляет 300 мг/м³.

Анализ ГВС проводится в соответствии с регламентом ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

Перед началом, после каждого перерыва и во время проведения огневых и ремонтных работ, а также периодически, но не реже чем через час, должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды.

Первичный контроль газовой воздушной среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры в присутствии ответственного за проведение работ.

При направлении ветра от действующих резервуаров к стройплощадке должен осуществляться замер концентраций паров с наветренной стороны не реже, чем через час. При превышении ПДК 0,3г/м³ огневые работы должны быть прекращены.

Работники должны быть обеспечены соответствующими средствами защиты: индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами (прошедшими государственную поверку), индивидуальными противогазами ППФ и ППФ-5М.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах (У2-К, ШБ-1,Р-2У, «Лепесток-200», и др.), защитных очках и комбинезонах. При высоком уровне концентрации паров в траншее или котловане в результате разлива нефтепродуктов необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В районе строительства возможно возникновение инфекционных заболеваний, вызываемых весенне-летним клещевым энцефалитом. Заражение

					Список использованных источников	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

КВЭ происходит в период с апреля по сентябрь, с весенне-летним пиком во время наибольшей активности перезимовавших клещей. В связи с этим необходимо проведение иммунизации против клещевого энцефалита.

Индивидуальная (личная) защита рабочего персонала включает в себя:

- проведение само- и взаимоосмотров каждые 10 – 15 минут для обнаружения клещей;
- ношение специальной одежды – противоэнцефалитных костюмов;
- применение специальных химических средств защиты от клещей: акарицидных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу недопустимо) и репеллентных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу допустимо для защиты от кровососущих двухкрылых).

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при ремонте трубопроводов при ликвидации несанкционированных врезок, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

Воздействие движущихся, вращающихся и разлетающихся предметов производственного оборудования может стать источником травмирования работников, находящихся в непосредственной близости. Во избежание подобных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием, машинами и механизмами, а к эксплуатации такого оборудования должны быть допущены только лица имеющие на это право и прошедшие соответствующие инструктажи. Место проведения работ должно быть ограждено.

					Список использованных источников	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– Электрический ток

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо предусматривать:

- схемы электроснабжения приемников, обеспечивающих их надежную работу;
- расчетные нагрузки на провода и кабели, не превышающие максимально допустимый ток нагрузки;
- электрические розетки с защитными шторками;
- заземляющие устройства.

Основными причинами электротравматизма являются:

- появление напряжения на корпусах оборудования и металлических конструкциях сооружений вследствие повреждения изоляции;
- прикосновения к неизолированным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений;
- воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком в сетях напряжением выше 1000В, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей;
- прочие причины: несогласованные и ошибочные действия персонала, подача напряжения на установку, где работают люди, оставление установки под напряжением без надзора, допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения.

Для предупреждения случайного прикосновения работников к элементам сети, находящейся под напряжением, используют установки оградительных устройств, знаки безопасности и предупредительные плакаты, использование малых напряжений (12-42 В), защитное заземление, защитное отключение, а также средства индивидуальной защиты.

					Список использованных источников	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

К индивидуальным средствам защиты относятся: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

К работе на сварочных машинах допускают сварщиков не ниже VI разряда, сдавших испытания на право сварки труб согласно "Правилам аттестации сварщиков" и получивших удостоверение на право сварки нефтепровода (паспорт сварщиков). Операторы-сварщики должны иметь II квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Сварку разрешается проводить на расстоянии не менее 50 м от легковоспламеняющихся или взрывоопасных материалов (бочек с горючим, баллонов, ацетиленовых газогенераторов). Электрокабели не должны касаться этих материалов и подводящих шлангов.

Все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с действующими инструкциями по их эксплуатации. В случае использования передвижной электростанции с изолированной нейтралью все корпуса агрегатов установки и корпус генератора должны быть соединены надежной металлической связью.

В процессе работы необходимо следить за исправным состоянием изоляции токоведущих проводов, пусковых и отключающих устройств, сварочных трансформаторов. Для защиты от электрической дуги и металлических искр работник должен использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Находящиеся на участке проведения работ взрывоопасные сооружения и наружные установки необходимо защитить от прямых ударов молнии отдельными стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Металлические нетокведущие части электрооборудования присоединяются к

					Список использованных источников	Лист
						89
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

защитному заземлению, так как могут оказаться под напряжением по причине нарушения изоляции токоведущих элементов.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Несоблюдение правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающего под высоким давлением, являющегося объектом повышенной опасности, ведет к травмированию работающего с оборудованием персонала.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: ошибки, допущенные при проектировании и изготовлении; внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; изменение состояния герметизируемой среды; отсутствие или неисправность контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; неисправность запорной и отключающей арматуры; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;

					Список использованных источников	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля качества при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

– Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Категория объекта по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность), так как нефть является легкоиспаряющейся и легковоспламеняющаяся жидкостью. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³. Перед началом проведения ремонтных работ на опасном производственном объекте требуется проведение анализа газовой смеси на предмет превышения ПДК, ПДБК с помощью газоанализаторов различного типа.

Причинами возникновения взрывопожароопасной ситуации может стать использование электрооборудования не взрывозащищенного исполнения, а также проведение огневых работ в рабочей зоне с высоким уровнем ПДК газовой смеси.

Для обеспечения участков работ водой в противопожарных целях

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

использовать существующие противопожарные сети на территории предприятия.

В целях обеспечения противопожарной безопасности предусматривается:

- установка оперативной связи с подразделением пожарной охраны;
- размещение на строительной площадке 2-х щитов с противопожарным инвентарем;
- организация временного электроснабжения с учетом пожарной безопасности;
- размещение временных бытовых помещений вне территории НПС с учетом противопожарных разрывов; расстояние от групп временных зданий до других строений принимать не менее 15 м;
- самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОП-10 (каждая единица техники);
- освещение рабочих площадок производить светильниками и прожекторами во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12В;
- не далее 3 метров от зоны проведения огневых работ должен выставляться пожарный пост с первичными средствами пожаротушения: огнетушители ОП-10 или ОУ-10 – 10 штук или один ОП-100, асбестовое полотно размером 2х2-2 шт., два ведра, две лопаты, один топор, один лом. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации, из числа работающих создается боевой расчет ДПД с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

Ответственный за проведение огневых работ обязан обеспечить контроль за местом проведения работ в течение 3 ч после их окончания.

5.4. Экологическая безопасность

Экологические проблемы трубопроводного транспорта

Трубопроводный транспорт - вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние жидких, газообразных или твердых продуктов по трубам.

					Список использованных источников	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Трубопроводные системы являются основой системы обеспечения населения, производства и сельского хозяйства жизненно важными продуктами: чистым воздухом, питьевой и технологической водой, высоко- и низкочастотным теплоносителем (теплом), газом, нефтепродуктами. Они также отводят многочисленные отходы (бытовые и производственные стоки, загрязненный воздух, дымовые газы, мусор и твердые отходы).

Для надежного и устойчивого развития общества в трубопроводных системах водоснабжения, водоотведения, тепло- и газоснабжения, нефте- и газопроводах в России уложено 2 млн км подземных трубопроводов.

Трубопроводные конструкции и системы находят широкое применение практически во всех отраслях народного хозяйства. Трубопроводы относятся к категории энергонапряженных объектов, отказы которых сопряжены, как правило, со значительным материальным и экологическим ущербом. Многочисленные отказы на технологических трубопроводах, транспортирующих пожаро-взрывоопасные продукты, ядовитые компоненты и токсичные среды, приводят к локальным и масштабным загрязнениям окружающей среды, создают повышенный риск с точки зрения безопасности персонала и населения. Особую остроту приобретает проблема надежности и экологической безопасности в системах магистрального трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтегазопродуктов, аммиакопроводов и других продуктопроводов. Отказ магистрального трубопровода, проявляющийся в местной потере герметичности стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды.

Определяющим критерием экологической безопасности трубопроводов является их надежность — один из основных показателей качества любой конструкции (системы), заключающийся в способности выполнять заданные

					Список использованных источников	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

функции, сохраняя свои эксплуатационные свойства в течение требуемого промежутка времени «жизненного цикла».

Конструктивная надежность как свойство трубопроводной конструкции должно удовлетворять экологическим критериям, поскольку полная или частичная утрата трубопроводом его работоспособности неизбежно сопровождается отрицательным воздействием на окружающую среду. Таким образом, расчетные модели конструктивной надежности трубопроводов должны строиться с учетом экологических ограничений. Количественной мерой таких ограничений должны быть значения предельных допустимых воздействий (ПДВ), оцениваемых по всем компонентам окружающей природной среды, находящимся в контакте с трубопроводом.

Наибольшую потенциальную опасность для окружающей среды представляют магистральные трубопроводы, являющиеся линейно-протяженными объектами с высоким уровнем экологической опасности. Поэтому поиск эффективных путей, направленных на гарантированное обеспечение конструктивной надежности трубопроводов, — весьма актуальная задача с высокой экологической ответственностью.

Охрана атмосферного воздуха

Охрана атмосферного воздуха, озонового слоя и климата — одно из важнейших направлений природоохранительной деятельности, осуществляемое в глобальном, региональном и национальных масштабах. Загрязнение атмосферного воздуха, происходящие и прогнозируемые изменения климата, трансграничные переносы вредных веществ на большие расстояния и другие негативные явления и процессы требуют принятия неотложных организационных и правовых мер.

Воздействие на приземный слой атмосферы.

Тип воздействия — загрязнение при эксплуатации трубопроводов.

					Список использованных источников	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

К основным источникам загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти, нефтепродуктов и газа следует отнести аварийные выбросы газа и нефти при отказах и ремонте линейной части магистральных трубопроводов и испарение нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Не менее сильным источником загрязнения воздуха являются пожары при возгорании или сжигании транспортируемых продуктов.

Из-за несанкционированных врезок в трубопроводы часто возникают аварийные разливы нефти в больших объемах на близлежащие территории. В результате аварий нефть попадает в почву, в водоканалы, реки, озера. Загрязнение воздуха в высокой степени наблюдается при возгорании разлившейся нефти, так как именно тогда вредные вещества уносятся в атмосферу более быстрым путем, нежели при отсутствии огня. В нефти содержится большое число загрязняющих веществ, ниже представлены основные из них.

Вещества-загрязнители, входящие в состав нефти:

а) Парафины (алкены) - (до 90% от общего состава) - устойчивые вещества. Легкие парафины обладают максимальной летучестью.

б) Циклопарафины - (30 - 60% от общего состава) - насыщенные циклические соединения с 5-6 атомами углерода в кольце. Эти соединения очень устойчивы и плохо поддаются биоразложению.

в) Ароматические углеводороды - (20 - 40% от общего состава) - ненасыщенные циклические соединения ряда бензола. В нефти присутствуют летучие соединения с молекулой в виде одинарного кольца (бензол, толуол, ксилол), затем бициклические (нафталин), полуциклические (пирен).

г) Олефины (алкены) - (до 10% от общего состава) - ненасыщенные нециклические соединения с одним или двумя атомами водорода у каждого атома углерода в молекуле, имеющей прямую или разветвленную цепь.

					Список использованных источников	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Самопроизвольное возгорание нефти, нефтепродуктов и газа при повреждении линейной части или резервуара, хотя это и случайное редкое явление, однако оно вызывает очень интенсивное загрязнение воздуха.

Последствиями являются превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) в воздухе во много раз, негативное влияние на рост растительности не только вблизи, но и на удаленных от места аварии местах, вследствие переноса воздушными массами вредных веществ, и отравления живых организмов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

В период выполнения строительно-монтажных работ происходит загрязнение атмосферного воздуха. Загрязнение атмосферного воздуха носит локальный кратковременный характер.

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу характеризуются постоянным изменением их местоположения, количеством одновременно работающих источников, а также различным режимом и временем их работы.

При выполнении строительно-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт и строительная техника;
- сварочный агрегат;
- битумоварочные котлы;
- земляные работы;
- аппарат газовой резки;
- изоляционные работы;
- окрасочные работы.

					Список использованных источников	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

При работе строительной техники и автотранспорта в атмосферу выбрасываются: углерод оксид, углеводороды, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод.

При выполнении сварочных работ в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот оксид, углерод оксид.

При проведении окрасочных работ выделяются: ксилол, уайт-спирит, взвешенные вещества.

При заправке строительной техники и автотранспорта с колес в атмосферу выбрасываются: углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$, дигидросульфид (сероводород).

При пересыпке пылящих материалов происходит пыление.

При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды.

При прогреве битумов в котле выделяются: углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$.

При проведении демонтажных работ в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, азот оксид, углерод оксид.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ на период строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- использование строительно-дорожной техники и автотранспорта с отрегулированными двигателями внутреннего сгорания;
- предотвращение возможных экологических аварий и грубых нарушений природоохранного законодательства в процессе строительства;
- исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества, и выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества;

					Список использованных источников	Лист
						97
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;
- наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Охрана гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Практически любая авария подводного нефтепровода может привести к утрате водоема как объекта одного или нескольких видов водопользования.

Возможные последствия загрязнения усугубляются высокой стойкостью нефти к окислению и токсичностью отдельных ее фракций. Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и

					Список использованных источников	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение.

Воздействие на поверхностные и подземные воды.

В результате загрязнения воды нефтью изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, что существенно ухудшает условия обитания в воде животных и растений; использование такой воды в культурно-бытовых и хозяйственно-питьевых целях усложняется.

Используемые в настоящее время методы очистки воды, устранения нефтяного привкуса и запаха, восстановления прозрачности и цветности, локализации, сброса и удаления нефти позволяют в какой-то мере смягчить последствия загрязнения, ускорить процесс восстановления временно утраченных свойств воды и тем самым обеспечить дальнейшее использование водоемов в культурно-бытовых и хозяйственно-питьевых целях. Однако, для рыбного хозяйства, водоему может быть нанесен невосполнимый ущерб, вследствие высокой чувствительности живых организмов и растительности к нефтяному загрязнению, а также стойкости и токсичности этого загрязнения.

Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода. Одним из показателей наличия в воде органических загрязнений и интенсивности их биологического окисления является биологическая потребность в кислороде (БПК), численно равная количеству кислорода, поглощаемого микроорганизмами при биологическом окислении органических загрязнений, содержащихся в 1 л воды.

Биохимическое окисление нефти в водоеме сопровождается непрерывной миграцией тяжелых ее фракций с поверхности на дно и обратно.

					Список использованных источников	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Нефтяные отложения на дне водоема в анаэробных условиях (при дефиците кислорода) сохраняются длительное время и являются источником вторичного загрязнения водоемов.

Охрана литосферы

Основное воздействие нефти и нефтепродуктов на почвенно-растительный комплекс (ПРК) при отказах трубопроводов сводится к снижению биологической продуктивности почвы и фитомассы растительного покрова.

Многие виды сосудистых растений оказываются устойчивыми против нефтяного загрязнения, тогда как большинство лишайников погибает при воздействии на них нефти и нефтепродуктов. Установлено, что наиболее токсичны углеводороды с температурой кипения в пределах от 150 до 275°C, т. е. нафтеновые и керосиновые фракции. Углеводороды с более низкой температурой кипения менее токсичны либо вообще безвредны, особенно их летучие фракции, поскольку они испаряются, не успевая проникнуть через растительную ткань. Высококипящие тяжелые фракции нефти также менее токсичны, чем нафтеновые и керосиновые фракции.

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо - и микрофауны и микрофлоры). Типы ответных реакций разных групп педобионтов на загрязнение неоднозначны:

– Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти. Изменение экологической обстановки приводит к подавлению фотосинтезирующей активности растительных организмов. Прежде всего это сказывается на развитии почвенных водорослей: от их частичного угнетения и замены одних групп другими до выпадения отдельных групп или полной гибели всей. Особенно значительно ингибирует развитие водорослей сырая нефть и минеральные воды.

					Список использованных источников	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений, в частности злаков. Эксперименты показали, что в условиях южной тайги при высоких дозах загрязнения - более 20 л/м² растения и через год не могут нормально развиваться на загрязненных почвах.

– Дыхание почв также чутко реагирует на загрязнение нефтепродуктами. В первый период, когда микрофлора подавлена большим количеством углеводов, интенсивность дыхания снижается, с увеличением численности микроорганизмов интенсивность дыхания возрастает.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работы по ликвидации аварий на линейной части магистрального трубопровода должны проводиться в соответствии с Планом ЛАРН, планами тушения пожаров, нормативных документов.

Для оперативного руководства аварийно-восстановительными работами должен быть создан штаб ликвидации аварий. Персональный состав штаба устанавливается приказом руководства ОСТ.

Аварийный участок должен быть отсечен закрытием соседних задвижек, должна быть проверена полнота их закрытия (при необходимости провести обтяжку), штурвалы необходимо снять (при технической возможности), электродвигатели задвижек должны быть обесточены с обеспечением видимого разрыва цепи и вывешены предупреждающие плакаты на ключах управления и на электроприводе задвижек.

При проведении работ по ликвидации аварий на ЛЧ МН должна быть обеспечена устойчивая телефонная или радиосвязь с местом проведения работ.

Запрещается проезд к месту аварии техники всех видов без искрогасителей.

Место проведения аварийных работ в темное время суток должно быть обеспечено освещением. Применяемое освещение и электрооборудование должно быть взрывозащищенного исполнения.

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

На месте проведения аварийных работ должен быть организован контроль воздушной среды.

Место проведения аварийных работ должно быть обеспечено пожарным постом со средствами пожаротушения.

Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности при ликвидации аварий должны проводиться в соответствии с ОР-03.100.30-КТН-150-11.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность предприятия, является целый ряд законодательных актов, включающих в себя федеральные законы, указы Президента РФ, ГОСТы, СНиПы, а также отраслевые регламенты и руководящие документы.

Ответственность за несоблюдение требований охраны труда работниками, в пределах своих должностных обязанностей, несут все руководители участков и подразделений, начиная с мастера участка и заканчивая руководителем предприятия.

В целях обеспечения эффективной работы системы охраны труда на предприятиях законодательными актами устанавливаются:

- права и обязанности сторон в области охраны труда, на основании трудового договора;
- порядок подготовки и проверки знаний работников по охране труда;
- порядок расследования и учет несчастных случаев на производстве;
- порядок допуска и отстранения работника от работы;
- гарантия реализации права работников на охрану труда.

Работники, заключившие трудовой договор с предприятием, командированные на предприятие или прибывшие на учебу в первую очередь

					Список использованных источников	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

проходят вводный инструктаж, который проводится специалистом (инженером) по ОТ и ПБ или лицом, на которого приказом возложены такие обязанности.

Вводный инструктаж охватывает все вопросы, характеризующие особенности производства в части ОТ и БП. По окончании инструктажа инструктирующий обязан убедиться, что инструктируемый в целом знает основные виды опасности объекта, источники возможного возгорания, правила поведения при этом и порядок вызова пожарной службы. А также, что он ознакомлен с предупредительными знаками, надписями, имеющимися системами извещения о возгорании и правилами применения первичных средств пожаротушения.

Первичный инструктаж (инструктаж на рабочем месте) проводится непосредственным руководителем работ. Такие инструктажи проводятся перед началом работ непосредственно на рабочих местах:

- со всеми работниками, которые вновь приняты на предприятие;
- с работниками, переведенными из другого подразделения;
- с работниками, приступающими к новому виду работы;
- командированными на предприятие и временными работниками;
- со строителями, временно работающими на территории предприятия;
- с лицами (студенты, учащиеся), которые проходят производственное обучение или практические занятия на производстве (по отдельному графику).

В программу первичного инструктажа должны быть включены вопросы, содержащиеся в инструкции по ТБ и ОТ для данной специальности (должности, рабочего места), а также в иных нормативных актах по ОТ.

Проведя инструктаж, инструктирующий обязан проверить знание работником особенностей своего рабочего места, которые касаются ОТ и ПБ, а также правил безопасного выполнения своих должностных (служебных) обязанностей.

Повторный (периодический) инструктаж по ОТ, включающий освещение технологических особенностей работ, связанных с повышенной опасностью,

					Список использованных источников	Лист
						103
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

проводятся с соответствующей категорией работников ежеквартально, с остальными – раз в полгода.

Повторный инструктаж может проводиться индивидуально или коллективно (в группе) с работниками одной специальности. Цель – совершенствование знаний правил ТБ и соответствующих инструкций, недопущение повторных нарушений ОТ, которые ранее имели место, ПБ, а также производственной дисциплины. Периодический инструктаж должен освещать вопросы из правил и инструкций по ОТ и ТБ для данной специальности (рабочего места). А также технические и технологические аспекты, связанные с рабочим процессом и определенные должностными инструкциями.

На повторном инструктаже должны рассматриваться также случаи и причины нарушений рабочего процесса и правил ТБ. По его окончании инструктирующий обязан убедиться в хорошем знании работником правил ТБ при выполнении работ.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится прямым руководителем и предусматривается непосредственно на рабочих местах в случаях:

- введения новой или переработанной нормативной документации;
- замены оборудования или изменения технологического процесса;
- нарушения работником правил ОТ;
- требования должностных лиц органа госрегулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней – для иных видов работ.

Внеплановые инструктажи проводятся по аналогии с периодическими инструктажами. Но особое внимание необходимо уделить причине их проведения. Внеплановые инструктажи отнюдь не отменяют проведение периодических (повторных) инструктажей.

Целевые инструктажи проводятся в случаях:

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- производства работ по наряду или специальному распоряжению;
- выполнения разовых работ, которые не связаны с должностными обязанностями;
- участия в ликвидации аварийных ситуаций или последствий стихийных бедствий;
- привлечения работников к проведению различных внеплановых мероприятий, экскурсий.

Проведение такого инструктажа возлагается на лицо, которое определено приказом по предприятию ответственным за выполнение данной работы или проведение мероприятия.

Проведение вводного инструктажа должно быть зафиксировано в журнале вводных инструктажей под роспись работника. Проведение первичного, периодического и внепланового инструктажей – в соответствующих журналах инструктажей на рабочем месте также под роспись работников. Целевых – в нарядах-допусках на работу и иных документах по решению руководства предприятия.

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Заключение

В ходе проведения работы были рассмотрены условия прокладки трубопровода, аспекты расчета на прочность на основе данных внутритрубной диагностики газопровода, приняты во внимание особенности и количество выявленных повреждений. Сделан анализ распределения дефектов на всей протяженности исследуемого газопровода и даны рекомендации по срокам проведения ремонта .

Так же проведена детальная проработка социальной ответственности, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Из вышеперечисленного можно сделать вывод:

Данная дипломная работа охватывает все аспекты проведения работ (в различной степени углубленности), расчеты подтверждают правильность выбранных материалов и технологию производства работ.

					ЛИКВИДИЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ							
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Целищев Т.В.			Заключение				Лит	Лист	Листов	
Руквод.		Рудаченко А.В.									107	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 3-2БЗД			
Рук. ООП		Брусник О.В.										

--	--	--	--	--

					Список использованных источников	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Список использованных источников

1. СП 36.13330.2010. Актуализированная версия СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы;
2. СТО Газпрома 2-2.3-112-2007 «Методическими указаниями по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами»
3. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
4. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
5. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I, II. (с Изменением № 1);
6. Р Газпром. «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов»;
7. ВСН 417-81 Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительно-монтажных машин и механизмов;
8. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
9. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением № 1)»;
10. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»;
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1)»;

					ЛИКВИДИЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ							
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Целищев Т.В.			Заключение				Лит		Лист	Листов
Руквод.		Рудаченко А.В.									107	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 3-2БЗД			
Рук. ООП		Брусник О.В.										

12. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменением № 1, 2)»;
13. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1)»;
14. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
15. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация»;
16. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением № 1);
17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов(с Изменением № 1)»;
18. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
19. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
20. ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
21. ГОСТ 20522-96 «Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний»;
22. ГОСТ 23118-99 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия»;
23. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;
24. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;
25. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
26. ПБ 03-273-99 «Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

27. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля»;

28. Пособие к СНиП 3.01.01-85 Разработка проектов организации строительства и проектов производства работ для промышленного строительства

29. Правила охраны магистральных трубопроводов с дополнениями, утв. Госгортехнадзором России 22.04.1992 г.;

30. Правила техники безопасности при строительстве стальных магистральных трубопроводов, утв. Миннефтегазстроем 11.08.81г.;

31. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (Изд. 6, 7);

32. Приказ от 25 марта 2014 года N 116 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;

33. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»;

34. РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

35. РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»;

37. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;

38. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

39. СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;

40. СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;

41. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением № 1)»;

42. СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.3.11-85 (с Изменением № 1)»;

43. СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;

44. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция "СНиП 3.02..01-87»;

45. СП 48.13330.2011. «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;

46. СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования»;

47. СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003»;

48. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;

49. СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01.-87»;

50. СП 72.13330.2011 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;

51. СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

					Список использованных источников	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

52. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)))»;

53. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением № 2)»;

54. Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

55. СНиП II-7-81* Приложение Общее сейсмическое районирование территории Российской Федерации ОСР-97;

56. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)))»;

57. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением № 2)»;

58. Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

59. СНиП II-7-81* Приложение Общее сейсмическое районирование территории Российской Федерации ОСР-97

					Список использованных источников	Лист
						112
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			