



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

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы

Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте

УДК 622.691.4-049.32(23.0)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело. Образовательная программа: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ А.В.Шадрина

(подпись)

(дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистра

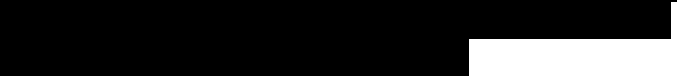
Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Карамзину Владимиру Алексеевичу

Тема работы:

Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2023г. – 37-59/с
Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ существующих методов: изучение и анализ актуальной научной литературы, статей, технических отчетов и существующих методик ремонта газопроводов в горных условиях. 2. Исследование специфических условий: определение и анализ геологических, геоморфологических и климатических факторов горной местности, которые могут влиять на надежность газопровода.

<p>обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>3. Обоснование возможности применения технического решения: изучить конструкцию и провести моделирование трубопровода с предлагаемым для ремонта решением, оценить его эффективность. 4. Оценка и анализ результатов: проанализировать полученные результаты, оценить их в контексте цели и задач исследования. 5. Формулировка рекомендаций: сформулировать практические рекомендации по внедрению разработанных решений и методик в процессе ремонта в горных условиях.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Рисунки и таблицы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна, профессор, д.э.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.</p>
<p>Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p>Айкина Татьяна Юрьевна, доцент, к.ф.н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Разделы на русском языке: реферат, введение, разделы 1-5, заключение.</p>	
<p>Разделы на английском языке: приложение А.</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>06.02.2023г.</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Профессор ОНД</p>	<p>Шадрина Анастасия Викторовна</p>	<p>д.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ11</p>	<p>Карамзин Владимир Алексеевич</p>		



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Период выполнения: (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

выпускная квалификационная работа магистра

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 08.06.2023г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	Обзор литературы	10
28.02.2023	Анализ объекта исследования	10
15.03.2023	Исследования методов ремонта газопроводов	15
21.04.2023	Разработка мероприятий по повышению надежности газопровода	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2023	Социальная ответственность	10
16.05.2023	Раздел на иностранном языке	10
20.05.2023	Заключение	10
27.05.2023	Презентация	5
ИТОГО:		100

Составил руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39.4-078-01
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023 ФЗ «Об охране окружающей среды» ФЗ №7 от 10.01.2002 в ред. от 14.07.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности вырезки «катушки» газопровода с вмятиной
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат установки и обслуживания «катушки», расчет стоимости покупки, монтажа и обслуживания.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	


Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.02.2023г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY  **ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: линейная часть магистрального газопровода Область применения: газопровод Рабочая зона: полевые условия Размеры помещения климатическая зона: скальные грунты, курумы. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: при ремонте используется тяжелые техники, и также оборудования для сварки, вырезки. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: сварочно-монтажные работы, земляные работы, огневые работы</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); Электрический ток; 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 4. Пожаровзрывоопасность объекта <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Физические перегрузки.

3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: токсическое заражение территории природным газом Воздействие на литосферу: загрязнение почвенно-растительного покрова производственными отходами, сейсмические активности Воздействие на гидросферу: загрязнение сточными водами и производственных отходов Воздействие на атмосферу: выбросы природного газа
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: техногенного характера (аварии, инциденты), стихийное бедствие (лесные пожары, паводки) Наиболее типичная ЧС: техногенный характер
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 06.02.2023г.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 129 с., 43 рис., 13 табл., 37 источник, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, дефект, вырезка «катушки», горная местность, устройство фиксирования и центрирования.

Объект исследования: магистральный газопровод "Сила Сибири" Алданского района Республики Саха (Якутия).

Цель работы - заключается в разработке эффективных решений для повышения надежности газопровода, проложенного в горной местности, в процессе его ремонта.

В рамках данной работы было проведено тщательное исследование нового метода ремонта газопроводов, основанного на использовании технологии вырезки катушки с применением устройств фиксирования и центрирования в условиях горной местности. Работа включала в себя изучение особенностей методов ремонта газопроводов в условиях горной местности, определение типичных дефектов, описание процесса ремонта и его спецификации в горных условиях. Был также произведен анализ района исследования с учетом физико-географических и климатических особенностей. С использованием программного комплекса «Ansys Workbench» было определено напряженно-деформированное состояние газопровода на примере магистрального газопровода «Сила Сибири» Алданского района Республики Саха (Якутия), после чего были выбраны рекомендации по улучшению вырезки «катушки».

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте		
					Литера	Лист	Листов
						9	129
Разраб.	Карамзин В.А.				Реферат Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Руководит.	Шадрина А.В.						
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный газопровод - комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят однопоточный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, узлы приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

Капитальный ремонт - представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого трубопровода до проектных характеристик с учётом требований действующих нормативов.

Напряжённо-деформированное состояние (НДС) - совокупность напряжений и деформаций, возникающих при действии на материальное тело внешних нагрузок, температурных полей и других факторов. Совокупность напряжений полностью характеризует напряжённое состояние частицы тела.

Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Вмятина - дефект поверхности, представляющий собой локальное пологое углубление без нарушения сплошности металла элемента трубопровода, который образовался от удара. Вмятина может деформировать стенку с прогибом вовнутрь с утонением или без утонения ее.

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		
					<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						10	129
<i>Разраб.</i>		Карамзин В.А.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
<i>Руководит.</i>		Шадрина А.В.					
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.					

Обозначения и сокращения

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;

ВТД – внутритрубная диагностика;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

Нормативные ссылки

СТО Газпром 2-3.5-454-510 Правила эксплуатации магистральных газопроводов [4];

ГОСТ Р 22.8.01-96 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования [5];

Рекомендации по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах (утв.приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 781) [6];

Р Газпром 2-Х.Х-XXX-2015 Рекомендации организации. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации ОАО «Газпром». Разработка и утверждение плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов [3];

Постановление Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах» [7].

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		11

Содержание

Введение.....	14
Глава 1. Объект исследования	16
1.1. Физико-географическая характеристика	17
1.2. Природно-климатические условия данного района	18
1.3. Характеристика газопровода «Сила Сибири».....	21
1.4. Факторы местности, влияющие на технологию ремонта	23
Вывод к 1 главе.....	24
Глава 2. Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности ..	25
2.1. Анализ существующих методов ремонта газопровода	26
2.2. Обоснование проведения ремонта по устранению дефекта типа вмятины на горном участке магистрального газопровода	34
2.3. Разработка новых технологических решений и методов ремонта.....	37
Вывод ко 2 главе.....	55
Глава 3. Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений.....	56
3.1. Характеристика исследуемого газопровода.....	58
3.2. Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода с вмятиной с помощью программного комплекса «ANSYS Workbench».....	59
3.3. Проведение ремонтных работ методом вырезки катушки с предлагаемым решением.....	64
3.4. Математический метод вычисления напряженно-деформированного состояния газопровода после ремонтных работ	80
3.5. Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода после проведения ремонтных работ с помощью программного комплекса «ANSYS Workbench»	86
Вывод к 3 главе.....	88

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
					Содержание	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
							12	129
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11			
<i>Разраб.</i>		<i>Карамзин В.А.</i>						
<i>Руководит.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	89
4.1. Расчет затрат на укладку газопровода	90
4.2. Расчет экономического эффекта укладки газопровода с установкой фиксирования и центрирования	93
4.3. Оценка экономической эффективности укладки газопровода совместно с установкой фиксирования и центрирования	93
Вывод к 4 главе.....	94
Глава 5. Социальная ответственность.....	95
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
5.2. Производственная безопасность.....	97
5.3. Экологическая безопасность.....	104
5.4. Безопасность при чрезвычайных ситуациях	107
Вывод к 5 главе.....	109
Заключение	110
Список литературных источников	111
Приложение А	113

Введение

Газопроводы являются критическими элементами инфраструктуры, обеспечивающими поставку газа для промышленности, энергетики и бытовых нужд. В контексте горных условий, строители и операторы газопроводов сталкиваются с множеством специфических проблем, связанных с сложными геологическими условиями, сейсмической активностью, экстремальными погодными условиями и труднодоступностью территорий для ремонта и обслуживания.

Эти проблемы могут привести к снижению надежности газопровода, увеличению риска аварий и отказов, что в свою очередь может иметь серьезные экономические и экологические последствия. Поэтому разработка и внедрение новых решений для повышения надежности газопровода при его ремонте в горных условиях является актуальной и важной задачей.

В последние годы наблюдается тенденция к увеличению числа газопроводов, проложенных в горных условиях, в связи с развитием газовой индустрии и открытием новых газовых месторождений в регионах с горной местностью. Поэтому представленная тема является крайне актуальной.

Цель и задачи магистерской диссертации

Цель данной выпускной квалификационной работы магистранта заключается в разработке эффективных решений для повышения надежности газопровода, проложенного в горной местности, в процессе его ремонта.

Для достижения этой цели были поставлены следующие **задачи**:

- Анализ существующих методов:** изучение и анализ актуальной научной литературы, статей, технических отчетов и существующих методик ремонта газопроводов в горных условиях.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте		
					Литера	Лист	Листов
						14	129
Разраб.		Карамзин В.А.			Введение		
Руководит.		Шадрина А.В.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

2. **Исследование специфических условий:** определение и анализ геологических, геоморфологических и климатических факторов горной местности, которые могут влиять на надежность газопровода.
3. **Обоснование возможности применения технического решения:** изучить конструкцию и провести моделирование трубопровода с предлагаемым для ремонта решением, оценить его эффективность.
4. **Оценка и анализ результатов:** проанализировать полученные результаты, оценить их в контексте цели и задач исследования.
5. **Формулировка рекомендаций:** сформулировать практические рекомендации по внедрению разработанных решений и методик в процессе ремонта в горных условиях.

Глава 1. Объект исследования

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



Рисунок 1. Протяженность длины расположения магистрального газопровода

Линейная часть магистрального газопровода на территории Республики Саха(Якутия) «Сила Сибири» расположена на нескольких участках:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте		
					Литера	Лист	Листов
						16	129
Разраб.		Карамзин В.А.			Объект исследования		
Руководит.		Шадрина А.В.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

[REDACTED]

1.1. Физико-географическая характеристика

Учитываемый объект линейно-протяженного трубопровода (магистрального газопровода) расположен на южной стороне РС(Я) в Алданском районе(рис.2.).

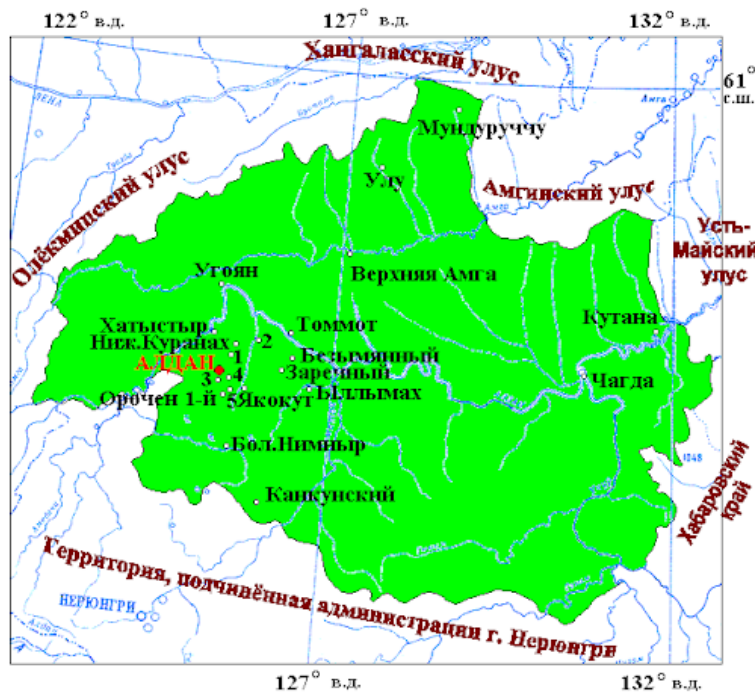


Рисунок 2. Расположение Алданского района, РС(Я)

Для горных вершин характерны каменные россыпи - гольцы. Для межгорных понижений и речных долин характерна заболоченность почв.

Район находится на «Алданском щите». Этот щит сформирован старинными кристаллическими образованиями. Образованиям более трех миллиардов лет. Алданский район насчитывает примерную площадь всей территории -158,8тыс.кв.км. Самая высокая точка в районе расположена на горе у истока реки Гонам и имеет высоту 2264м.

Основные реки региона: Алдан, Амга, Унгра, Гонам, Тимптон, Учур. Перечисленные реки, помимо рек, имеют быстрое течение, много разных порогов и расщелин. Сложность доступности этих рек оценивается по категориям III и IV. Судходная река Алдан находится в расстоянии 1773 км. Как и весь Алданский район, долины рек развиты слабо, а на некоторых участках совершенно необитаемы.

Виды уклонов

Продольный уклон i – крутизна подъема или спуска участка трассы газопровода, характеризующаяся отношением разности отметок h между крайними точками трассы к расстоянию между ними d .

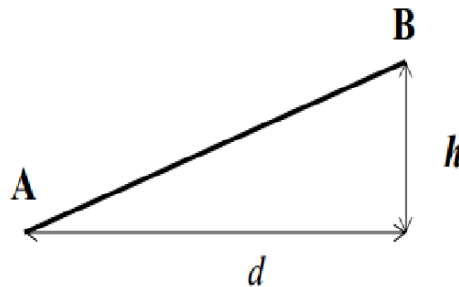


Рисунок 3 – Продольный уклон

Поперечный уклон характеризуется поперечными профилями, как правило, перпендикулярно к оси трассы.

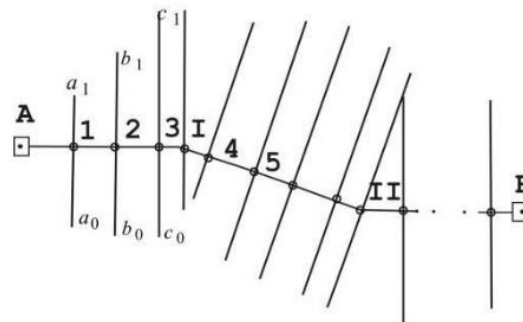


Рисунок 4 – Поперечный уклон

1.2. Природно-климатические условия данного района

Рассматриваемая территория имеет резко континентальный климат: суровая продолжительная зима, длящаяся более шести месяцев, и короткое, относительно теплое лето. Среднегодовая температура составляет $-8,5^{\circ}\text{C}$. Самые низкие температуры наблюдаются в январе $-35,7^{\circ}\text{C}$, самые высокие - в

июле 17,3°C. Абсолютный минимум температуры на протяжении истории составлял -61°C, абсолютный максимум 38°C.

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °С	-4	-1	9,1	18,8	27,8	34,3	36,5	35,2	25,8	16,7	6,1	-0,6	36,5
Средний максимум, °С	-21,3	-17,8	-8,9	1,4	11,0	21,0	23,0	19,5	10,2	-1,9	-14,5	-21,8	0,1
Средняя температура, °С	-25,7	-23	-14,9	-3,9	5,5	14,4	16,9	13,6	5,2	-5,9	-18,8	-25,9	-5,2
Средний минимум, °С	-30,1	-28,1	-21,1	-9,6	0,2	7,6	11,1	8,3	0,9	-9,8	-23	-29,9	-10,3
Абсолютный минимум, °С	-48,7	-46,6	-42	-31,7	-16	-5,9	-0,8	-4,4	-16,1	-30,3	-44,9	-48,3	-48,7
Норма осадков, мм	27,6	25,5	41,5	39,1	76,2	84,0	112,2	111,8	101,0	71,4	41,1	29,2	760,6

Рисунок 5. Климат Алдана

Средняя высота снежного покрова зимой составляет 52см, в самые снежные годы достигает 70-78см. Продолжительность дней, в которые средняя температура выше нуля градусов по Цельсию, составляет 151 день в году. Отопительный период длится в среднем 260 дней.

Месяц	Норма	Месячный минимум	Месячный максимум	Суточный максимум
январь	27.6	5 (2001)	62 (2016)	11 (1988)
февраль	25.5	4 (1945)	69 (2019)	13 (1999)
март	41.5	3 (1937)	80 (1998)	28 (1998)
апрель	39.1	8 (1939)	86 (2021)	26 (1957)
май	76.2	16 (1942)	157 (2017)	46 (1967)
июнь	84.0	5 (2008)	162 (2019)	97 (2020)
июль	112.2	24 (1947)	247 (1992)	64 (2010)
август	111.8	15 (1990)	269 (2006)	68 (1988)
сентябрь	101.0	21 (1955)	291 (2017)	81 (2017)
октябрь	71.4	9 (1944)	154 (2009)	38 (2009)
ноябрь	41.1	8 (1944)	86 (2001)	18 (2006)
декабрь	29.2	11 (1976)	66 (1988)	18 (1938)
год		380 (1947)	1004 (2017)	81 (2017)

Рисунок 6. Осадки

месяц	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	год
число дней	0	0.1	6	27	28	30	31	28	31	26	8	0.4	215
высота (см)	0	0	2	15	33	45	58	68	73	34	2	0	
макс.выс. (см)	0	28	59	54	73	98	95	103	117	127	107	30	127

Рисунок 7. Снежный покров

Среднегодовое количество осадков составляет 379 мм, из которых 307 мм выпадает в теплую половину года (с апреля по октябрь) и 72 мм в холодную половину года.

Средняя относительная влажность составляет около 64% круглый год. Самые засушливые месяцы - апрель и май с относительной влажностью 65%. В зимние месяцы наблюдаются максимальные средние значения влажности - 75-80%. Особенность местности в том, что туман повторяется часто - 102 дня в году.

Кроме того, повторяемость относительно высока. Снежные бури в среднем 16 дней с октября по апрель (максимум 31 день за сезон).

В районе исследований дует северо-западный ветер как в холодный, так и в теплый периоды. В целом скорость ветра невысока - средняя 31 суток. Скорость составляет 1 м/с, а среднемесячная скорость не превышает 1,5 м/с, однако возможны сильные ветры выше 15 м/с, это не более семи дней в году.

Алданское плато обладает суровым и крайне континентальным климатом, характеризующимся холодными зимами с небольшим снегопадом и прохладными краткими летами. Температурные колебания на протяжении года могут достигать 90-100°C. Зима в этом районе холодная и продолжительная, с сильными стабильными морозами, длительностью до 6-7 месяцев.

Типичные температуры в январе при ясной погоде обычно составляют -18°C или -20°C. Зимние осадки здесь минимальны. В холодную погоду над населенными пунктами обычно висит морозный туман. Разнообразный рельеф способствует возникновению инверсии воздуха, образуя обширные зоны холодного воздуха в низменных районах. Зимой территория плато находится в зоне антициклонической погоды, связанной с азиатским максимумом. Это обуславливает холодные условия и суровые морозы на территории.

Лето на Алданском плато прохладнее по сравнению с другими областями на той же широте из-за орографической высоты. Средняя июльская температура здесь составляет +18°C. Летом в горах происходят процессы циклонической активности, что приводит к увеличению количества осадков. За 2-3 летних месяца выпадает половина годовой нормы осадков. За циклонами следует холодный воздух из Арктики, который может вызвать заморозки. Очаги пермасфроста не успевают оттаять за теплые месяцы. Заморозки сохраняются благодаря малоснежным зимам и холодной погоде, что является особенностью резко континентального типа климата.

					Объект исследования	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

1.3. Характеристика газопровода «Сила Сибири»

Основные характеристики:

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out information]

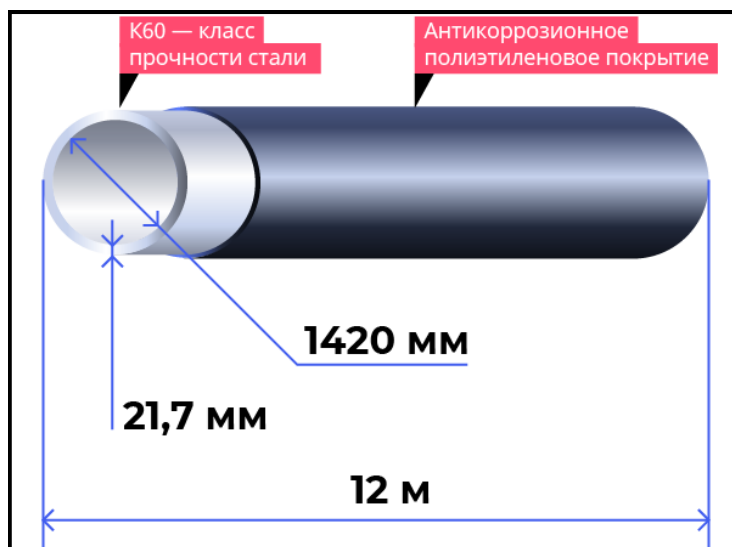


Рисунок 8. Характеристика основного газопровода проложенного по «Силе Сибири»

[Redacted text block]



Рисунок 9. Станция катодной защиты



Рисунок 10. Крановые узлы

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Объект исследования

Лист

22

1.4. Факторы местности, влияющие на технологию ремонта

Горная местность представляет собой ряд уникальных вызовов для ремонта и обслуживания газопроводов. Вот некоторые ключевые факторы, которые могут влиять на эти процессы:

Склоны и перепады высот: строительство или ремонт газопровода на склоне горы или в условиях большого перепада высот требует особой осторожности. Это может включать в себя дополнительные меры безопасности, такие как укрепление склонов, чтобы предотвратить обвалы.

Нестабильный грунт: Горные местности могут иметь нестабильный грунт, что может создавать риск обрушения или смещения грунта. Это может потребовать дополнительной подготовки места и использования специальных технологий при ремонте газопровода.

Труднодоступность территории: горные области могут быть труднодоступными для транспорта и оборудования, что может усложнить проведение работ по ремонту и обслуживанию. Это может потребовать использования специализированных средств транспорта или методов доставки, таких как вертолеты или горные дороги.

Погодные условия: Горные области могут характеризоваться суровыми погодными условиями, включая сильные ветра, снег и мороз, которые могут затруднить работы по ремонту и обслуживанию. Это может потребовать использования специального оборудования или методов работы для обеспечения безопасности и эффективности.

Экологические ограничения: Горные области могут содержать уникальные или уязвимые экосистемы, которые требуют особой осторожности при проведении работ. Это может включать в себя ограничения на типы допустимых работ, требования к охране окружающей среды и потребность в экологическом мониторинге.

Сложность конструкции газопровода: В горной местности газопроводы часто проектируются и строятся с учетом специфических условий, что может усложнить их ремонт и обслуживание. Это может включать в себя различные

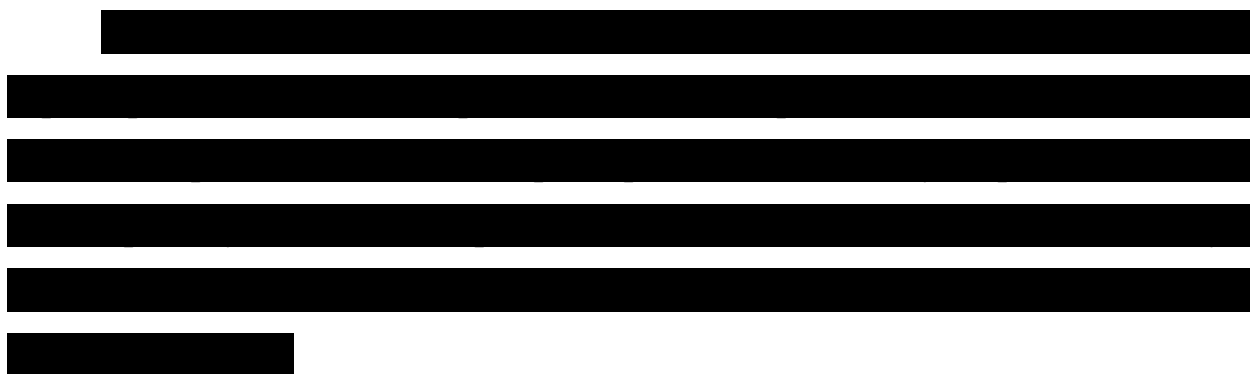
					Объект исследования	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

конфигурации трубопровода, использование специальных материалов или технологий и т.д.

Подводя итог, горные условия могут значительно влиять на технологии ремонта и обслуживания газопроводов.

Вывод к 1 главе

В 1 главе мы подробно рассмотрели газопровод «Сила Сибири». Этот газопровод является одним из ключевых элементов энергетической инфраструктуры России и Китая, обеспечивающим стабильное снабжение природным газом.



Рабочее давление в газопроводе поддерживается на должном уровне благодаря наличию девяти компрессорных станций, расположенных вдоль всей его длины. Эти станции позволяют эффективно контролировать давление газа и обеспечивать его стабильную передачу.

И также рассмотрели основные факторы местности, влияющие на технологию ремонта и обслуживания газопровода.

Глава 2. Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности

Методы ремонта дефектных участков газопровода

Прежде чем наступили последние изменения, существовали различные методы ремонта для газопроводов, которые были в аварийном состоянии, изношены или находились на грани поломки. Среди таких методов были:

- Операции шлифовки;
- Заваривание;
- Удаление и замена дефектного участка (это могло включать замену "катушки" или замену определенного участка);
- Применение ремонтной структуры, такой как муфты или патрубки.

Методы постоянного ремонта направлены на восстановление дефектного участка газопровода до уровня бездефектного участка, что обеспечивает его надежную работу на протяжении всего периода эксплуатации. Эти методы и ремонтные конструкции, предназначенные для постоянного ремонта (применимые к определенным типам дефектов), включают в себя шлифовку, заварку, вырезку, использование композитной муфты, обжимной приварной муфты, галтельной муфты, удлиненной галтельной муфты для ремонта гофр, а также патрубка с эллиптическим днищем.

С другой стороны, временные ремонтные конструкции используются только на ограниченный период времени, и их установка в рамках регулярного плана ремонта запрещена. К таким конструкциям относятся не обжимная приварная муфта и муфта с коническими переходами. Эти типы муфт могут использоваться для аварийного ремонта, но затем они должны быть заменены в течение одного календарного месяца. При ремонте гофр они могут использо-

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте		
					Литера	Лист	Листов
						25	129
Разраб.		Карамзин В.А.			Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности		
Руководит.		Шадрина А.В.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

ваться на срок не более одного года, после чего обязательно следует заменить их на постоянные методы ремонта.

Допускается использование ранее установленных муфт с коническими переходами, не обжимных приварных муфт на протяжении срока, который определяется по специальной таблице, основываясь на отношении допустимого рабочего давления в зоне дефекта к проектному давлению газопровода.

2.1. Анализ существующих методов ремонта газопровода

Шлифовка

Процесс шлифовки применяется при ремонте секций трубопроводов, имеющих повреждения, проникающие на глубину до 20% от общей толщины стенки трубы. Такие дефекты могут быть связаны с потерей металла (например, коррозия, царапины), расслоениями, проникающими на поверхность, мелкими трещинами, а также специфическими повреждениями сварного шва, такими как чешуйчатость или поры, видимые на поверхности.

Также шлифовка может быть применена при ремонте дополнительных дефектов во вмятинах – например, царапин, потерь металла, трещин и расслоений, прорывающихся на поверхность.

Цель шлифовки заключается в том, чтобы удалить металл и восстановить гладкую форму поверхности, а также снизить концентрацию напряжений. Максимальное давление в трубе во время выборочного ремонта методом шлифовки не должно превышать 2,5 МПа. После шлифовки область, подвергшаяся ремонту, следует проверить визуально или с использованием методов магнитопорошковой дефектоскопии или цветной дефектоскопии.

После завершения процесса шлифовки следует провести проверку оставшейся толщины стенки трубы с использованием ультразвукового метода измерения толщины. Остаточная толщина стенки не должна быть меньше 80% от общей толщины стенки. Если остаточная толщина оказывается меньше 80% от общей толщины стенки трубы, это может стать причиной для дальнейших мер.

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Метод шлифовки является одним из подходов к ремонту газопроводов, особенно при наличии поверхностных дефектов, таких как коррозия, трещины или вмятины. Вот некоторые преимущества и недостатки этого метода:

Плюсы метода шлифовки:

- *Эффективность для поверхностных дефектов:* шлифовка может быть очень эффективной для устранения поверхностных дефектов, таких как коррозия или небольшие трещины.
- *Сохранение материала газопровода:* в отличие от метода вырезки катушки, при шлифовке не требуется замена сегментов газопровода. Это может быть более экономичным и менее ресурсоемким вариантом.
- *Быстрота исполнения:* шлифовка часто может быть выполнена быстрее, чем более сложные методы ремонта.

Минусы метода шлифовки:

- *Ограниченность применения:* шлифовка наиболее эффективна для поверхностных дефектов. Если дефекты глубокие или распространены внутри стенки газопровода, шлифовка может быть недостаточной.
- *Риск ослабления стенки газопровода:* шлифовка удаляет материал из стенки газопровода. Если шлифовка выполняется неправильно или если требуется удалить большое количество материала, это может ослабить стенку газопровода, увеличивая риск повреждений в будущем.
- *Временное решение:* шлифовка может быть только временным решением, особенно если проблема, вызвавшая дефект (например, коррозия), не устранена.

В заключение, выбор метода ремонта газопровода во многом зависит от конкретной ситуации, включая тип и масштаб повреждения, доступные ресурсы и другие факторы.

Заваривание дефектов

Для устранения дефектов в теле трубы, таких как "потеря металла" (из-за коррозии, царапин) с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм, а также аномалий поперечного сварного шва (поры, видимые на поверхности, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах, можно использовать метод заварки.

Заварка признается допустимым ремонтным методом, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают определенных предельных значений. Необходимо обеспечить, чтобы расстояние между ближайшими дефектами было не меньше четырех раз номинальной толщины стенки трубы ($4t$). Кроме того, расстояние от дефектов, подлежащих заварке, до сварных швов, включая спиральные, также должно быть не меньше $4t$.

Подготовка и выполнение сварочных работ по заварке дефектов как на теле трубы, так и на поперечных сварных швах должны строго соответствовать установленным нормам и требованиям.

После проведения сварочных работ, наплавленный металл должен быть подвергнут визуальному и магнитопорошковому контролю для выявления внешних дефектов, а также ультразвуковому контролю для обнаружения внутренних дефектов. Все результаты контроля должны быть оформлены и представлены в виде официальных заключений.

Метод заварки часто используется при ремонте газопроводов, когда на поверхности обнаруживаются дефекты. Вот некоторые преимущества и недостатки этого подхода:

Плюсы метода заварки:

- *Эффективность для больших дефектов:* заварка может быть очень эффективной для ремонта больших дефектов, которые не могут быть исправлены методами шлифовки или полировки.

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

- *Прочность и долговечность ремонта:* заварка может создать очень прочные и долговечные ремонтные соединения, что особенно важно для газопроводов под высоким давлением.
- *Возможность ремонта сложных дефектов:* заварка может быть использована для ремонта сложных или уникальных дефектов, которые трудно исправить другими методами.

Минусы метода заварки:

- *Необходимость в высококвалифицированных специалистах:* заварка требует определенных навыков и опыта, и неправильная заварка может привести к ухудшению состояния газопровода.
- *Возможность породить новые дефекты:* если заварка выполняется некорректно, она может породить новые дефекты, такие как трещины от напряжения или коррозия в зоне заварки.
- *Сложности с контролем качества:* контроль качества заварки может быть сложным и часто требует использования специализированных инструментов и техник неразрушающего контроля.

Как и в случае с любым методом ремонта, выбор заварки зависит от множества факторов, включая характер дефекта, условия окружающей среды и доступность квалифицированных специалистов.

Вырезка дефектов

В случае использования этого метода ремонта, секция или участок газопровода с дефектом (также известный как "катушка") должны быть исключены из системы и заменены на бездефектную "катушку". Использование метода вырезки дефектов становится обязательным при обнаружении недопустимого сужения диаметра газопровода, невозможности достичь необходимой степени восстановления при помощи муфт (например, при наличии протяженной трещины, глубокой вмятины с трещиной или коррозии) или при наличии более двух муфт на одной секции.

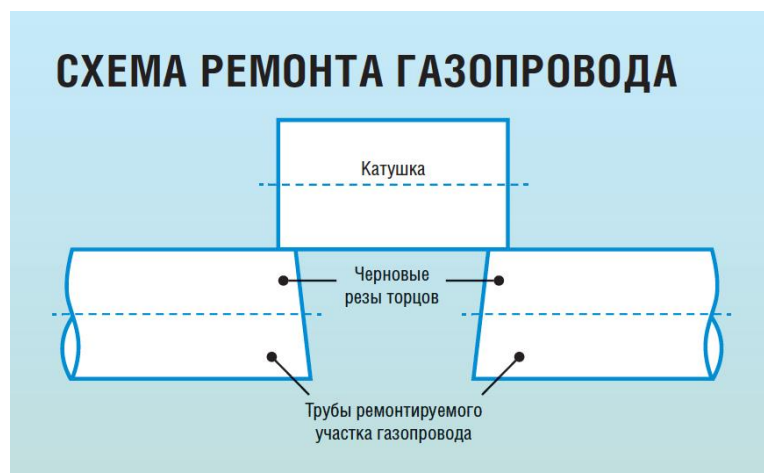


Рисунок 11. Схема ремонта газопровода

Определение порядка организации и проведения работ по вырезке и врезке "катушек", а также требований к вставляемым "катушкам", происходит в соответствии с СТО Газпром 14-2005. Огневые работы на линейной части газопровода включают четыре ключевых этапа:

- Вырезка технологических отверстий (ТО), люков и установка УГО;
- Разделение газопровода под давлением газа или после освобождения ремонтного участка от газа;
- Сварочно-монтажные работы;
- Заварка технологических отверстий.

Для определения толщины стенки трубы проводится ультразвуковой контроль в местах вырезки ТО и на расстоянии не менее 100мм от контура предполагаемого отверстия.

Прежде чем начать огневые процедуры, необходимо определить план вырезки и уплотнения технологических отверстий (ТО). Такие отверстия должны иметь эллиптическую форму и быть размещены в верхней четвертине газопровода с отклонением от верхней оси трубы на ± 200 . Размеры отверстий должны быть ограничены 250×350мм, но не менее 100×150мм. Само расположение отверстий должно быть не ближе чем 250мм к продольному и 500мм к кольцевому шву. Используемое оборудование для создания технологических отверстий и черновой катушки — воздушно-плазменный резак ДС120П.33, который работает при давлении газа в газопроводе от 100 до

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

500Па (10-50мм водяного столба) и предполагает стабилизацию давления газа после его стравливания.

Когда происходит вырезка ТО и черновыерезы, важно тушить пламя вспыхивающего газа войлочной тканью или асбестовым материалом. Кроме того, при движении резака, след реза нужно обрабатывать мокрой мятой или бентонитовой глиной.

Метод вырезки катушки используется для ремонта газопроводов, когда дефекты достаточно серьезны, чтобы потребовать замены участка трубы. Ниже приведены преимущества и недостатки этого метода:

Плюсы метода вырезки катушки:

- *Эффективность:* этот метод может быть очень эффективным для ремонта серьезных дефектов, которые не могут быть исправлены другими методами, такими как шлифовка или заварка.
- *Долговечность:* замена участка трубы обеспечивает долговечность ремонта, особенно если старый участок трубы был сильно поврежден или подвергся коррозии.
- *Надежность:* так как заменяется весь участок трубы, риск дальнейших повреждений или утечек на этом участке снижается.

Минусы метода вырезки катушки:

- *Высокие затраты:* замена участка трубы может быть дорогостоящей, особенно если участок газопровода находится в труднодоступном месте.
- *Продолжительность процесса:* этот метод может потребовать значительного времени на выключение газопровода, вырезку старого участка и установку нового.
- *Необходимость в специальном оборудовании и квалифицированных специалистах:* процесс замены участка трубы требует специального оборудования и высококвалифицированных специалистов.

В общем, выбор метода вырезки катушки зависит от множества факторов, включая степень повреждения трубы, ее местоположение, доступность оборудования и специалистов, а также бюджет на ремонт.

Применение ремонтной структуры, такой как муфты или патрубки

Муфты, которые предназначены для использования, обязаны быть изготовлены в промышленных условиях, соблюдая всю утвержденную техническую документацию, конструкторские чертежи и технологическую карту. Они должны иметь метку идентификации, паспорт изделия и сертификаты на используемые материалы. Использование муфт или других ремонтных элементов, изготовленных в полевых условиях, строго запрещено.

Муфты должны быть созданы либо из листовых материалов, либо из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, которые обычно используются при строительстве магистральных газопроводов. Материалы, которые используются для создания муфт, включают низколегированные стали такие как 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или их аналоги. Толщина стенки муфты и ее компонентов, при сравнимой прочности металла трубы и муфты, не должна быть меньше толщины стенки исправляемой трубы. Однако, толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20% (допускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все компоненты муфты должны иметь одинаковую толщину.

Дефекты, такие как трещины, вмятины, задиры и царапины на поверхности муфт, недопустимы. Установка муфт должна проводиться в соответствии с заданными требованиями, а также технологическими правилами ремонта трубопроводов с использованием ремонтных конструкций.

Для того, чтобы определить подходящую ремонтную конструкцию, необходимо выяснить тип и реальные параметры дефекта, составив акт дефектоскопического контроля.

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

В областях, где муфта и ее части привариваются к газопроводной трубе, критически важно осуществить контроль за отсутствием повреждений на стенках трубы. Если обнаруживаются дефекты в стенке трубы, то приварка муфты в этом месте категорически исключается.

Установка композитной муфты происходит с использованием специализированной композитно-муфтовой технологии. Используемые композитные материалы должны проходить тестирование и быть официально утверждены для применения. Не приемлемо поднимать или опускать газопровод во время процесса монтажа муфт.

Максимальное давление, которое может выдерживать газопровод во время установки приварных ремонтных муфт, строго ограничено уровнем в 2,5МПа.

Все сварные соединения муфты должны подвергаться 100% визуальной и рентгеновской проверке при изготовлении. Когда муфта устанавливается на трубу, все сварные швы монтажа, а также близлежащие к ним зоны поверхности основного металла, должны подлежать соответствующему контролю согласно установленным требованиям.

Метод установки ремонтных муфт используется для ремонта газопроводов, когда дефекты могут быть успешно устранены без полной замены участка трубы. Ниже приведены преимущества и недостатки этого метода:

Плюсы метода установки ремонтных муфт:

- *Быстрота ремонта:* этот метод может быть выполнен быстрее, чем полная замена участка трубы, что может минимизировать простой в работе газопровода.
- *Меньшие затраты:* установка ремонтной муфты обычно стоит меньше, чем полная замена участка трубы.
- *Возможность ремонта без полного останова газопровода:* в некоторых случаях, установка ремонтной муфты может быть

выполнена без полного прекращения подачи газа, что может быть предпочтительным в некоторых ситуациях.

Минусы метода установки ремонтных муфт:

- *Не подходит для всех видов дефектов:* ремонтные муфты могут быть неэффективными для устранения некоторых видов дефектов, таких как большие вмятины или трещины.
- *Временное решение:* в некоторых случаях, ремонтная муфта может служить лишь временным решением, и в долгосрочной перспективе может потребоваться замена участка трубы.
- *Надежность:* в зависимости от качества муфты и уровня профессионализма установки, ремонтная муфта может быть менее надежной, чем полная замена участка трубы.

В целом, метод установки ремонтных муфт может быть эффективным решением для многих ситуаций ремонта газопровода, но выбор конкретного метода всегда зависит от конкретных обстоятельств и требований.

2.2. Обоснование проведения ремонта по устранению дефекта типа вмятины на горном участке магистрального газопровода

В соответствии с Планом проведения внутритрубной диагностики трубопроводов технологического газа КС и ДКС, утвержденным Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа "Газпром трансгаз Томск" на соответствующий календарный год. Осуществляется контроль за проведением ВТД и приемку выполненных работ. Было выявлено возможная причина была в процессе монтажа, укладки, либо засыпали грунт с большим спальником (не проектный грунт).

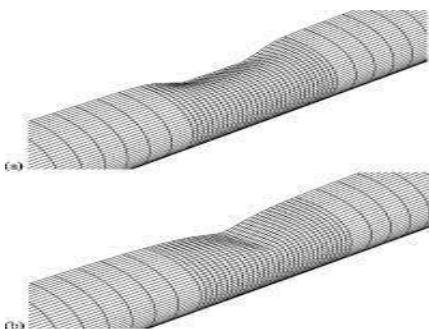


Рисунок 12. Дефект типа вмятины

					Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Диагностические исследования газопровода с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) выявили присутствие на трубе недопустимых изъянов геометрии вмятины, что вызвало необходимость починки линейной части газопровода.

Монтажные работы включают в себя не только установку и соединение трубопровода, но и засыпку траншеи, где он укладывается. Если этот процесс выполнен неправильно, это может привести к серьезным последствиям, включая образование вмятин на газопроводе.

Вот подробное описание процесса и возможных проблем:

В первую очередь, когда речь идет о засыпке траншеи, очень важно использовать правильный грунт. Он должен быть свободным от крупных камней и других загрязнений, которые могут повредить трубу. Если вместо проектного грунта используется грунт с большими включениями, это может вызвать неправильное распределение нагрузки на трубу, приводя к образованию вмятин и других повреждений.

Одной из основных проблем, которые могут возникнуть при использовании неправильного грунта, является образование так называемых "спальников". Это происходит, когда крупные камни или другие твердые материалы, присутствующие в грунте, оказываются непосредственно под трубопроводом или на его пути. Под действием веса трубопровода и транспортируемого газа эти "спальники" могут вызвать деформацию трубы, приводящую к образованию вмятин.

Термин "спальник" в контексте строительства и монтажа газопроводов обычно используется для обозначения камней или других твердых предметов, которые оказываются под трубопроводом в процессе засыпки траншеи.

Вмятина в газопроводе не только снижает его пропускную способность, но и может привести к развитию трещин и, в конечном итоге, к утечкам газа. Это создает потенциальную опасность для окружающей среды и может привести к дорогостоящим ремонтным работам.

В связи с этим, очень важно при монтажных работах строго следовать проекту и использовать только те материалы и методы, которые рекомендованы в проектной документации. Если это не происходит, результатом могут быть серьезные проблемы, включая образование вмятин на газопроводе.

Метод вырезки катушки включает в себя вырезку сегмента газопровода, который затем заменяется новым сегментом. Этот метод часто выбирают при ремонте газопроводов, поскольку он обеспечивает возможность полного восстановления функциональности газопровода.

При вмятине газопровода метод вырезки катушки целесообразен по следующим причинам:

- **Надежность:** метод вырезки катушки позволяет полностью устранить поврежденный сегмент газопровода, заменив его на новый. Это обеспечивает надежность ремонта, поскольку новый сегмент газопровода не имеет предыдущих повреждений.
- **Эффективность:** при использовании метода вырезки катушки работники могут точно заменить только тот сегмент газопровода, который был поврежден. Это делает этот метод ремонта более эффективным, поскольку минимизируются лишние работы и материалы.
- **Безопасность:** при вмятине газопровода существует риск, что структура газопровода могла быть подорвана. Метод вырезки катушки обеспечивает замену поврежденного сегмента, что уменьшает риск дальнейших проблем с безопасностью.
- **Долговечность:** в отличие от некоторых других методов ремонта, метод вырезки катушки обеспечивает более долговечное решение, поскольку новый сегмент газопровода будет служить так же долго, как и остальные части газопровода.

В целом, выбор метода вырезки катушки для ремонта вмятин в газопроводе может обеспечить надежное, эффективное и безопасное решение, которое обеспечит долговечность газопровода.

Рассматриваемый участок «Силы Сибири» в Алданском районе Республики Саха (Якутия) на 764км 594м с обнаруженным внутритрубной диагностикой дефекта типа вмятины, целесообразно использовать именно данный метод ремонта газопровода.

2.3. Разработка новых технологических решений и методов ремонта

В рамках магистерской диссертации был рассмотрен и проанализирован новый метод ремонтных работ – вырезка катушки. Этот метод основан на использовании патентованных технологий [1].

Метод фиксации и центрирования является ключевым элементом в процессе вырезки катушки на газопроводах, особенно в сложных географических условиях, таких как горная местность. Этот метод обеспечивает стабильное положение трубопровода во время проведения ремонтных работ, включая вырезку дефектного участка и последующую сварку.

Установка устройства фиксации и центрирования обеспечивает два основных функциональных преимущества. Во-первых, оно фиксирует трубопровод во время работы, что предотвращает его движение или смещение, что может существенно затруднить процесс ремонта. Во-вторых, оно выполняет функцию центрирования концов трубопровода после вырезки дефектного участка, что обеспечивает точное соединение нового и старого участка трубопровода.

Эффективность этого метода подтверждается его способностью устранять до 95% всех возможных сколов и смещений трубопровода при проведении ремонтных работ. Это не только улучшает качество сварочно-монтажных работ, но и значительно увеличивает безопасность работников,

особенно в условиях горной местности, где возможны дополнительные риски связанные с нестабильностью поверхности и трудностью доступа.

Таким образом, метод фиксации и центрирования представляет собой важный инструмент в арсенале методов ремонта газопроводов, обеспечивающий высокую точность и безопасность работ, и позволяющий улучшить качество и продолжительность жизни отремонтированных участков трубопровода.

Применение метода фиксации и центрирования особенно важно в горных условиях из-за нескольких ключевых факторов:

- ***Нестабильность поверхности:*** Горная местность обычно характеризуется неровной и часто нестабильной поверхностью. Это может вызывать перемещение или смещение трубопровода в процессе ремонтных работ, что может привести к некачественной сварке и, в конечном итоге, к необходимости дополнительного ремонта. Устройства фиксации и центрирования помогают удерживать трубу в правильном положении в течение всего процесса.
- ***Сложность доступа:*** Горные условия могут создавать проблемы с доступом к месту ремонта. Это может затруднить проведение работ и увеличивать вероятность ошибок. Устройства фиксации и центрирования облегчают эту задачу, обеспечивая стабильность трубопровода и упрощая процесс работы.
- ***Безопасность работников:*** Работа в горных условиях представляет дополнительные риски для безопасности работников. Применение устройств фиксации и центрирования не только обеспечивает более качественный ремонт, но и улучшает безопасность работников, уменьшая вероятность аварий и травм.

В целом, использование метода фиксации и центрирования в горных условиях является целесообразным и эффективным решением, которое

позволяет обеспечить качественный ремонт газопроводов и обеспечивает безопасность рабочих.

Данное изобретение предлагает методику ремонта больших нефтяных и газовых трубопроводов путем замены поврежденных сегментов. Ремонтный процесс включает в себя определение и изолирование дефектного участка, его раскопку, фиксацию трубопровода специализированными устройствами, вырезание и замену. После раскопки участка проводятся геодезические замеры его горизонтального и вертикального положения в ремонтной яме. Используя аппроксимацию этих замеров полиномом четвертой степени, вычисляются коэффициенты полинома.

Данные об этих коэффициентах, а также информация о материале стенки трубы, ее длине, внешних и внутренних диаметрах, длинах обеих сторон участка трубопровода по обеим сторонам места разрезания, количестве используемых устройств для фиксации и центровки, и горизонтальных координатах мест их установки, используются для определения сил реакций, которые происходят в силовых цилиндрах при резком перемещении концов трубопровода. Далее, оцениваются значения максимальных напряжений, которые могут возникнуть в стенке трубы при центрировании ее концов.

Если реакционные силы в силовых цилиндрах и максимальные напряжения в стенке трубы превышают допустимые пределы, срабатывает система предупреждения. Затем проводятся дополнительные раскопки и геодезические замеры участка. Устройства для фиксации и центровки устанавливаются по обе стороны от каждого места разрезания трубы, на расстоянии не менее полуметра. Данный метод обеспечивает безопасность ремонтного процесса за счет фиксации положения концов трубы перед ее разрезанием и центрирования перед сваркой нового участка. 18 рисунке, 3 таблицы.

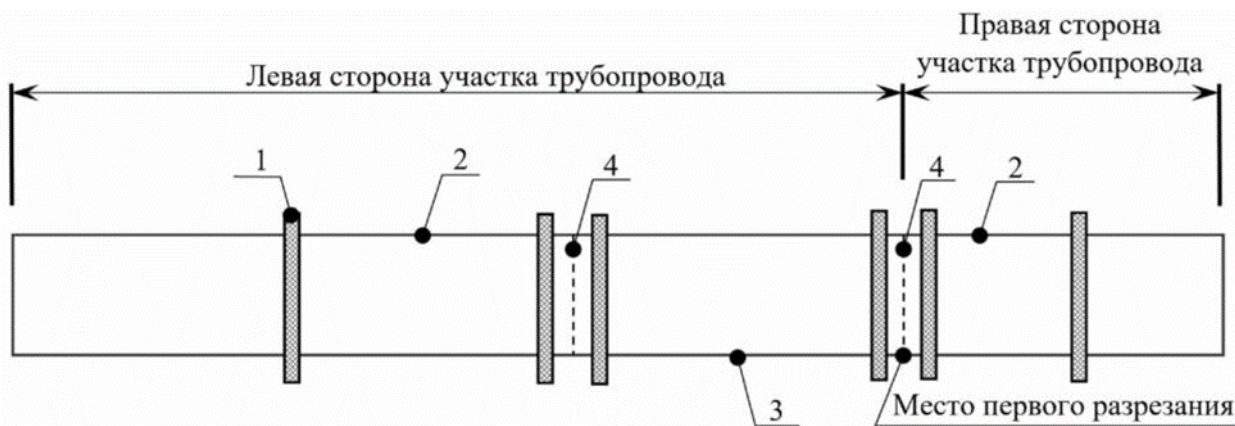


Рисунок 13. Схема разрезания трубопровода и расстановки устройств фиксации и центрирования;

- 1 - устройство фиксации и центрирования концов трубопровода;
- 2 - трубопровод;
- 3 - вырезаемый участок трубопровода;
- 4 - место разрезания трубопровода;
- 5 - машинка для резки труб;
- 6 - силовой цилиндр.

Имеется в виду метод замены поврежденного участка трубопровода (патент RU-№2690997, опубликован 07.06.2019г.), который включает в себя процедуры определения дефектного участка, оценки напряженного состояния и деформации этого участка, его удаления, центровки труб, разметки, а также установки и сварки ремонтной "спирали" с трубами трубопровода. Этот метод отличается тем, что в процессе оценки напряженно-деформированного состояния дефектного участка определяется тип его эластической деформации, и на этом участке делают следующие продольные разрезы: при сжимающей деформации - продольные разрезы, относительно продольной оси трубопровода, при растягивающей и/или крутящей деформации - разрезы в форме спиралей относительно продольной оси трубопровода, при изгибающей деформации - поперечные разрезы с той стороны, где действуют растягивающие напряжения. Указанные разрезы делают до полного снятия напряжений в дефектном участке.

Однако у этого метода есть свои недостатки. Особенно проблематичным является то, что при высоких значениях напряжения, освобождение эластической деформации может происходить очень быстро, что может ухудшить безопасность рабочего процесса и даже привести к

поломке режущего оборудования. Более того, необходимость создания большого количества разрезов в стенке трубопровода значительно увеличивает время, необходимое для выполнения ремонтных работ.

В литературе описан метод ремонта трубопроводов (патент RU-№2610798, публикация от 15.02.2017г.), который включает в себя процесс сварки "спирали" из труб. Особенностью этого подхода является то, что перед процедурой удаления дефектного участка, трубопровод стабилизируют посредством как минимум одного устройства фиксации, размещенного не ближе, чем 100 мм от края удаляемого элемента. Затем регистрируют силу удержания трубопровода, которая возникает в устройстве фиксации, до и/или после вырезки, и в случае приближения к критическим уровням напряжений в материале трубопровода, производят предупреждение персонала через соответствующий сигнал управляющей системы или автоматически ограничивают нагрузку.

Тем не менее, данный метод имеет свои слабости. Главная из них заключается в том, что устройство фиксации устанавливается на трубопровод без предварительного анализа потенциальных нагрузок, которые могут воздействовать на фиксирующие устройства при резком перемещении концов трубопровода в процессе его разрезания. Это при высоких значениях изгибных напряжений может вызвать повреждение этих устройств.

Имеется описание метода восстановления потенциально опасного сегмента газопровода (патент RU-№2686133, публикация от 24.04.2019г.). Этот метод предусматривает оценку напряженно-деформированного состояния участка с последующим ремонтом. Уникальной чертой этого подхода является использование средств внутренней диагностики для определения на наземном переходе расчетной точки с наименьшим радиусом изгиба. Затем происходит разрезка наземного перехода в этой расчетной точке, измерение углов отклонения отрезанных концов трубопровода при помощи геодезических инструментов и определение возникшего пересечения осей. Назначенный угол пересечения осей определяется как угол отвода

					Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		41

холодного изгиба, а затем осуществляется симметричное вставление отвода холодного изгиба, тем самым обеспечивая стандартные изгибные напряжения для наземного перехода магистрального газопровода без косых соединений.

Однако, у этого метода есть недостатки. Он полагается на данные внутренней диагностики для определения точки с наименьшим радиусом упругого изгиба на участке трубопровода. Это является проблемой, поскольку внутренняя диагностика не всегда возможна на всех сегментах магистрального трубопровода из-за их потенциальной непроходимости для внутритрубного диагностического устройства. Кроме того, выбор сечения с минимальным радиусом упругого изгиба на ремонтируемом участке для разрезания трубопровода не гарантирует устранения резкого смещения концов трубопровода во время его резки.

Метод ремонта прямолинейного сегмента трубопровода на недостаточно стабильных почвах, известный из заявки на изобретение RU-№2010113955, опубликованной 20.10.2011г., подразумевает следующий процесс: локализация неисправного сегмента, его вскрытие, замена дефективного участка, выравнивание краев и центрирование нового сегмента с соседними частями трубопровода. Это достигается путем подъема и опускания концов трубы с использованием гидроцилиндров, установленных на перекладинах, которые соединяют, по крайней мере, две пары винтовых свай. Свай расположены с обеих сторон заменяемого сегмента на краях трубопровода и углублены в минеральный слой почвы на дне котлована.

Тем не менее, этот метод имеет свои недостатки. Он не предусматривает предварительную оценку напряжений, которые могут возникнуть в стенке трубопровода при центрировании его концов с помощью гидроцилиндров в местах их установки. Более того, процесс центрирования концов трубопровода осуществляется путем поднятия и опускания без горизонтального перемещения.

Метод удаления сегмента трубопровода, описанный в патенте RU-№2529972, опубликованном 10.10.2014г., включает в себя установку шунтирующих перемычек на трубопроводе. Эти перемычки представляют собой медные кабели с площадью сечения не менее 16 мм², которые связывают между собой части трубопровода, не подлежащие удалению, а также с удаляемым сегментом. На концах удаляемого сегмента устанавливаются машины для безогневой резки труб, оборудованные заземлением. Процесс резки трубопровода проводится одновременно со всех сторон с помощью этих машин при скорости вращения режущих инструментов не более 60 оборотов в минуту и при радиальном перемещении режущих инструментов со скоростью не более 30мм в минуту. Во время процесса резки в образованные разрезы вбиваются клинья из искробезопасного материала с шагом каждые 250-300мм, а удаляемый сегмент трубопровода поддерживается при помощи грузоподъемного оборудования.

Однако, этот метод имеет недостаток. Вбивание клиньев в образованные разрезы после их создания приводит к освобождению упругих деформаций и, как следствие, к защемлению удаляемого дефектного сегмента между торцами левой и правой частей трубопровода относительно дефектного участка. Это требует значительных трудозатрат при последующем демонтаже удаляемого дефектного участка.

Есть процедура ремонта потенциально рискованного сегмента трубопровода, у которого радиус изгиба выходит за нормативные пределы (патент RU-№2740329, опубликован 13.01.2021г.). Этот процесс включает анализ напряженно-деформированного состояния на основе данных геодезического позиционирования, а также математическую обработку полученной информации. Используя полиномы для выражения данных геодезического позиционирования, вычисляются радиусы изгиба на каждом трехточечном участке вдоль всего открытого сегмента, выявляя таким образом точку с наименьшим радиусом изгиба. Если радиус изгиба в любой точке оказывается меньше 1000D, процесс вскрытия сегмента продолжается с

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

дополнительным геодезическим позиционированием каждые 2 метра и последующей математической обработкой, пока радиус изгиба в заземленной точке не достигнет или не превысит $1000D$. После этого повторно определяется точка с наименьшим радиусом изгиба, где производится резка, а затем и ремонт.

Несмотря на все, метод имеет свои недостатки. Разрезание трубопровода происходит без предварительного закрепления положения его концов в пространстве относительно места резки. Такой подход может привести к резкому смещению концов трубы после резки, даже если разрезание осуществляется в сечении с наименьшим радиусом изгиба на ремонтируемом участке. Это может привести к повреждению режущего оборудования.

Есть утвержденный метод ремонта поврежденных секций трубопровода в траншеи (патент RU-№2708758, опубликован 11.12.2019г.), Этот метод включает определение дефектной секции, ее вскрытие, вырезание и замену, причем он уникален тем, что перед вырезанием дефектной секции проводят оценку критического напряженно-деформированного состояния и оценивают риск "выстрела". В случае его наличия, дефектная секция фиксируется устройствами, которые позволяют корректировку в горизонтальном и вертикальном направлениях. После вырезки дефектной секции осуществляется центровка с использованием центрирующих устройств, состоящих из четырех или более винтовых анкеров для надежной фиксации в грунте, двух или более полузахватов с замковыми устройствами и механизмов для горизонтальной и вертикальной регулировки концов труб. Установка и демонтаж, а также перевозка фиксирующих устройств до места установки трубопровода производится с помощью манипуляторов, размещенных на транспортном средстве – на шасси.

Однако этот метод имеет некоторые недостатки. Он проводит ремонт трубопровода без предварительной оценки силовых реакций, которые могут возникнуть в силовых цилиндрах фиксирующих устройств при резком

					Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		44

перемещении концов трубопровода, что при достаточно высоких значениях может привести к их поломке. Кроме того, центрирование происходит без предварительного определения напряжений, которые могут возникнуть в стенке трубопровода, что может вызвать его пластическую деформацию или разрушение. Дополнительно, устройства устанавливаются на краях вырезаемой секции, а не прямо на ней, что из-за расстояния между устройством и местом первого разреза трубопровода, обусловленного длиной вырезаемого участка, которая в среднем составляет 4-5 метров, приводит к резкому смещению концов трубопровода, хотя бы из-за нагрузки от собственного веса трубы. При этом степень резкого смещения увеличивается с увеличением длины вырезаемого участка.

Основным достижением этого технического подхода является создание процедуры ремонта магистрального трубопровода, которая минимизирует резкое смещение концов трубопровода в момент разрезания и центрирования их перед приваркой нового сегмента, что обеспечивает безопасность производственного процесса.

В основе метода лежит ремонт поврежденных участков магистральных трубопроводов, включающий в себя процессы идентификации дефектного участка, его вскрытия, вырезки и замены. Этот метод предполагает локализацию дефектного участка, раскопки для обеспечения доступа, фиксацию трубопровода с помощью специальных устройств, а также вырезку дефектного участка и центрирование концов трубопровода с помощью центрирующих устройств. Упомянутые устройства состоят из буровых анкеров, захватов и механизмов, позволяющих регулировать горизонтальное и вертикальное положение концов трубопровода. Установка и демонтаж фиксирующих устройств на трубопровод осуществляются с помощью манипуляторов, установленных на транспортном средстве.

Величина инновации этого метода заключается в том, что после раскопки трубопровода производят геодезические измерения его положения в котловане для ремонта. Из этих данных, а также информации о материале

					Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		45

стенки трубопровода, его длине, внешнем и внутреннем диаметрах и длине секций трубопровода слева и справа от места первого разреза, они определяют величину реактивных сил, которые могут возникнуть при резком смещении концов трубопровода. Затем они определяют силы, которые должны быть приложены к трубопроводу для центрирования его концов, и величину максимальных напряжений, которые могут возникнуть в стенке трубопровода в процессе центрирования.

Если выясняется, что сила реакции или максимальные напряжения превышают допустимые значения, активируется система оповещения. В таком случае производится дополнительная раскопка поврежденного участка и геодезические измерения положения трубопровода. Затем манипуляторы устанавливают фиксирующие и центрирующие устройства на трубопровод и вырезанный участок на расстоянии не менее 0,5м от каждого места разреза.

Способ поясняется следующими фигурами:

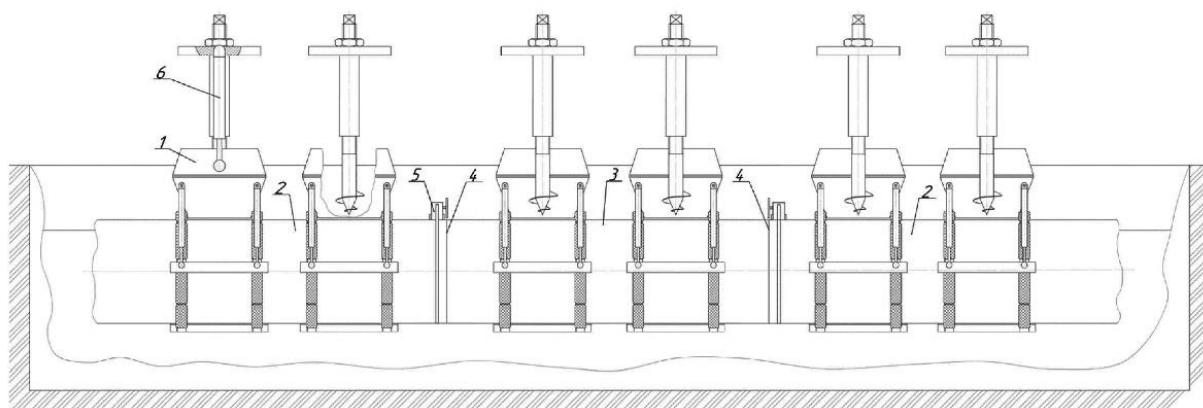


Рисунок 14. Устройства в процессе фиксирования концов трубопровода;

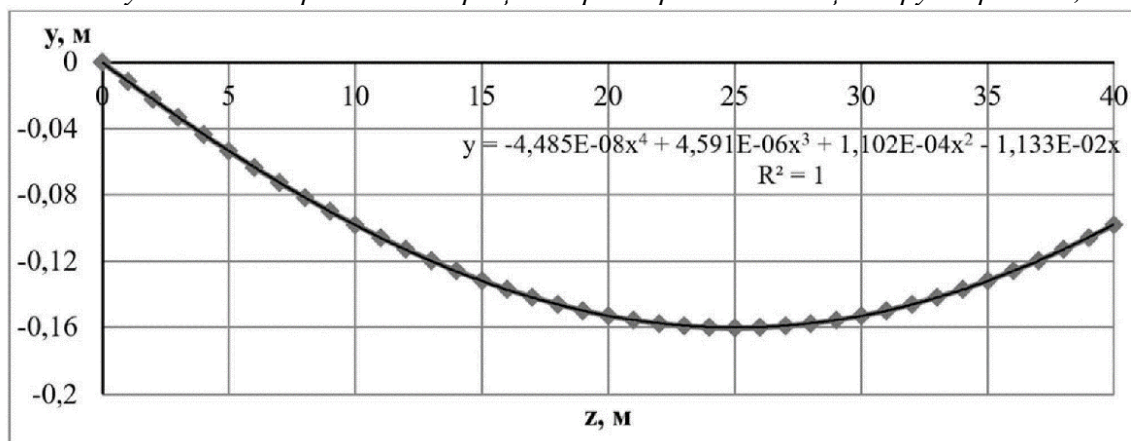


Рисунок 15. График прогиба моделируемого трубопровода;

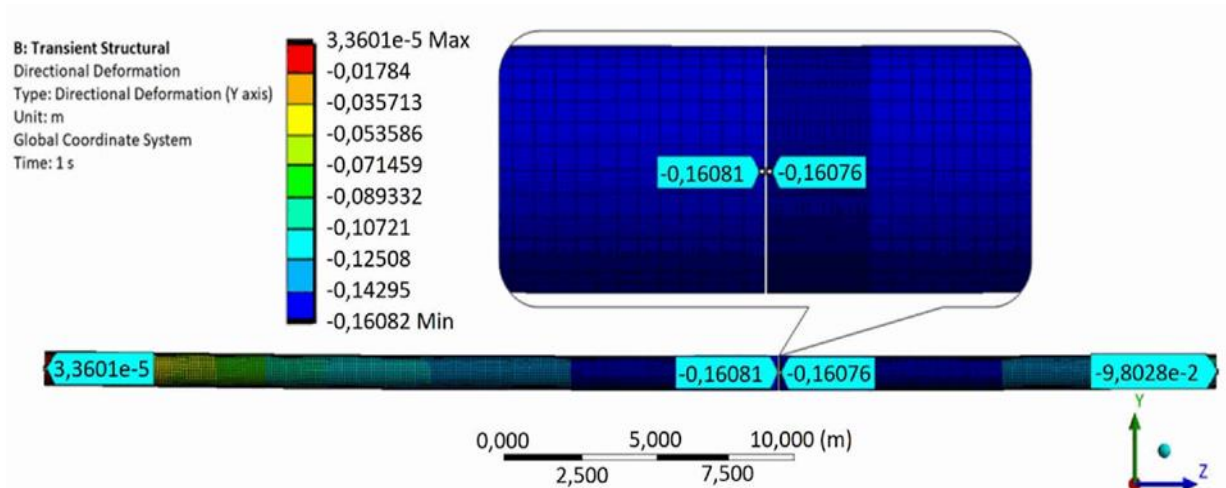


Рисунок 16. Конечно-элементная модель высотного положения концов трубопровода после его разрезания при их фиксировании устройствами, установленными на трубопровод и вырезаемый участок;

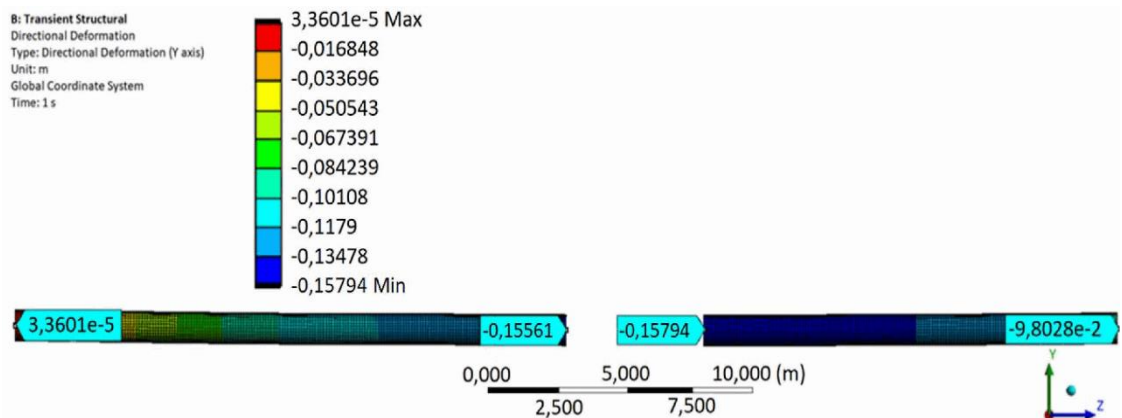


Рисунок 17. Конечно-элементная модель высотного положения концов трубопровода при их центрировании;

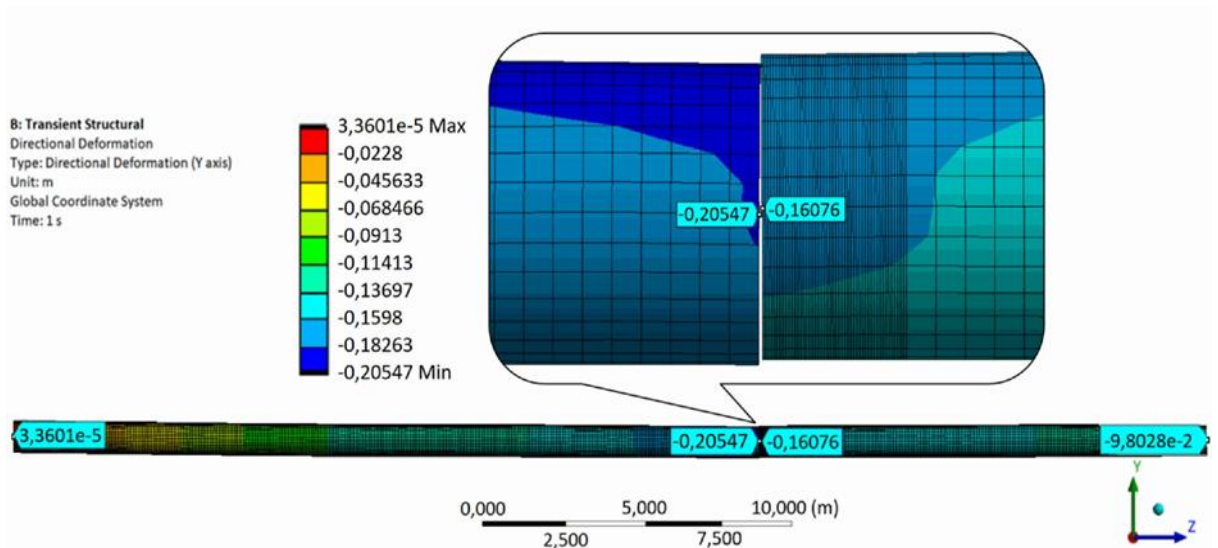


Рисунок 18. Конечно-элементная модель высотного положения концов трубопровода после его разрезания при их фиксировании без установки устройств на вырезаемый участок

Процедура выполнения этого метода представлена ниже.

Сначала проводится идентификация проблемного участка магистрального трубопровода, например, с помощью внутритрубной диагностики, затем выполняется раскопка. Затем, используя геодезические методы, такие как тахеометрическая съемка, проводятся измерения положения трубопровода в ремонтной яме с интервалом не менее 2 метров. Эти данные передаются на персональный компьютер и аппроксимируются полиномом четвертой степени, чтобы получить его коэффициенты.

Следующим этапом является использование полученных коэффициентов и информации о материале стенки трубопровода, его длине, внешнем и внутреннем диаметрах, длинах отрезков трубопровода справа и слева от места первого разреза и длине вырезаемого участка, а также о количестве устройств для фиксации и центрирования и координатах их мест установки для вычисления величин реактивных сил, возникающих в силовых цилиндрах устройств при резком смещении концов трубопровода. Это делается отдельно для каждой стороны отрезка трубопровода, расположенной по краям места разрезания, где производится первое разрезание.

Далее, также расчетным путем, определяются усилия, которые необходимы для центрирования концов трубопровода с учетом требуемой высоты подъема каждого из концов и их угла с краями свариваемого участка, который равен 0° .

После этого, с учетом рассчитанных усилий, прилагаемых к трубопроводу со стороны силовых цилиндров устройств для фиксации и центрирования, производится расчет максимальных напряжений, которые могут возникнуть в стенке трубопровода в процессе центрирования его концов.

Если рассчитанные значения реактивных сил или максимальных напряжений превышают допустимые пределы, система автоматически оповещает об этом оперативный персонал. В случае активации системы оповещения, требуется провести дополнительную раскопку участка

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

трубопровода на расстояние не менее 10 метров, а затем снова провести геодезические измерения его положения.

Процесс начинается с того, что устройства фиксации и центрирования, которые числятся не менее двумя, устанавливаются на указанные заранее места на трубопроводе и на участке трубопровода, который будет вырезан. Это производится с помощью манипулятора, установленного на транспортном средстве.

Рядом с каждым местом разреза трубопровода должно быть по меньшей мере одно такое устройство, расположенное не более чем на 0,5 метра от разреза, что обеспечивает возможность установки оборудования для резки труб. Такое расстояние предотвращает тепловое воздействие процесса резки на структурные элементы устройств, но при этом минимизирует расстояние до места разрезания, что помогает уменьшить смещение концов трубопровода при разрезании.

Затем начинается процесс фиксации положения концов трубопровода, в ходе которого фиксируется положение поршней силовых цилиндров устройств. После этого на местах разреза устанавливается режущее оборудование и проводится разрезание трубопровода. Следующим этапом является опускание вырезанного участка трубопровода на дно котлована с использованием устройств фиксации и центрирования.

Демонтаж устройств осуществляется с помощью манипулятора, который затем используется для подъема вырезанного участка трубопровода с дна котлована и его дальнейшего демонтажа.

Затем, снова при помощи манипулятора, производится установка нового участка трубы, не имеющего дефектов, к месту, где его торцы будут сварены с концами трубопровода. Центрирование концов трубопровода с торцами нового участка осуществляется автоматически или с использованием дистанционного управления, для чего на клапаны гидрораспределительного устройства подается сигнал. Это позволяет приложить к силовым цилиндрам ранее рассчитанные усилия для центрирования концов трубопровода.

После этого следует процесс сварки концов трубопровода с торцами нового участка, а затем демонтаж всех устройств фиксации и центрирования, установленных на трубопроводе, с использованием манипулятора. Завершается процесс проверкой качества сварных швов и их изоляцией, после чего отремонтированный участок трубопровода засыпается землей.

Способ поясняется следующим примером.

Производится исправление на изогнутом участке основного трубопровода с параметрами: внешний диаметр равен $D = 1,42\text{м}$, внутренний диаметр - $d=1,356\text{м}$, а его длина - $S=40\text{м}$. Задача состоит в замене неисправного сегмента длиной $l_d = 5\text{м}$. Согласно рисунку 15, кривизна трубопровода характеризуется полиномом четвертой степени.

Таблица 1 содержит исходные данные, используемые для расчета сил реакций X_{ic} . Эти силы возникают в силовых цилиндрах устройств фиксации и центрирования при смещении концов трубопровода. Она также включает значения усилий P_i , которые передаются на силовые цилиндры для центрирования концов трубопровода, причем высота правого конца составляет $h_{п}=-0,1604\text{м}$.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Величина
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

которые возникают в силовых цилиндрах устройств при стабилизации положения концов трубопровода в процессе его разрезания.

В результате получим конечно-элементную модель высотного расположения анализируемого трубопровода после его разрезания при зафиксированных концах (см. рис.16.). При этом максимальная разница в высоте между концами трубопровода при их резком смещении составила 0,05 мм.

После выполнения расчетов в программном комплексе ANSYS, мы получили следующие значения сил реакций, которые возникают в созданных опорах при резком смещении концов трубопровода - для его левой стороны: $X_{1лс}=58541,161Н$, $X_{2лс}=492306,149Н$, $X_{3лс}=-862500,279Н$, $X_{4лс}=381167,958Н$; для его правой стороны: $X_{1пс}=-219\ 326,955Н$; $X_{2пс}=193197,162Н$.

Затем удаляем вырезаемую часть трубопровода путем удаления элементов сетки, которые находятся на этой части трубопровода. После этого к трубопроводу применяются усилия, необходимые для центрирования его концов перед сваркой нового участка.

После этого получаем конечно-элементную модель высотного положения концов трубопровода после их центрирования (см.рис.17.). В итоге высота концов трубопровода составляет для левого конца $h_{л}=-0,1556м$ и для правого конца $h_{п}=-0,1579м$. При этом максимальные напряжения, возникающие в стенке трубопровода при центрировании его концов, равны для левой стороны трубопровода $\sigma_{\max л}=186,318МПа$ и для правой стороны трубопровода $\sigma_{\max п}=133,017МПа$, что ниже предела текучести стали стенки трубопровода $\sigma_{т}=325МПа$.

Заключительно, мы вычислим относительные отклонения данных, полученных в процессе моделирования в программном комплексе ANSYS, от данных, рассчитанных с использованием предложенного нами алгоритма. Результаты вычислений и рассчитанные относительные отклонения приведены в таблице 3.

					Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		52

Таблица 3 – Вычисленные значения силовых реакций, которые происходят в силовых цилиндрах приспособлений для стабилизации и центрирования концов трубопровода во время удержания экспериментального трубопровода в фиксированном положении, а также требуемых усилий для центрирования концов данного трубопровода

Параметр	Величина по предлагаемому алгоритму расчета		Величина по результатам моделирования в ANSYS		Относительное отклонение величин, %

В последующем этапе, мы разработаем конечно-элементную модель, описывающую вертикальное положение анализируемого трубопровода после его разрезания, без использования устройств на секции, предназначенной для вырезки (см. рис.18.). Для этого мы уберем стационарные опоры, размещенные на секции для вырезки, выполним разрез трубопровода и измерим изменение вертикального положения его концов. При этом максимальное отклонение высоты между концами трубопровода при их быстром смещении достигло 44,7 мм, что существенно больше значения, полученного при использовании устройств, включая вырезаемый участок, составляющее всего 0,05 мм. Это подтверждает увеличение смещения концов трубопровода при его разрезании, если расстояние от места разреза до ближайшего устройства для стабилизации и центрирования возрастает.

В результате, полученные значения силовых реакций, возникающих в силовых цилиндрах при быстром смещении концов трубопровода, а также значения вертикального положения концов трубопровода h_l и h_p после применения рассчитанных усилий для их центрирования, отличаются от ранее рассчитанных по предложенному алгоритму менее чем на 5%. Указанное выше подтверждает эффективность метода ремонта дефектных участков на магистральных трубопроводах.

Метод ремонта магистральных трубопроводов, включающий вырезку дефектного участка, гарантирует безопасность производственного процесса за счет стабилизации положения концов трубопровода перед его разрезанием и их центрирования перед сваркой новой секции.

Формула изобретения

Изобретение, представляющее методику ремонта поврежденных участков главных трубопроводов, включает в себя идентификацию поврежденного сегмента, его доступ, вырезку и замену. Этот метод основан на выделении дефектного участка, его раскопке, стабилизации трубопровода при помощи устройств для фиксации, удалении поврежденного участка, центровке концов трубопровода с использованием центрирующих устройств, включающих в себя буровые якоря, захваты и механизмы для горизонтальной и вертикальной корректировки концов трубопровода. Установка и снятие устройств для фиксации на трубопровод выполняются с помощью манипуляторов, размещенных на транспортном средстве - шасси.

Особенностью данного метода является то, что после раскопки трубопровода проводятся геодезические измерения его вертикального и горизонтального положения в области ремонта, после чего аппроксимируют эти данные полиномом четвертого порядка для определения его коэффициентов. Используя эти значения, а также информацию о материале стенки трубопровода, его длине, внешнем и внутреннем диаметрах, длинах левой и правой сторон трубопровода, которые находятся по обе стороны от места первого разреза, а также количество установленных на трубопроводе устройств фиксирования и центрирования и горизонтальные координаты мест их установки, определяют величины силовых реакций, возникающих в силовых цилиндрах при быстром смещении концов трубопровода, для каждой стороны трубопровода по отдельности.

Затем определяют усилия силовых цилиндров, которые нужно приложить к трубопроводу для его центровки, учитывая высоту подъема каждого из концов и их угол с торцами привариваемого участка, который

равен 0°. После этого вычисляют максимальные напряжения, которые возникают в стенке трубопровода при центровке его концов.

Если значения силовых реакций в силовых цилиндрах и максимальных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, превышают их допустимые значения, система оповещения активируется. Затем производят дополнительную раскопку ремонтируемого участка и геодезические измерения его вертикального и горизонтального положения. После этого начинают устанавливать устройства фиксирования и центрирования на трубопроводе и на вырезаемом участке на расстоянии не менее 0,5м от каждого места разрезания трубопровода с помощью манипулятора.

Вывод ко 2 главе

В данной главе был проведён анализ существующих методов ремонта газопроводов в горной местности, в ходе которого были определены преимущества и недостатки каждого подхода. На основе диагностики трубопровода был выявлен дефект типа вмятины на горном участке магистрального газопровода. После детального обоснования было принято решение об устранении данного дефекта путём вырезки дефектной секции газопровода. В связи с этим, были рассмотрены и разработаны новые технологические решения и методы ремонта, включая патент на метод вырезки, который повышает безопасность процесса и обеспечивает оптимальную стабильность в условиях горной местности.

					<i>Разработка решения по ремонту газопровода в горной местности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Глава 3. Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений

В первую очередь, когда речь идет о засыпке траншеи, очень важно использовать правильный грунт. Он должен быть свободным от крупных камней и других загрязнений, которые могут повредить трубу. Если вместо проектного грунта используется грунт с большими включениями, это может вызвать неправильное распределение нагрузки на трубу, приводя к образованию вмятин и других повреждений.

Одной из основных проблем, которые могут возникнуть при использовании неправильного грунта, является образование так называемых "спальников". Это происходит, когда крупные камни или другие твердые материалы, присутствующие в грунте, оказываются непосредственно под трубопроводом или на его пути. Под действием веса трубопровода и транспортируемого газа эти "спальники" могут вызвать деформацию трубы, приводящую к образованию вмятин.

Вмятины на газопроводах — это серьезная проблема, которую необходимо решать как можно скорее. Дефекты такого типа могут возникать в результате неправильной установки, механического воздействия, натуральных явлений и прочих факторов. Если они не устранены своевременно, последствия могут быть очень серьезными.

- **Ухудшение пропускной способности:** вмятина может вызвать сужение сечения газопровода, что приведет к снижению его пропускной способности. Это может повлиять на эффективность газоснабжения и привести к проблемам с подачей газа.
- **Увеличение риска разрыва:** вмятины могут создавать места усиленного напряжения на стенках трубы. Это увеличивает вероятность образования трещин и, в конечном итоге, приведет к разрыву трубы.

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
					Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
							56	129
<i>Разраб.</i>	<i>Карамзин В.А.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
<i>Руководит.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

- **Утечки газа:** трещины, образующиеся в месте вмятины, могут стать источником утечек газа. Это не только увеличивает эксплуатационные затраты, но и создает потенциальную опасность взрыва и возгорания.
- **Увеличение риска аварий:** всякий дефект, включая вмятины, увеличивает вероятность аварий на газопроводе. Аварии могут привести к серьезным последствиям, включая экологические катастрофы и угрозу жизни и здоровью людей.
- **Снижение срока службы газопровода:** вмятины ускоряют процесс износа трубопровода, что приводит к снижению его срока службы. Это может привести к увеличению затрат на ремонт и замену трубопровода в будущем.

Статистические данные показывают, что механические повреждения трубопроводов являются одной из основных причин отказов стальных газонефтепроводов и нефтепродуктопроводов в России и связаны с повреждением металла трубы.

Поэтому очень важно своевременно обнаруживать и устранять такого рода дефекты, чтобы обеспечить безопасность и надежность эксплуатации газопроводов.

Цель: определить запас прочности участка газопровода с вмятиной и после проведения ремонтных работ.

Задачи:

1. Создать САД модель участка трубы с дефектом и без.
2. Задать основные нагрузки, действующие на трубопровод.
3. Проанализировать напряженно-деформированное состояние данного участка трубы с вмятиной и после проведения ремонтных работ.
4. Определить коэффициент запаса прочности и его изменение для двух случаев.

3.1. Характеристика исследуемого газопровода

Газопровод «Сила Сибири» является крупнейшим газопроводом, соединяющим Россию с Китаем и Дальним Востоком России. В районе Алдана в Республике Саха (Якутия) проводятся работы по укладке газопровода, которые были запланированы для завершения в 2023 году. Также в этом районе находится газовое месторождение Чаяндинское, которое является основным источником газа для газопровода «Сила Сибири».

Газопровод «Сила Сибири» является важным транзитным маршрутом, который соединяет газовые поля в Восточной Сибири с крупнейшими потребителями газа в Китае. Он также связывает региональные газовые сети в России, обеспечивая газоснабжение ряду населенных пунктов в Республике Саха (Якутия), включая алданский район.

Газопровод реализован в соответствии со стандартами экологической и промышленной безопасности. Трубопровод выполнен в подземном исполнении, трубами российского производства с теплоизолирующими материалами для того, чтобы исключить негативное влияние на многолетнемерзлые грунты.

Параметр	Значение

3.2. Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода с вмятиной с помощью программного комплекса «ANSYS Workbench»

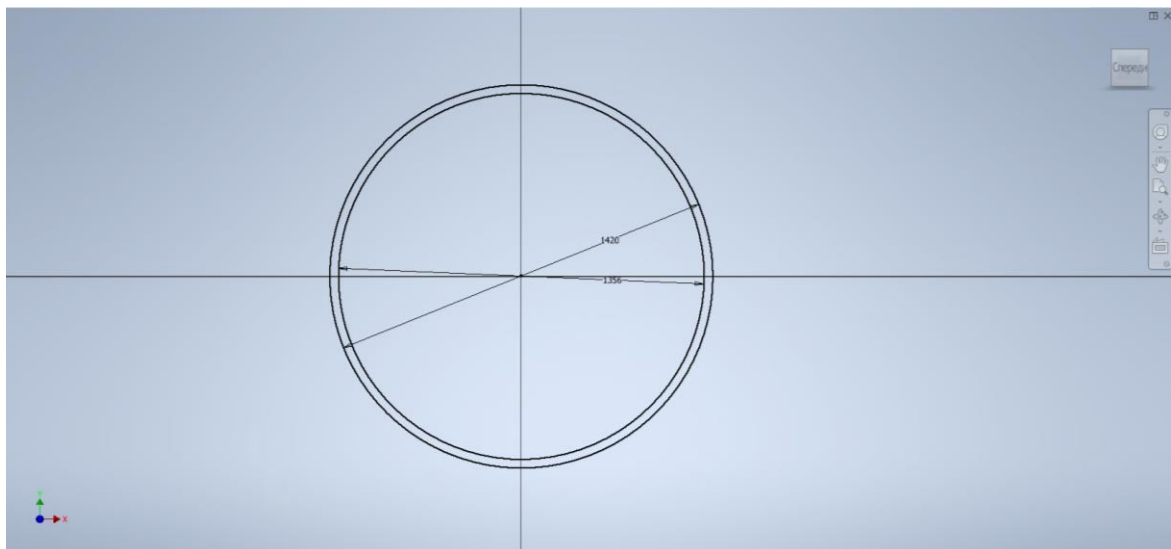
Расчёт напряжённо-деформированного состояния газопровода был выполнен с помощью программного комплекса Ansys Workbench.

Для решения поставленных задач необходимо:

1. Создать CAD модель участка трубопровода при помощи программного обеспечения Autodesk Inventor, сохранить его с расширением «sat» и загрузить файл в Ansys Workbench.
2. Добавить сетку, выбрав при этом раздел «Mesh», задав геометрию и размеры сетки в 50мм.
3. Выбрать необходимые нагрузки на трубу: давление транспортируемой среды в 9,8МПа; закрепить торцы газопровода с обеих сторон
4. Добавить необходимые решения задачи в разделе Solution: напряжения, перемещения, деформация, коэффициент запаса прочности.
5. Запустить задачу на решение.

СAD-модель объекта

В программе Autodesk Inventor была построена CAD модель участка трубопровода.



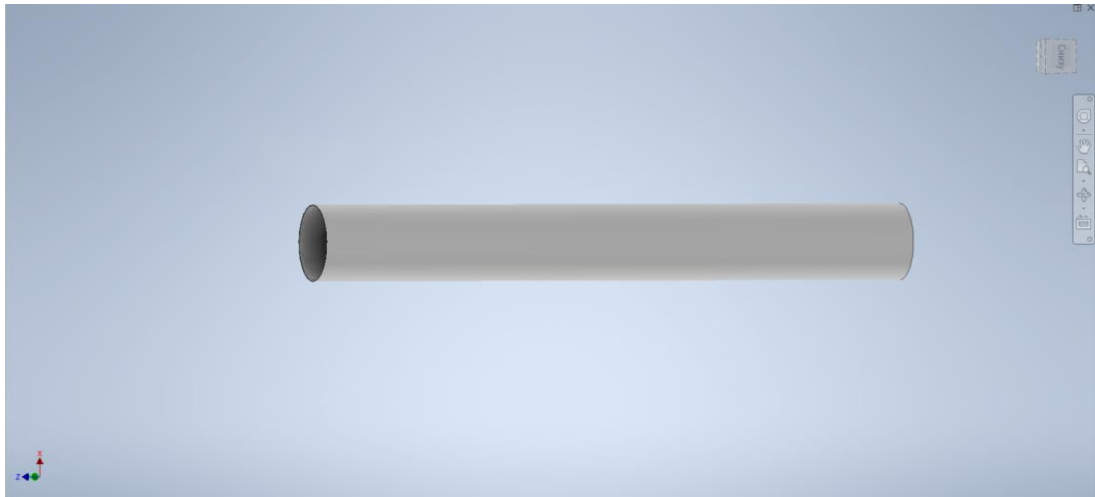


Рисунок 20. CAD модель участка газопровода после выдавливания на 10м

Образование вмятины имитируем её путем создания выдавливания эллипса радиусом 410,48 на внешней стенке с целью ее выреза до рабочей плоскости 2, которая находится на расстоянии 595мм от плоскости XY.

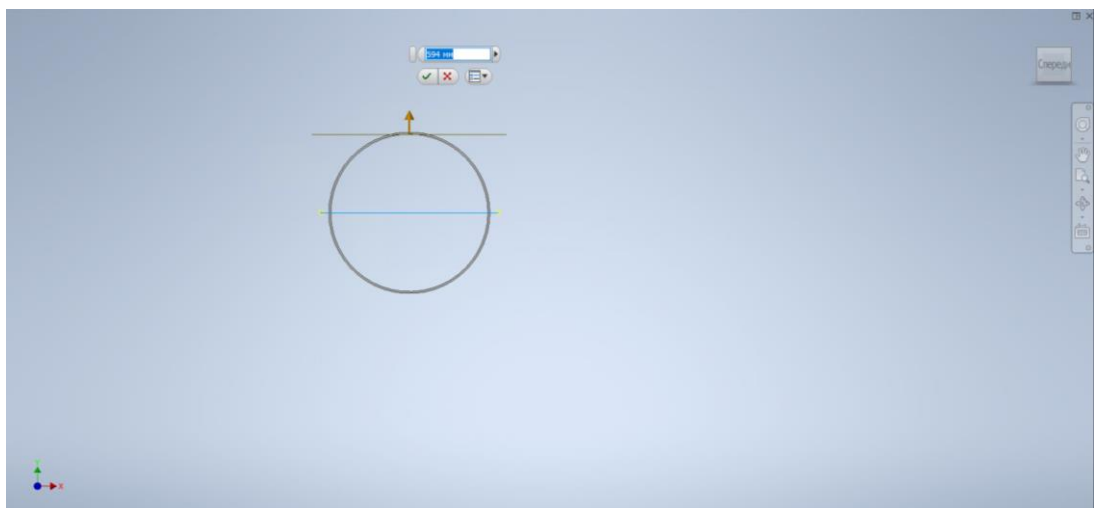


Рисунок 21. Плоскости рабочая и XY.



Рисунок 22. Трубопровод с дефектом типа вмятина.

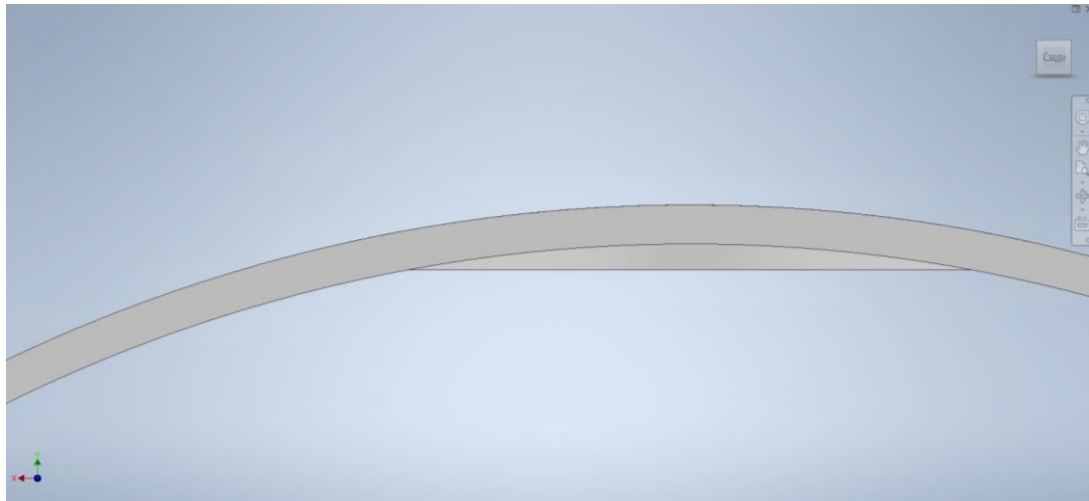


Рисунок 23. Трубопровод с дефектом типа вмятина.

Полученный результат отображен на рис. 4. Сохраняем файл с расширением «sat».

Решение в «ANSYS Workbench» с вмятиной

В проекте Static Structural в пункте Engineering Data необходимо было установить стандартные параметры стали [REDACTED]. Предел текучести на растяжение (Tensile Yield Strength) и на сжатие (Compressive Yield Strength), временное сопротивление разрыву (Tensile Ultimate Strength); а также плотность стали (Density).

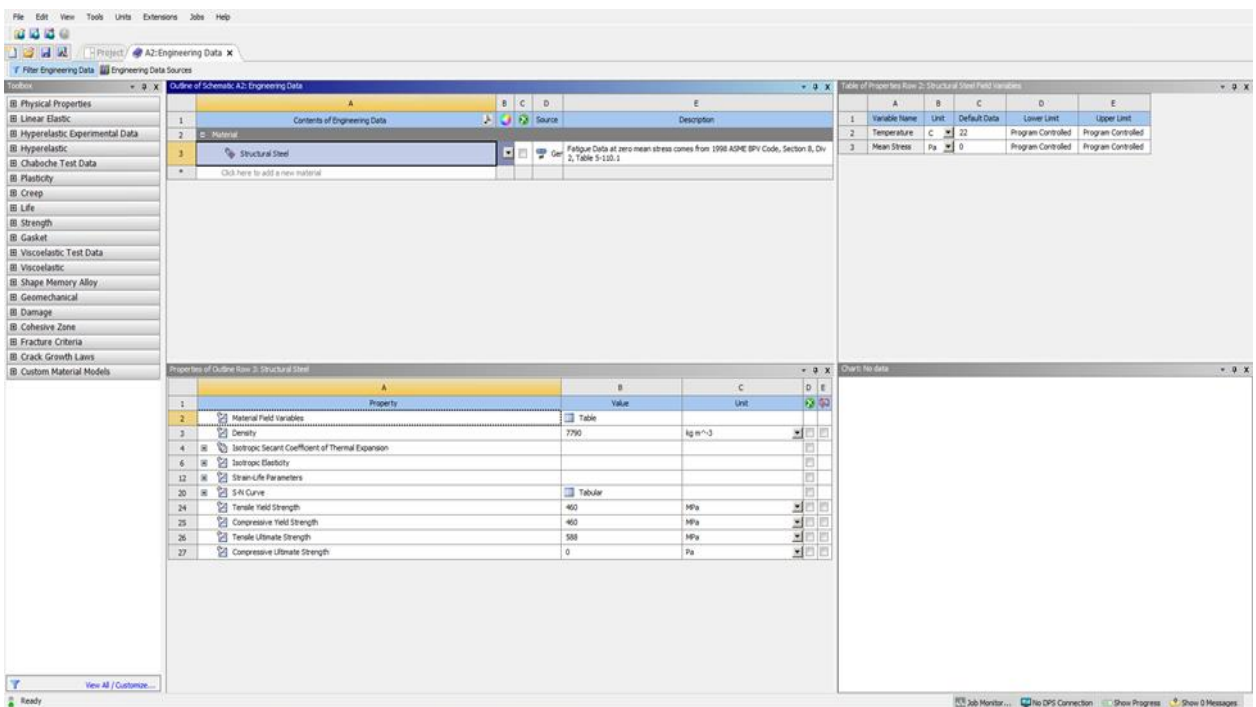


Рисунок 24. [REDACTED]

Создаем сетку Mesh с размером каждого элемента сетки 50мм.

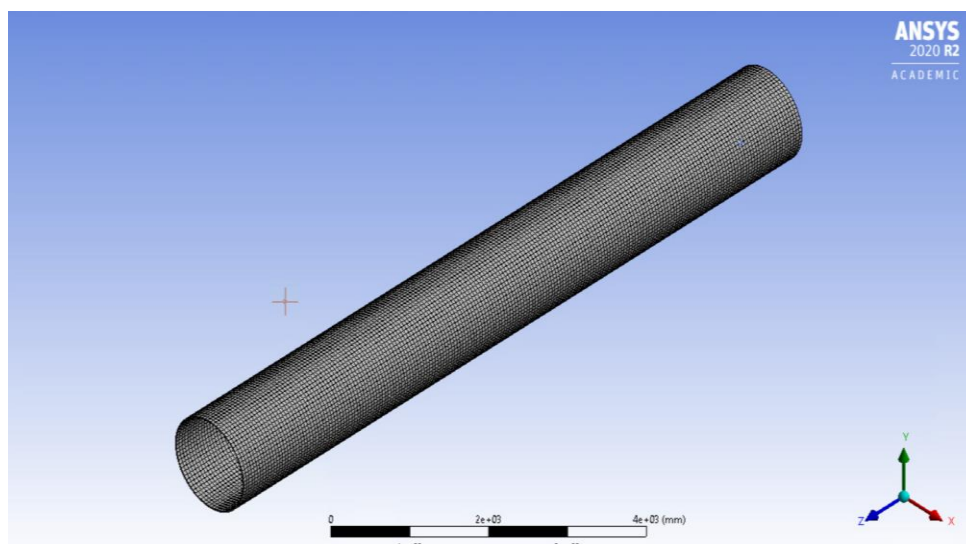


Рисунок 25. Общий вид трубы с заданной сеткой 50мм.

Затем необходимо сделать закрепление торцов трубопровода.

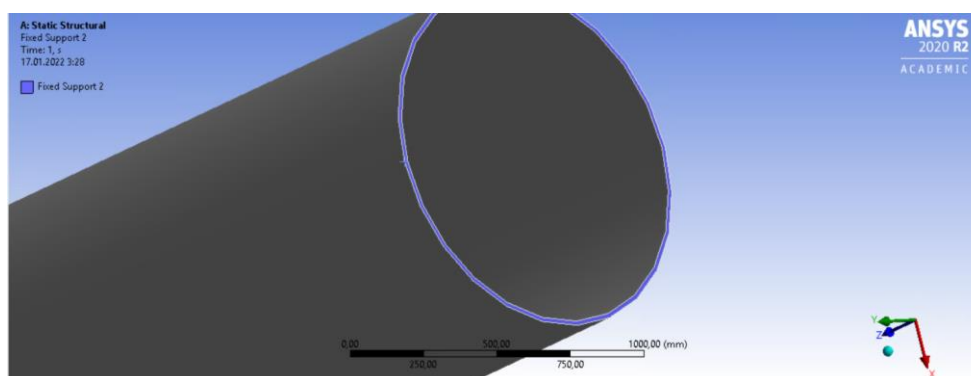


Рисунок 26. Закрепление торцов трубопровода

Следующим шагом необходимо приложить давление на внутреннюю полость трубопровода, равное 9,8Мпа.

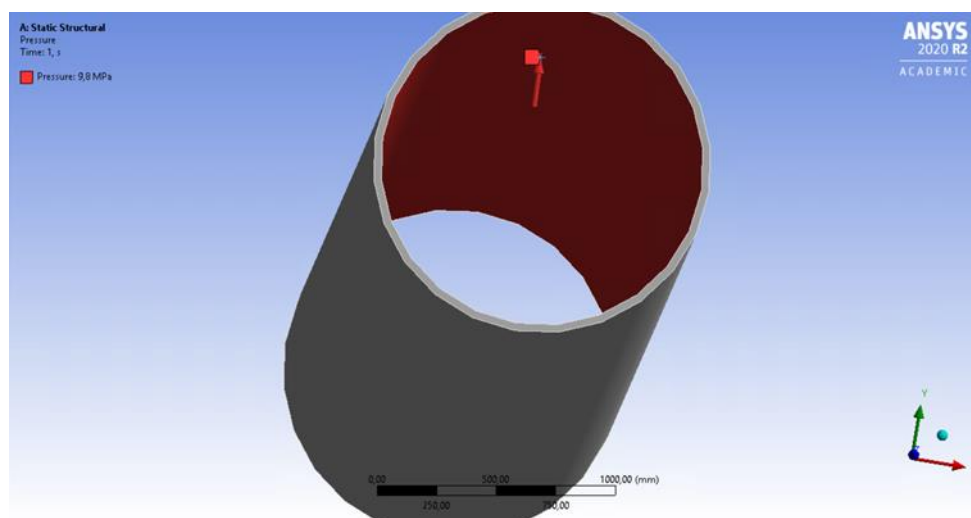


Рисунок 27. Давление на внутреннюю полость трубы

Затем в модуле Static Structural следует добавить следующие функции:

- Total Deformation (смещение);
- Equivalent Elastic Strain (деформация);
- Equivalent (von-Mises) Stress (напряжение по Мизесу);
- Safety Factor (коэффициент запаса прочности).

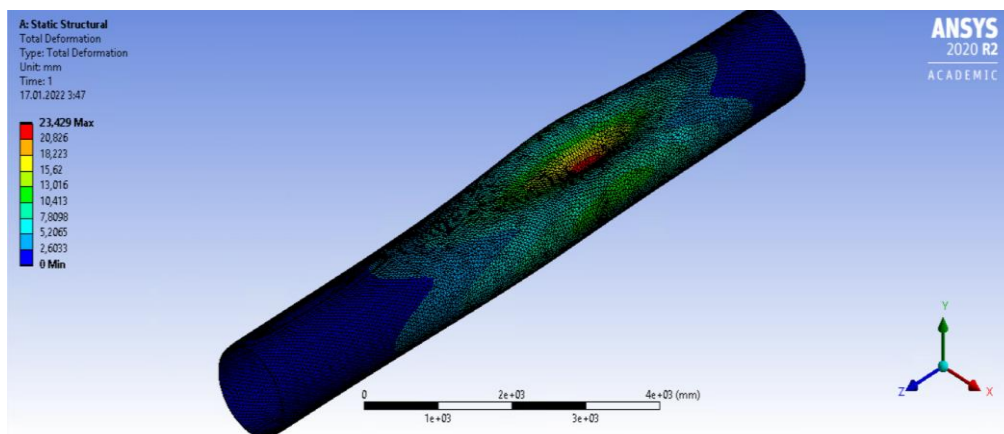


Рисунок 28. Смещения участка трубопровода после образования вмятины

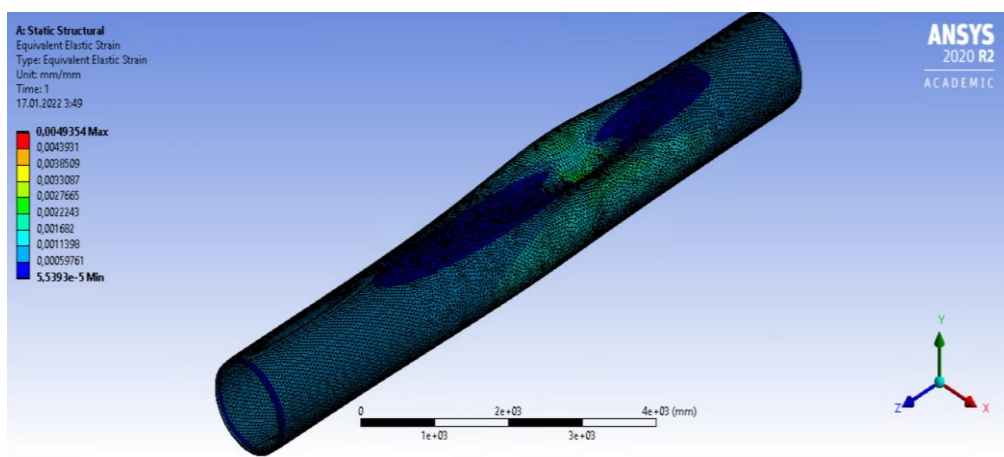


Рисунок 29. Эквивалентная упругая деформация участка трубы после образования вмятины

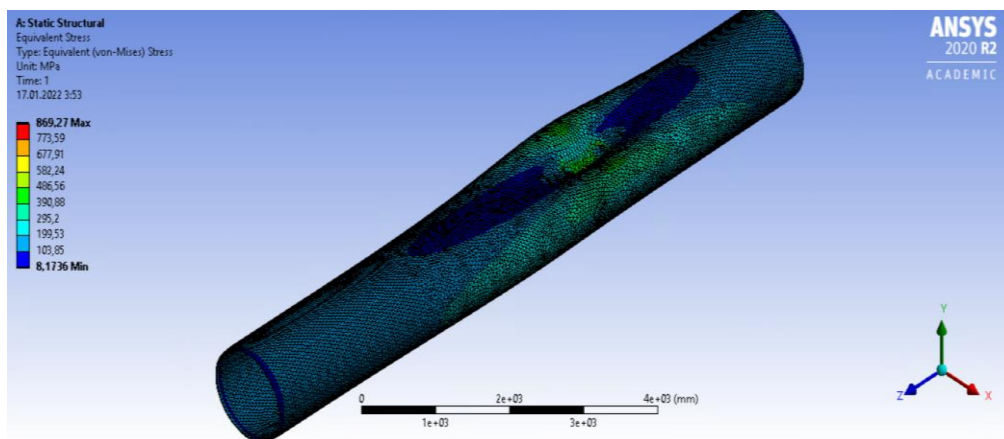


Рисунок 30. Эквивалентные напряжения по Мизесу после образования вмятины

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

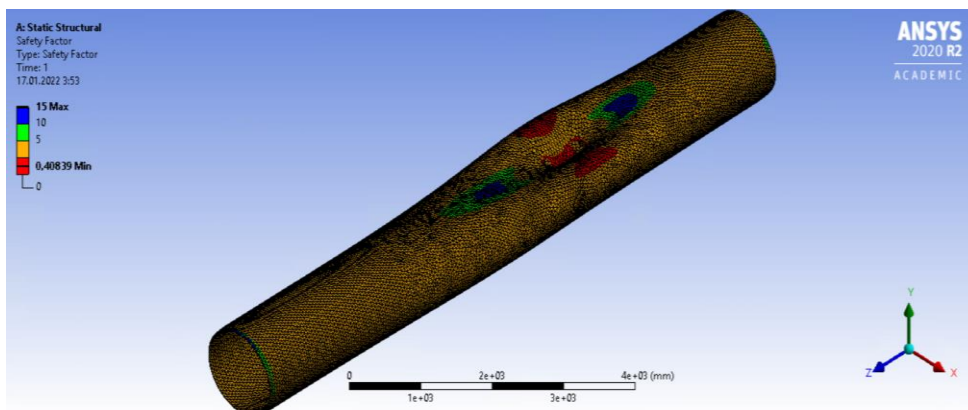


Рисунок 31. Коэффициент запаса прочности участка трубопровода после образования вмятины

Так как $n \approx 0,41 < 1$, трубопровод теряет свою работоспособность. Это свидетельствует о необходимости ремонта рассматриваемого участка одним из вышеуказанных методов.

Рост перемещений и напряжений, а также рост коэффициента запаса свидетельствуют о нарушении работоспособного состояния трубопровода. Наиболее благоприятным решением следует предложить замену участка вмятины вырезкой катушки, если это позволяют ресурсы компании; поскольку вмятина создала катастрофические напряжения, выдержать которые при заданных условиях трубопроводной системе вряд ли под силу.

3.3. Проведение ремонтных работ методом вырезки катушки с предлагаемым решением

Данный вид ремонта предполагает следующий процесс: участок трубы с дефектом заменяется на новый сегмент, или "катушку", не имеющую повреждений.

Решение о применении такого метода ремонта обычно принимается в следующих случаях:

- когда обнаруживается недопустимое уменьшение рабочего сечения газопровода;
- когда ремонт с помощью других, менее радикальных подходов, становится невозможным (например, при наличии продолжительной трещины, глубокой вмятины с трещиной или коррозией, или при чрезмерной протяженности поврежденного участка).

Положение запорной арматуры

1. До начала огневых работ:

Закрытые краны:	[Redacted]
Открытые краны:	[Redacted]

2. На период выполнения огневых работ:

Закрытые краны:	[Redacted]
Открытые краны:	[Redacted]

3. После завершения огневых работ:

Закрытые краны:	[Redacted]
Открытые краны:	[Redacted]

Персонал, участвующий в производстве работ. Необходимые механизмы, приборы и приспособления

№	Место работы	Наименование выполняемых работ	Механизмы, приборы, приспособления
1	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
2	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
3	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
4	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
3	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
4	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
5	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
6	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
7	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
8	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
9	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
10	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
11	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
12	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
13	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
14	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

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

15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				

Организационные мероприятия:

№	Наименование работ
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	

Содержание и технологическая последовательность выполнения подготовительных работ

№	Наименование работ
1	
2	
3	
4	

5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	

Содержание и технологическая последовательность выполнения огневых (ремонтных) работ

№	Наименование работ
1	Проверка готовности к проведению огневых работ: - проверка полноты и качества проведения подготовительных работ; - оформление сдачи-приемки; - проверка связи; - проверка готовности бригад и постов; - проверка положения запорной арматуры перед проведением огневых работ; - проверка наличия средств пожаротушения; - проверка наличия средств оказания первой медицинской помощи.
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	

14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	
25	
26	
27	
28	
29	
30	
31	
32	
33	
34	
35	
36	
37	

Содержание и технологическая последовательность при выполнении завершающих работ

№	Наименование работ
1	
2	
3	
4	

5	По итогам заполнения отремонтированного участка, оформляется акт контроля качества природного газа по форме приложения К к СТО ГТТ 0113-173.
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	

Основные требования по безопасности при производстве огневых работ

№	Содержание мероприятий
1	К проведению огневых работ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке, обученные безопасным методам и приемам работы, прошедшие проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, имеющие соответствующие удостоверения
2	Перед началом огневых работ весь персонал проинструктировать о необходимых мерах безопасности, ознакомить с планом работ всех работающих, занятых на работах с отметкой в наряде-допуске и журнале регистрации инструктажа на рабочем месте.
3	Перед началом огневых работ необходимо дать запрос в ПДС на наличие тяжелых углеводородов в составе газа
4	Перед проведением работ транспортные и противопожарные средства, спецоборудование, механизмы, средства радиосвязи и материалы необходимо расположить с наветренной стороны
5	Персонал, транспортные средства, оборудование и материалы, непосредственно не задействованные в выполняемой работе, а также места отдыха, приема пищи, медпункт, командные пост должны быть расположены за пределами опасной зоны 350 м.
При подготовительных работах	
6	Для исключения возможности проезда к месту проведения работ сторонних лиц устанавливаются запрещающие знаки
7	Рабочие, участвующие в огневых работах, должны быть одеты в соответствующую спецодежду. Категорически запрещается работать без спецодежды, обуви, СИЗ органов слуха и др.
8	Обеспечить свободные подходы и подъезды к месту проведения огневых работ
9	Транспортирование баллонов с газами необходимо производить с предохранительными колпаками без толчков и ударов, на специальных тележках, носилках
10	Сварочные аппараты и вспомогательные устройства следует располагать не ближе 20 м от места огневой работы
11	Освобождать участок газопровода от газа через свечу. Исполнитель этой работы должен находиться в противошумных наушниках. Персонал, не занятый сбросом газа, а также технические средства должны быть удалены от свечи на расстояние не менее 200 м в наветренную сторону
12	Все электрооборудование и электроинструмент должны находиться в исправном состоянии и иметь бирку с принадлежностью цеху (службе), инв. №, датой проверки
13	Спецоборудование и транспортные средства, имеющие ДВС, должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему
14	Сварочные аппараты и источники электроснабжения должны быть заземлены
15	Сварочные аппараты и источники электроснабжения должны быть заземлены
16	Обеспечить надежную радиосвязь с местом производства работ, постами, сменным инженером, диспетчером. Периодически, не реже одного раза в час, проводить опрос постов для определения функционирования средств связи, выявления отказов.
17	Перед началом каждого этапа и периодически через 30 мин., в процессе проведения огневых работ проверять загазованность воздуха на содержание СН ₄ , С ₂ Н ₆ , С ₃ Н ₈ , С ₄ Н ₁₀ . Содержание газа в воздухе должно быть не более 2% по объему
18	В случае подтверждения наличия тяжелых углеводородов в составе газа, обеспечить контроль наличия тяжелых углеводородов в приямках и пониженных точках траншей
19	Операции по закрытию, открытию запорной арматуры производить только по распоряжению лица, ответственного за проведение огневых работ
20	Перед проведением земляных работ убедиться в отсутствии коммуникаций, не указанных в ситуационном плане и выдать наряд-допуск на работы повышенной опасности машинисту экскаватора. Вскрытие газопровода производить в присутствии лица, ответственного за земляные работы. Размер котлована определяется условиями безопасного выполнения огневой работы. Машины и механизмы. С помощью которых проводятся работы, могут располагаться исходя из удобств и безопасности выполнения огневых работ, как на бровке траншеи, так и в

	котловане. В котловане должно быть устроено не менее 4 выходов в противоположных направлениях, стенки котлована укреплены. Расстояние от опорных частей техники до края траншеи должно быть выбрано согласно с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов»
21	
22	Осуществлять постоянный контроль за состоянием откосов рабочих котлованов
23	
24	В рабочей зоне убрать легко воспламеняемые предметы.
При выполнении огневых работ	
25	Все этапы производства работ начинать по команде ответственного за проведение огневых работ
26	Входить и въезжать в опасную зону 350 м следует с разрешения ответственного за проведение огневых работ
27	Все распоряжения представителей вышестоящих и контролирующих организаций должны передаваться персоналу только через лицо, ответственное за производство огневых работ
28	Проверить наличие конденсата, пирофорных отложений, при их наличии принять меры по безопасному их удалению
29	Во время производства огневых работ, обеспечить контроль за давлением во временных герметизирующих устройствах по напоромерам через каждые 15 минут с записью
30	У места производства огневых работ должен находиться персонал, непосредственно участвующий в работе, остальной должен быть выведен в безопасное место. Не допускать посторонних лиц и технику к месту производства огневых работ
31	Запрещается разведение костров, курение в радиусе опасной зоны 350 м.
32	Баллоны с кислородом и с пропаном следует располагать от места огневых работ не ближе 10 метров и не ближе 5 друг от друга.
33	При перерывах в работе сварочное оборудование должно отключаться от электросети, а шланги газовой резки должны быть отсоединены и освобождены от горючих жидкостей и газов
34	Запрещается соприкосновение электрических проводов с баллонами с сжатыми и сжиженными газами
35	При возникновении аварийной ситуации все работы прекратить и вывести персонал за пределы опасной зоны
36	Доклад диспетчеру не реже 1 раза в 2 часа о ходе производства работ и после проведения каждого этапа
37	Перемещение грузов и монтаж конструкций и производить в соответствии с технологическими картами (которые должны находиться на месте производства огневых работ) на погрузочно-разгрузочные работы, производимые кранами. Машинисты кранов и стропальщики должны быть ознакомлены с технологическими картами под роспись
38	Работа строительной техники должна производиться при непосредственном руководстве ответственного за проведение огневых работ
39	С целью предупреждения повышения давления или разряджения в газопроводе во время производства огневых работ, лицо, ответственное за контроль за давлением в газопроводе обязано контролировать показания напоромера. Избыточное давление газа при огневых работах необходимо поддерживать в пределах 10-50 мм.вод.ст.
40	Огневые работы должны выполняться в строгом соответствии с СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром» и дополнением к СТО газпром 14-2005 (СТО ГТТ 0113-173), СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром», СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов ч.1»; СТО Газпром 2-2.2-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте просыловых и магистральных газопроводов ч.2», СТО газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов», СНиП 12-03-2001 Правила техники безопасности при строительстве; СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве; СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
41	Краткие технические и конструктивные требования к используемым трубам, деталям, запорной арматуре, электродам, а также к производству всех видов специальных работ со ссылкой на нормативные документы. Все применяемое оборудование и материалы должны иметь сертификаты и паспорта качества. Все применяемое оборудование и материалы должны пройти входной контроль. Сварочно-монтажные работы выполнять в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1» согласно технологической карте сварки и по утвержденной монтажной схеме.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Применяемые материалы:

- СИЗ, СКЗ и приспособлениями:

- противошумные наушники, шланговые противогазы, спасательные пояса и веревки, защитные каски, защитные очки, спецодежда, спецобувь, рукавицы, знаки безопасности. Комплект табличек («Не открывать», «Не закрывать»).

- Противопожарные средства:

порошковые огнетушители ОП-8(10), кошма, асбестовое полотно

- Средства для оказания доврачебной помощи:

сумка с медикаментами, жгуты для остановки кровотечения, необходимые материалы (шины и др.) автотранспорт.

Приборы контроля:

- манометры 0-0,6 Мпа, 10-16 Мпа, газоанализаторы Эльгаз (газоанализатор портативный «ElGas PG100P»), ПГА-300 (или аналог).

Прочие:

- укрытия от атмосферных осадков (персоналу, задействованному в сварочно-монтажных работах), места для обогрева и сушки одежды, оборудованные места приема пищи.

Инструменты:

- ключи гаечные (искробезопасные) № 10 – № 32; ключ разводной; ключ разводной КТР № 2; ключ разводной КТР № 3; молоток искробезопасной; топор; комплект для аварийного управления краном (в том числе гидравлический насос повышенной производительности); набор переходных штуцеров для подключения комплекта аварийного управления краном, нагнетателя высоковязких материалов; нагнетатель высоковязких материалов; шприц для набивки кранов; лента «Фум» (1 шт. – 20 м); прокладки для установки показывающих манометров; паста уплотнительная (№ 3); лопата совковая (4 шт.); лопата штыковая (4 шт.); бетонолом (1 шт.); тачка для грунта; измерительный инструмент (рулетки, шаблоны сварщика, штангенциркуль);

Оборудование и материалы для организации работ в круглосуточном режиме:

- генератор переменного тока; прожектора осветительные (комплект освещения на телескопической стойке, либо устанавливаемые на отдельных стойках прожектора); кабельная продукция с электрическими разъемами; взрывобезопасные фонари.

Материалы, оборудование и приспособления для газовой резки труб и подогрева кромок:

- пропан, кислород, редукторы для газовых баллонов, рукава резиновые для газовой сварки и резки металлов; резак; приспособления для орбитальной резки труб; вспомогательные материалы (комплект гаечных ключей для гаек и мундштука горелки, набор медных проволок, развертки и полировальные иглы для прочистки и полировки каналов горелки, полотно наждачное с зернистостью 120, 150 и 200 на тканевой основе, мел порошковый тонкого помола, шнуровой асбест диаметром 2 мм парафинированный и др.).

Оборудование и приспособления для сварочно-монтажных работ:

– электродержатели и зажимы контактные;

– гибкие изолированные провода;

– приспособления для вварки заплат с подкладными кольцами (струбцина);

– приспособления для размагничивания труб и сварных соединений;

– центраторы наружные различных типоразмеров (в зависимости от диаметров газопроводов, эксплуатируемых филиалом);

– шлифовальные машинки с набором абразивных кругов и металлических щеток;

– защитные коврики;

– инвентарные укрытия (палатки).

Деревянные щиты (трапики)**Мягкие стропы;****Приставные лестницы****Карты рисков при выполнении работ**

№	№ карты риска	Наименование опасного фактора
1.	4	Природный газ
2.	7	Огневые работы
3.	8	Газоопасные работы
4.	9	Электрический ток
5.	12	Повышенная температура предметов
6.	14	Земляные работы
7.	23	Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами
8.	32	Работа с грузоподъемными механизмами
9.	34	Слесарные работы с применением электроинструмента
10.	36	Регламентные работы по обслуживанию запорной арматуры на крановых узлах и технологических коммуникаций КС
11.	41	Применение первичных средств пожаротушения

				Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений		Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	71	

12.	42	Газовая резка, сварка
13.	43	Разогрев битума
14.	44	Ручная дуговая сварка в трассовых условиях
15.	47	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны
16.	54	Острые кромки, углы, торчащие штыри и т.д.
17.	55	Наличие (или возможность образования) взрывоопасных и пожароопасных смесей на рабочем месте
18.	60	Абразивный инструмент

Обеспечение работающих СИЗ и приспособлениями при выполнении огневых работ

№ п/п	Наименование СИЗ
1.	Обеспечение:
1.1.	Средствами защиты и приспособлениями:
	- противошумные наушники – 1 шт. на каждого члена бригады постов № 1 и № 2 и других работников, связанных с работами при повышенном шуме.
	- защитные каски – все участники огневых работ
	- защитные очки – участники огневых работ, работающие с дрелью, шлифмашинками
	- спецодежда – костюм с огнезащитной пропиткой все участники огневых работ
	- теплоотражающий костюм для участников огневых работ, занятых в резке и сварки газопровода
	- спецобувь – все участники огневых работ
	- знаки безопасности – 2 комплекта на каждый пост
1.2.	Противопожарными средствами:
	- порошковые огнетушители
	- углекислотный огнетушитель -
	- асбестовые полотна -
	- лопаты
	- ведро
1.3.	Средствами для оказания первой помощи:
	- сумки с медикаментами и бинтом; жгуты для остановки кровотечения -
	- трубки для искусственного дыхания -
	- противоожоговые аптечки -
	- носилки -
	- дежурный автотранспорт -
1.4.	Приборами контроля и замера:
	- газоанализаторы -
	- напоромеры -

Земляные работы

В соответствии с СН 452-73, размеры земельных участков, выделяемых на временное использование для капитального ремонта магистральных трубопроводов, должны быть утверждены в проекте, и ширина этих участков не должна превышать значения, представленные в таблице 4 для соответствующих диаметров трубопроводов.

Таблица 4 – Нормы отвода земель

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
	на землях горной местности	на горной местности худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
>1220 – 1420	32	45

Ремонтный котлован служит для работы на месте вырезки "катушки", поэтому его размеры должны быть достаточными для комфортной и безопасной работы ремонтной бригады. Ширина котлована должна быть

такой, чтобы расстояние между трубой и стенками котлована было не менее 1,5м. Котлован без откосов создавать не допускается. Величины откосов указаны в таблице 5.

Расстояние от нижней части трубы до дна котлована должно составлять не менее 0,6м. Грунт, извлеченный из котлована, должен быть расположен не ближе 0,5м от его края, чтобы избежать обвала. В котловане обязательно устанавливаются приставные лестницы, две лестницы с каждой стороны котлована.

Таблица 5 - Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, котлована, м					
	<1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1	38	1:0,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,5	45	1:1	45	1:1
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,5	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,5
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,5	63	1:0,5

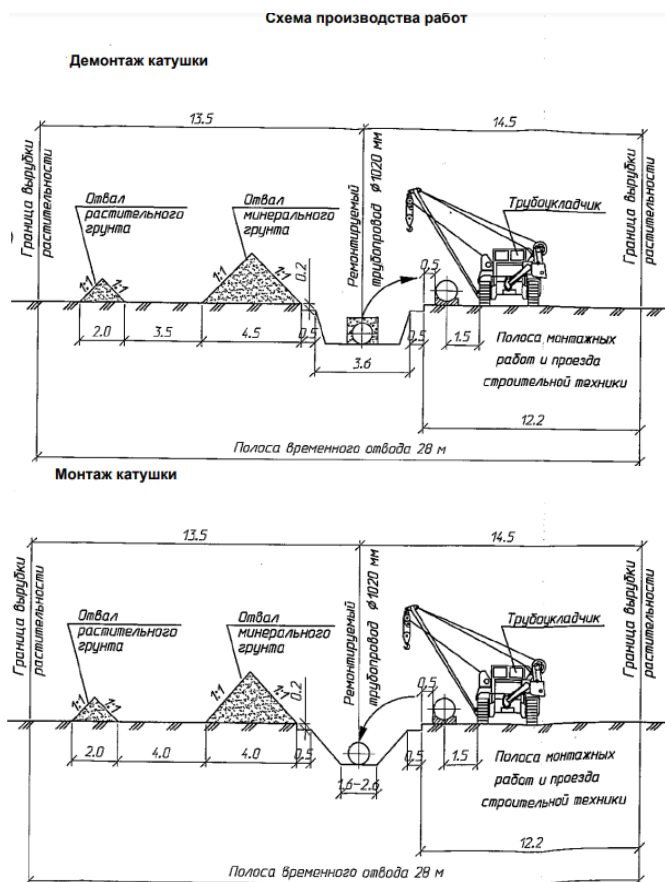


Рисунок 32. Параметры ремонтного котлована

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

Тип 2
(преобладающие скальные грунты маловлажные)

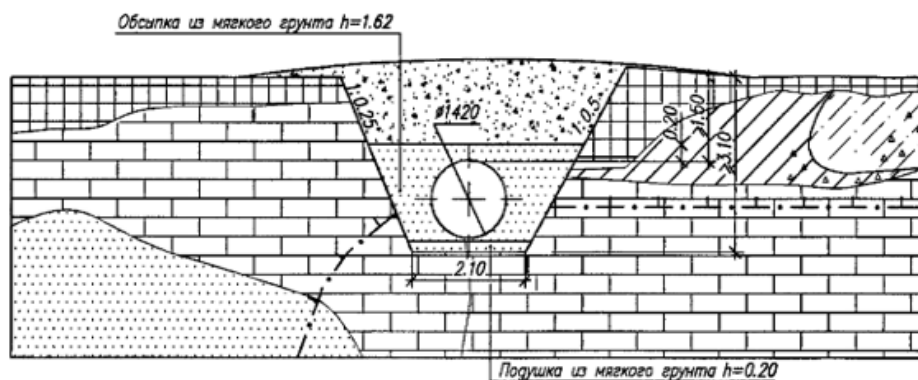


Рисунок 33. Типы прокладки и объемы работ

Процесс вырезки "катушки" и обработки краев трубы

Состоит из следующих этапов, как указано в СТО, Газпром 14-2005:

- создание технологических отверстий (ТО), установка люков и УГО;
- отключение газопровода, под давлением газа или после снятия давления в ремонтном участке;
- выполнение сварочных и монтажных работ;
- заварка технологических отверстий.

Недалеко от мест вырезки ТО и на расстоянии не менее 100мм от предполагаемых отверстий проводится ультразвуковая проверка для определения толщины стенки трубы.

Перед началом огневых работ определяется план вырезки и герметизации ТО. ТО должны быть овальной формы и расположены в верхней четверти газопровода на расстоянии ± 200 от верхней части трубы. Размеры отверстий должны быть в пределах 250×350 мм и не менее 100×150 мм. Отверстия должны находиться не ближе 250мм от продольного и 500мм от кольцевого шва.

Для вырезки технологических отверстий и черновой катушки используется воздушно-плазменная резка ДС120П.33 под давлением газа в газопроводе от 100 до 500Па (10-50мм водяного столба), при условии стабилизации давления газа после сброса.

Пламя горящего газа при вырезке ТО и выполнении черновых резов должно тушиться войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака – замазывать мятой мокрой или бентонитовой глиной.

Воздушно-плазменная резка

Устройство ДС120П.33 создано для выполнения резки электропроводящих материалов до 40мм в производственных и монтажных условиях, включая резку жаропрочных сталей и небферрометаллов. В процессе работы аппарата для подачи газа, способствующего образованию плазмы, может быть использован компрессор. Обычно в качестве плазмообразующего газа применяют воздух или азот.

Сравнивая воздушно-плазменную резку и газокислородную, можно заметить, что хотя оборудование для воздушно-плазменной резки и требует больших первоначальных вложений, эти затраты быстро окупаются за счет снижения операционных расходов. Учёт стоимости труда и значительное увеличение производительности при использовании воздушно-плазменной резки позволяет добиться окупаемости вложений в оборудование в течение всего трех месяцев, что подтверждается производственной практикой.

Среди ключевых преимуществ воздушно-плазменной резки можно выделить:

- минимальную зону термического воздействия;
- всесторонность процесса в отношении к типам металлов;
- нетребовательность к качеству поверхности резаного металла.

Техническими особенностями устройства ДС120П.33 являются:

- Возможность резки стали до 40 мм (разделительный рез) и 35 мм (качественный рез), алюминиевых сплавов - 30 мм, меди и её сплавов – 20 мм.
- Бесконтактное возбуждение дуги.
- Интегрированный регулятор подачи плазмообразующего газа.

Манометр для контроля давления газа.

					<i>Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

- Фильтр-сепаратор влаги и масла.
- Воздушный клапан с подогревом для работы в условиях минусовых температур.
- Встроенные сетевые фильтры для работы от дизельного генератора

Кроме того, устройство обеспечивает:

- Увеличение ресурса электрода благодаря плавному увеличению тока резки и последовательному повышению расхода газа до максимума после зажигания дуги.
- Защиту резака путем блокировки устройства при отсутствии или недостаточном давлении плазмообразующего газа.
- Легкое прожигание возможных загрязнений на поверхности. Главная дуга (между катодом и резаемым материалом) зажигается с помощью вспомогательной (пилотной) дуги.
- Способность работать с ручным резаком, автоматическим резаком в составе трубореза ТР-2 или другими машинами автоматической резки. К тому же, оснащён специальным шлангопакетом для работы при температурах до минус 40°C.

Аппарат ДС 120П.3М в паре с труборезом ТР-2 применяется для выполнения работ по резке труб с диаметром в диапазоне от 56 до 1420мм.

Особенностью трубореза является то, что его перемещение вдоль трубы или листа происходит благодаря уникальной цепи. Сама конструкция трубореза складывается из автономной тележки, которая выполнена в виде шарнирной рамы, снабженной валом и двумя зубчатыми шестернями. Вал соединен с двигателем постоянного тока через редуктор. При этом, шарнирная рама оснащена опорными колесами и устройством для натяжения цепи. Плазмотрон, смонтированный с одной стороны шарнирной рамы, обеспечивает возможность точного перемещения вдоль трубы или листа, благодаря направляющим.

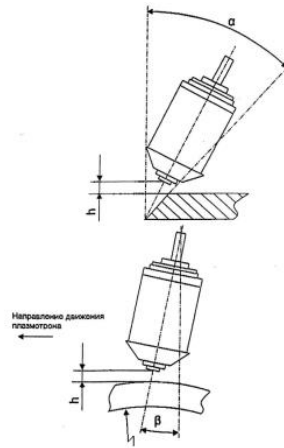


Рисунок 34. Схема установки плазмоторна на трубе при полуавтоматической резке.

Для определения наилучшей скорости ручной и полуавтоматической плазменной резки можно использовать такой метод, как оценка угла, с которого материал выбрасывается с нижнего края обрабатываемой детали, а также проводить наблюдение за состоянием поверхности детали после проведения тестовой резки (см. рисунок 29).

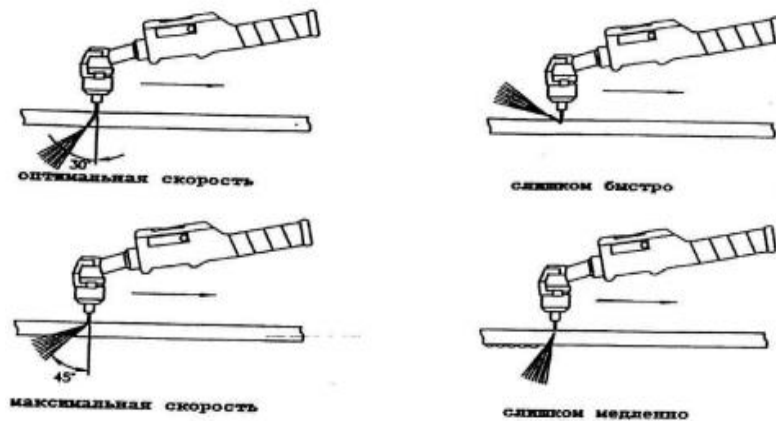


Рисунок 35. Подбор скоростей резки

При резке труб, толщина стенок которых превышает 10мм, рекомендуется начинать процесс медленно. Скорость резки можно увеличивать только после того, как дуга пройдет через нижний край обрабатываемой стенки. Схема процесса вырезки при демонтаже участка после проветривания пространства между временными герметизирующими устройствами (ВГУ), установленными в сторону запорной арматуры и в сторону проведения работ, представлена на рисунке 30, 31, 32.

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

Временное герметизирующее устройство (ВГУ), будь то резиновый шар или другой аналогичный элемент, используется в процессе выполнения огневых работ. Они помогают временно изолировать место проведения работ, устанавливаясь в газопроводе на расстоянии не менее 8-10м с обеих сторон от места резки, между технологическими отверстиями и местом работы. В случае невозможности установить ВГУ на расстоянии 8м от места резки, разрешено установить его ближе, при условии защиты от искр и сварочного грата с помощью дополнительных средств, например, асбестовой ткани, огнезащитных стенок из асбоцементных щитов и т.д.

ВГУ, размещенное в газопроводе, накачивается воздухом или инертным газом до давления, указанного производителем и обозначенного на самом ВГУ или в его паспорте. Оно должно плотно прилегать к внутренней стороне трубы.

Необходимо контролировать состояние и давление внутри ВГУ, регулярно записывая значения давления в специальном журнале. Периодичность и процедура регистрации давления определяются ответственным за проведение огневых работ. Работники, ответственные за контроль состояния ВГУ, не могут быть привлечены к выполнению других видов работ.

В случае обнаружения снижения давления в любом из ВГУ, необходимо немедленно прекратить огневые работы, подкачать ВГУ, проверить его дальнейшее давление. Если давление снижается медленно, то после определенного периода времени следует дополнительно накачать ВГУ до требуемого давления. Если давление снижается быстро, то ВГУ, в котором обнаружен дефект, должно быть заменено.

Установка ВГУ 1 и 2 через технологические отверстия в сторону запорной арматуры и вытеснение газа при помощи продувки воздухом или азотом, или же при помощи естественной вентиляции, показана на рисунке 32.).



Рисунок 36. Установка ВГУ 1, 2

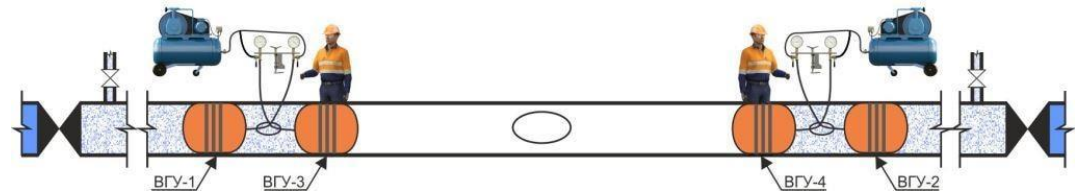


Рисунок 37. Установка ВГУ 3,4, разметка «катушки»



Рисунок 38. Вырезка «катушки»

Сварочные работы

После удаления дефектного сегмента газопровода, важно гарантировать, что оси связываемых концов труб расположены в одной прямой линии. Иными словами, после врезки "катушки", важно избежать искажения оси газопровода, то есть концы стыкуемых труб должны образовывать прямые углы с осями этих труб и быть параллельными друг другу. Такой результат обеспечивается с помощью подвижности свободных концов газопровода.

В случае несоответствия осей свободных концов газопровода, концы дополнительно освобождают от земли. Если точная центровка газопровода невозможна, ремонт этого участка осуществляется с использованием гнутых фитингов.

Перед началом сварочных процедур, концы труб подвергаются сушке или предварительному нагреву. Сушка проводится путем нагревания до температуры в диапазоне от 20 до 500°C, когда температура воздуха ниже +50°C и имеются следы влажности на кромках труб.

В зависимости от содержания углерода СЭ, толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и типа электрода, назначается температура предварительного подогрева концов труб.

					<i>Практическая реализация и оценка эффективности предложенных решений</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

m – обозначает коэффициент, который отражает условия функционирования газопровода при вычислении его прочности, стабильности и деформируемости.

Продольные осевые напряжения:

$$\sigma_{\text{пр}N} = \sigma_{\text{пр}t} + \sigma_{\text{пр},p} = -a_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p R D_{\text{н}}}{2\delta} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,42}{2 \cdot 0,032} = -29,05 \text{ МПа} \quad (2)$$

a_t - представлен как коэффициент линейного расширения металла трубы, град-1;

E – является изменчивым параметром упругости, иными словами, модулем Юнга, измеряемым в МПа;

Δt – представляет собой рассчитываемый температурный градиент, который считается положительным при нагревании, и измеряется, °С;

$\mu=0,3$ – указывает на изменчивый коэффициент поперечной деформации стали, также известный как коэффициент Пуассона.

Существование "минуса" в окончательном результате формулы указывает на присутствие осевых сжимающих напряжений, поэтому важно вычислить коэффициент ψ_1 , который учитывает двухосное состояние металла трубы:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{29,05}{378} \right)^2} - 0,5 \frac{29,05}{378} = 0,959 \quad (3)$$

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \psi_2 2R_1, \text{ где} \quad (4)$$

$|\sigma_{\text{пр}N}|$ - продольные осевые напряжения

Кольцевые напряжения, которые действуют тангенциально к поверхности газопровода, также необходимо учитывать:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p R D_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,356}{2 \cdot 0,032} = 228 \text{ МПа} \quad (5)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{228}{378}\right)^2} - 0,5 \frac{228}{378} = 0,4254 \quad (6)$$

$$\psi_2 R_1 = 0,4254 \cdot 378 = 160,8$$

$|-29,05| \leq 160,8$ условие (4) выполняется.

В целях проверки деформаций, первоначально вычисляются кольцевые напряжения, вызванные действием стандартной нагрузки - внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P D_{вн}}{2\delta} = \frac{9,8 \cdot 1,356}{2 \cdot 0,032} = 207,6375 \text{ МПа} \quad (7)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{208}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} 460}\right)^2} - 0,5 \frac{208}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} 460} = 0,4679 \quad (8)$$

$$\text{Условие, } \sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9} R_2^H \quad 208 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 460$$

$208 < 418 \text{ МПа}$ условие выполняется

Продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$ для полностью заземлённого подземного газопровода:

- для положительного температурного перепада $\Delta t = +40^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha_t E \Delta t - \frac{E D_H}{2 R_{min}} = 0,3 \cdot 208 - 1,2 \cdot 15^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1000} = -187,5 \text{ МПа} \quad (9)$$

- для отрицательного температурного перепада $\Delta t = -40^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha_t E \Delta t - \frac{E D_H}{2 R_{min}} = 0,3 \cdot 208 - 1,2 \cdot 15^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1000} = 110,7 \text{ МПа} \quad (10)$$

Проверяем выполнение условия: $|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H}$

Для положительного температурного перепада:

$$|187,5| \leq 0,4679 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 460 = 195,67, \text{ условие выполняется,}$$

Для отрицательного температурного перепада:

$$|110,7| \leq 0,4679 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 460 = 195,67, \text{ условие выполняется.}$$

Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении

Общая стабильность подземного газопровода в продольном направлении оценивается в соответствии с СНиП 2.05.06-85* в плоскости наименьшей жесткости системы:

$$S \leq mN_{кр}$$

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{н}^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (1,42^2 - 1,356^2) = 0,1295 \text{ м}^2 \quad (11)$$

Эквивалентное продольное осевое сжимающее усилие в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, вызванное воздействием двух рассчитанных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного температурного перепада, также учитывается в этих расчетах:

$$S = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_e E \Delta t) F = (0,2 * 228 + 1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * 40) * 0,1295 = 18,96 \text{ МН} \quad (12)$$

где, $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, Мпа

Осей момент инерции поперечного сечения металла трубы:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (1,42^4 - 1,356^4) = 33,61 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4 \quad (13)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{с.в.} \gamma_m \frac{\pi}{4} (D_{н}^2 - D_{в}^2) = 0,95 \cdot 78500 \frac{3,14}{4} (1,42^2 - 1,356^2) = 10402,8 \text{ Н/м} \quad (14)$$

$n_{с.в.}$ – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия собственного веса трубы для подземных газопроводов.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{из} = n_{с.в.} (q_{и.п.}^H + q_{об}^H) = n_{с.в.} (k_{из} ПД_{и.п.} \delta_{и.п.} \rho_{и.п.} g + k_{из} ПД_{н} \delta_{об} \rho_{об} g) = 0,95(1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,81 + 1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,81) = 939,4 \text{ Н/м} \quad (15)$$

где,

$n_{с.в.}$ – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия веса изоляции;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлёста;

$\delta_{и.п.}$ – толщина изолирующей плёнки, мм;

$\rho_{и.п.}$ – плотность изолирующей плёнки, кг/м³;

$\delta_{об}$ – толщина обёртки, мм;

$\rho_{об}$ – плотность обёртки, кг/м³.

Нагрузка от веса продукта, находящегося в газопроводе единичной длины:

$$q_{пр} = n_{с.в.} 100 R D_{вн}^2 = 0,95 \cdot 100 \cdot 9,8 \cdot 1,356^2 = 1711,8 \text{ Н/м} \quad (16)$$

$n_{с.в.}$ – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия продукта, находящегося в газопроводе.

Нагрузка от собственного веса газопровода:

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр} = 10402,8 + 939,4 + 1711,8 = 13054 \text{ Н/м} \quad (17)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта газопровода с грунтом является важной метрикой, как и сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины:

$$p_{гр} = \frac{2n_{гр} \gamma_{гр} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) t g^2 \left(45^\circ + \frac{\Phi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{ПД_n} = \frac{1 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,42 \left[\left(1 + \frac{1,42}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,42}{2} \right) t g^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right] + 13054}{3,14 \cdot 1,42} = 7705 \text{ Па} \quad (18)$$

где,

$n_{гр}$ – коэффициент надёжности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта, суглинок, кН/м³;

h_0 – высота засыпки от верхней образующей газопровода до поверхности грунта, м;

$\Phi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, град.

Предельные касательные напряжения по контакту газопровода с грунтом:

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}} = 7705 \cdot \operatorname{tg} 20^\circ + 15 = 2,82 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м} \quad (19)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины:

$$p_0 = \Pi D_{\text{н}} \tau_{\text{пр}} = 3,14 \cdot 1,42 \cdot 2,82 \cdot 10^{-3} = 12,57 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м} \quad (20)$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\Pi D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,42 \left(1 + \frac{1,42}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,42}{8} \right) + 13054 = 37,94 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м} \quad (21)$$

В случае прямолинейных сегментов подземных газопроводов и при пластической связи трубы с грунтом, продольное критическое усилие также необходимо определить:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 * \sqrt[11]{p_0^2 q_{\text{верт}}^4 F^2 E^6 J^3} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{(12,57 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (37,94 \cdot 10^{-3})^4 \cdot 0,032^2 (2,1 \cdot 10^5)^6 \cdot (4,044 \cdot 10^{-3})^3} = 23,75 \text{ МН} \quad (22)$$

p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины, МН/м;

F – площадь поперечного сечения трубы, м^2 ;

E – модуль упругости, МПа;

J – осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы, м^4 .

Проверяем выполнение условия $S \leq mN_{\text{кр}}$:

$$mN_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 23,75 = 21,375 \text{ МН}$$

$$S \leq mN_{\text{кр}}; 5,01 < 21,375 \text{ МН} \text{ – условие выполняется}$$

S – обозначает эквивалентное продольное осевое сжимающее усилие в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, измеряемое в, МН.

Проверка соблюдения условия $S \leq mN_{\text{кр}}$ в случае упругой связи прямолинейного газопровода с грунтом также является важным шагом в этом процессе:

$$N_{кр} = 2\sqrt{k_0 D_H E J} = 2\sqrt{20 \cdot 1,42 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}} = 310,6 \text{ МН} \quad (23)$$

k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м³;

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 310,6 = 279,54 \text{ МН}$$

m – коэффициент условий работы газопровода при расчёте его на прочность, устойчивость и деформативность. Газопровод III категории.

$5,01 < 279,54 \text{ МН}$ – условие выполняется.

3.5. Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода после проведения ремонтных работ с помощью программного комплекса «ANSYS Workbench»

Повторяем все вышеуказанные действия (как для трубопровода с образованием вмятины).

Затем в модуле Static Structural следует добавить следующие функции:

- Total Deformation (смещение);
- Equivalent Elastic Strain (деформация);
- Equivalent (von-Mises) Stress (напряжение по Мизесу);
- Safety Factor (коэффициент запаса прочности).

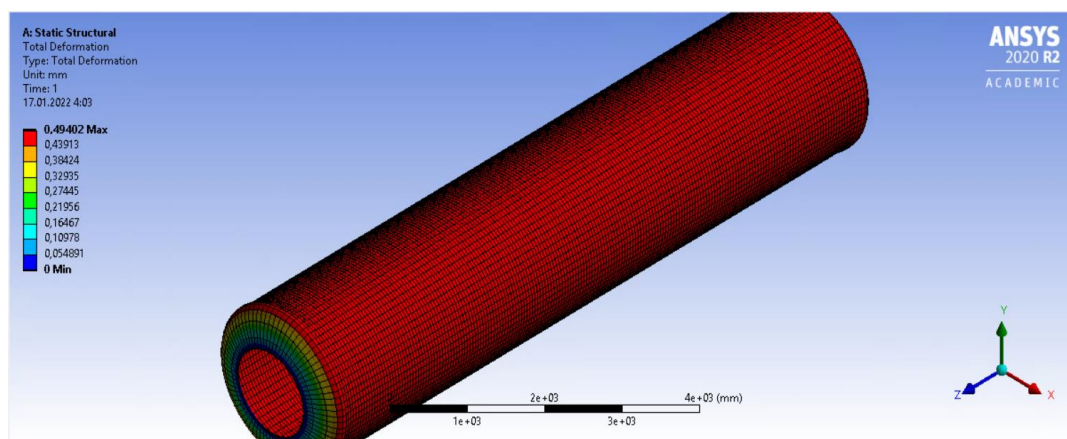


Рисунок 39. Смещения участка газопровода до образования вмятины

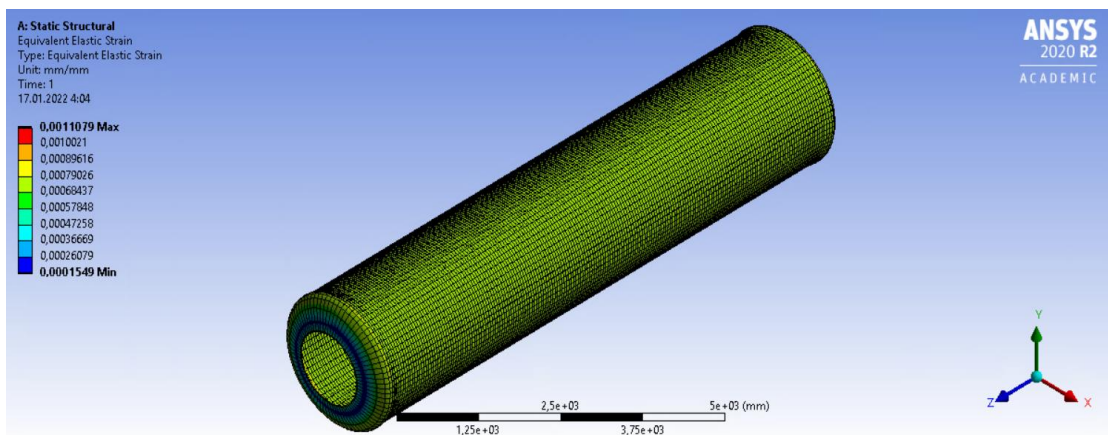


Рисунок 40. Эквивалентная упругая деформация до образования вмятины

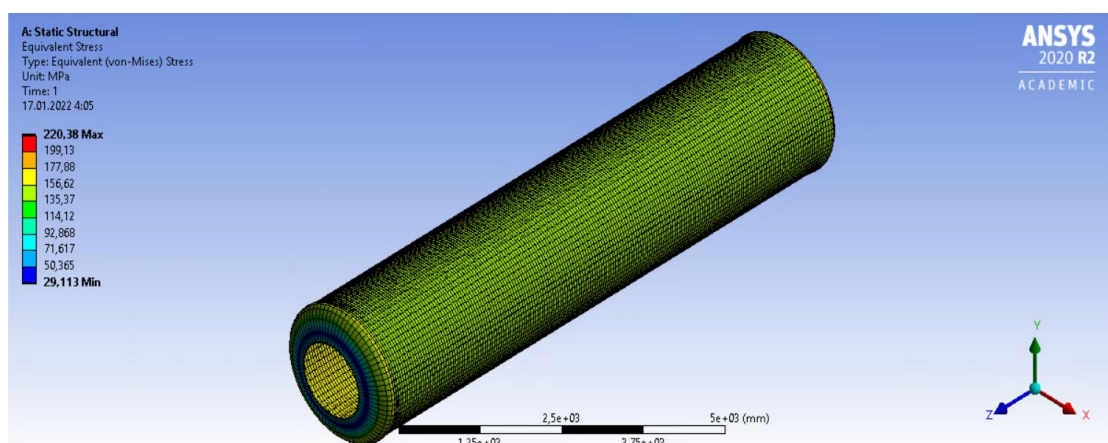


Рисунок 41. Эквивалентные напряжения по Мизесу до образования вмятины

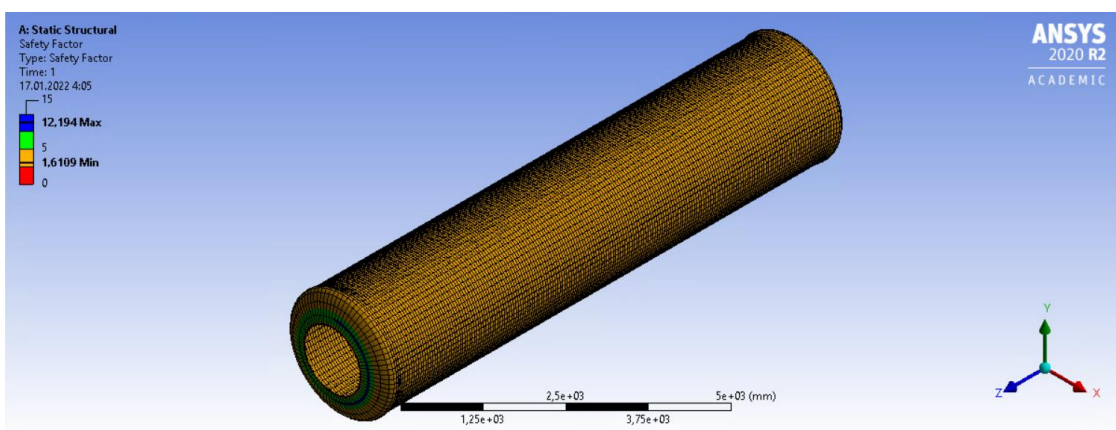


Рисунок 42. Коэффициент запаса прочности до образования вмятины

Коэффициент запаса прочности трубопровода составляет, $n \approx 1,61 > 1$, соответственно, условие прочности выполняется.

Рассматриваемый участок газопровода «Сила Сибири» в Алданском районе Республики Саха (Якутия), после проведения ремонтных работ выдержит нагрузку.

Вывод к 3 главе

В рамках практической части работы были выполнены следующие задачи:

Было проведено исследование напряженно-деформированного состояния газопровода с вмятиной с использованием программного комплекса "ANSYS Workbench". Данный инструмент позволил получить достоверные и объективные данные о текущем состоянии газопровода, что является ключевым этапом при выборе метода ремонта.

На основе полученных данных было предложено проведение ремонтных работ с использованием нового метода вырезки катушки, основанного на патентованной технологии. Этот метод позволяет устранить вмятину и восстановить работоспособность газопровода с минимальными затратами и в короткие сроки.

Был разработан математический метод вычисления напряженно-деформированного состояния газопровода, который позволил детально оценить эффективность предложенного метода ремонта.

После проведения ремонтных работ, с помощью программного комплекса "ANSYS Workbench" был проведен повторный расчет напряженно-деформированного состояния газопровода. Полученные результаты подтвердили высокую эффективность предложенного метода ремонта.

Таким образом, в рамках практической части работы были успешно решены поставленные задачи, а полученные результаты могут быть использованы для повышения эффективности и безопасности эксплуатации газопроводов.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

По итогам расчета по определению глубины вмятины в ПК «ANSYS», были разработаны рекомендации по оптимизации капитального ремонта, проводившиеся на участке газопровода «Силы Сибири» 764км 594м. Одной из этих рекомендаций является фиксирования и центрирования при вырезке «катушки».

Данный метод позволит предотвратить возможные скосы и уклоны при монтажно-сварочных работ.

В данном разделе произведем анализ стоимости вырезки газопровода совместно с применением этой технологии, проведем анализ времени сооружения и материальных затрат.

Исходные данные для расчета:

Таблица 6 - Данные для расчета экономической эффективности

Параметр	Данные

Рассчитаем и проанализируем затраты на применение технологии.

Состав затрат в соответствии с выполняемыми работами при вырезке «катушки» газопровода с фиксирующим и центрирующим, формируется по следующим элементам:

1. Материальные расходы;
2. Затраты на оборудование;
3. Затраты на оплату труда;
4. Выплаты на социальные нужды;
5. Амортизационные отчисления;
6. Прочие расходы.

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		Литера	Лист	Листов
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		89	129
Разраб.	Карамзин В.А.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Руководит.	Шадрина А.В.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

4.1. Расчет затрат на укладку газопровода

Расчет времени укладки всего трубопровода совместно с установкой фиксирования и центрирования

Определим нормы времени для прокладки всего трубопровода совместно с коробом. Время на проведение мероприятия включает в себя все этапы земляных работ, сварочно-монтажных работ, погрузку-разгрузку, укладку и испытание трубопровода.

Исходя из данных, представленных в главе об описании капитального известно, что количество сварных швов равно 2.

Площадь изоляционного покрытия для сварных швов находим по формуле:

$$S_{\text{из}} = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot l_{\text{муфт}} \cdot K, \quad (24)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, $l_{\text{муфт}}$ – ширина термоусаживающейся ленты, для диаметра 1420мм равна 200 мм, K – количество секций сварных швов, принимаем равным 2.

$$S_{\text{из}} = 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,2 \cdot 2 = 1,78 \text{ м}^2.$$

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы», рассчитаем время на прокладку всего трубопровода вместе фиксирующим и центрирующим устройством.

Мероприятия, выполняемые при замене участка трубопровода, и время на его проведение представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Время на выполнение мероприятий по укладке газопровода с коробом

Виды работ	Общее время, час	
Земляные работы	Срезка растительного слоя 2 бульдозерами	1,91
	Разравнивание и уплотнение грунта	2,89
	Окончательная планировка площадей 2 бульдозерами	1,88
Монтаж всего трубопровода совместно с установкой фиксирующей и центрирующим устройством	Установка фиксирующих и центрирующих устройств	7,6
	Прокладка труб	12,25
	Стыковка труб	3,66
Сварочные работы	Автоматическая сварка в среде углекислого газа	10,3
Изоляционные работы	Изоляция формованными и обжиговыми изделиями	4,2
Испытание трубопроводов		11,76
Итого:		56,34

Расчет на материалы

Затраты на приобретение устройство фиксирования и центрирования указаны в таблице 8. Цены на материалы были взяты на сайтах производителей.

Таблица 8 – Расчет стоимости устройства фиксирования и центрирования

Наименование	Кол-во	Стоимость, руб.
Устройства фиксирования и центрирования	6	543593·6=3261558

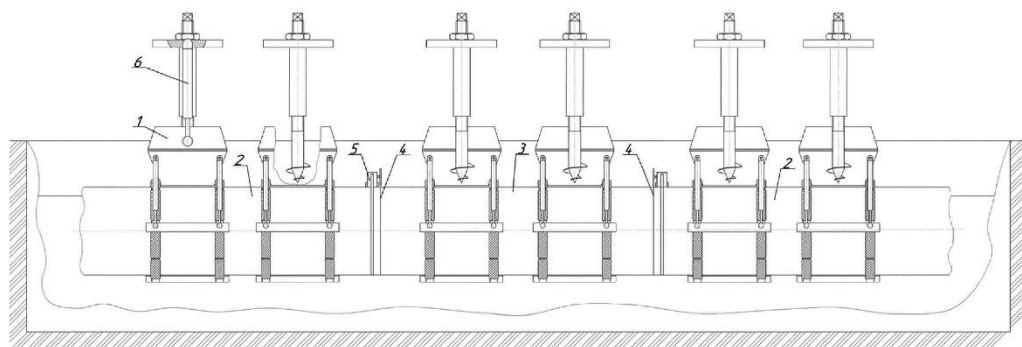


Рисунок 43. Устройства в процессе фиксирования концов трубопровода

[Redacted text block]

При расчете затрат на сварку необходимо учитывать расход сварочных электродов. На 1м шва, методом автоматической дуговой сварки расход электродов составляет 1,054 кг. В одной упаковке сварочных электродов ОК-46 содержится 5300г.

Рассчитаем необходимое количество упаковок электродов:

$$N_{эл} = \frac{\text{расход электродов} \cdot \pi \cdot D \cdot K}{\text{массу упаковки}} = \frac{1,054 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 2}{5,3} = 2 \text{ уп.}$$

Округляем значение до ближайшего большего целого числа.

Общая длина термоусадочной ленты составляет:

$$L_{из} = \pi \cdot D \cdot K = 3,14 \cdot 1,42 \cdot 2 = 8,92\text{м}$$

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (25)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования; $N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.); C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.); k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Материалы для работ по укладке газопровода закупаются без каких-либо скидок по рыночной цене.

В таблице 10 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по вырезке «катушки» участка газопровода длиной 10м.

Таблица 9 – Расчет стоимости материалов

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Труба, D = 1420 мм	тонна	19,8	151696	3033920
Электроды сварочные ОК-46	уп.	2	143	286
Термоусаживающие ленты	160 м	8,92м	9720	86702,4
Итого:				3120908,4

4.2. Расчет экономического эффекта укладки газопровода с установкой фиксирования и центрирования

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости устройства (C_0), стоимости обслуживания в год (C), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно выручки (D):

$$\mathcal{E} = D - (C_0 + C) = 3526000000 - (3261558 + 229000000) = 3\,293\,738\,442 \text{руб.}$$

4.3. Оценка экономической эффективности укладки газопровода совместно с установкой фиксирования и центрирования

Расчет инвестиций при вырезке «катушки» газопровода вместе с устройством фиксирования и центрирования представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет инвестиций при укладке газопровода с устройством фиксирования и центрирования

Инвестиции, I, тыс. руб.	
Устройства фиксирования и центрирования	3261,56
Работы по замене газопровода	1862,52
Затраты на материалы (в т. ч. металл трубы)	3033,92
Итого	8158

Ежегодные эксплуатационные затраты сформированы с учетом следующих затрат, представленных в таблице 11.

Таблица 11 – Виды расходов, формирующих эксплуатационные затраты

Виды затрат	Стоимость, тыс. руб.
Электроэнергия	545,4
Топливо	7,8
Прочие материальные затраты	143,2
ФОТ	851,1
Отчисления от ФОТ (30,2%)	257
Амортизационные отчисления	203,4
Прочие работы и затраты (налог на имущество, затраты на капитальный ремонт)	1031

Выручка формируется в результате производства среднегодовой транспортировки газа и тарифа на транспортировку, а также сокращения времени работ. Показатели экономической эффективности укладки газопровода совместно с коробом представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Показатели экономической эффективности замены газопровода с коробом

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$), NPV	млн. руб.	2,8224
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР), IRR	%	>100%
Срок окупаемости (простой), PP	годы	1,1
Срок окупаемости (дисконтированный), DPP	годы	1,1
Индекс доходности капитальных вложений, PI	доли ед.	165,92

Вывод к 4 главе

В ходе экономических расчётов было показано, что чистый дисконтированный доход при работе газопровода с устройством фиксирования и центрирования составил 2,8224 млн руб. В данном случае вырезки «катушки» участка газопровода с устройством фиксирования и центрирования, считается эффективным с экономической точки зрения, так как установка окупает себя чуть более 1 года.

Глава 5. Социальная ответственность

В рамках магистерской диссертации разрабатываются мероприятия по повышению надежности участка магистрального газопровода при ремонтных работах путем вырезки катушки на основании патента. В административном отношении участок магистрального газопровода «Сила Сибири» – Алданского района расположен на территории Республики Саха (Якутия). Климат Республики Саха (Якутия) резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого теплого — июля составляет 70–75°С.

В данном разделе работы анализируется влияние на человека и окружающую среду применяемого оборудования, энергии, продукции и сырья, а также техника безопасности при работе с определенным оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К производству работ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию, соответствующую утвержденным инструкциям по охране труда по профессиям, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих средств индивидуальной защиты (СИЗ), оказанию доврачебной помощи, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте				
						Литера	Лист	Листов	
							95	129	
Разраб.		Карамзин В.А.			Социальная ответственность			Отделение нефтегазового дела	
Руководит.		Шадрина А.В.						Группа 2БМ11	
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.							

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (*36 часов в неделю и меньше*),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (*не меньше 7 календарных дней*),
- происходит рост оплаты труда (*не меньше 4% от оклада*),
- льготы для пенсионного обеспечения, – бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7). Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях.

Персонал допускается к работе только в спецодежде и в средствах индивидуальной защиты, после инструктажа. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны газа и вредных веществ.

Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и других нормативных документов. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, доступа к противопожарному оборудованию.

5.2. Производственная безопасность

Возможные опасные и вредные природные факторы, возникающие и при строительстве газопровода и защитных инженерных конструкций, представлены в таблице.

Таблица 13 - Возможные опасные и вредные факторы при проведении ремонтных работ на линейной части магистрального газопровода с использованием мобильной компрессорной станции (МКС)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работ			Нормативные документы
		Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [2] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [3]
2	Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	+		ГОСТ 12.3.003-86 [4]
3	Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [5] Федеральный закон от 22.07.2013г. №123 – ФЗ, Технический регламент отребованиях пожарной безопасности [6]
4	Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [7] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [8]
5	Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [9] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [10] СП 51.13330.2011 [11]
6	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ [12] Контроль за уровнем загазованности приведен вГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[13]
7	Отклонение показателей климата	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [19]
8	Укусы животных и насекомых		+	+	

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 2-3.5-454-2010.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности. Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельнооказывать

первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлиф-машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость и раздражительность.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши.

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.).

Определение класса условий труда при воздействии производственного шума, оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию сварочного аэрозоля.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов.

При значительном содержании природного газа в воздухе, из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует, их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

Работы по перекачке газа в смежный участок через мобильную компрессорную станцию относятся к газоопасным работам. К газоопасным относятся работы, которые выполняются в местах с загазованной атмосферой или при выполнении этих работ возможно выделение газа и образование среды, способной вызвать отравление или привести к взрыву.

Количество газа, выбрасываемого в атмосферу при выводе газопровода в ремонт $V_{рем}$, м³, определяется по формуле (1):

$$V_{pm} = 0,00714 * V_{п} * \frac{P_{atm} + P_{г}}{273 + t_{г}}$$

где

$V_{п}$ – объем полости газопроводов, м³;

$P_{атм}$ – атмосферное давление, Па;

$P_{г}$ – давление газа в газопроводе при продувке(избыточное), Па;

$t_{г}$ – температура газа, °С.

$$V_{рем.труб} = 0,00714 * 59279 * \frac{101325 + 1000000}{298} = 1564221 \text{ м}^3$$

Объем выброса при проведении плановых работ был найден по формуле (2):

$$V_{рем.труб} = 9,24 * d^2 * t * \frac{P_{атм} + P_{г}}{T_{г}} * \sqrt{\frac{P_{г}}{\rho_{ф}}}$$

где,

d – внутренний диаметр трубопровода, через который производится продувка, м;

t – время регулировки и настройки, ч;

$\rho_{ф}$ – фактическая плотность газа, кг/м³;

$$V_{\text{грп.об}} = 9,24 * 0,15^2 * 0,33 * \frac{101325+1000000}{298} * \sqrt{\frac{1000000}{0,83}} = 278309,9 \text{ м}^3$$

где, $\rho_{\text{ф}}$ фактическую плотность газа находим по формуле (3)

$$\rho_{\text{ф}} = \rho * \frac{T_1 * P_a}{T_{\text{г}} * P_{\text{атм}} * Z}$$

где,

ρ – абсолютная плотность газа, кг/м³, принимается по данным из паспорта качества газа;

$P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, Па;

T_1 – температура приведения, МПа;

P_a – абсолютное давление газа, МПа;

$T_{\text{г}}$ – температура газа, К;

Z – коэффициент сжимаемости;

$P_{\text{г}}$ – давление газа, Па;

$$\rho_{\text{ф}} = 0,7383 * \frac{273 * (1 + 0,101)}{298 * 0,101 * 0,9822} = 0,83 \text{ кг/м}^3$$

Общий объем выбросов природного газа при проведении ремонтных работ:

$$V_{\text{рем. б}} = V_{\text{рем.труб}} + V_{\text{грп б}} = 1564221 + 278309,9 = 1842531 \text{ м}^3.$$

В ходе работы выполнен расчет объема потерь природного газа, вследствие проведения обслуживания и ремонтных работ на линейной части участка магистрального газопровода. Значение составляет 1842531 м³.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого теплого — июля составляет 70–75 °С. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях до –70°С) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии.

Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противо-энцефалитный, сапоги кирзовые.

Зимой: куртка на утепленной прокладке (пуховое покрытие), костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни, перчатки, рукавицы, варежки.

Укусы животных и насекомых

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем, существует опасность укусов кровососущими насекомыми и клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Укус клеща может вызвать воспаление головного мозга и нарушение функций ЦНС, вследствие воздействия патогенных микроорганизмов. Укусы кровососущих насекомых могут вызвать зуд и покраснения кожи в месте укуса, а также вызвать реакцию сенсибилизации и общую интоксикацию организма вследствие химического воздействия на организм в виде токсичного вещества.

Для защиты от укусов кровососущих насекомых и клещей используется:

- Средство для обработки одежды (защитный аэрозоль);
- Средство для нанесения на кожу (спрей);
- Костюм для защиты от вредных биологических факторов с сеткой иммуноглобулина.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5лк при работе вручную и не менее 10лк при работе с помощью машин и механизмов.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

**Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в
т.ч. грузоподъемные)**

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы заземления машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Для подвода тока к электро-держателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ, сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м.
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно

Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности.

Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры пониженное содержание кислорода ввоздухе;
- взрывы;
- токсичные продукты сгорания, дым.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ.

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

5.3. Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Защита атмосферы.

Воздействие на атмосферный воздух в период проведения работ можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным.

Источниками загрязнения при строительстве являются:

- работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- сварочные работы;
- опорожнение трубопровода перед врезкой путем стравливания газа в свечу;
- выемочно-погрузочные работы;
- земляные работы и работа с сыпучими материалами (выделяется пыль).

К мероприятиям по снижению воздействия на атмосферу относятся:

- применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ;
- использовать только исправную технику, прошедшую контроль токсичности отработанных газов;
- осмотр и регулировка топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- проведение работ с возможным минимальным использованием технических средств.

В период нормального режима эксплуатации магистральные газопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

Защита гидросферы.

- Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;
- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

Для снижения воздействия на гидросферу и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

- Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- Строгое соблюдение правил работы в водоохранной зоне;
- Озеленение водоохранных зон;
- Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы строительной бригады.

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта газа герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды.

Защита литосферы

Для выполнения работ по сооружению газопровода требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ. В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия - механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

потребления [18].

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;
- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;
- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива, ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой (после завершения работ площадка демонтируется);
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ

5.4. Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайными ситуациями, которые могут возникнуть при строительстве трубопровода и защитных конструкций, являются: пожар,

взрыв на рабочем месте и ЧС природного характера в виде возникновения оползня.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара:

- Работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- Персонал должен пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- Проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- Работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;
- Электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- Рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения;
- Установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта.

При возникновении пожара на магистральных газопроводах оперативный персонал должен аварийно остановить компрессорную станцию и отключить аварийный участок. При этом необходимо, чтобы выгорел скопившийся под высоким давлением газ. Наиболее эффективно тушение

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

таких пожаров с помощью порошковых огнегасительных составов на основе бикарбонатов калия и натрия, а также, введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (двуокись углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа

Для освещения рабочего места на загазованных участках разрешается применять только аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении.

Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах.

Вывод к 5 главе

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы, позволяющие уменьшить вред воздействия на организм человека.

При ремонте магистральных газопроводов и эксплуатации необходимого оборудования необходимо уделять большое внимание экологической и производственной безопасности.

Анализ вредных и опасных производственных факторов при проведении ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением мобильной компрессорной станции показал, что необходимо использовать исправное оборудование и соблюдать технику безопасности, чтобы обеспечить безопасную работу сотрудников и экологическую безопасность. Все линейные объекты необходимо содержать в состоянии, которое отвечает требованиям «Правил эксплуатации магистральных газопроводов».

Заключение

В ходе проведенного исследования были изучены особенности газопровода "Сила Сибири", проходящего через горную местность. Основное внимание было уделено изучению влияния природно-климатических и географических условий на процесс ремонта трубопровода.

Во второй главе исследования были проанализированы существующие методы ремонта газопроводов в горных условиях, и был сделан акцент на необходимости проведения ремонта для устранения дефектов, таких как вмятины. Было предложено новое технологическое решение – метод вырезки катушки с использованием устройств фиксации и центрирования.

В третьей главе была приведена характеристика исследуемого газопровода, проведен расчет напряженно-деформированного состояния газопровода с вмятиной с использованием программного комплекса "ANSYS Workbench". Были проведены ремонтные работы с использованием метода вырезки катушки на основе патента, и затем было проведено повторное моделирование ситуации после проведения ремонтных работ.

На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что предложенный метод вырезки катушки с использованием устройств фиксации и центрирования является весьма эффективным. Он позволяет минимизировать скос и смещение трубопровода на 95% в процессе вырезки катушки и сварочно-монтажных работ, обеспечивая тем самым высокое качество ремонта. Более того, применение этого метода в горных условиях обеспечивает безопасность работников, что является приоритетной задачей в любом ремонтном процессе.

Особенно важно отметить, что, несмотря на первоначальные затраты на внедрение данного метода, он окупается уже через чуть более одного 1 года.

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>				
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					
						Литера	Лист	Листов	
							110	129	
Разраб.		Карамзин В.А.			Заключение			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11	
Руководит.		Шадрина А.В.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.							

Список литературных источников

1. Сидоркин Д.И., Шаммазов И.А., Джемилёв Э.Р., Пшенин В.В. «Способ ремонта дефектных участков магистральных газопроводов» .
2. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчёты при сооружении трубопроводов». – М.: Недра, 1995. – 246с.
3. Вайншток С.М. «Трубопроводный транспорт нефти». I том – М.: Недра, 2002 – 407с.
4. ВСН 012-88 «Контроль качества и приёмка работ».
5. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов Технология и организация».
6. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
7. ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Мингазпром».
8. ВРД 39-1.10-006 2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».
9. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
10. Инструкция по гидравлическому и топливному расчёту магистральных газопроводов, прокладываемых в северных районах.
11. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ВНИИГАЗ, 1984г.
12. РД 51-2-97 «Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем», ОАО «Газпром», 1997.
13. РД 558-97 «Технология сварки труб при производстве ремонтно – восстановительных работах на газопроводах».

					<i>Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
					<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						111	129
<i>Разраб.</i>	<i>Карамзин В.А.</i>				Список литературных источников		
<i>Руководит.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

14. СТО Газпром 14 – 2005, «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО «Газпром».
15. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».
16. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».
17. СН 452 «Нормы отвода земель».
18. СП 104-34-96 «Земляные работы».
19. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов».
20. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»
21. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
22. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»
23. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»
24. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
25. СТО Газпром 14 – 2005
26. Обучение приемам и способам оказания первой медицинской помощи в чрезвычайных ситуациях. 2008г
27. СНиП 3-4-80 «Техника безопасности в строительстве»
28. Сан.ПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03«Санитарные правила и нормы к естественному, искусственному освещению»
29. СНиП12.1.030-81«Электробезопасность. Защитное заземление»
30. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах»
31. ГОСТ 12.4.051 «Средства индивидуальной защиты органа слуха»
32. ГОСТ 12.4.4044 «Выбор спецодежды для сварки»
33. ГОСТ 12.4.011 «Средства защиты работающих»
34. ГОСТ 12.4.023 «Щитки защитные лицевые»
35. ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные»
36. Инструкция по борьбе с клещевым энцефалитом
37. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность»

					<i>Список литературных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

Приложение А

TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY



Analysis and development of solutions aimed at improving the reliability of the gas pipeline

21.04.01. Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Студент:

Группы	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Карамзин Владимир Алексеевич		08.06.2023

Руководитель магистерской диссертации:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		08.06.2023

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		08.06.2023

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка решений, направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности, при его ремонте		
					Литера	Лист	Листов
						113	129
Разраб.	Карамзин В.А.				Приложение А		
Руководит.	Шадрина А.В.						
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

Introduction

The recent increase in global energy consumption has led to the exploration and production of fossil fuels in deep-waters. The produced oil and gas from these remote locations is conveyed for further processing and consumption using pipelines. However, the integrity of pipeline system of transmission is threatened majorly by mechanical defects such as dent and gouge. In this work, the effect of dent size on the structural integrity of an oil and gas pipeline was studied using computational method. The pipe is modelled using ANSYS software and solved using the finite element capabilities of the software. The pipe is loaded laterally with a pressure load which causes the dent on the pipe and the pipe is fixed at one end and free at the other end to allow for the determination of hoop stress in the pipe. The results for one dent size is further used to solve for various sizes of dent and the corresponding stresses induced in the pipe were determined. The solution shows that after a dent size of 19mm the pipe will fail due to the ultimate tensile strength being exceeded.

Pipeline Deformation

What kind of geometric anomalies are there, and what creates them?

External influences, such as geohazards and accidental third-party actions can change the shape of a pipeline and thus threaten pipeline integrity. Changes to the geometry of a pipeline come in two basic forms: There are local features such as dents, buckles and ovalities, and there is bending.

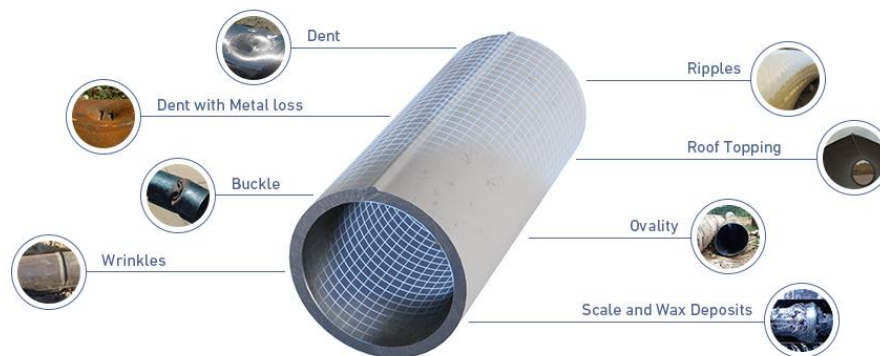


Figure 1. The different geometric anomalies

Pipeline Dent

A dent is a permanent deformation of the circular cross section of the pipe (ASME B31.8). Dents cause changes in the pipeline ID, namely a reduction in diameter, which results in them being concave on the inside. This distortion leads to local stress and strain concentrations which can result in crack initiation and accelerate fatigue crack growth. Dents in pipelines can occur in-service as a result of impact by construction or agriculture equipment. However, the majority of dents are introduced during pipeline construction, typically by the pipe being laid directly on rocks within the pipe trench.

Dent with metal loss

A pipeline dent that is associated with any kind of metal loss, i.e., a measurable reduction in the wall thickness, is called a dent with metal loss. The severity of this feature depends on the cause of the metal loss. A dent associated with a gouge is one of the most severe forms of pipeline defect due to the combination of stress concentrations caused by the dent and potential for cracking caused by work

hardening in the base of the gouge. Dents associated with corrosion are less severe but appropriate assessment must be performed to understand the impact on the burst pressure of the pipe and on its fatigue life.

Pipeline Wrinkles

Wrinkles are localized waveform deformations in the pipeline wall, typically consisting of several alternating inward and outward undulations. The most common cause of pipeline wrinkles is from historic pipe bending techniques that permitted the formation of wrinkles on the inner bend radius. Smaller wrinkles (also often called “Ripples”) may also be introduced in more modern pipe bends, if the process is not adequately controlled. Wrinkles can also form in-service, due to excessive bending strains caused by ground movement for example.

Pipeline Ripples

Ripples are less pronounced than wrinkles and are typically associated with pipe bending where the bending process has not been adequately controlled. They are more common in pipelines with a high diameter to wall thickness ratio.

Pipeline Buckle

A buckle is a partial collapse of the pipe due to a lateral instability caused by excessive bending or compression. The possibility of abrupt changes in the local pipeline curvature at the buckle location may result in cracking and possible loss of containment. Causes of the excessive loading that can lead to pipeline buckling include soil instability, landslides, washouts, frost heave, earthquakes, or operation at temperatures exceeding design limits.

Roof Topping

Roof topping, also referred to as peaking or angular misalignment, is the name given to a non-circular geometric anomaly that can occur in longitudinally welded pipes at the seam weld. It occurs more frequently, but not exclusively, in older pipes, particularly pre-1970s. It occurs during pipe manufacturing when plate edges are incorrectly “crimped” when attempting to form a true circle. This causes the edges to meet as a triangular apex and the seam weld protrudes beyond the circular contour of the pipe.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

Pipeline Ovality

An ovality is out-of-roundness of the pipeline that can occur because of local concentrated loads or pipeline bends.

Scale and Wax Deposits

Whilst not geometric anomalies, debris on the inner pipe wall can result in indications in the geometry data that, if not interpreted correctly, can be misclassified as dents. The dual technology used within RoGEO XT tool allows differentiation between real geometric anomalies and debris and can also quantify the extent of debris such as wax and scale in order to support pipeline cleaning programs.

Literature review

A pipeline dent refers to an enduring deformation in the pipe cross-section. It typically leads to complete distortion of the pipe cross-sectional structure when it happens. The dent depth or size denotes the greatest decrease in the pipe diameter compared to its original diameter.

To estimate and control dent, Orynyak et al. [2] proposed that dent region fails by plastic hinges mechanisms. The model is based on plastic collapse and it is applied to a pipe with longitudinally infinite indentation. As shown in Figure 1, the dent has a length $2c$ and a depth H , failure occurs in this pipe by plastic collapse at points A, B and C. The dent depth H which is connected to radius V is given by:

$$H = 2(V - V \cos \frac{c}{V}) \quad (1)$$

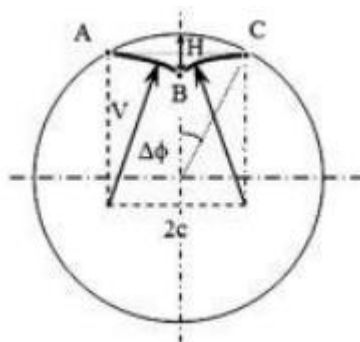


Figure 4. Orynyak's Model of Plastic Collapse by Plastic Hinges Located In A, B and C

The angle of the pipe surface tangent at A is given as follows:

$$\Delta\phi = \frac{c}{V} \quad (2)$$

The pipe strength reduction factor is given by using the expression below:

$$\alpha = \frac{PR}{\sigma_{ut}\tau} = \sqrt{\left(\frac{V^2}{\tau^2} \left(\frac{c}{V}\right)^4 + 1 - \frac{V}{\tau} \left(\frac{c}{V}\right)^2\right)} \quad (3)$$

where P, V, σ_u , τ , R and c are internal pressure, curvature radius of dent, ultimate strength, wall thickness, outer radius of pipe and half length of the dent respectively.

Stress and Strain State Analysis of Defective Pipeline Portion

Postulation is that the principal pipeline, after an extended duration of operation, experiences progressive deterioration and develops flaws. Even when the principal pipeline is engineered following an ideal design plan, its secure functionality cannot be ensured without regular external examinations, technical diagnostics, and evaluations of its current condition for subsequent servicing.

In most instances, as of now, the condition assessment of primary oil pipelines is conducted without the aid of computer modelling or a comprehensive engineering assessment. The objective of this paper is to evaluate the viability of continued pipeline operation by determining the magnitudes of internal forces exerted on a section with a defect.

It is widely accepted that internal transformations within the metal eventually lead to its failure, a state referred to as the ultimate stress condition. For ensuring the integrity of the principal pipeline, it is crucial to equate the peak stress levels occurring at the pipeline's most critical point with the defect, and the maximum tolerable limits of the material composing the pipeline. The peak stress condition of the pipeline signifies the threshold beyond which the operation of the structure (particularly, the principal pipeline) is infeasible. The greater the deviation of the actual internal voltage value from the value of the limit state, the more reliable the pipeline is.

To identify and evaluate these quantities, software tools can be employed, enabling the computation of stresses exerted on the pipeline wall and providing

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

output in the form of three primary stress figures. The stress-strain condition calculation is founded on the method of computing the permissible elastic stresses.

Methodology

The study focuses on the alteration process of tubes, induced by plain indentations, under the influence of internal force. This process is evaluated using computational simulations of finite elements. For these investigations, a three-dimensional finite element model was established, leveraging the ABAQUS 6.12 software. The computational analysis consists of an elastic-plastic imitation of the indenting operation and the calculation of strain distribution in the steel tube. For every simulation, the tube's longitudinal length was 2.6 times the outer diameter, and the proportion between the outer diameter and the thickness of the wall was 90. The sample tube had an outer diameter of 762mm, wall thickness of 8.5mm, and a span of 2000mm. Given the symmetry, only half the tube was represented in the simulation to optimize computational resources.

The finite element grid was formed using the C3D8R component, an 8-node linear brick that employs reduced integration and controls hour-glassing. The internal pressure was adjusted to correspond to the yield pressure, P_y , which pushes the stress in the circumferential direction to match the material yield stress level, σ_y . The following equation establishes the relationship between P_y and σ_y .

$$p_y = \frac{\sigma_y t}{r_i} \quad (4)$$

Here, t symbolizes the thickness of the tube wall and r_i signifies the tube's internal radius. During the finite element modeling, the internal pressure was exerted on the inner surface of the tube, mirroring real-world scenarios. The effect of differing levels of internal pressure and depth of indentation on the denting load-displacement curves and strain distributions in the indented region of the tube were examined through finite element simulations. The alteration in thickness with deformation was not considered in the analysis. A parametric evaluation was performed to comprehend the effects of internal pressure and depth of dent on strain distribution.

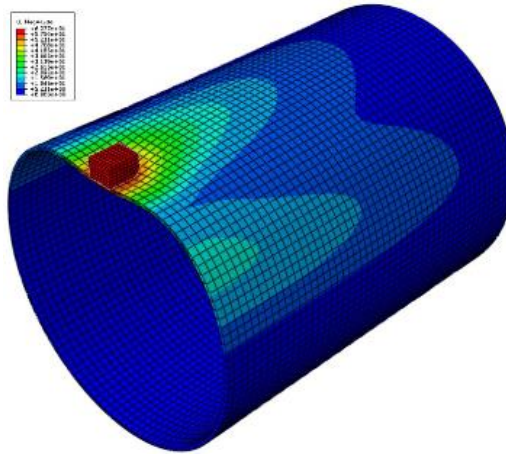


Figure 5. Node-based spatial shifts

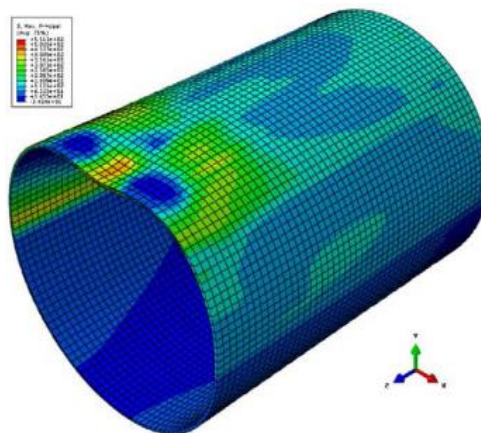


Figure 6. Peak primary stress

The indentation process of the tube was simulated using rectangular rigid surfaces (indentation instruments) to plastically impact the tube outer surface. The material properties were derived from tension tests conducted on the steel specimen. A flow rule of plastic potential, the von Mises yield function, and a combination of isotropic and kinematic hardening were presupposed. The interaction between the indenter and the tube was depicted using the master-slave algorithm. The load step that simulated the application of internal pressure was executed, which was then followed by loading and unloading with the indenting instrument. Figures 5 and 6 illustrate the finite element results of the magnitude of spatial displacements at nodes and the maximum primary stress on the dented region outer surface.

Results and discussions

Figure 7 showcases the curve of load versus displacement for the steel tube when the ratios (p/p_y) and (d/D_o) are fixed at 0.30 and 0.04 respectively. The overall pattern of this force versus deflection curve is largely contingent on the magnitude

of the inner pressure. Upon inspection, it is discerned that the force required for creating the dent augments almost linearly increases with the increase in the depth of the dent. After the complete removal of the load and disconnection of the indenter from the tube, a residual dent depth, which is not null, is attained.

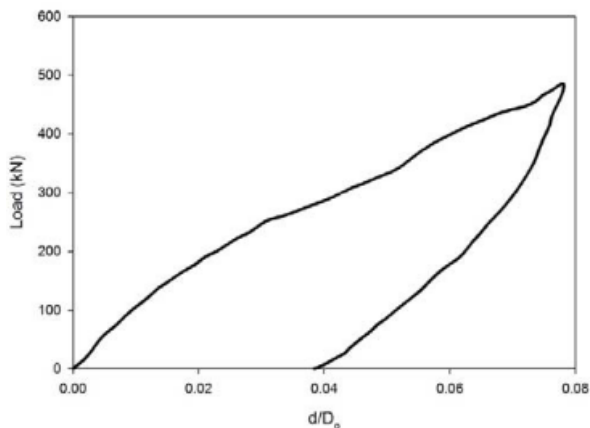


Figure 7. Curve of dent-induced load versus displacement for $(p/p_y)=0.30$ and $(d/D_0)=0.04$

Figures 8 and 9 illustrate the circumferential and longitudinal strain distributions respectively, when the ratios (p/p_y) and (d/D_0) are both fixed at 0.30 and 0.04. The peak compressive strains are observed to materialize near the center of the indentation point. Figures 10 and 11 represent the effect of the inner pressure and the depth of the dent on the maximum circumferential and longitudinal strains respectively.

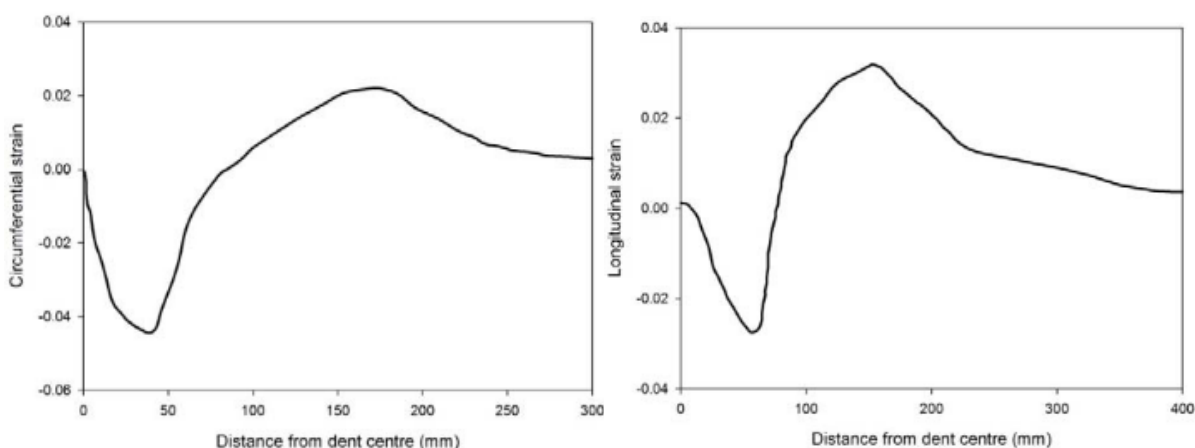


Figure 8. Circumferential deformation at $(p/p_y)=0.30$ and $(d/D_0)=0.04$

Fig. 9. Axial deformation at $(p/p_y)=0.30$ and $(d/D_0)=0.04$

In broader terms, an enhancement in the pressure results in an increase in the load-bearing capacity, and the deformation produced by a given load tends to decrease with the rise in internal pressure. The conclusions drawn from finite

element analysis suggest that both the circumferential and longitudinal strains are profoundly influenced by the internal pressure and the depth of the indentation. With deeper indentations, the changes in strain are quite significant, implying that the fatigue lifespan of the indented tube could be markedly reduced. Boosting the internal pressure of the tube can also noticeably heighten the value and location of the peak strain.

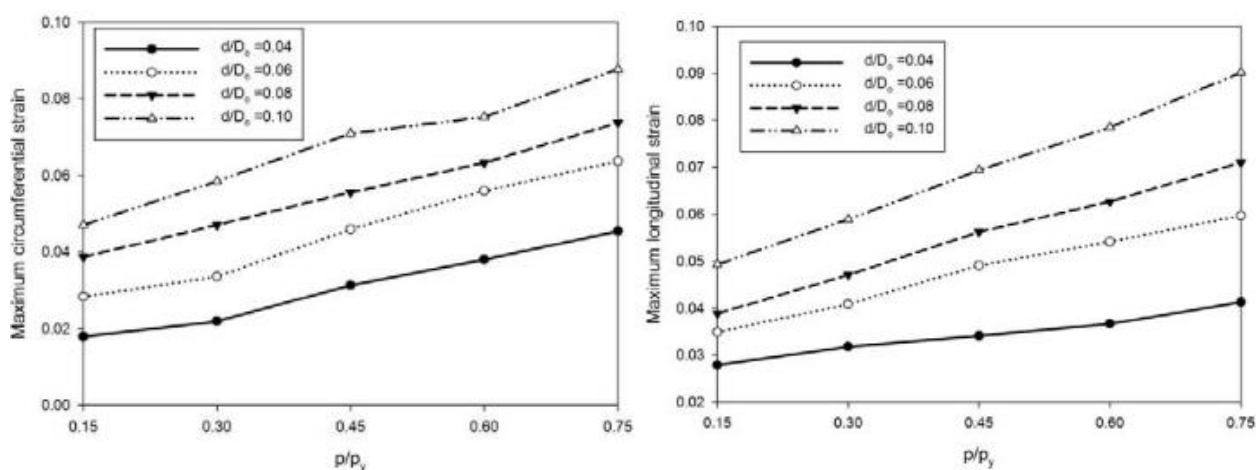


Figure 10. Influence of inner pressure and depth of dent on circumferential deformation
 Figure 11. Impact of inner pressure and depth of dent on axial deformation

Constrained Dent Analyses

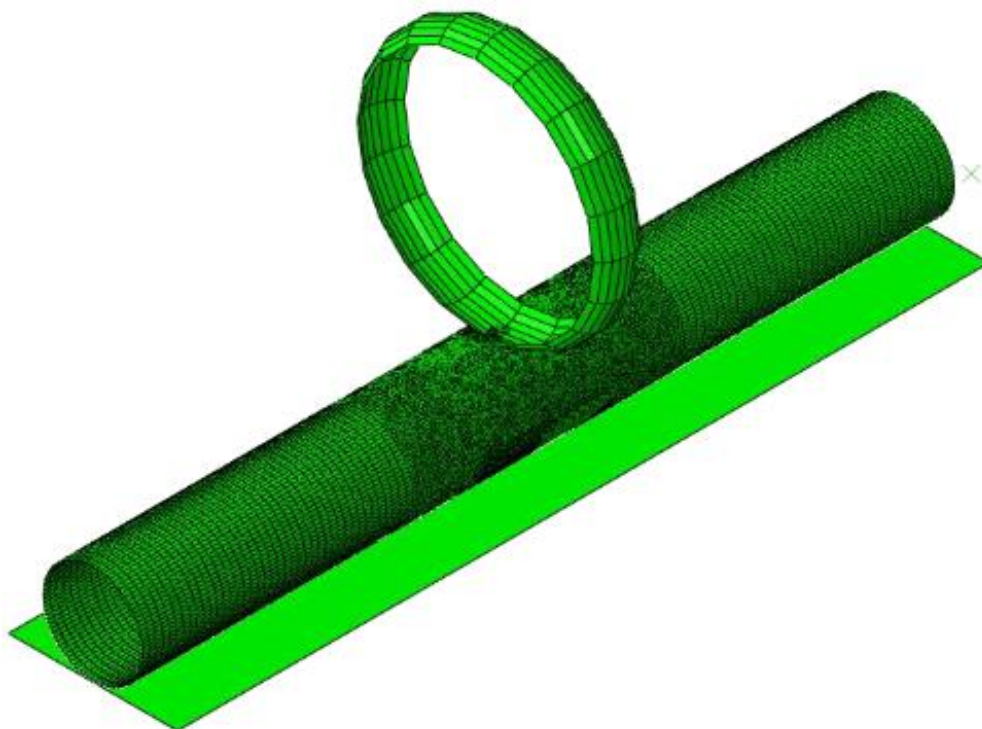


Figure 12. Constrained Dent Analyses

Constrained Dent Profiles

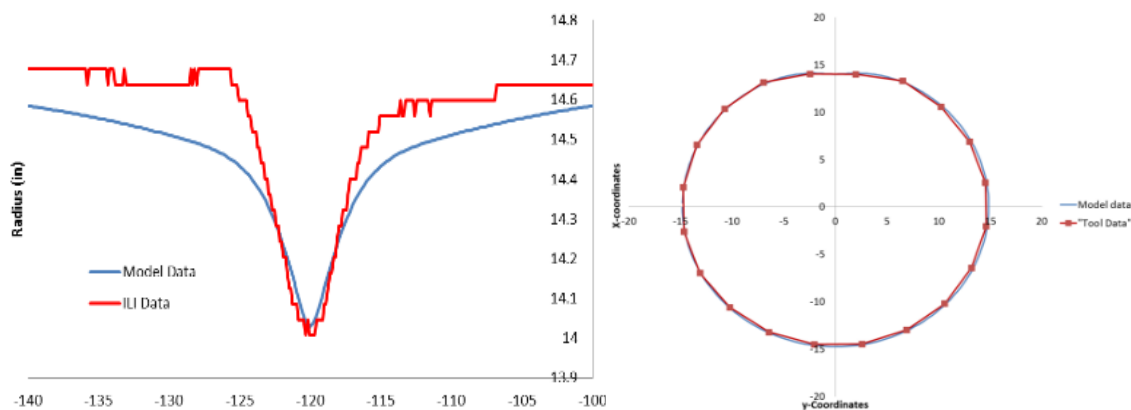


Figure 13. Distance along pipe

Alternatives for Assessing Constrained Dents

- Alternatively, the constrained dents can be analyzed as unconstrained recognizing that the results will be conservative and the remaining may be excessively conservative.
- They can be used as a metric to prioritize the constrained dents under the assumption that although the actual SCF may not be accurate.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Investigation into the dispersion patterns of leaks from above-ground high-pressure natural gas conduits in mountainous terrains

Mountainous areas are challenging terrains for pipelines as they traverse densely inhabited regions. A pipeline leakage incident in such settings could result in severe harm to both residents and the environment. The article [5] explores the creation of a leakage diffusion model for an exposed natural gas pipeline, tailored to the characteristics of pipeline installation processes and environmental peculiarities in mountainous regions.

Investigations are conducted on the diffusion patterns and influence range of gas transmission pipeline leaks exposed under four kinds of variables: the size of the leak, surrounding wind speed, mountainous obstacle conditions, and the laying environment in the mountains. The hazardous zone created by the gas diffusing along the ground and at high altitude under various circumstances and the effect of different influential factors on the hazardous zone are ascertained. Recommendations for areas of focus during emergency rescue and emergency response strategies are also presented.

The conclusions drawn can offer a theoretical foundation for emergency response strategies concerning exposed leakage accidents of high-pressure natural gas pipelines in mountainous environments. They also hold crucial relevance to the quantitative analysis of the risk outcomes of natural gas pipelines.

Physical model

The key focus of the article [3] is the diffusion law and the diffusion range horizontally and vertically for the exposed gas pipeline post-leakage to provide a basis for appropriate control measures. Taking into account the large pipe diameter, high transmission pressure, and extensive impact range post gas leakage, a three-dimensional model could pose difficulties in computation and require a high-performance computer system. A two-dimensional model can adequately meet

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

research needs while providing more intuitive simulation results. Therefore, the latter is utilized to analyze the concentration distribution of the leaking gas.

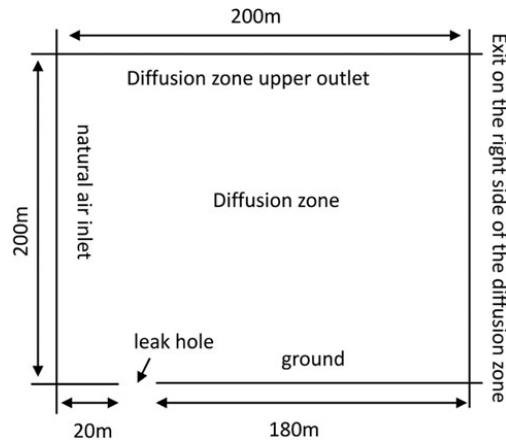


Figure 14. Schematic diagram of the leakage model of the exposed natural gas pipeline.

The model primarily includes the natural air inlet, diffusion zone, and the leak hole, as depicted in Figure 14. A diffusion zone of 200m×200 m is constructed in the study [1], meshing with both structural and non-structural grid forms. Due to the high methane concentration near the leak hole and stringent grid quality requirements, local refinement is implemented. A sparse grid is applied at the diffusion area boundary locations distant from the leak hole to lower the computational workload while meeting simulation calculation requirements and accuracy needs.

Table 1. Setting of simulation parameters.

Entry	Input data	
	Default	Variable
Leak hole diameter, k (m)	0.2	0.02; 0.1; 0.3
Ambient wind speed, v (m/s)	5	2; 8; 11
Obstacle	Height of the obstacle, h (m)	5; 20; 30
	Distance between the obstacle and leakage hole, l (m)	10; 20; 30
	Number of obstacles, n (pcs)	2; 3
Laying environment	Slope angle, α (°)	30; 60
	Laying position	Laying on a flat surface; Foot of the slope; surface of the slope

The grid irrelevance verification is carried out under default conditions, as indicated in Table 1. The horizontal diffusion distance and vertical diffusion height after 60 seconds of leakage with varying grid numbers are presented in Figure 15. Simulation results indicate a trend towards stability when the grid count exceeds 450,000. Hence, after several iterations of tuning the grid accuracy, a total of

445,784 grids were ultimately divided based on the conclusion of the grid independence verification.

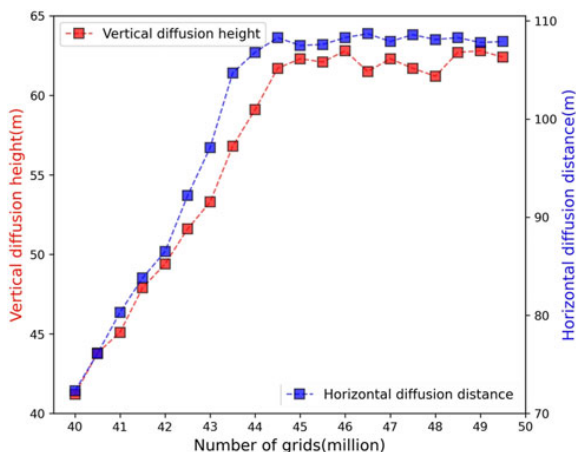


Figure 15. Grid independence verification.

Setting of boundary conditions

In assessing the physical model of natural gas pipeline leakage and coupling it with actual circumstances, the main boundaries established are the entry velocity of the natural wind to the left and the entry velocity of the gas escaping the leak hole. The primary exit boundaries are the pressure exit on the top and right side, with the surface boundary being the ground below. It should be noted that while natural wind does not flow uniformly in every direction, for the sake of simulation operability, it is assumed to be flowing at a consistent speed.

Validation of the model

The accuracy of the leakage dispersion model is ascertained by juxtaposing it with an experiment conducted by Liu and colleagues in 2018 [5]. Their experiment involved an aluminum-plastic composite pipe, 15mm in diameter, an inner diameter of 12mm, and an opening of 7mm. The pipe was set at a pressure of 0.2 MPa, surrounded by buildings at a distance of 1.33m, with the leak point being 0.23m away from the building. Six monitoring locations equipped with methane concentration sensors were established near the leak hole, collecting data at 120s post-leakage. Upon comparing the numerical simulation data from monitoring points 2 (0, 0.93) and 5 (0.23, 1.2) with the experimental data, it was found that the two sets align quite well, with a maximum discrepancy of 8.3% and an average deviation less than 6.5%. Thus, the established model is considered suitable for

studying leak dispersion in exposed natural gas pipelines. Figure 16 illustrates the comparison of numerical simulation and experimental results.

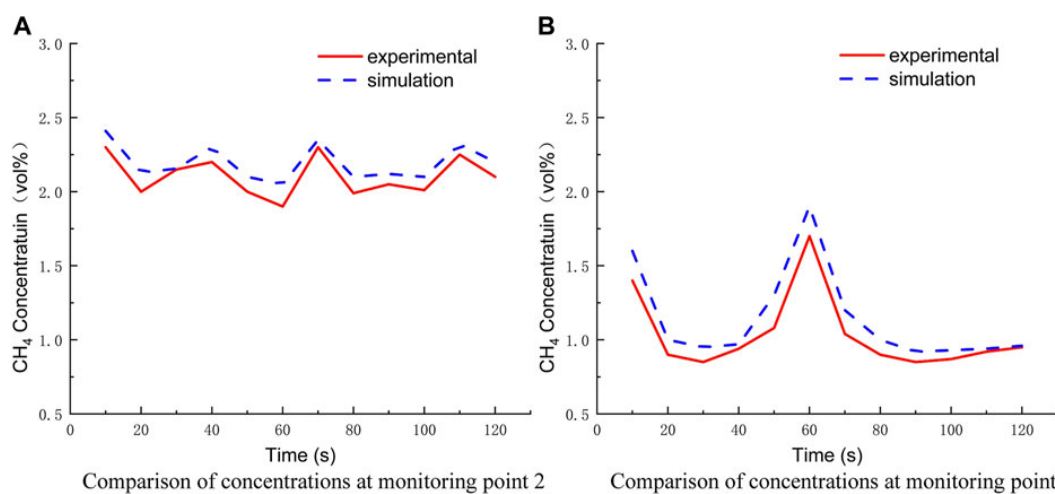


Figure 16. Comparison between numerical simulation and experimental results. (A) Comparison of concentrations at monitoring point 2. (B) Comparison of concentrations at monitoring point 5.

Result and discussion

The article [5] explores the diffusion law based on the methane concentration range associated with fire explosions and poisoning. Methane concentrations in air ranging between 5%-15% result in an explosive mixture; when the concentration ratio hits 25%-30%, it begins to pose a risk to human health. Hence, using 5%, 15%, and 25% as observation concentration boundaries for methane, the study records the alterations in vertical height and horizontal distance of the lower limit of methane explosion under varying conditions over time. The objective is to compare the danger range under each condition, as well as the concentration changes at monitoring points at identical leakage times. This will facilitate an analysis of the diffusion process under varying working conditions.

Conclusion

This research is devoted to the assessment of dent size on the structural soundness of oil and gas pipelines. It attempts to establish the influence of a dent on the pipeline robustness and observes the connection between dent size and stress experienced by the pipeline. It is concluded that while there is a directly proportional relationship between dent size and induced stress, it's not linear. Furthermore, dents exceeding 19mm can lead to pipeline buckling and failure due to surpassing the ultimate tensile strength.

Subterranean pressurized gas pipelines can sustain damage from a variety of sources, including soil movements, corrosion, fatigue, or indentations from mechanical diggers. This study utilizes the results from finite element analysis and theoretical equations to investigate strain distributions in pressurized, indented pipes. The process of inserting and subsequently retracting an indenter leads to plastic deformation. The force vs. deflection characteristics of pressurized pipes subjected to indenter action is also examined using the finite element method. The FE results are validated using an empirical formula designed to predict the fluctuation of central dent displacement with internal pressure, and a substantial correlation is noted.

We have considered a diffusion model for exposed natural gas pipeline leakage, studied the leakage diffusion process and analyzed the diffusion law and hazard zone under varying factors. These include different leakage apertures, wind speeds, obstacle circumstances, laying positions, and so forth. The investigation is based on the injury concentration threshold of natural gas. The following conclusions can be drawn with a focus on emergency rescue and control measure development:

- 1) The leakage from an exposed pipeline varies from that of a buried one due to the lack of soil resistance. Initially, the gas is ejected upwards at high speed, which decreases as the gas rises. The influence of the horizontal natural wind speed then intensifies, deflecting the gas to the right. The diffusion range and danger zone of the natural gas expands over time, with the lower explosive limit

of methane changing similarly in both height and horizontal direction with leakage time. Hence, personnel rescue efforts should focus on areas near the leak source and downwind.

- 2) A larger leak hole diameter leads to increased vertical gas diffusion height, horizontal diffusion distance, and explosion hazard area. Larger holes also result in stronger turbulence effects and more fluctuating gas diffusion heights. Blocking the leak or reducing it is the most effective emergency response, as the leak hole diameter is the most critical factor in determining the hazard range of a gas leak.
- 3) Increasing wind speeds lead to a decrease in gas vertical diffusion height but an increase in horizontal diffusion distance and the explosion hazard area on the ground near the gathering. Wind speed can dilute leaking gas concentration, and emergency rescue efforts should focus on eliminating fire sources and enhancing ventilation.
- 4) Obstacles offer some resistance. With an increase in obstacle height, gas vertical diffusion height and the explosion hazard area towards the upper air layer increases. In the event of a natural gas explosion, the main rescue area location is the ground with low obstacles and high altitudes with high obstacles. Consideration should be given to retaining wall placement in relation to the pipeline, and the distance should be planned reasonably when there are buildings and other obstacles around the pipeline.
- 5) The focus of emergency rescue varies with the location of the pipeline. When a leak happens at the foot of the slope, the gas spreads along the slope surface. Control should be placed on the surface of the slope for small slopes and at the top for larger slopes. When the pipeline on the slope surface leaks and the slope is small, control should focus on the slope surface. For larger slopes, the focus should be at the bottom of the slope.