

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах»

УДК 622.691.4(24)-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никulichиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к. филолог. н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Громадских Владиславу Юрьевичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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>Объектом исследования являются подземные газопроводы в защитных футлярах.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Рассмотрение технических решений для защиты газопроводов через автомобильные и железные дороги, провести техническое обоснование выбора проекта защитного футляра с применением компенсирующего материала. Провести расчет аналитическим методом защитного футляра. Провести расчет напряженно-деформированного состояния защитного футляра на переходе через автомобильную дорогу.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки и таблицы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна, профессор</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович, доцент</p>
<p>Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p>Айкина Татьяна Юрьевна, доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-5, приложения Б,В,Г,Д.</p>	
<p>Разделы на английском языке: приложение А.</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для внедрения технических решений, направленных на повышение безопасности трубопровода.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 31448-2012
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности применения компенсирующего закрытопористого материала с целью повышения надежности трубопровода.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет сметы на проведение исследования и затрат для оценки экономического эффекта
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономического эффекта от применения компенсирующего закрытопористого материала с целью повышения надежности трубопровода.

Перечень графического материала

1. Временные показатели исследования.
2. Календарный план-график исследовательских работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело: надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>	
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: магистральный газопровод.</p> <p>Область применения: переходы через искусственные препятствия магистрального газопровода.</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Классификация. 2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Приказ от 15.12.2022. 3. СНиП III-4-80* Техника безопасности в строительстве; 4. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019). 5. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
<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>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны 2. Загазованность воздушной среды рабочей зоны 3. Повышение уровней шума рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p>

	<p>1. Взрывоопасность и пожароопасность</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p> <p>Расчет устройства защитного заземления</p>
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>:	<p>Воздействие на атмосферу: утечка природного газа.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водных объектов отходами производства.</p> <p>Воздействие на литосферу:</p> <p>1. Повреждение почвенно-растительного покрова;</p> <p>2. Загрязнение почвы отходами производства.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>:	<p>Возможные ЧС: пожары, наводнения, утечка природного газа в атмосферу</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв природного газа.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2022	Обзор литературы	10
28.03.2022	Сбор данных	15
15.04.2022	Объект и метод проектирования	20
29.04.2022	Расчетная часть	15
06.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2022	Социальная ответственность	10
19.05.2022	Заключение	10
25.05.2022	Презентация	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никulichиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В..	д.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 23 рис., 26 табл., 43 источников, 4 прил.

Ключевые слова: защитные футляры, переходы газопровода, компенсирующие материалы, обеспечение безопасности подземных газопроводов, напряженно-деформированное состояние.

Объектом исследования является газопровод в защитном футляре.

Цель работы – обоснование рекомендаций, направленных на повышение надежности и обеспечение безопасной эксплуатации подземных переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами, выбор материала, служащего компенсатором в защитном футляре, исключающим деформирование или разрушение трубопровода при замерзании грунтовых вод в межтрубном пространстве.

В процессе исследования были рассмотрены компенсирующие материалы, помещаемые в межтрубное пространство между газопроводом и футляром, с целью не допускать деформирование или разрушение трубопровода при замерзании грунтовых вод в межтрубном пространстве.

В результате исследования было выявлено, что в межтрубное пространство между газопроводом и защитным футляром следует размещать компенсирующий материал. Численное статистическое моделирование или метод Монте-Карло позволили определить и выбрать наиболее подходящий компенсирующий материал. Расчет напряженно-деформированного состояния показал, что компенсирующий материал положительно влияет на укрепляющую способность конструкции перехода.

Область применения: подземные переходы газопровода

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты расчетов показывают, что применение компенсирующего материала в межтрубном пространстве газопровода снижает годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального газопровода, за счет амортизации и более продолжительного времени эксплуатации газопровода.

					Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Громадских В.Ю.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					10	115
Рук. ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района его добычи или производства в районы его потребления (до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов, предприятий). К этой категории относятся также трубопроводы, соединяющие отдельные газовые месторождения, ответвления от них, присоединенные непосредственно к ним и используемые для транспортировки газа до ГРС; газопроводы, транспортирующие товарный газ в пределах КС, ГРС и ГРП – газораспределительных пунктов. В систему магистральных газопроводов входят кольцевые и газопроводы – перемины.

Переход газопровода: Участок газопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по конструктивному выполнению от прилегающих участков магистрального газопровода.

Защитный футляр: предусматривается для защиты газопровода от внешних нагрузок, от повреждений в местах пересечения с подземными сооружениями и коммуникациями, а также для возможности ремонта и замены, обнаружения и отвода газа в случае утечки. Соединения составных частей защитного футляра должны обеспечивать его герметичность и прямолинейность.

Трубная плеть: часть трубопровода, состоящая из сваренных встык секций.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					<i>Листов</i>
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					11 115
					<i>Термины и определения</i>		
					НИ ТПУ ИШП ГРУППА 2БМ01		

Компенсирующий материал: материал, помещаемый в межтрубное пространство между газопроводом и защитным футляром для предотвращения расширения объема воды при замерзании, тем самым исключающий давление на внешние стенки газопровода.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Оглавление

Введение.....	16
1 Обзор литературы.....	18
1.1 Магистральный газопровод.....	18
1.2 Переходы газопроводов через искусственные и естественные преграды ..	22
1.3 Подводные переходы	23
1.4 Переходы газопровода под железными и автомобильными дорогами	24
2 Объект и метод проектирования.....	27
2.1 Защитные футляры. Общие сведения.....	27
2.2 Оснащение защитных футляров на переходах	28
2.2.1 Трубная плеть	29
2.2.2 Опорно-направляющие кольца	31
2.2.3 Герметизирующие манжеты	33
2.2.4 Отводная труба и вытяжная свеча.....	34
2.3 Методы строительства подземных переходов	35
2.3.1 Прокладка газопроводов с использованием защитных футляров открытым способом	36
2.3.2 Прокладка защитных футляров закрытым способом.....	37
2.4 Обзор полезных моделей применимых для переходов трубопроводов в защитных футлярах.....	39
2.4.1 Переход с использованием пластической массой в межтрубном пространстве	39
2.4.2 Конструкция защитного футляра из стеклопластика.....	40
2.4.3 Система контроля утечек используемая на переходе	41
2.5 Сведения об объекте исследования.....	42
2.5.1 Климатическая характеристика	42
2.5.2 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта... 44	44

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					13	115
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

2.5.3 Характеристика линейного объекта	45
3 Расчетная часть.....	46
3.1 Исследование композитных материалов, используемых в межтрубном пространстве, численно-статистических методом	46
3.1.1 Аварии подземных газопроводов в защитных футлярах, связанные с разгерметизацией манжет.....	46
3.1.2 Методы исследований компенсирующих материалов, используемые в межтрубном пространстве между футляром и газопроводом.....	47
3.1.3 Проведение расчетов методом численно статистического моделирования водопоглощения для выбора подходящего материала.....	50
3.2 Расчет защитного футляра на прочность	57
3.2 Исследование напряженно-деформированного состояния защитного футляра газопровода в программном комплексе Ansys.....	61
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	69
4.1 Организация и планирование работ	69
4.1.1 Структура работ в рамках исследования	69
4.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика исследования.....	70
4.2 Бюджет научно-технического исследования	71
4.2.1 Расчет материальных затрат НТИ	72
4.2.2 Расчет заработной платы	72
4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и накладные расходы	75
4.3 Определение целесообразности и эффективности научного исследования	76
4.4 Обоснование экономической эффективности применения закрытопористого материала в межтрубном пространстве.....	78
5 Социальная ответственность.....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	81
5.1.1 Особенности трудового законодательства	81
5.1.2 Компоновка рабочей зоны.....	83
5.2. Производственная безопасность.....	84
5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.....	85

					Оглавление	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.2 Загазованность воздушной среды рабочей зоны	86
5.2.3 Повышение уровней шума рабочей зоны	87
5.2.4 Взрывоопасность и пожароопасность	87
5.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования ..	88
5.2.6 Расчет устройства защитного заземления	89
5.3 Экологическая безопасность	91
5.3.1 Воздействие на атмосферу	91
5.3.2 Воздействие на литосферу и гидросферу	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
Заключение	95
Список использованных источников	97
Приложение А	101
Приложение Б	111
Приложение В	112
Приложение Г	113
Приложение Д	114

Введение

Магистральный газопровод является основным звеном газотранспортной системы России и самым большим по протяженности и производительности в мире, основная задача которого перемещение природного газа от места добычи до пунктов потребления.

Газопроводы в большинстве случаев прокладываются подземным способом, так как такой способ прокладки является наиболее безопасным как для газопровода, так и для окружающей местности, в которой он располагается. Исключениями являются местности, в которых подземный способ прокладки невозможен или нецелесообразен.

На пути следования подземного магистрального газопровода встречаются множество преград естественного или искусственного типа. К наиболее вероятным преградам относятся автомобильные и железные дороги. В таких случаях сооружаются подземные переходы газопровода с использованием защитных футляров. Предназначением защитных футляров является обеспечение безопасности газопровода вследствие возросшей на него нагрузки.

Последствия аварии на переходах через подземные переходы достаточно масштабны и предполагают огромные затраты на их устранение. В местности сезонного промерзания грунтов подобные аварии происходят преимущественно в зимний период времени. Торцы футляров теряют свою герметичность и в межтрубное пространство между футляром и газопроводом проникают грунтовые воды, при замерзании которых деформируется газопровод.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichков В.К.</i>					16	115
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

Целью работы является обоснование рекомендаций, направленных на повышение надежности и обеспечение безопасной эксплуатации подземных переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами, выбор материала, служащего компенсатором в защитном футляре, исключая деформирование или разрушение трубопровода при замерзании грунтовых вод в межтрубном пространстве.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие основные задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической документации в области обеспечения безопасности подземных газопроводов;
- 2) Рассмотреть технические решения для защиты газопроводов через автомобильные и железные дороги;
- 3) Провести техническое обоснование выбора проекта защитного футляра с применением компенсирующего материала;
- 4) Провести расчет защитного футляра на прочность аналитическим методом;
- 5) Провести расчет напряженно-деформированного состояния защитного футляра на переходе через автомобильную дорогу в программном комплексе ANSYS.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Обзор литературы

1.1 Магистральный газопровод

Магистральный газопровод — это трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района его добычи или производства в районы его потребления (до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов, предприятий). К этой категории относятся также трубопроводы, соединяющие отдельные газовые месторождения, ответвления от них, присоединенные непосредственно к ним и используемые для транспортировки газа до ГРС; газопроводы, транспортирующие товарный газ в пределах КС, ГРС и ГРП – газораспределительных пунктов. В систему магистральных газопроводов входят кольцевые и газопроводы — перемычки.

Основными сооружениями магистрального газопровода являются:

- 1) Головные сооружения. На головном сооружении добываемый газ подготавливается к дальнейшей транспортировке.;
- 2) Компрессорные станции. Предназначены для перекачки газа по газопроводу;
- 3) Газораспределительные станции. Предназначены для снижения давления и подачи газа потребителям.;
- 4) Подземные хранилища газа. Предназначены для сглаживания неравномерного потребления газа в течение года.[12]

Основными параметрами магистрального газопровода являются:

- Давление;
- Диаметр;
- Длина.

Существуют несколько способов прокладки газопроводов.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					18	115
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

Как правило, подобный монтаж предполагает заранее подготовленные, вырытые траншеи. Ширина траншеи по низу зависит от диаметра газопровода. Минимальная глубина заложения (в метрах) до верха трубы не должна быть менее:

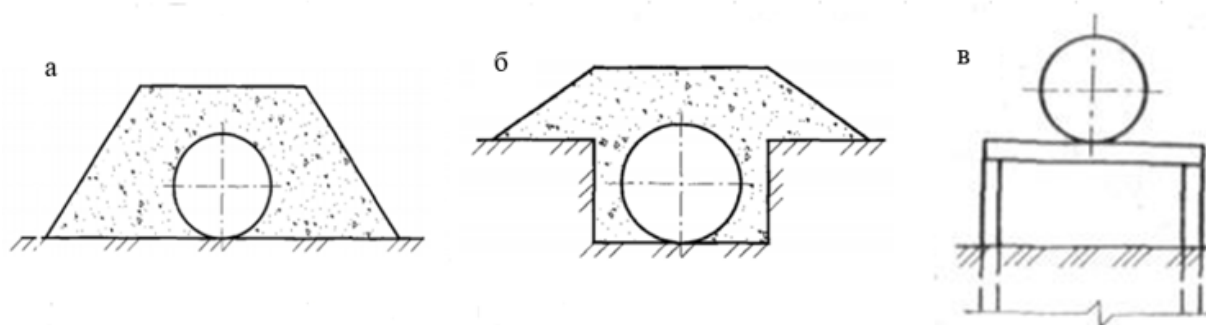
- 0,6 – в скалистых грунтах; болотистой местности, в тех случаях, когда проезд транспорта затруднен;
- 0,8 – при диаметре газопровода менее 1000 мм;
- 1,0 – при диаметре газопровода более 1000 мм; в песчаных барханах, считая от нижних отметок оснований, расположенных между барханами;
- 1,1 – на болотах либо торфяных грунтах.

Другой способ подземного монтажа является бестраншейный. Благодаря данному методу прокладки не нарушается внешний вид участка, целостность асфальтовых дорог, уничтожение растительности. При выборе места прокладки газопровода следует учитывать расстояния до зданий, сооружений и других коммуникаций. Подземный способ прокладки является наиболее безопасным, но стоимость такого способа обходится дорого.

Надземный способ существенно дешевле подземного. Трубы, прокладываемые таким способом, должны иметь максимальную степень защиты от деформирования и повреждений в результате коррозии, механических нагрузок различного происхождения. Надземный газопроводы должны быть в изоляции, которая предотвращает воздействие температурных перепадов, атмосферных осадков. Тип применяемой защиты и изоляции выбирается в зависимости от условий климата в конкретном регионе.

При прокладке надземным способом газопровод укладывают на уровне грунта на земляные насыпи, труба находится непосредственно на поверхности земли. Также труба может располагаться выше либо ниже поверхности грунта. Если труба находится ниже поверхности грунта, такой способ называют полузаглубленный способ прокладки. В некоторых случаях трубу засыпают землей. Такой способ прокладки называется обваловка. Высота обваловки до

верха трубы должна составлять от 0,8 до 1 м в зависимости от диаметра газопровода. Наземная прокладка применяется в местах с резко пересеченным рельефом местности, включая заболоченные и обводненные участки местности. Надземные газопроводы прокладывают, используя опорные или висячие конструкции. Данный вид конструкций применяют в условиях вечной мерзлоты.



а – наземный способ прокладки; б – полузаглубленный способ прокладки; в – надземный способ прокладки.

Рисунок 2 – Надземные схемы прокладки трубопровода

В газораспределительных системах подаваться газ может по стальным либо полиэтиленовым трубам. Стальные трубы выделяются своей универсальностью, их можно использовать для любого способа прокладки, такие трубы можно применять для любого типа газопровода. К преимуществам полиэтиленового трубопровода относятся:

1) Высокая антикоррозионная устойчивость. Не нужно предусматривать станции катодной защиты и дополнительную электрохимзащиту из-за того, что блуждающие токи не оказывают влияние на полиэтиленовые трубы;

2) Полиэтиленовые трубы легко подгонять и резать при монтаже, также они значительно легче стальных труб, что упрощает их транспортировку, хранение и установку.

3) Эксплуатационный срок газопроводов, изготовленных из полиэтиленовых труб примерно 50 лет, что больше, чем у стальных газопроводов.

4) Внутренние стенки таких труб абсолютно гладкие, что увеличивает пропускную способность и не допускает засорения.

5) Большую роль при проектировании газопроводов оказывает стоимость. Полиэтиленовые трубы имеют более низкую стоимость. Эксплуатация, транспортировка и монтаж дешевле, чем у стальных.

К недостаткам относятся:

1) Невозможность прокладки газопровода наземным способом. Это связано с тем, что полиэтилен разрушается под действием ультрафиолетового излучения.

2) Не разрешается эксплуатировать полиэтиленовые трубы для транспортировки сжиженного газа, потому что это разрушит стенки труб и приведет к аварийной ситуации.

3) В сейсмически опасных районах, если магнитуда землетрясения превышает 7 баллов, не разрешается применять полиэтиленовые трубопроводы.

4) При критично низких температурах окружающей среды, где температура может опуститься ниже отметки минус 45 °С, не следует использовать полимерные трубы.

1.2 Переходы газопроводов через искусственные и естественные преграды

Переход газопровода это – участок газопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по

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

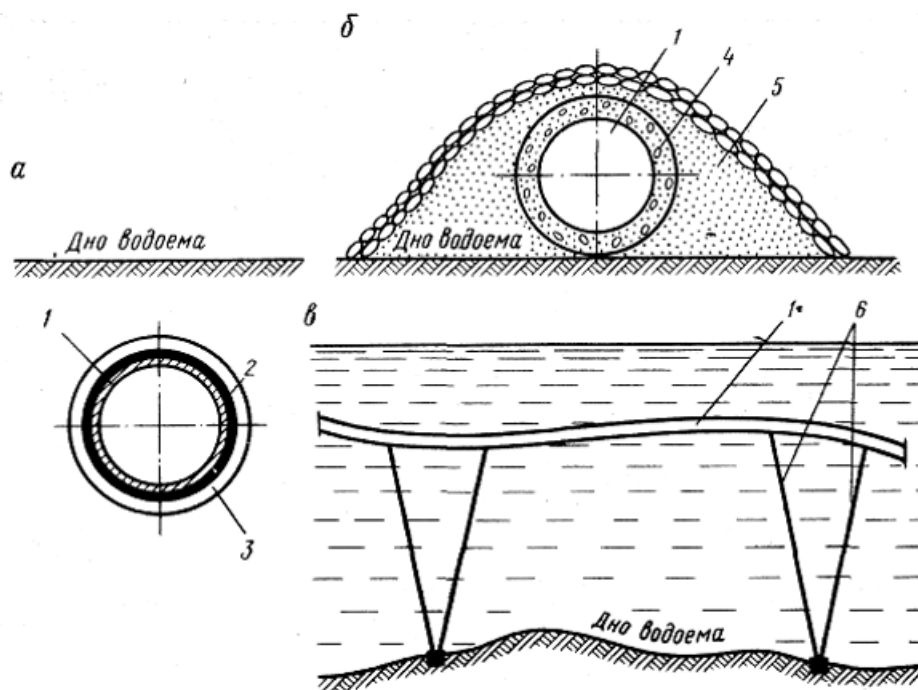
конструктивному выполнению от прилегающих участков магистрального газопровода. [11]

К естественным препятствиям можно отнести: реки, озера, водохранилища, ручьи, пруды, протоки, болота, овраги.

К искусственным относятся железные дороги и автомобильные дороги.

1.3 Подводные переходы

Проектирование трубопроводов, которые проходят через водные преграды, нужно делать опираясь на основании гидрологических топографических, а также инженерно-геологических изысканий. Необходимо учитывать условия эксплуатации в данном районе строительства.



а – заглубленный газопровод; б – не заглубленный газопровод; в – погруженный газопровод; 1 – газопровод; 2 – изоляция; 3 – утяжеляющее покрытие; 4 – защитное покрытие; 5 – обвалование; 6 – гибкое крепление

Рисунок 3. Схемы укладки подводных газопроводов

Газопровод можно укладывать относительно дна следующими способами:

- Ниже дна (заглубленный газопровод);
- На дне (не заглубленный газопровод);
- Выше дна (погруженный газопровод).

В тех местах, где газопровод пересекает реку, переход проектируют таким образом, чтобы он был расположен на прямолинейных устойчивых плесовых участках. Берега должны быть не размываемыми руслом, ширина поймы должна быть наименьшей.

На двух берегах устанавливают запорные арматуры на уровне выше горизонта грунтовых вод.

1.4 Переходы газопровода под железными и автомобильными дорогами

Одной из важных частей магистрального газопровода являются переходы через автомобильные и железные дороги. Как правило, они строятся под действующими магистралями, движение на которых нет возможности приостановить. Такие переходы относятся к потенциально опасным участкам линейной части газопроводов. Поэтому следует обеспечивать максимальную безопасность переходов газопровода, так как последствия аварий наносят огромный ущерб.

Подземные переходы магистрального газопровода, независимо от давления, в местах пересечения автомобильных дорог I-IV категорий, железнодорожными путями необходимо прокладывать с использованием защитных футляров. Проектируют переходы магистрального газопровода через автомобильные и железные дороги в местах с нулевыми отметками или же в местах, где дорогу укладывали на насыпи.

Строительство переходов магистрального газопровода под автомобильными и железными дорогами состоит из перечня монтажных и строительных работ:

1. изготовление узлов и деталей перехода;

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подземные переходы газопровода через автомобильные железные дороги должны оборудоваться рабочей трубой, футляром, вытяжной свечой и отводной трубой.

Глубина заложения верха рабочей трубы газопровода должна быть не менее 2,5 м от дневной поверхности. Расстояние от места пересечения газопровода автомобильных и железных дорог до искусственных сооружений, таких как: тоннели, эстакады, путепроводы, мосты, должно составлять 150 м. В теле насыпи и в отверстиях железнодорожных сооружений, устройства переходов запрещены.

Для магистральных газопроводов глубина заложения защитного футляра под железными дорогами должна быть не менее 2 м от подошвы рельса, а при прокладке газопровода методом продольного или горизонтального бурения - не менее 3 м: в выемках и на нулевых местах - от подошвы рельса, на насыпях - от подошвы насыпи. При этом, во всех случаях глубина заложения от дна продольных водоотводов (лотков, кюветов, водоотводных канав, дренажей и т.п.) должна быть не менее 1,5 м. Все расстояния даны до верхней образующей защитного футляра.

При пересечении железных дорог толщина защитного футляра должна быть на 2-3 мм больше расчетной, но не менее 5 мм на расстояниях по 50 м в каждую сторону от края земляного полотна.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

2 Объект и метод проектирования

2.1 Защитные футляры. Общие сведения

Защитные футляры предназначены для защиты газопровода на переходах через автомобильные и железные дороги от внешних нагрузок. Также защитные футляры используют в местах пересечений с подземными коммуникациями и сооружениями для того, чтобы защитить их от повреждений. При утечке газа защитный футляр может отвести газ от дороги, что безусловно положительно влияет на безопасность.

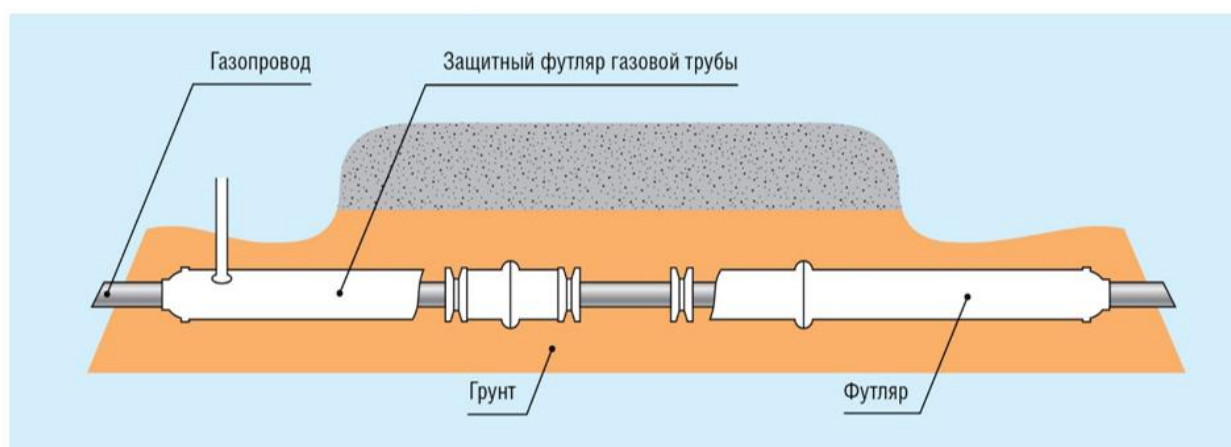


Рисунок 5 – Подземный переход газопровода в защитном футляре через автомобильную дорогу

Концы защитного футляра выводят за подошву насыпи. Для автомобильных дорог не менее чем на 2 м от границы полотна автомагистрали. Для железных дорог должно быть не менее 3 м от крайнего рельса путей.

К основным параметрам защитного футляра относятся:

- Длина;
- Диаметр;
- Толщина стенки;
- Материал, из которого изготовлен футляр.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Громадских В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.				27	1115
Рук. ООП		Шадрина А.В.			НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		
					<i>Объект и метод проектирования</i>		

Такой параметр как диаметр подбирают, опираясь на условия, в которых он будет расположен. Помимо этого, берут во внимание перемещения газопровода в футляре под нагрузкой.

Для того чтобы изготовить защитный футляр используют материалы, которые отвечают условиям надежности, прочности и долговечности. Чаще всего используют в качестве такого материала сталь, полиэтилен, стеклопластик, асбестоцемент.

Защитные футляры должны укладываться с нанесенной на них усиленной изоляцией. Изоляцию наносят в трассовых либо же в заводских условиях.

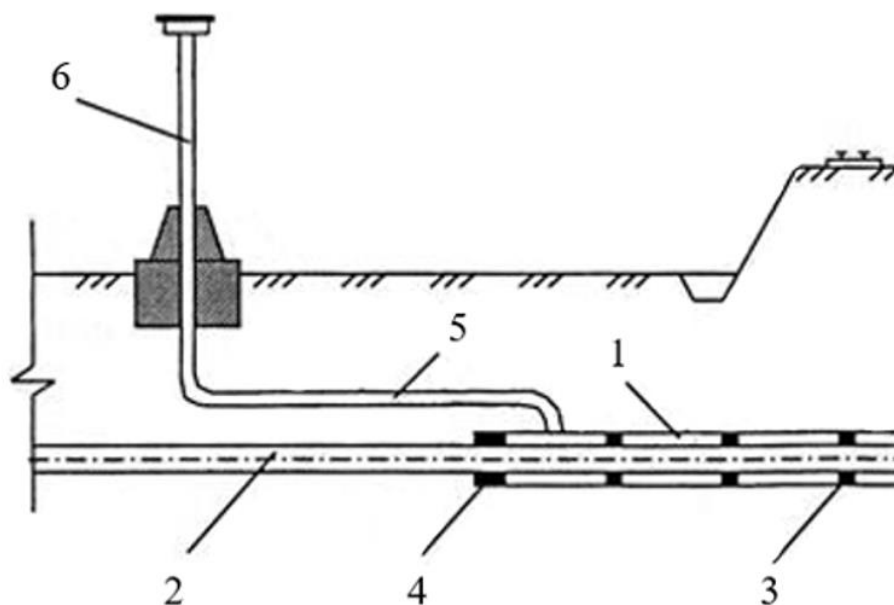
2.2 Оснащение защитных футляров на переходах

Переходы газопровода через автомобильные и железные дороги требуют специальное оборудование для обеспечения надежной, безопасной и безотказной работы газопровода.

Переходы магистральных газопроводов под железными и автомобильными дорогами состоят из:

- 1) защитного футляра
- 2) рабочего трубопровода (трубной плети)
- 3) опор
- 4) герметизирующих манжет
- 5) отводной трубы и вытяжной свечи.

					Объект и метод проектирования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1 – защитный футляр; 2 – газопровод; 3 – опорно-направляющие кольцо;
4 – уплотнение манжетного типа; 5 – отводная труба; 6 – вытяжная свеча

Рисунок 6 – Оснащение перехода подземного газопровода с использованием защитного футляра под железной дорогой

2.2.1 Трубная плеть

Трубная плеть представляет собой участок трубопровода, сваренный из трубных секций. На переходах магистрального трубопровода через железные и автомобильные дороги не должно присутствовать фланцевых соединений, переходников и прочих соединений, расположенных непосредственно в самом футляре.

Трубы должны соответствовать всем параметрам подходящим условиям, в которых осуществляется прокладка трубной плети. Толщина стенки должна быть увеличенной из-за высокой категории.

Диаметр защитного футляра зависит от диаметра трубной плети, то есть от участка газопровода, проходящего под железной или автомобильной дорогой. В таблице 1 представлены минимально допустимые диаметры защитных футляров относительно диаметра газопровода для газораспределительных систем.

					Объект и метод проектирования	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Минимально допустимые диаметры защитных футляров относительно диаметра газопровода

Диаметр газопровода, мм	Минимальный диаметр защитного футляра, мм			
	Стальной футляр	Асбестоцементный футляр	Полиэтиленовые футляры SDR 11	Поливинилхлоридных футляры
20	40	100	40	40
25	57	100	50	50
32	57	100	63	63
40	76	100	75	90
50	89	100	90	75
63	108	100	110	90
75	114	200	110	110
90	127	200	140	140
110	159	200	160	160
125	159	200	180	180
140	219	250	200	225
160	219	250	225	225
180	219	300	250	250
200	273	300	280	280
225	273	300	315	315
250	325	300	315	315
280	325	-	355	-
315	377	-	400	-

Для участков переходов газопроводов, выполняемых с устройством защитных кожухов из стальных труб или прокладываемых в тоннеле, внутренний диаметр кожуха или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и быть больше наружного диаметра газопровода не менее чем на 200 мм.

Сваренный трубопровод перед укладкой в футляр подвергают различным видам контроля. Особое внимание уделяется стыкам труб, сваренным между собой в трубную плеть.

Трубопровод должен быть с нанесенной на него изоляционным покрытием. Изоляционное покрытие наносят после контроля стыковых соединений [14].

2.2.2 Опорно-направляющие кольца

Газопровод, прокладываемый в защитном футляре, должен располагаться на опорно-направляющих кольцах. Опоры используют чтобы не повредить газопровод, с нанесенной на него изоляцией, при протаскивании через защитный футляр. Также используются в качестве скользящего элемента, облегчающего протаскивание трубной петли через защитный футляр.

Для стальных газопроводов опоры должны обладать диэлектрическими свойствами. Опоры изготавливают из полимерных материалов, таких как полиуретан, полиэтилен.

Количество опор и шаг между опорами определяется согласно расчету СП 42-102-2004 [15].

На рисунке 7 приведен вариант конструкции с использованием опор.

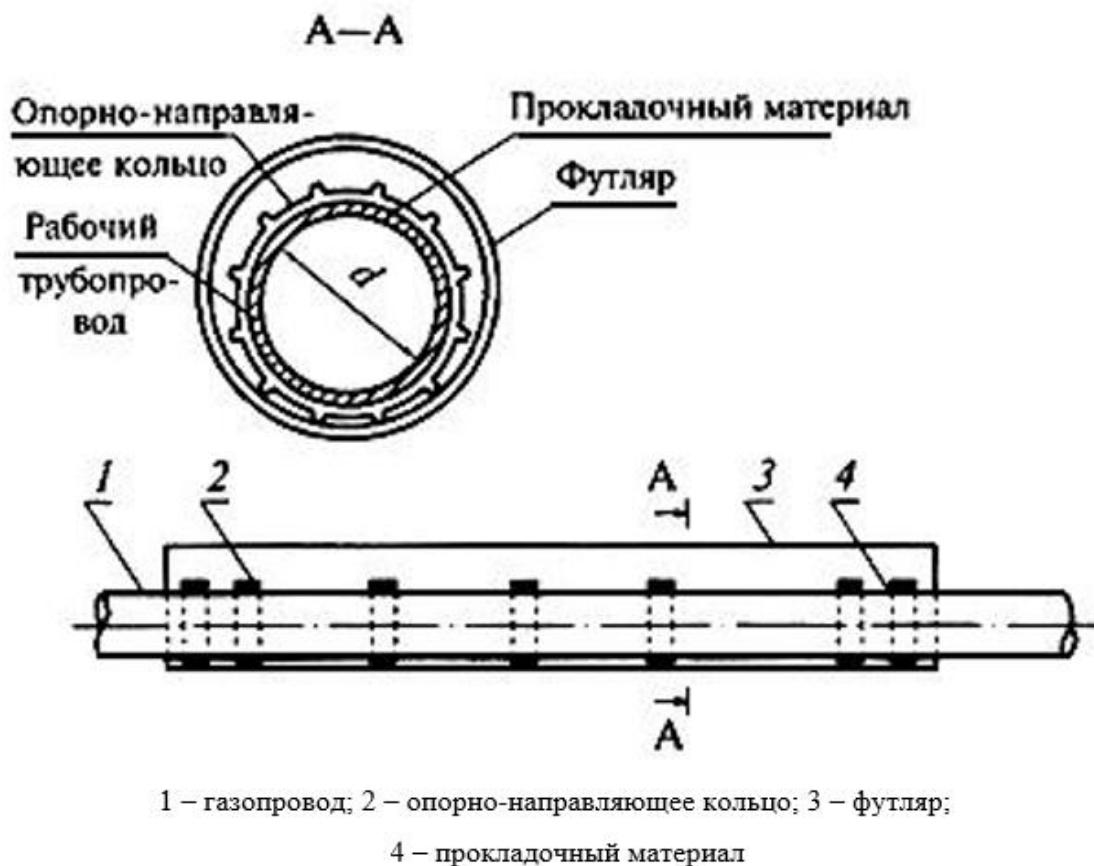


Рисунок 7 – Газопровод, проложенный в футляре с использованием опорно-направляющих колец

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

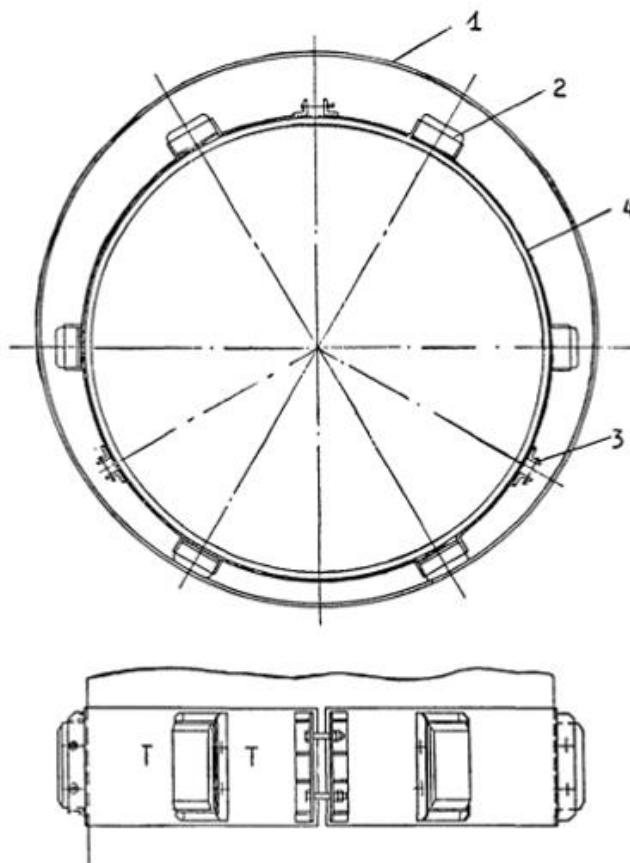
Конструкция опор может быть нескольких типов:

- роликовые;
- ползунковые;
- комбинированные.

Роликовые опорно-направляющие кольца крепятся на газопровод, облегчают протаскивание трубной плети через защитный футляр. Сами ролики несут в себе функцию изолятора для предотвращения соприкосновения трубной плети с защитным футляром. Роликовые опоры используют для защитных футляров большой длины.

Комбинированные опоры сочетают в себе оба варианта исполнения.

Конструкция опорно-направляющего кольца приведена на рисунке 8.



1 – кожух; 2 – неметаллический опорный элемент; 3 – болтовое соединение сегментов; 4 – сегмент опорного кольца

Рисунок 8 – Конструкция опорно-направляющего кольца

2.2.3 Герметизирующие манжеты

Для обеспечения качественной герметизации от проникновения грунтовых вод в межтрубное пространство, образованного между основной трубой и защитным футляром, служат герметизирующие манжеты. При этом диаметр может составлять от 57 до 1720 мм. Необходимость такой герметизации возникает в местах прокладки трубопроводов, которые проходят через автомобильные дороги, железнодорожные пути. Они могут применяться практически в различных климатических зонах и выдерживать большие перепады температур.

Герметизирующие манжеты изготавливают из диэлектрического, водонепроницаемого, эластичного материала. В качестве такого материала чаще всего используют резину, пенополиуретан, полиуретан. [10]

Герметизирующие манжеты изготавливают двух типов:

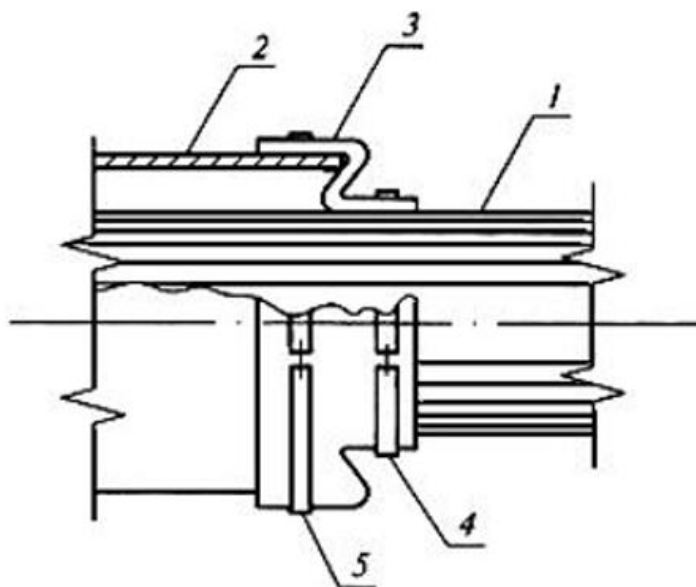
- гофрированные манжеты
- конусные манжеты

Чаще всего используют конусный тип герметизирующих манжет в связи с простотой, дешевизной изделия и удобством использования. Кроме того, конусные манжеты могут изготавливаться разъемными, что позволяет ремонтировать переход без демонтажа трубы.

Вариант гофрированной манжеты представлен на рисунке 9. Герметизирующая манжета сперва надевается на рабочую трубу, а затем на футляр таким образом, чтобы сформировалась гофра между трубой и футляром.

Конструкция манжеты должна выдерживать осевые и радиальные перемещения, создающиеся от перепада температур и изменения давления газа, находящегося в газопроводе. Также герметизирующие манжеты должны противостоять механической нагрузке, создаваемой грунтом и грунтовыми водами.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



1 - трубная плеть; 2 - защитный футляр; 3 - резиновая манжета;
4 - малый хомут; 5 - большой хомут

Рисунок 9 – Герметизирующая манжета гофрированного типа

Герметизирующие манжеты устанавливаются на концы защитного футляра и зажимаются хомутами. Хомутом большего диаметра манжету зажимают на защитном футляре, хомутом малого диаметра манжету зажимают на трубной плети.

2.2.4 Отводная труба и вытяжная свеча

На газопроводах для отбора проб из защитного футляра, сооружают отводную трубу, соединённую с вытяжной свечой. Вытяжная свеча, расположенная на одном из концов футляра или тоннеля, выводится вертикально на поверхность от проложенной под землей трубной петли.

Вытяжные свечи используются для отвода газа в атмосферу для выпуска продувочного газа или в случае его утечки при разрыве газопровода, что положительно влияет на безопасность подземного перехода.

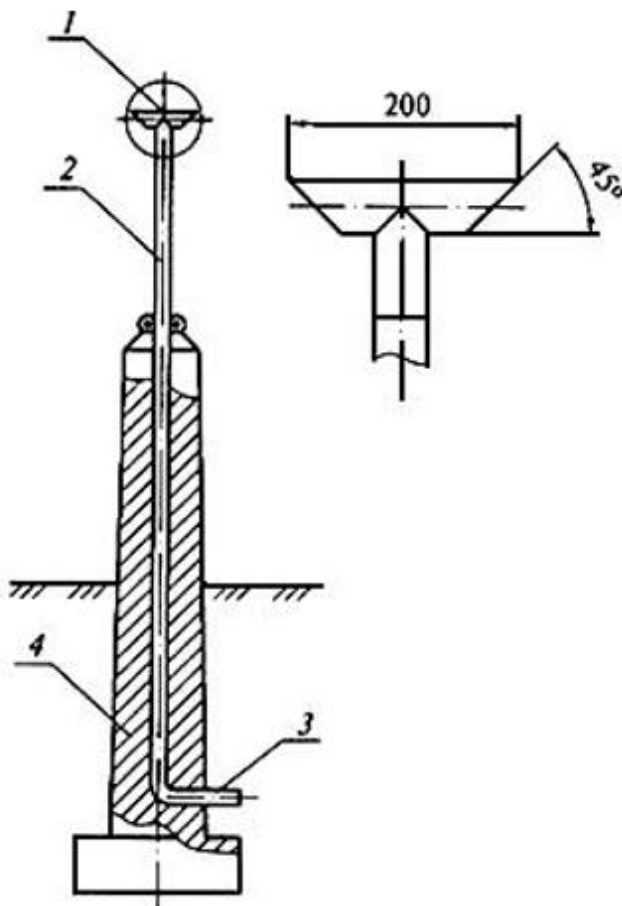
Вытяжную свечу следует устанавливать на расстоянии:

- для железной дороги от крайнего пути не менее 50 м;
- для промышленных дорог не менее 25 м;

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

– для автомобильных дорог от границы полотна дороги не менее 25 м [3].

Вариант установки вытяжной свечи приведен на рисунке 10.



1 – оголовник; 2 – вытяжная труба; 3 – отводная труба; 4 – фундамент

Рисунок 10 – Устройство вытяжной свечи

2.3 Методы строительства подземных переходов

Метод укладки газопровода с защитным футляром определяется исходя из категории и класса дорог, интенсивности движения, диаметра газопровода, наличием подземных коммуникаций, геологическими и гидрогеологическими условиями.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Укладка газопровода с защитным футляром осуществляется следующими способами:

- открытым, при котором трубопровод с защитным футляром укладывается в траншею, устроенную в насыпи дороги;
- закрытым, при котором для укладки футляра через дороги применяются методы бестраншейной проходки.

Закрытая прокладка газопроводов на переходах в защитных футлярах (при диаметре газопровода 1420 мм) допускается:

- методом продавливания;
- методом горизонтального бурения.

2.3.1 Прокладка газопроводов с использованием защитных футляров открытым способом

Открытый способ используется в тех случаях, когда есть возможность временно приостановить движение транспорта и устроить временные объезды автомобильного транспорта (для категорий дорог от III до V).

Укладывание футляра и газопровода на переходе через автомобильные или железные дороги осуществляется следующими способами:

- сначала защитный футляр укладывают на дно траншеи, затем протаскивают трубопровод;
- трубопровод, предварительно оснащенный защитным футляром, укладывается на дно траншеи.

Газопровод в защитном футляре после укладки на дно траншеи засыпается грунтом с послойным трамбованием.

Схема укладки газопровода в защитном футляре открытым способом представлена на рисунке 11.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

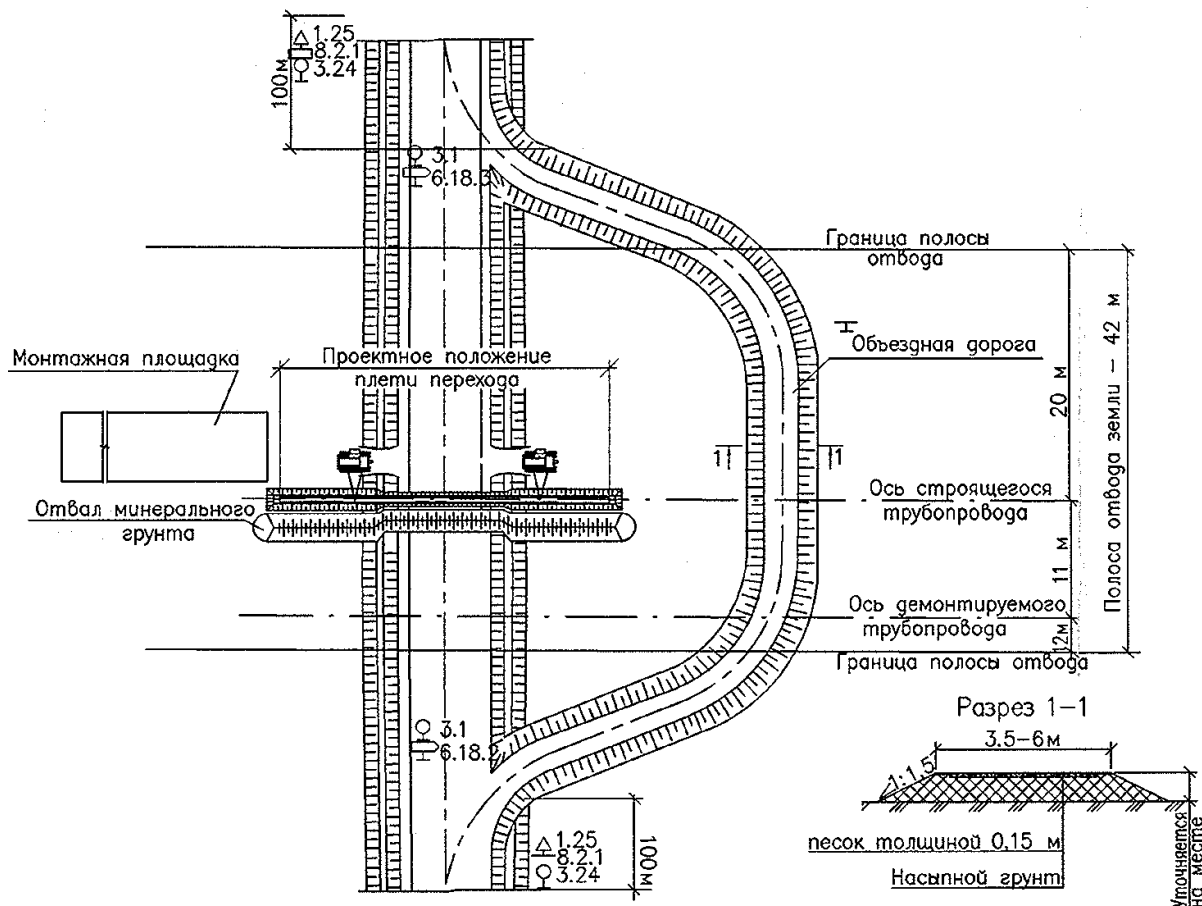


Рисунок 11 – Схема прокладки газопровода в защитном футляре открытым способом

2.3.2 Прокладка защитных футляров закрытым способом

Закрытый способ используется в большинстве случаев прокладки газопровода с использованием защитного футляра через автомобильные и железные дороги, так как данный способ можно применять без ограничений, не смотря на категорию дороги, интенсивность движения, диаметр трубопровода.

При закрытом способе прокладки футляров применяют способы проходки, описанные в таблице 2.

						Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			37

Таблица – 2 Способы проходки газопровода в защитном футляре через автомобильные и железные дороги

Название способа	Описание способа
Прокалывание	Прокладываемый футляр оборудуется наконечником и вдавливается под воздействием напорных усилий. Применяется в суглинистых и глинистых грунтах нормальной влажности, не содержащих твердых включений
Продавливание	Приваривается нож на конце стального футляра больше его диаметра и с помощью гидродомкратов продавливается грунт вместе с футляром
Горизонтальное бурение	Современный метод, с помощью бурильной установки с высокой точностью прокладывается газопровод в футляре.
Микротоннелирование	Осуществляется проходческим щитом, который двигает домкратная станция. Используется в твердых и наводненных грунтах

Преимуществом данного патента является увеличение долговечности и надежности перехода при помощи повышения жесткости и герметичности межтрубного пространства [17].

2.4.2 Конструкция защитного футляра из стеклопластика

Защитный футляр применяется для трубопроводов, проходящих в местах пересечения с коммуникациями и с различными сооружениями. Футляр состоит из двух частей, наружной и внутренней. Внутренняя часть состоит из стеклопластиковых многослойных элементов.

Конструкция скрепляется между собой болтами и гайками с шайбами. С помощью такого крепления удается добиться удовлетворительную плотность прилегания к рабочей трубе защитного футляра. В местах контакта конструкции с трубой подкладывается смягчающий материал, который снижает вероятность повреждения наружной изоляции труб. На рисунке 13 показана конструкция стеклопластикового футляра.

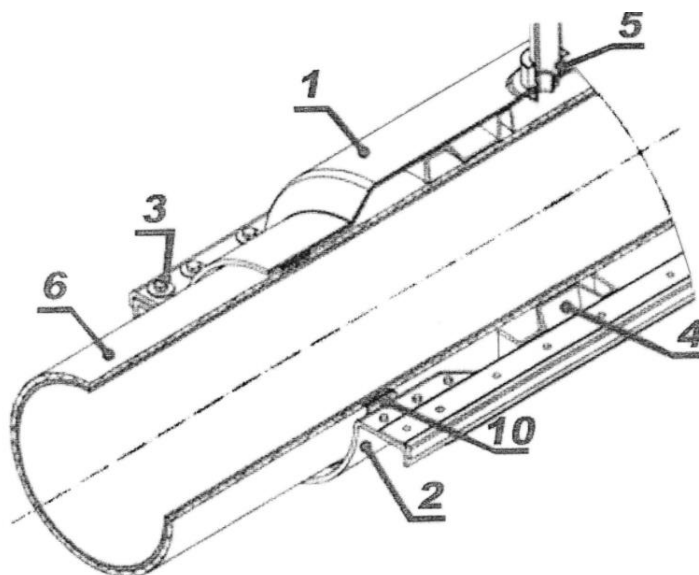


Рисунок 13 – Защитный футляр

Преимуществом полезной модели является материал, из которого она изготовлена. Стеклопластик не подвергается коррозии в отличие от стали [18].

2.4.3 Система контроля утечек используемая на переходе

При переходе трубопровода через автомобильную или железную дорогу предлагается использовать полезную модель для контроля технического состояния подземного перехода.

Система контроля утечек состоит из датчиков не менее трех штук, устанавливаемых на патрубке, которые соединены с вытяжной свечой. Электрогенный блок соединяется с датчиками и определяет предельно допустимую концентрацию в вытяжной свече футляра.

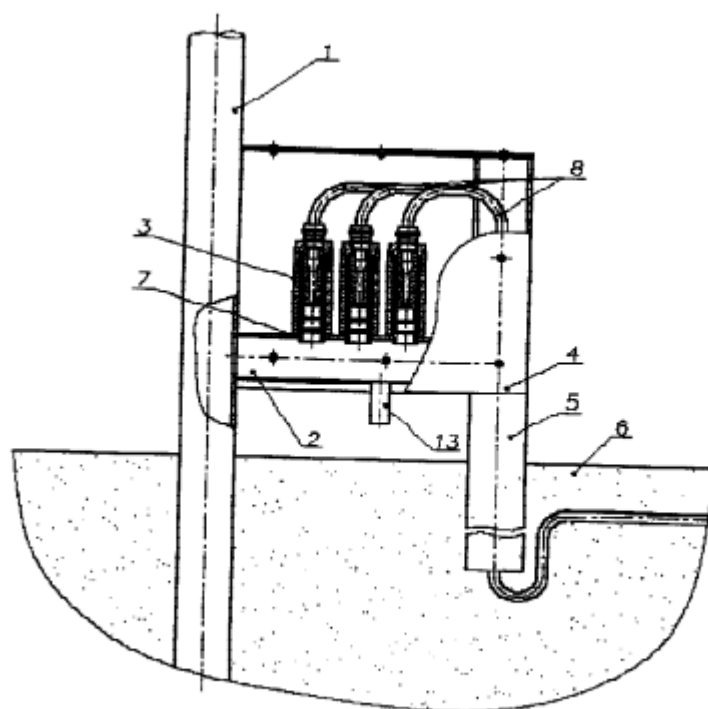


Рисунок – 14 Система контроля утечек

Данная система призвана снизить вероятность аварии, так как при помощи нее возможно своевременно отследить утечку и предпринять действия по ее устранению [19].

2.5 Сведения об объекте исследования

2.5.1 Климатическая характеристика

Томская область лежит в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности.

В Томской области холодная и продолжительная зима с коротким, но жарким летом. Наблюдаются сильные перепады температуры.

Климатические параметры холодного периода представлены в таблице 3.

Таблица 3. Климатические параметры холодного периода

Показатель		Томск
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью	0,98	Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью
	0,92	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью
	0,92	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		-22
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-55
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,2
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха
	≤ 8°С	≤ 0°С
	≤ 10°С	≤ 8°С
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		79
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %.		78
Количество осадков за ноябрь - март, мм		171
Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль		Ю

Климатические параметры теплого периода года представлены в таблице 4.

Таблица 4. Климатические параметры теплого периода года г. Томска

Показатель	Томск
Барометрическое давление, гПа	1001
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	23,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,99	26,0
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,3
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	35
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	11,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	74
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	61
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	377
Суточный максимум осадков, мм	81
Преобладающее направление ветра за июнь-август	Ю
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0

Средняя многолетняя годовая температура воздуха 0,5 0С. Средняя температура января равна минус 22,0 °С, июля – плюс 24,3 °С. Абсолютный максимум температуры 35 °С, абсолютный минимум – минус 55 °С. Средняя дата наступления последнего заморозка весной приходится на 4 июня, первого осенью – на 2 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода 114 дней, наибольшая 123 и наименьшая 39 дней. Средняя многолетняя температура воздуха 5.

Таблица 5. Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

Дата	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура	-17,9	-15,7	-7,7	1,2	9,7	15,9	18,7	15,3	9,0	1,3	-8,5	-15,4	0,5

Господствующее направление ветров в целом – южное. Средняя годовая скорость ветра в районе г. Томск составляет 2,1 м/с. Наибольшие скорости ветра наблюдаются в январе, феврале, апреле, мае и ноябре, декабре – 2,3 - 2,5 м/с.

2.5.2 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках

грунта

Томский район расположен в области сопряжения Кузнецко-Алатаусской, Колывань-Томской, Нарымо-Колпашевской складчатых зон и Кузнецкого прогиба. В геоморфологическом отношении участок работ расположен на водораздельной площади. Поверхность ровная, увлажненная, заросшая луговым разнотравьем. Абсолютные отметки изучаемой территории изменяются от 112,59 до 115,26м. Современные отложения представлены почвенно-растительным слоем (QIV). Средне-верхнечетвертичные отложения (dI II-III), представлены суглинком тугопластичным и песком.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов.

Характеристика грунта	Номер ИГЭ	
	ИГЭ-2	ИГЭ-3
	Суглинок полутвёрдый	Песок пылеватый
Нормативные значения		
Влажность природная W , д.е.	0,169	0,152
на границе текучести W_l , д.е.	0,242	-
на границе раската W_p , д.е.	0,145	-
Число пластичности I_p	0,099	-
Показатель текучести I_l	0,24	-
Коэффициент водонасыщения S_r , д.е.	0,83	0,71
Плотность част. грунта ρ_s , г/см ³	2,71	2,66
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,99	1,84
Плотность сухого грунта ρ_d , г/см ³	1,67	1,58
Коэффициент пористости, e	0,634	0,689
Удельное сцепление C , кПа	42	4
Угол внутреннего трения φ , град)	22	31
Модуль деформации E , МПа	3,9	16,8**
Коэффициент фильтрации, K_f , м/сут.	0.06*	0.7*
Группа грунта и категория по трудности разработки (Приложение 1.1 ГЭСН 81-02-01-2017, сборник 1)	35г	29б
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.95$)		
Удельное сцепление C , кПа	38	3
Угол внутреннего трения φ , град)	21	30
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,95	1,79
Расчетные значения C , φ , ρ по деформациям ($a = 0.85$)		
Удельное сцепление C , кПа	39	4
Угол внутреннего трения φ , град)	22	30
Плотность грунта ρ , г/см ³	1.97	1.81

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Объект и метод проектирования	Лист
						4.4

2.5.3 Характеристика линейного объекта

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

3 Расчетная часть

3.1 Исследование композитных материалов, используемых в межтрубном пространстве, численно-статистическим методом

3.1.1 Аварии подземных газопроводов в защитных футлярах, связанные с разгерметизацией манжет

Для обеспечения безопасности подземных газопроводов при переходе газопровода через автомобильные и железные дороги, в соответствии с нормативной документацией, предусматривается строительство в защитных футлярах с использованием герметизацией торцов манжетами [10].

Анализ статистики аварий на трубопроводном транспорте России показал, что подземные переходы, проложенные в защитных футлярах, становятся частым источником аварий [2]. Причиной тому, являются защитные футляры, проложенные в слое сезонного промерзания грунта.

Торцы футляров теряют свою герметичность и через манжету в межтрубное пространство, проникают грунтовые воды, которые заполняют пространство между газопроводом и футляром.

Причинами разгерметизации служат:

- недостаточная морозостойкость используемых материалов;
- недостаточная герметизация межтрубного пространства при монтаже;
- повреждение уплотнителей, источником которых служит механическое воздействие грунта.

Последствием разгерметизации служит смятие газопровода давлением, вызванным расширением воды, что приводит к увеличению объема в межтрубном пространстве. Такие аварии связаны с тем, что газопровод расположен на глубине сезонного промерзания, а также оттаивания грунта.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					46	115
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрин А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШП ГРУППА 2БМ01</i>		

Исследовать такие повреждения очень сложно, так как эти аварии случаются в зимний период времени. Последствия таких аварий достаточно масштабны, так как происходят на переходах автомобильных и железных дорог, а ремонтные работы предполагают огромные затраты.

Для предотвращения подобных аварий в подземных переходах в межтрубное пространство помещается материал, компенсирующий расширение воды в результате изменения температуры с положительной на отрицательную.

3.1.2 Методы исследований компенсирующих материалов, используемые в межтрубном пространстве между футляром и газопроводом

Для наглядной оценки и исследования, в чем причина возникновения аварий, связанных с проникновением воды в межтрубное пространство, были проведены модельные испытания, описанные в статье [1].

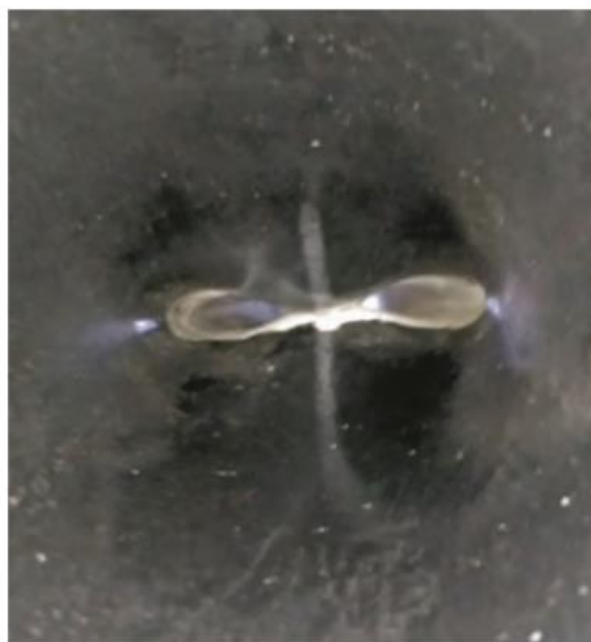
Модель газопровода в футляре представляет собой отрезок полиэтиленовой трубы, расположенной внутри стального футляра без использования компенсирующего материала в межтрубном пространстве. Отверстия на концах отрезка трубы герметизируются торцевыми накладками. Далее в межтрубное пространство заливается вода до полного его заполнения. Испытания проводятся в условиях отрицательных температур.

Так при первом испытании полиэтиленовый газопровод полностью смялся, остаточная площадь поперечного сечения составила 10-15 %, рисунок 15.

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



а



б

а – общий план смявшегося газопровода; б – место смятия газопровода.

Рисунок 15 – Модель полиэтиленового газопровода после полной заморозки и оттаивания.

Таким образом, видно, что в межтрубное пространство необходимо помещать компенсирующий материал. Такой материал должен обладать следующими свойствами:

- деформативный;
- морозостойкий;
- с низким водопоглощением;
- с высокой долговечностью материала.

Для испытанная компенсирующего материала в межтрубном пространстве существует способ термоциклирования. Этот метод представляет собой определение изменения показателя водопоглощения материала от количества циклов замораживания и оттаивания. Где один цикл подразумевает собой полное замораживание до определенной, заданной температуры и полное оттаивание, также до определенной температуры [15]. Пример такого цикла используемого для модельного испытания газопровода в футляре с использованием компенсирующего материала приведен на рисунке 16.

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

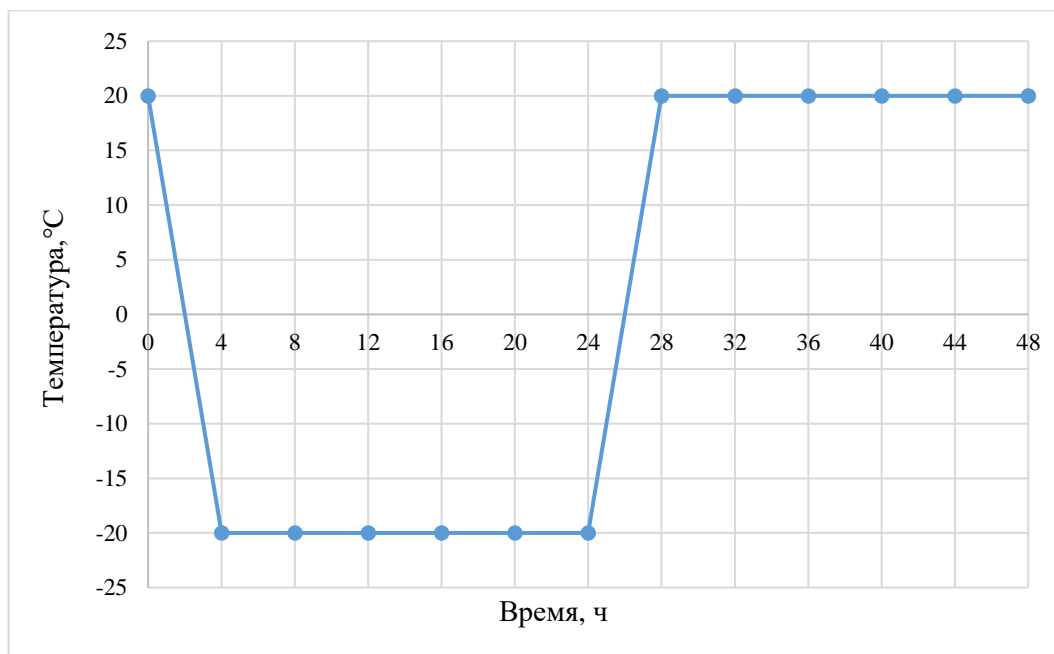


Рисунок 16 – Температурно-временной цикл замораживания и оттаивания модели газопровода в футляре с использованием компенсирующего материала

Полный цикл исследования термоциклирования, в данном случае, длится 48 ч и разделяется на несколько этапов представленных в таблице 7.

Таблица 7 – Этапы одного цикла термоциклирования

№ этапа	Название этапа	Температура, °С	Время, ч
1	Охлаждение модели, помещенная в металлическую емкость с водой	-20	4
2	Промораживание модели, помещенная в металлическую емкость с водой	-20	20
3	Оттаивание модели, помещенная в металлическую емкость с водой	20	4
4	Выдержка модели, помещенная в металлическую емкость с водой	20	20

Для того, чтобы смоделировать срок эксплуатации газопровода, требуется произвести 50 полных циклов, которые были описаны выше.

3.1.3 Проведение расчетов методом численно статистического моделирования водопоглощения для выбора подходящего материала.

Для проведения расчетов и использования численно статистического моделирования, были взяты исходные данные [1].

Таблица 8 – Исходные данные из статьи

Название параметра	Значение (характеристика) параметра
Газопровод	Полиэтиленовый
Тип полиэтиленового газопровода	SDR11
Диаметр газопровода, мм	110
Длина газопровода, м	1,5
Толщина стенки газопровода, мм	10
Футляр	Стальной
Диаметр футляра, мм	219
Длина футляра, м	1,5
Толщина футляра, мм	6

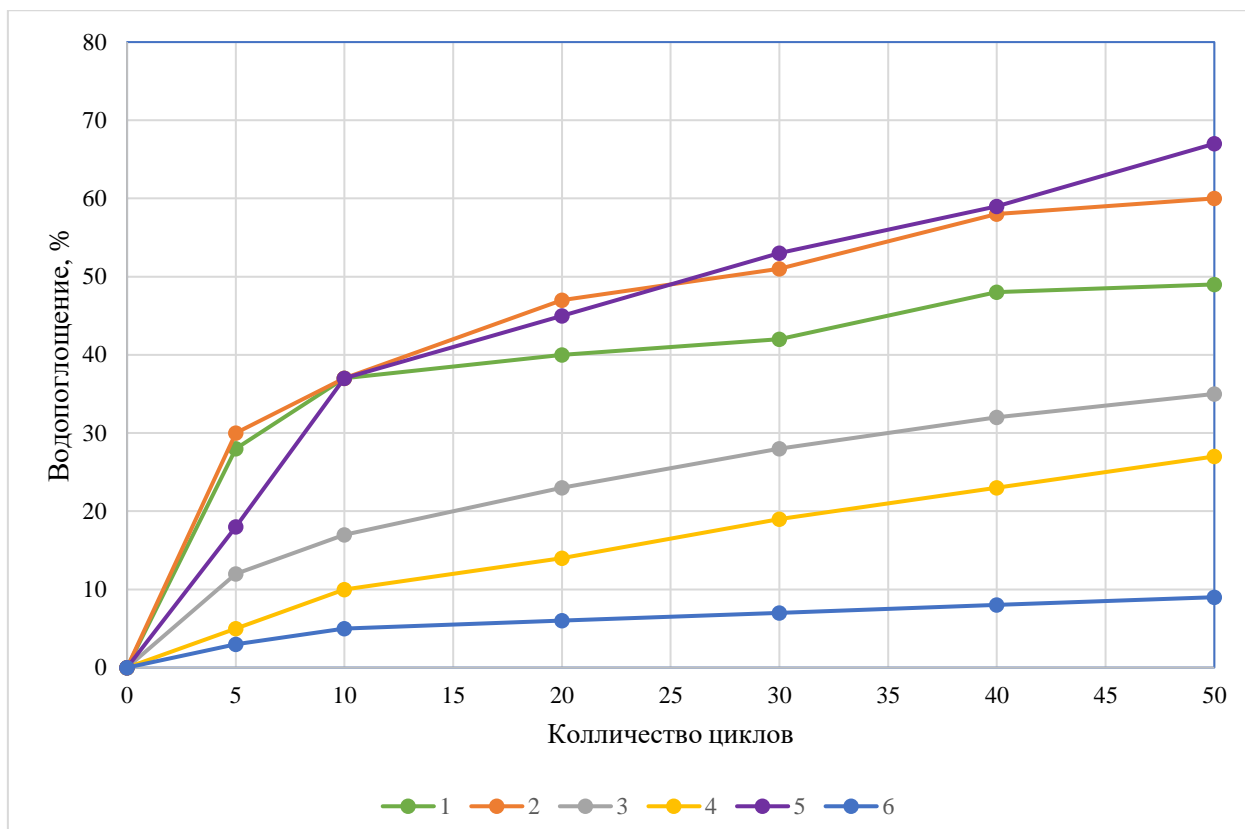
Для оценки и исследования характера аварий по средству модельного испытания полиэтиленового газопровода, был изготовлен макет, представляющий собой отрезок газопровода в стальном футляре с указанными в таблице 2 параметрами.

Материалы, используемые в качестве компенсатора, испытанные методом термоциклирования закрытопористые полимеры с высокой морозостойкостью и с низким водопоглощением представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Материалы, используемые в качестве компенсатора в межтрубном пространстве

№ материала	Название материала	Плотность материала, кг/м ³
1	нопапланк	35
2	эзафом 220	38
3	арктик 65	65
4	арктик 100	100
5	техноплекс	30
6	пенофол	27

На рисунке 17 представлен график модельного испытания компенсирующих материалов, который представляет собой зависимость водопоглощения относительно количества циклов.



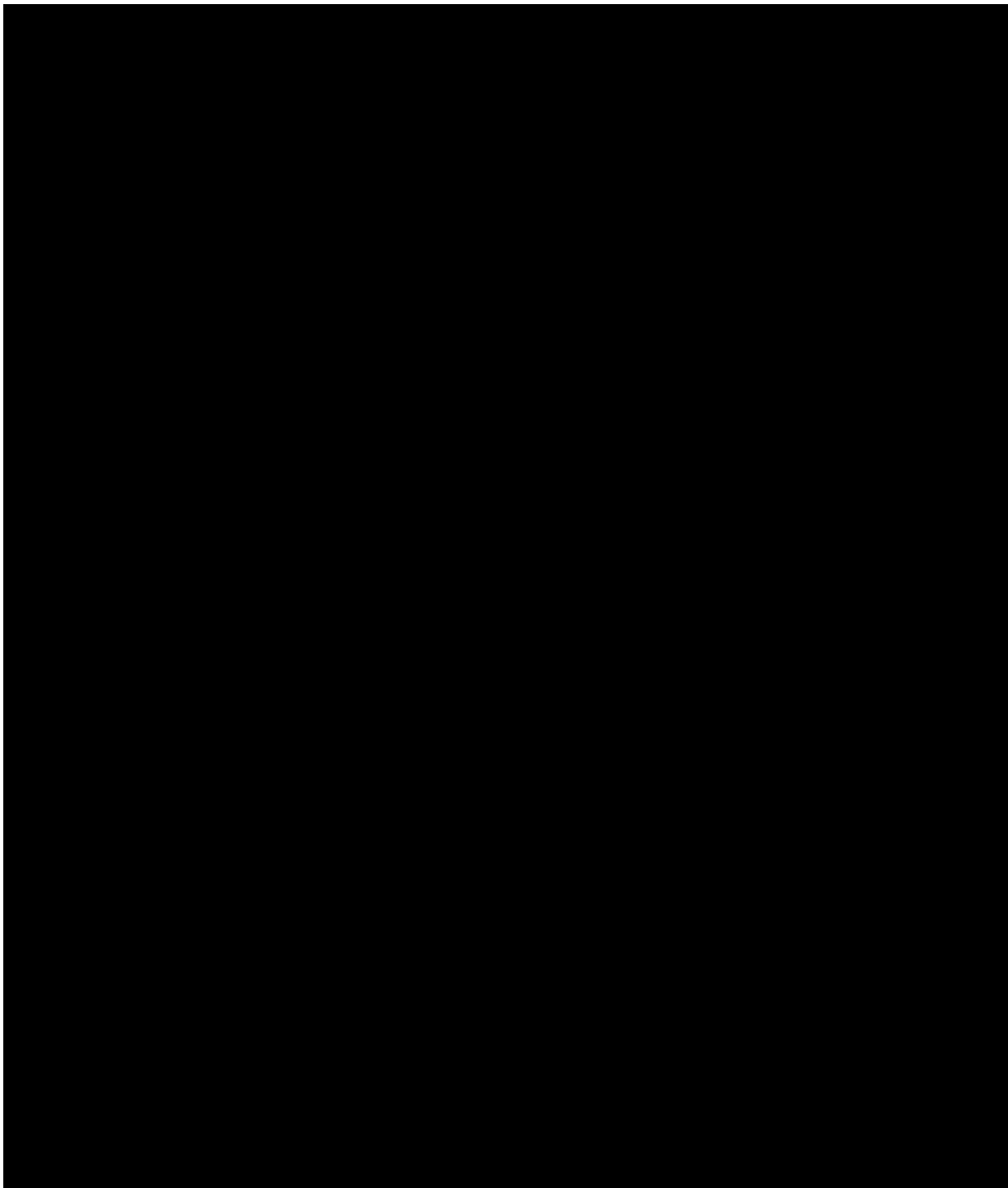
1 – порaplank; 2 – ethafoam 220; 3 – arctic 65; 4 – arctic 100; 5 – tekhnoplex; 6 – penofol

Рисунок 17 – Графики изменения водопоглощения вспененных полимерных материалов от циклов замораживания

Метод Монте-Карло подразумевает численный статистический метод решения задач при помощи случайных величин. Данный метод подразумевает собой вычислительные алгоритмы, которые основаны на многократном подборе случайной выборки для получения численных результатов. Основная задача использовать хаотичность, чтобы решить поставленную задачу.

Используем метод Монте-Карло для создания собственной выборки значений подчиненной нормальному закону распределения. В программном обеспечении Excel 2019 составим два столбца с 21 случайными значениями, используя функцию СЛЧИС(). Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Случайно сгенерированные значения



Случайно сгенерированные числа l_n и l_{n-1} распределенные равномерно.

По следующей формуле определяем случайные числа с нормальным распределением:

$$U_n = \sqrt{2 \ln \left(\frac{1}{l_n} \right)} \cdot \sin(2\pi \cdot l_{n-1}). \quad (1)$$

Рассчитаем по данной формуле значение для U_1 :

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

Аналогичным образом рассчитываем значения U_n . Полученные значения представлены в таблице 11:

Таблица 11 – Значения U_n с нормированным нормальным распределением

Трансформируем значения в нормально распределенную выборку со значениями I_n по формуле:

$$I_n = \mu + U_n \sigma_i, \quad (2)$$

где μ – заданный центр распределения случайной величины;

σ_i – стандартное отклонение ($\sigma_i = 2$).

Значения $I_0 = 0$, так как все графики начинаются из начала координат. Рассчитаем по данной формуле значения I_n для графика 1-1, где n – количество циклов:

$$I_5 = 28 + 0,8392 \cdot 2 = 29,6784;$$

$$I_{10} = 37 + 1,7495 \cdot 2 = 40,4990;$$

$$I_{20} = 40 + (-0,4413) \cdot 2 = 39,1174;$$

$$I_{30} = 42 + 0,4399 \cdot 2 = 42,8798;$$

$$I_{40} = 48 + 0,9621 \cdot 2 = 49,9241;$$

$$I_{50} = 49 + (-0,4036) \cdot 2 = 48,1927.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Повторяем данный расчет для графиков 1-2, 1-3. Остальные данные занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчетные значения для графика 1-1

Количество циклов	Название графиков		
	1-1	1-2	1-3
0	0,0000	0,0000	0,0000
5	29,6785	26,6848	26,7161
10	40,4990	36,6419	33,1010
20	39,1174	34,8184	37,1871
30	42,8798	43,2952	40,0401
40	49,9241	50,9374	47,6122
50	48,1927	50,0277	48,9352

В соответствии с расчётными данными, методом численного статистического моделирования, были построены графики зависимости водопоглощения от количества циклов, для компенсирующего материала «порарлан». Графики представлены на рисунке 18.

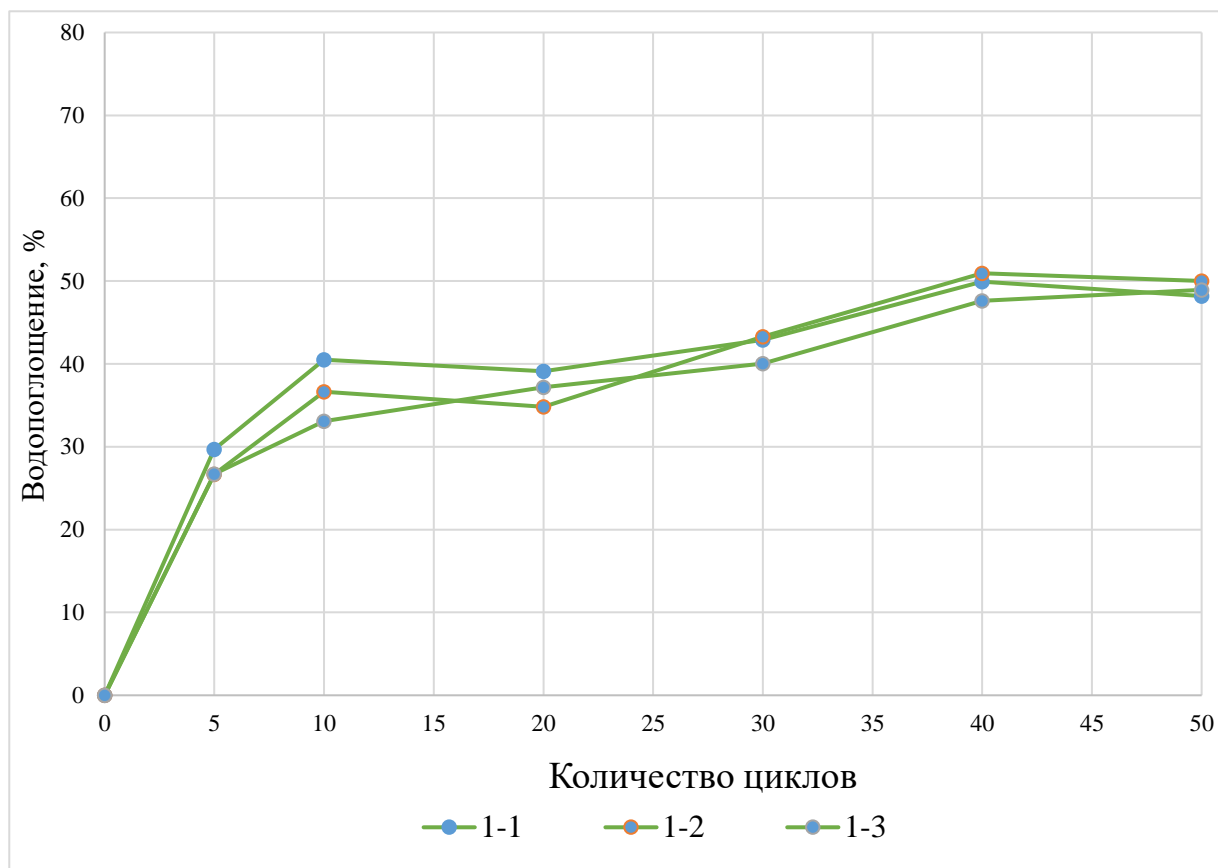


Рисунок 18 – Графики, смоделированные методом Монте-Карло, зависимости водопоглощения от количества циклов для материала «нопапланк»

Аналогичным образом рассчитываются значения для всех оставшихся видов материалов, представленных в таблице 3. Все полученные значения указаны в Приложении В и нанесены на график зависимости водопоглощения от количества циклов в Приложении Г.

Метод Монте-Карло позволил выявить, что материалы «эзафом 220» и «техноплекс» показали себя приблизительно равнозначно.

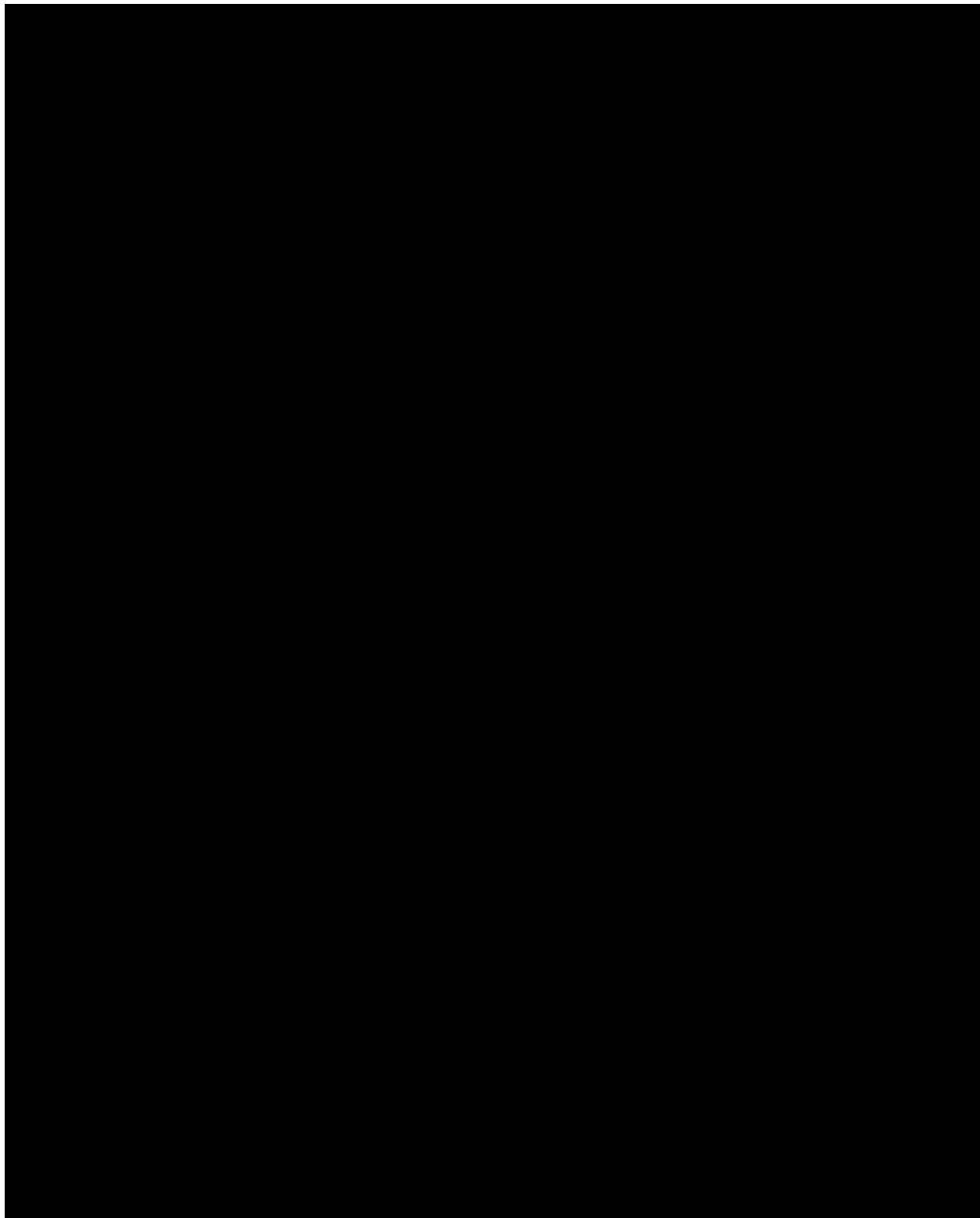
Наиболее подходящим закрытопористым полимерным материалом промышленного производства из предложенных в таблице 4, является несшитый пенополиэтилен «пенофол» плотностью 27 кг/м³. Так как его водопоглощение составило от 8,2 до 10 %.

3.2 Расчет защитного футляра на прочность

Расчет на прочность [39] защитного футляра на переходе трубопровода через автомобильную дорогу [REDACTED]

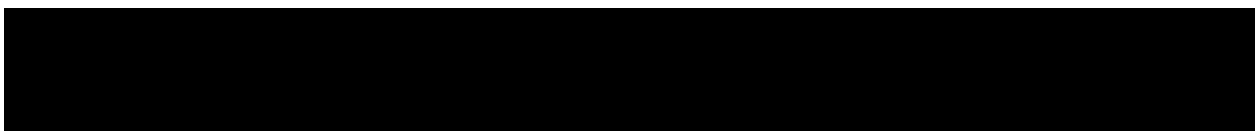
Исходные данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета

A large rectangular area of the page is completely blacked out, indicating that the content of Table 13 has been redacted.

1. Минимальный диаметр защитного кожуха определяется по формуле:

$$D_{\phi} = \frac{D_H^2}{0,9D_H - 85}, \quad (1)$$



На футляр действуют внешние нагрузки – вертикальное и боковое давление грунта $q_{гр.в}$ и $q_{гр.б}$ и давление от веса подвижного состава транспорта q_n (рисунок 19).

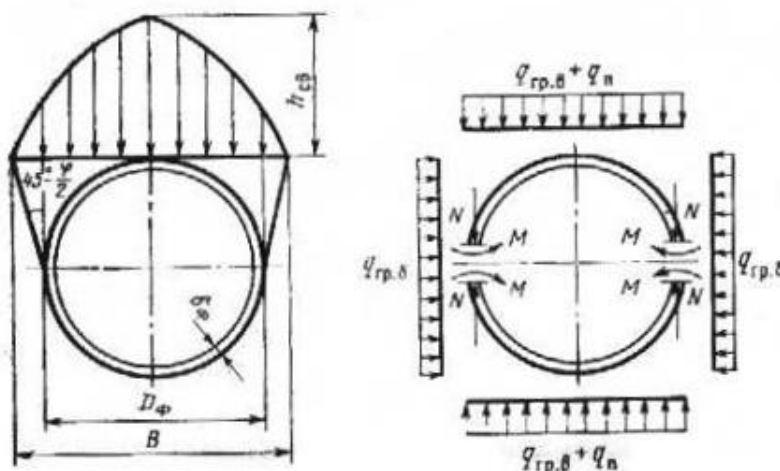


Рисунок 19 – Схема к расчету футляра на прочность

2. Ширина свода естественного обрушения грунта над футляром:

$$B = D_{\phi} \left[1 + \tan\left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \right], \quad (2)$$



3. Высота грунта в пределах естественного свода

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

обрушения, действующая на футляр:

$$h_{св} = \frac{B}{2f_{кр}}, \quad (3)$$

4. Расчетная вертикальная нагрузка на футляр от действия грунта находится по формуле:

$$q_{гр.в} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot h_{св}, \quad (4)$$

5. Расчетная величина бокового давления грунта на футляр в случае формирования свода обрушения:

$$q_{гр.б} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \left(h_{св} + \frac{D_{\Phi}}{2} \right) \tan^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (5)$$

6. Момент инерции материала полотна дороги:

$$I_n = \frac{b \cdot h_{п}^3}{12}, \quad (6)$$

7. Цилиндрическая жесткость полотна дороги:

$$D = \frac{E_{п} \cdot I_g}{1 - \mu^2}, \quad (7)$$

8. Коэффициент жесткости полотна дороги:

$$a_{ж} = \sqrt[4]{\frac{k_0 \cdot b}{4D}}, \quad (8)$$

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

9. Длина зоны распространения реакции основания

$$x = a = \frac{3\pi}{4a}, \quad (9)$$

10. Длина зоны распространения суммарной эпюры основания:

$$2a = a + c + a, \quad (10)$$

11. Максимальное значение реакции основания дороги имеет место в точке соприкосновения колес автомашины с дорожным полотном:

$$q = \frac{P \cdot a}{2 \cdot b}, \quad (11)$$

12. Максимальное напряжение в грунте на глубине заложения футляра под колесами автомобиля:

$$\sigma_{x \max} = \frac{q}{\pi} \left(\operatorname{arctg} \frac{a-x}{z} + \operatorname{arctg} \frac{a+x}{z} \right), \quad (12)$$

13. Расчетное давление на футляр от подвижного транспорта:

$$q_{\Pi} = n_{\Pi} \cdot \sigma_{x \max}, \quad (13)$$

14. Расчетное поперечное сжимающее усилие в сечении футляра

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

находится по формуле:

$$N = \frac{D_{\Phi}}{2} (q_{гр.в} + q_n), \quad (14)$$

15. Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра:

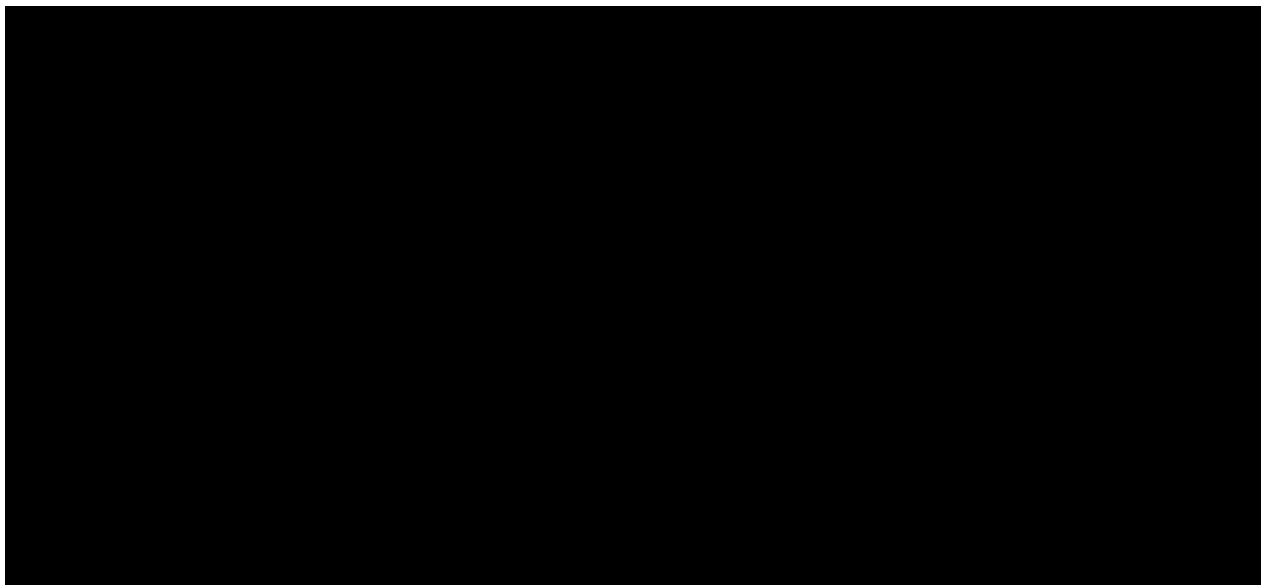
$$M = c_{пл} \left(\frac{D_{\Phi}}{2} \right)^2 (q_{гр.в} + q_n - q_{гр.б}), \quad (15)$$

где $c_{пл}$ – коэффициент учитывающий всестороннее сжатие футляра, принимаем $c_{пл} = 0,25$.

16. Минимальная толщина стенки футляра, удовлетворяющая условию прочности:

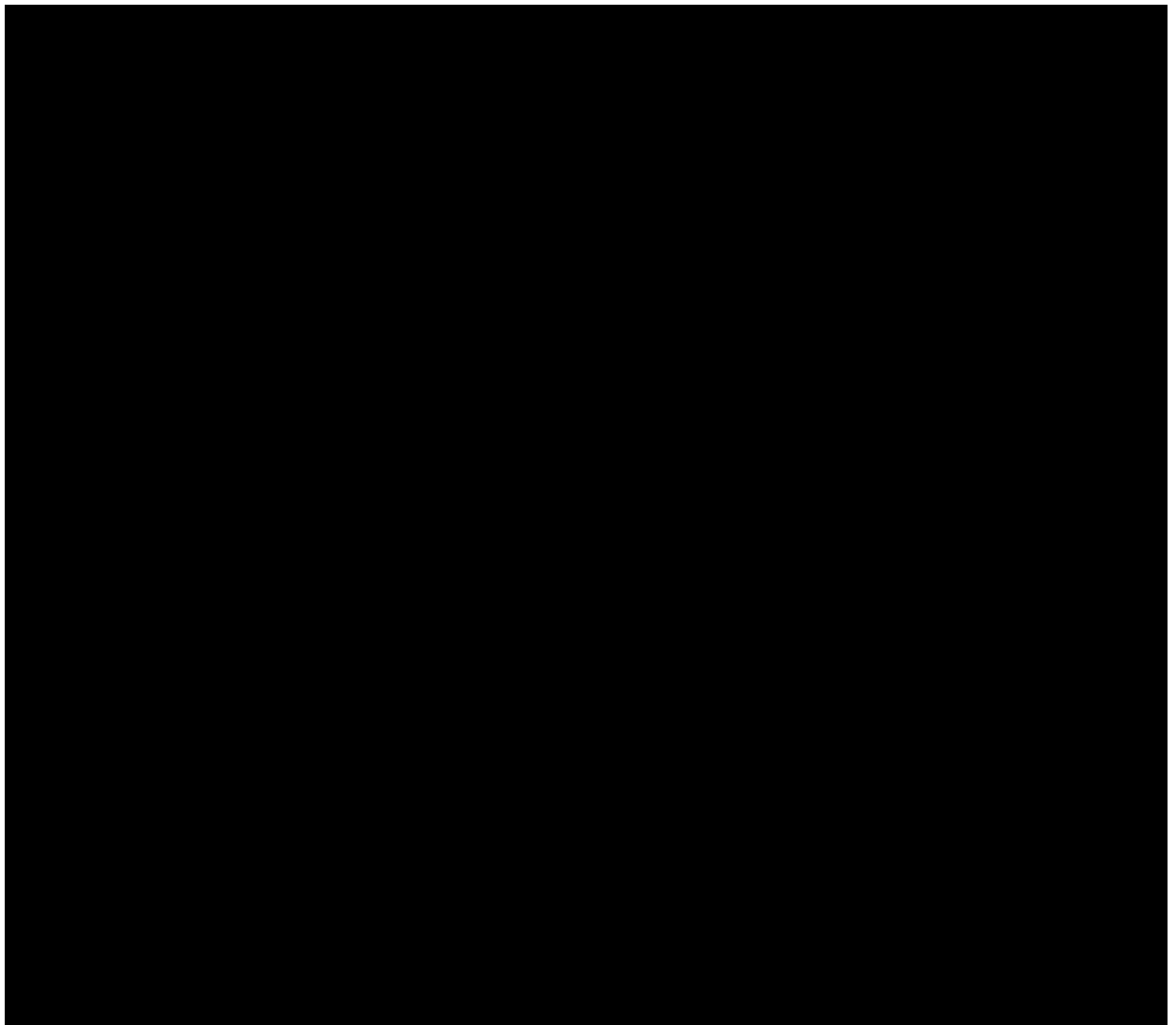
$$\delta = \frac{N}{2R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2} \right)^2 + \frac{6M}{R_2}}, \quad (16)$$

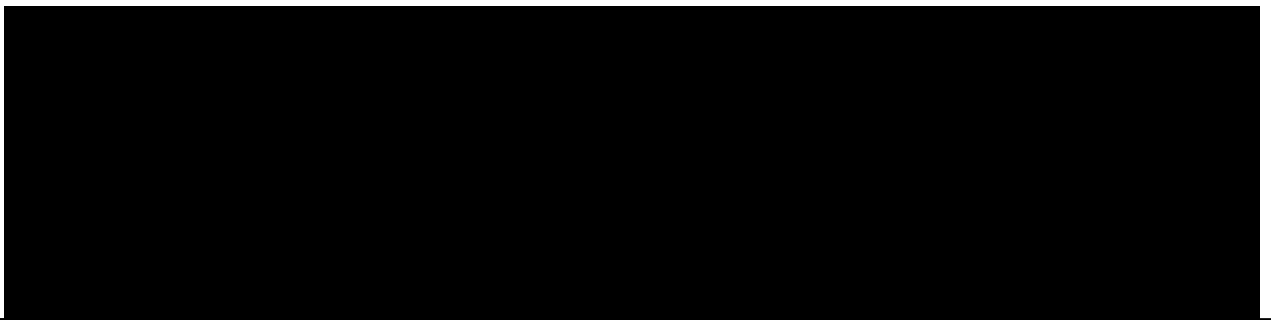
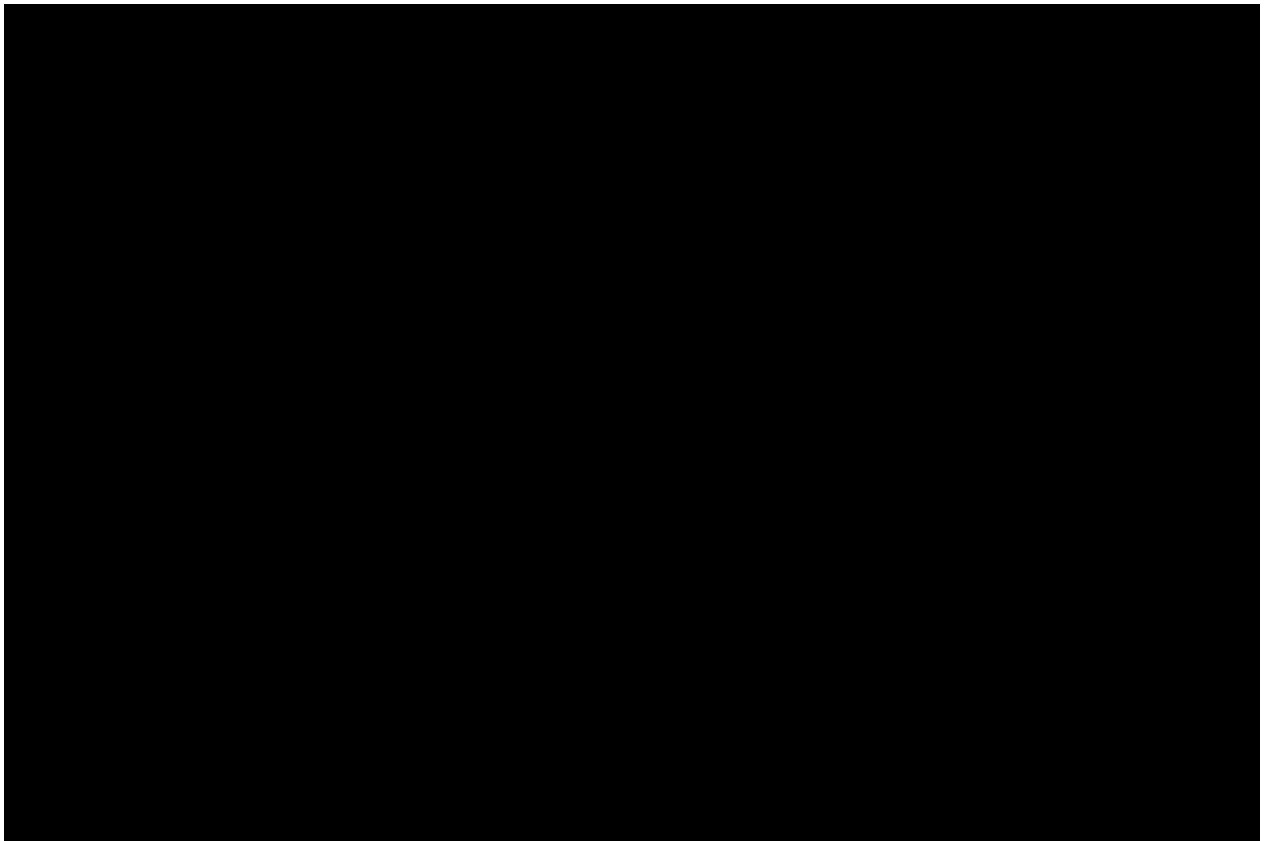
3.2 Исследование напряженно-деформированного состояния защитного футляра газопровода в программном комплексе Ansys



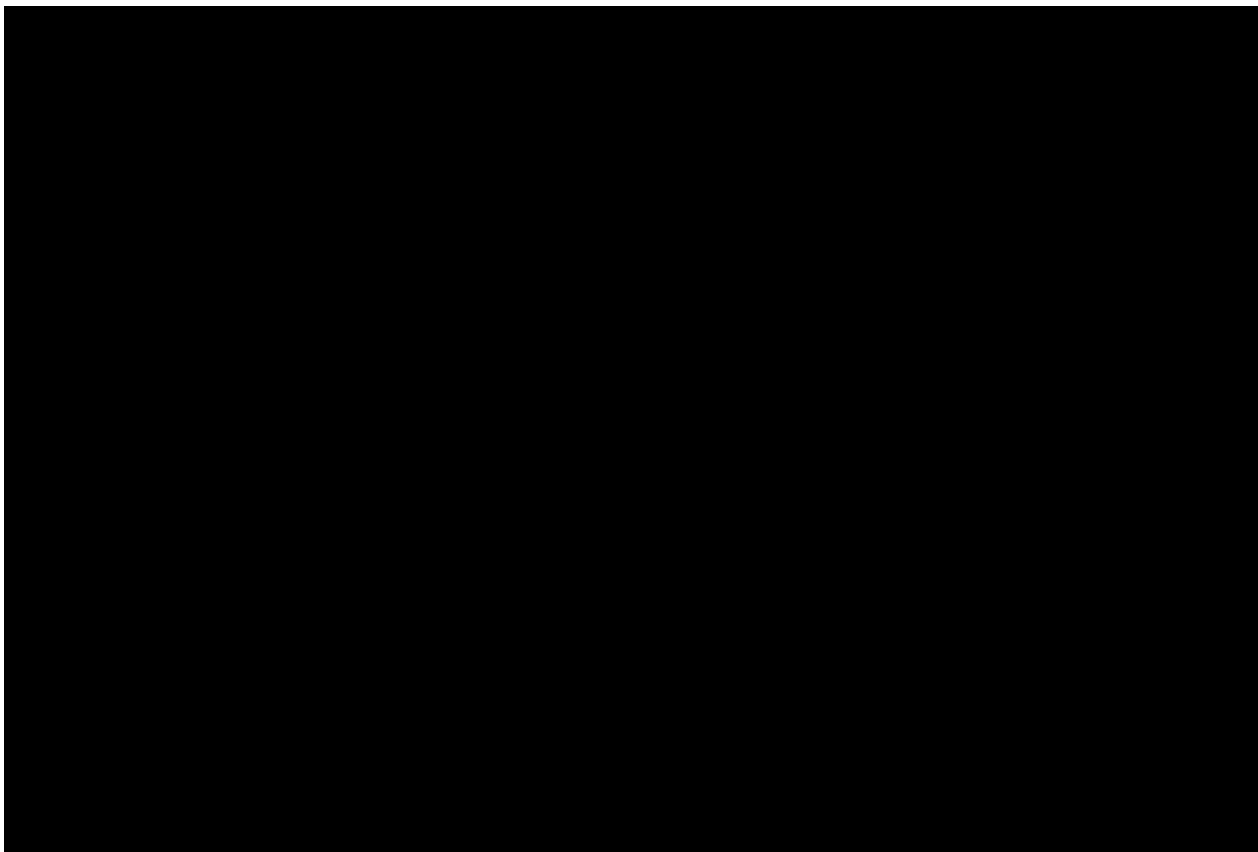
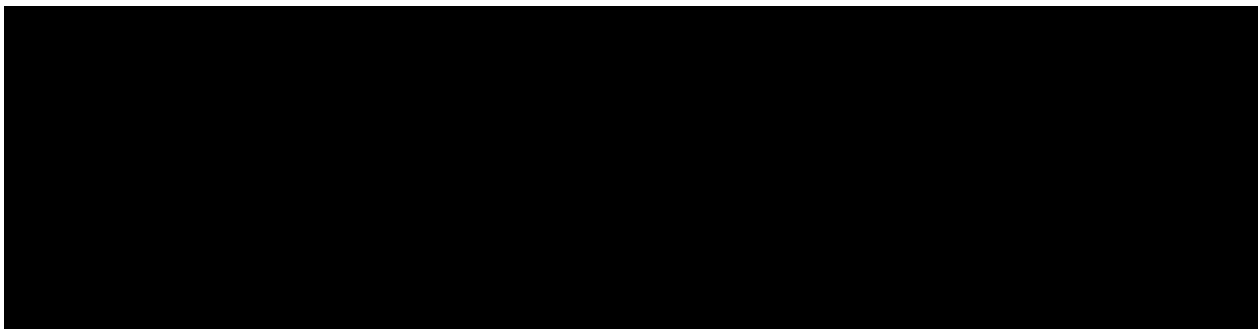
Исходные данные для моделирования представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные для моделирования





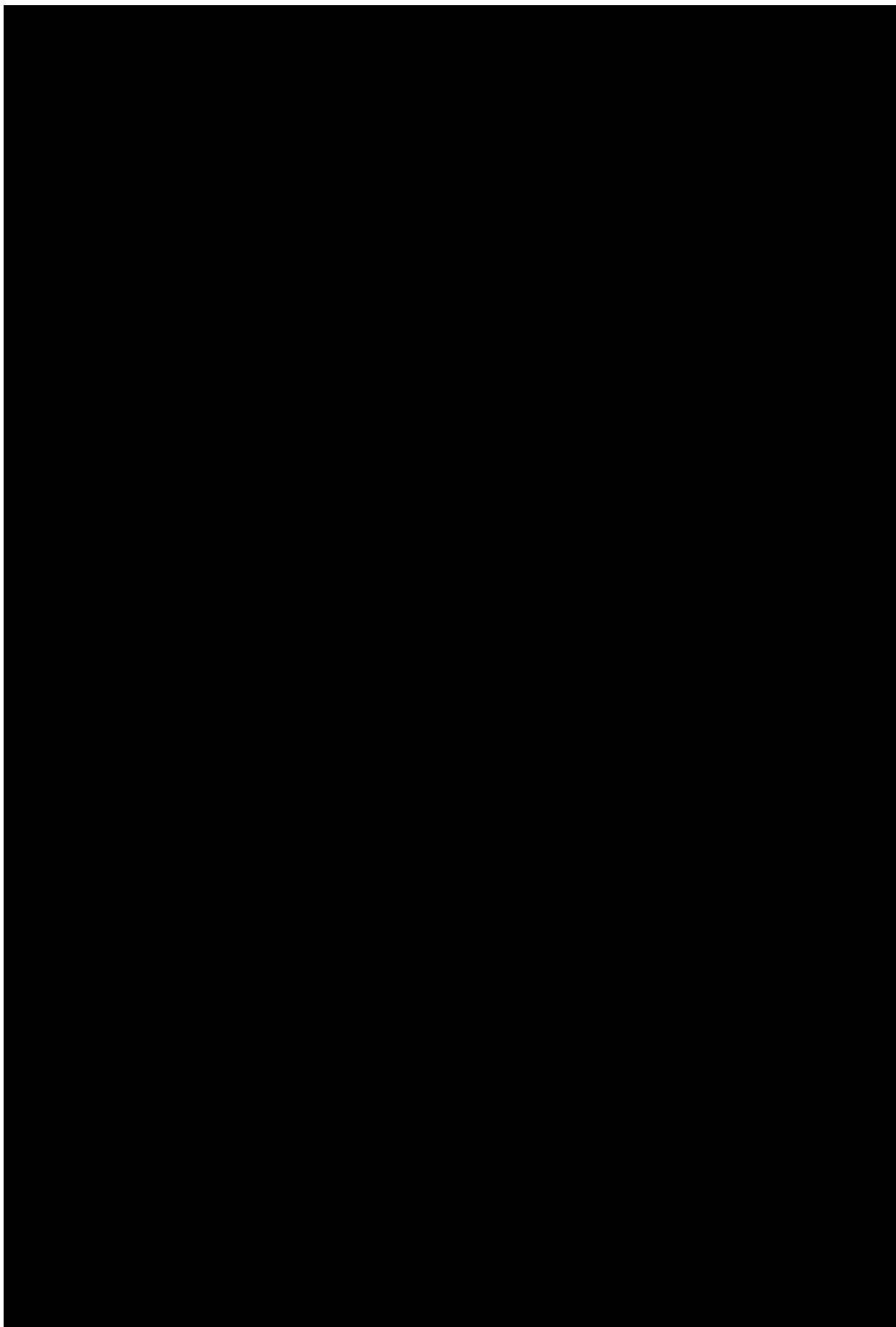
					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>63</i>



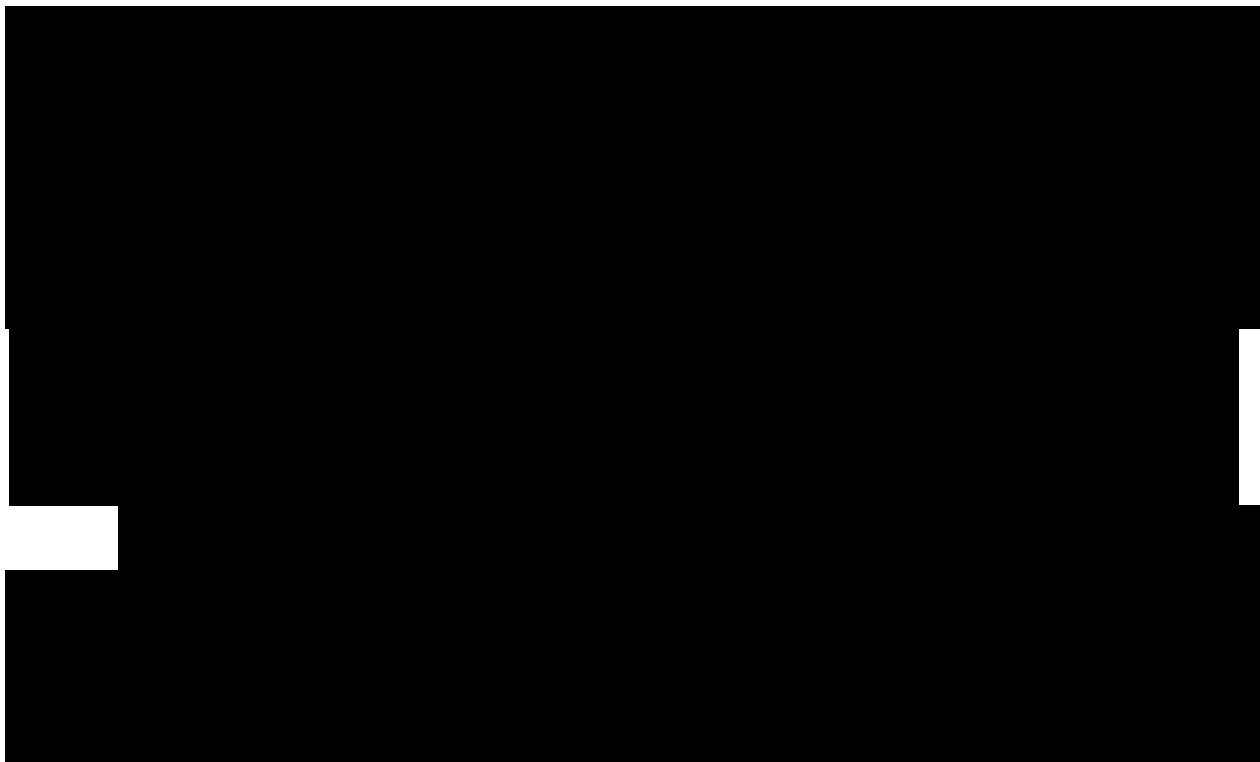
Результаты исследования представлены в таблице 15.

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

Таблица 15 результаты исследования в Ansys



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

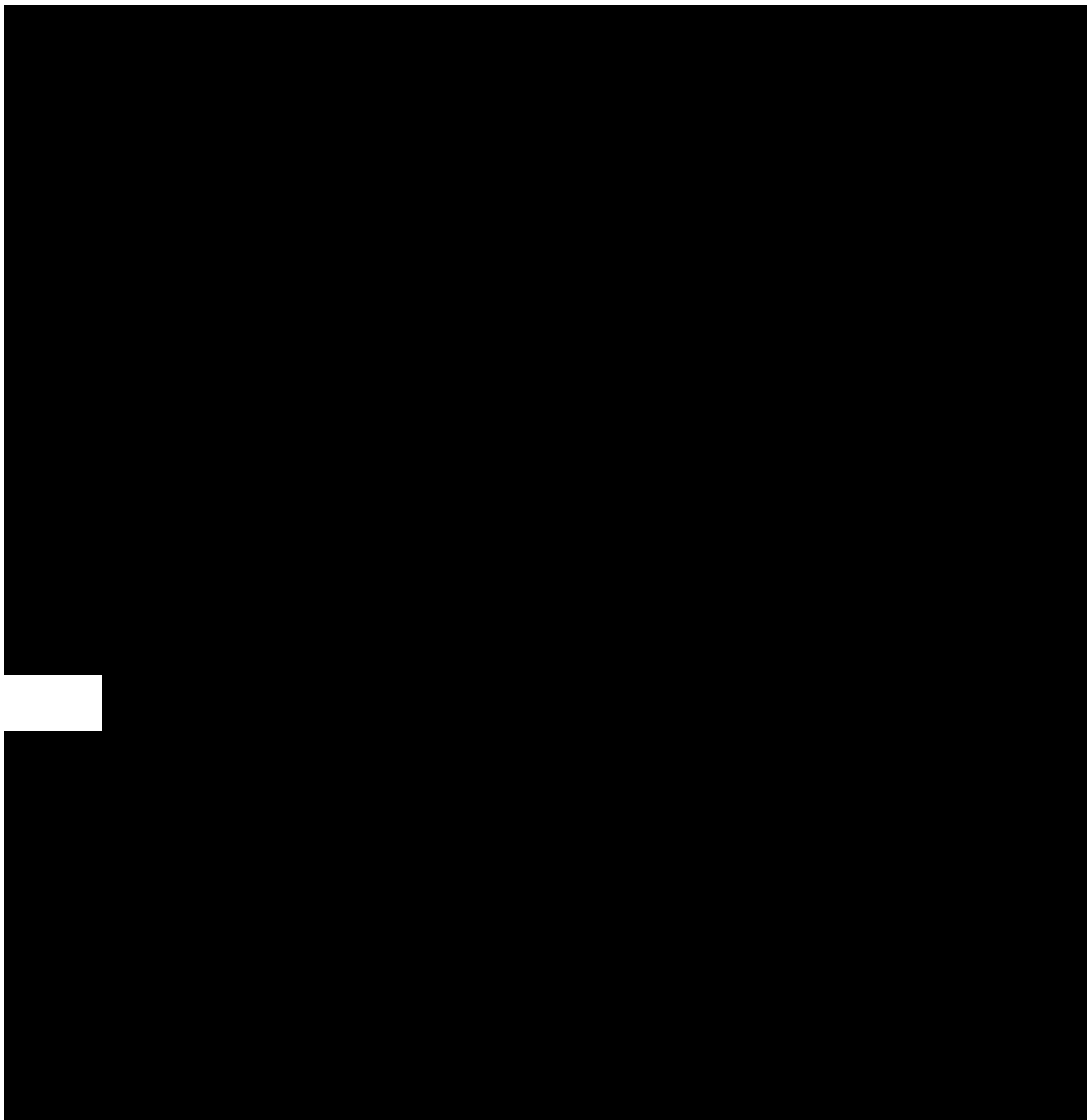


					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

[Redacted text block]

[Redacted text block]

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



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

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Для обеспечения безопасности подземных газопроводов при переходе газопровода через автомобильные и железные дороги, в соответствии с нормативной документацией, предусматривается строительство трубопроводов в защитных футлярах с использованием герметизацией торцов манжетами.

Анализ статистики аварий на трубопроводном транспорте России показал, что подземные переходы, проложенные в защитных футлярах, становятся частым источником аварий. Причиной тому, являются защитные футляры, проложенные в слое сезонного промерзания грунта.

Для предотвращения подобных аварий в подземных переходах в межтрубное пространство помещается материал, компенсирующий расширение воды в результате изменения температуры с положительной на отрицательную.

4.1 Организация и планирование работ

4.1.1 Структура работ в рамках исследования

Для выполнения исследований по выпускной работе была сформирована рабочая группа, состоящая из научного руководителя и студента (инженера). По каждому этапу запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителя. Порядок выполнения работ и распределение исполнителей по видам работ приведены в таблице 17.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах		
Разраб.		Громадских В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.				69	115
Рук. ООП		Шадрина А.В.			НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Таблица 17 – Этапы проведения работ, распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Исполнители
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические исследования	Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер
	Изучение свойств закрытопроиcтых компенсирующих материалов	Инженер
Проведение экспериментов	Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер
	Применение численно статистического метода для выбора наиболее подходящего материала, применяемого в межтрубном пространстве	Руководитель, инженер
	Моделирование полезной модели	Руководитель, инженер
	Расчет напряжений и деформаций при заданных нагрузках моделей с применением материала	Руководитель, инженер
Обобщение результатов исследования	Анализ и интерпретация результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР	Составление отчета	Инженер
	Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель Инженер
	Составление презентации	Инженер

4.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика исследования

Определение трудоемкости работ каждого участника рабочей группы является важным моментов, поскольку трудовые затраты составляют большую часть стоимости исследований [22].

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, чел-дн.;

t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел-дн;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел-дн.

Продолжительность работы в рабочих определим из ожидаемой трудоемкости работ, при этом учитываем одновременность выполнения работ двумя исполнителями.

$$T_p = \frac{t_{ож}}{ч}, \quad (2)$$

где T_p – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$ч$ – численность исполнителей, выполняющих одну и ту же работу, чел.;

$t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, чел-дн.

Для представления длительности каждого этапа работ в календарных днях

$$T_k = T_p \times k_k, \quad (3)$$

$$k_k = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (4)$$

где k_k – коэффициент календарности;

T_k – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{кал}$ – календарные дни ($T_{кал} = 365$);

$T_{вд}$ – выходные дни;

$T_{пд}$ – праздничные дни ($T_{вд} + T_{пд} = 66$).

Коэффициент календарности составил $T_k = 1,22$.

В таблице Д.1 приложения Д представлены трудозатраты на выполнения проекта.

В таблице Д.2 приложения Д отражен календарный план-график.

4.2 Бюджет научно-технического исследования

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования необходимо приводить все виды расходов, относящихся к его осуществлению.

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

Планируемые затраты должны быть сгруппированы по статьям. В данном исследовании выделены следующие статьи.

1. Материальные затраты.
2. Заработная плата.
3. Отчисления во внебюджетные фонды.

4.2.1 Расчет материальных затрат НТИ

В данную статью включают затраты на приобретение необходимого для исследования материала. Затраты по доставке материальных ресурсов составляют 5 % от цены материалов. Расчет стоимости материалов произведем согласно действующим прейскуранту цен с учетом НДС [22]. Расчет материальных затрат приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Цена за единицу, руб.	Количество	Затраты на материалы (З _м), руб.
Бумага для принтера	350,00	1	350,00
Чернила для картриджа	715,00	1	715,00
Всего за материалы:			1065,00
Транспортно-заготовительные расходы (5%)			53,25
Итого по статье:			1118,25

4.2.2 Расчет заработной платы

В данной статье рассчитывается основная и дополнительная заработная плата рабочей группы, состоящей из научного руководителя и инженера. Величина заработной платы учитывает трудоемкость выполняемых работ без экспериментального этапа, действующую систему окладов. Расчет основной заработной платы приводится в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Наименование работ	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.		Зарботная плата, чел.-день, руб./день		Зарботная плата, тыс. руб.	
		Р	И	Р	И	Р	И
Составление и утверждение технического задания	Р	1,4	-	1098,78	-	1538,29	-
Подбор и изучение материалов по теме	И	-	4,8	-	792,26	-	3802,85
Выбор направления исследования	Р, И	0,7	0,7	1098,78	792,26	769,15	554,58
Календарное планирование работ по теме	Р, И	0,7	0,7	1098,78	792,26	769,15	554,58
Проведение теоретический обоснований исследования	И	-	8,2	-	792,26	-	6496,53
Изучение свойств закрытопроиcтых компенсирующих материалов	И	-	6,8	-	792,26	-	5387,37
Анализ и интерпретация результатов	И	-	2,8	-	792,26	-	2218,33
Составление отчета	И	-	9,6	-	792,26	-	7605,70
Оформление расчетно-пояснительной записки проверка НИР, составление отчета по НИР	Р, И	2,7	2,7	1098,78	792,26	2966,71	2139,1
Составление презентации	И	-	2,8	-	792,26	-	2218,33
Итого:						37020,66	

Статья заработной платы включает основную заработную плату ($Z_{зп}$) и дополнительную заработную плату работников и рассчитывается по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_p, \quad (6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб.дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d}, \quad (7)$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 рабочих дней $M = 10,4$ месяца, шестидневная неделя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 20).

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени -отпуск -невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Календарное число дней составило 365. При шестидневной работе количество выходных и праздничных дней составило 66 дней, дней отпуска – 48. Таким образом, действительный годовой фонд рабочего времени составляет 251 дней.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{\text{ТС}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_p, \quad (8)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{ТС}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной и дополнительной заработной платы представлен в таблице 21. Для расчета дополнительной заработной платы коэффициент дополнительной заработной платы на стадии проектирования принимаем равным 12 % от суммы основной заработной платы. Заработная плата по тарифной ставке научного руководителя (доцента) составляет 16823 руб. при 0,5 ставки.

Таблица 21 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Исполнитель	$Z_{ТС}$, руб.	$k_{р}$	$Z_{М}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{доп}$, руб.
Руководитель	16823,0	1,3	21869,9	1098,78	5,5	6043,28	725,19
Инженер	12130,0	1,3	15769,0	792,26	39,1	30977,3	3717,2
Итого:						41463,07	

4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

и накладные расходы

В данной статье расходов отражаются затраты на страховые взносы в пенсионный фонд (22 %), фонд социального страхования (2,9 %), фонд обязательного медицинского страхования (5,1 %) и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при проведении экспериментов представлены в таблице 22. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10.9) [6].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (9)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	6043,28	725,19
Инженер	30977,32	3717,28
Норматив отчислений во внебюджетные фонды, %	30,4	
Отчисления, руб.		
Руководитель	2057,61	
Инженер	10547,16	

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1} \div 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Принимаем величину накладных расходов в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (34091 + 68000 + 93075 + 11169 + 28250) \times 0,16 = 37534 \text{руб.}$$

4.3 Определение целесообразности и эффективности научного исследования

Для того, чтобы оценить техническую значимость и эффективность исследования, необходимо произвести расчет коэффициент научно-технического уровня. В данной работе НТУ рассчитывался методом бальных оценок, где каждому из признаков НТУ подбирается определенное количество

баллов. Далее путем суммирования значений уровней по всем параметрам рассчитывается НТУ. Общая оценка определяется по формуле:

$$\text{НТУ} = \sum_{i=1}^n k_i \times \Pi_i, \quad (11)$$

где k_i – весовой коэффициент i – го признака;

Π_i – количественная оценка i – го признака.

Признаки НТУ и их оценки отражены в таблицах 22 – 25.

Таблица 22 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Возможность и масштабы реализации	0,4
Теоретический уровень	0,2
Уровень новизны	0,4

Таблица 23 – Возможность реализации

Время реализации	Баллы
В течение первых лет	10
От 5 до 10 лет	4
Свыше 10 лет	2
Масштабы реализации	Баллы
Одно или несколько предприятий	10
Отрасль	4
Народное хозяйство	2

Таблица 24 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, новых теорий	10
Глубокая разработка проблем, многостадийный анализ	8
Разработка алгоритма	6
Элементарный анализ связей факторов	2
Описание отдельных факторов	0,5

Таблица 25 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

$$k_1=0,4, \Pi_1=4; k_2=0,4, \Pi_2=2; k_3=0,2, \Pi_3=6; k_4=0,4, \Pi_4=9.$$

Таким образом, получаем НТУ равным 7,8. Из этого можно сделать вывод, что данный проект имеет высокую значимость как теоретического, так и практического уровня, однако на данной стадии разработки он возможен только теоретически, но активно разрабатывается для применения рассматриваемой технологии в промышленных масштабах.

4.4 Обоснование экономической эффективности применения закрытопористого материала в межтрубном пространстве

Приведенные годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального газопровода в общем виде [20]:

$$\Pi = \mathcal{E}_{эл} + \sigma_{л} \times L \times (\epsilon_{н} + \zeta_{л}) + [\sigma_{кс} \times (\epsilon_{н} + \zeta_{кс}) + e_{кс}] \times n_{кс}; \quad (12)$$

где $\mathcal{E}_{эл}$ – стоимость потребляемой на перекачку электроэнергии;

$\sigma_{л}$ – цена 1 км линейной части;

L – общая длина газопровода;

$\sigma_{кс}$ – стоимость одной КС;

$\zeta_{л}$, $\zeta_{кс}$ – отчисления на амортизацию и ТР соответственно для ЛЧ и КС;

$e_{кс}$ – годовые эксплуатационные расходы по содержанию одной КС (зарплата персонала, водоснабжение, водоотведение и т. д.);

$n_{кс}$ – число КС;

$\epsilon_{н}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так как определенные параметры не меняются при расчете в стандартных условиях и с применением компенсирующего элемента, то они не учитываются в дальнейшем расчете и тогда формула преобразуется в следующий вид:

Без учета закрытопористого материала:

$$\Pi = \sigma_{л1} \times (\varepsilon_n + \zeta_{л}) + \varepsilon_n; \quad (13)$$

$$\Pi_1 = 500000 \times (0,15 + 2083,3) + 0,15 = 104,1 \text{ млн руб.}$$

$$\zeta_{л} = \frac{c}{\text{СПИ}}/12 \quad (14)$$

$$\zeta_{л} = \frac{500000}{20}/12 = 2083,3 \text{руб.}$$

$\sigma_{л1} = C$, так как компенсирующий материал применяется на одном километре линейной части

где C – первоначальная стоимость объекта;

СПИ – срок полезного использования объекта в годах.

С учетом закрытопористого материала:

$$\Pi = \sigma_{л2} \times (\varepsilon_n + \zeta_{л}) + \varepsilon_n; \quad (15)$$

$$\Pi_2 = 630000 \times (0,20 + 1104,6) + 0,20 = 46,8 \text{ млн руб.}$$

$$\zeta_{л} = \frac{C}{\text{СПИ}}/12$$

$$\zeta_{л} = \frac{630000}{40}/12 = 1104,6 \text{руб.}$$

Таким образом, годовой экономический эффект находится по формуле:

Без использования закрытопористого материала:

$$\Delta_{\phi} = \Pi_1 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (16)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$\mathcal{E}_\phi = 104,1 \times \left(1 - \frac{630000}{500000}\right) = 6,2 \text{ млн руб.}$$

С использованием закрытопористого материала:

$$\mathcal{E}_\phi = \Pi_2 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (17)$$

$$\mathcal{E}_\phi = 46,8 \times \left(1 - \frac{630000}{500000}\right) = 2,8 \text{ млн руб.}$$

Теперь найдем относительный экономический эффект по формуле:

Без использования компенсирующего элемента:

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = \frac{\mathcal{E}_\phi}{\Pi_1}; \quad (18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = \frac{6,2}{104,1} = 0,05$$

С использованием компенсирующего элемента:

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = \frac{\mathcal{E}_\phi}{\Pi_2}; \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отн}} = \frac{2,8}{46,8} = 0,07$$

По результатам расчета относительного экономического эффекта можно сказать, что при применении закрытопористого материала, экономический эффект может достичь 40%. Без использования закрытопористого материала экономический эффект составил 6,2 млн рублей, с использованием закрытопористого материала экономический эффект составил 2,8 млн рублей

Вывод:

Результаты расчетов показывают, что применение закрытопористого материала в межтрубном пространстве газопровода снижает годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального газопровода, за счет амортизации и более продолжительного времени эксплуатации газопровода.

Использование закрытопористого материала в межтрубном пространстве при сооружении газопроводов является рентабельным, так как годовые затраты на сооружение и эксплуатацию составляют 46,8 млн руб., а годовой экономический эффект равен 2,8 млн руб. Исходя из этого, применение данного материала позволяет использовать его с перспективой на продолжительный период времени.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

5 Социальная ответственность

Введение

Сведения о защитных футлярах используемых для обеспечения безопасности подземных газопроводов в местах пересечения, подземных переходах газопровода в защитных футлярах, методах прокладки газопроводов в защитных футлярах. Проведен расчет водопоглощения для выбора наиболее подходящего компенсирующего материала используемого в межтрубном пространстве, между футляром и газопроводом.

Также проведено параметрическое исследование в программном комплексе Ansys.

Объектом исследования в данной выпускной квалификационной работе является газопровод-отвод в футляре. Данный участок газопровода расположен в районе Крайнего севера, с условиями сезонного промерзания грунтов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Особенности трудового законодательства

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда в порядке, предусмотренном Трудовым кодексом Российской Федерации [24].

Оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					81	115
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

Размер районного коэффициента и порядок его применения для расчета заработной платы работников организаций, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в данных районах или местностях.

Одному из родителей (опекуну, попечителю, приемному родителю), работающему в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, имеющему ребенка в возрасте до шестнадцати лет, по его письменному заявлению ежемесячно предоставляется дополнительный выходной день без сохранения заработной платы.

Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором или трудовым договором устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе.

Кроме установленных законодательством ежегодных основного оплачиваемого отпуска и дополнительных оплачиваемых отпусков, предоставляемых на общих основаниях, лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Общая продолжительность ежегодных оплачиваемых отпусков работающим по совместительству устанавливается на общих основаниях.

Гарантии медицинского обеспечения для работников государственных органов субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, территориальных фондов обязательного медицинского страхования,

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

государственных или муниципальных учреждений устанавливаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления [25].

5.1.2 Компоновка рабочей зоны

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Персонал производственных объектов в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должен быть обеспечен соответствующими средствами коллективной защиты.

На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи [3].

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

Работник до начала работы обязан проверить состояние своего рабочего места, а также исправность, соответствие предназначенного для предстоящей работы оборудования, инструмента, материалов, СИЗ и СКЗ и в случае обнаружения неисправностей принять меры к их устранению.

Двери в помещениях должны открываться в направлении ближайших выходов наружу.

Администрация объекта обязана обеспечить работающих питьевой водой, в соответствии с нормами и ГОСТ 2874-82 Вода питьевая. При охлаждении питьевой воды льдом должно быть исключено загрязнение ее кусками льда [26].

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной

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

(радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

Размеры рабочего места и размещение его элементов должны обеспечивать выполнение рабочих операций в удобных рабочих позах и не затруднять движений работающего [27].

5.2. Производственная безопасность

При внедрении водопоглощающего материала в футляр, с последующей установкой на переходе газопровода, возникают опасные и вредные факторы, которые могут оказать негативное влияние на обслуживающий персонал. Их перечень приводится в таблице 26.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы	Нормативные документы
	Монтаж газопровода в футляре в подземном переходе	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	СанПиН 2.2.4.548 96 [6] СНиП 41-01-2013 [7]
2. Загазованность воздушной среды рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88 [8] СанПиН 2.2.4.1294-03 [9]
3. Повышение уровней шума рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [10] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [11]

4. Взрывоопасность и пожароопасность	+	ГОСТ 12.1.010-76 [12] ГОСТ 12.1.004-91 [13]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	СНиП III-4-80 [14]

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

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

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

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, работающим на открытом воздухе, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пункты обогрева должны быть оборудованы и эксплуатироваться по соответствующей инструкции [28].

5.2.2 Загазованность воздушной среды рабочей зоны

Работа по монтажу газопровода в футляре является газоопасной работой, в которой не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ. Длительное воздействие запыленности и загазованности, превышающих допустимые значения, может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений приводит и к острым отравлениям.

Наличие в смеси воздуха более 20 % газа может привести к удушью, а при наличии его в закрытом объеме от 5 % до 15 % может вызвать взрыв газовой смеси.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать установленных ПДК. Для контроля загазованности воздуха часто применяют метод отбора проб в зоне дыхания при выполнении технологических процессов с помощью хроматографов или газоанализаторов. Фактические значения вредных веществ сопоставляют с нормами ПДК.

По санитарным нормам метан относится к вредным веществам, предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 300 мг/м³.

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

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

5.2.3 Повышение уровней шума рабочей зоны

Источниками шума на участке работ могут являться рабочая техника, специальное оборудование, рабочий транспорт.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Для защиты работников от шума предусмотрены средства индивидуальной защиты: беруши, противошумные наушники. А также средства коллективной защиты: оградительные звукоизолирующие звукопоглощающие глушители шума; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы.

5.2.4 Взрывоопасность и пожароопасность

Газоопасные работы являются пожаровзрывоопасными работами. Потому что пары газа, состоящие из метана, могут попасть в рабочую зону и с легкостью воспламениться или привести к взрыву.

Нижний концентрационный предел взрываемости метана составляет 4,4 % от объемной доли в смеси с воздухом. Верхний концентрационный предел взрываемости составляет 17 %.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего

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

искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В, выполненные во взрывоопасном исполнении.

5.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При монтажных работах задействуются строительные, грузоподъемные машины и механизмы производственного оборудования, которые служат для обеспечения необходимыми материалами и непосредственно для самих монтажно-установочных работ. При незнании правил использования данного оборудования, рабочий может получить физические, телесные травмы, последствия которых могут быть летальными.

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве, "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводов-изготовителей.

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. Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

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

5.2.6 Расчет устройства защитного заземления

Электрическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, приводящее к нарушению их физикохимического состава. Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, которые вызывают в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги. Одним из самых простых и известных, но весьма эффективных методов защиты от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79(96) является защитное заземление. Защитному заземлению подлежат металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые вследствие неисправности изоляции могут оказаться под напряжением и к которым возможно прикосновение людей. Расчет защитного заземления для электропитающей установки мощностью 45кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В производится в следующей последовательности, согласно [15].

Она размещена на первом этаже производственного здания, имеющего металлические конструкции, имеющего хороший контакт с землей. Желательно, чтобы заземляющее устройство включало в себя естественные заземлители, сопротивление растеканию тока которых $R_e = 20$ Ом. Здание имеет периметр 80 м. Грунт – суглинок. Производственное здание размещено в первой климатической зоне. Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с методическими указаниями не должно превышать $R_3 = R_n = 4$ Ом [15]. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (1)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 20$ Ом. Определяем предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выбираем

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

контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по периметру здания, длина которого $L_{\Gamma} = 80$ м. В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем стальные стержни длиной $L = 2,5$ м, диаметром $d = 12$ мм, верхние концы которых соединяются стальной полосой сечением $20 \times 4 \text{ мм}^2$, уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0 = 0,5$ м. Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}, \quad (2)$$

$$R_1 = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \ln \frac{2,5}{0,012} = 71 \text{ Ом.}$$

Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{итр}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3}, \quad (3)$$

$$R_{\text{итр}} = \frac{20 \cdot 4}{20 - 4} = 5 \text{ Ом.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L, \quad (4)$$

$$\alpha = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ м}$$

$$n = \frac{L_{\Gamma}}{\alpha} \quad (5)$$

$$n = \frac{80}{5} = 16 \text{ штук.}$$

Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L_{\Gamma}} \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t_0}, \quad (6)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 80} \ln \frac{2 \cdot 80^2}{0,5 \cdot 0,0003 \cdot 0,005} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов с учетом интерполяции равен $\eta_v = 0,63$ и $\eta_{\Gamma} = 0,33$ [15].

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

Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_u = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_B \cdot n'} \quad (7)$$

$$R'_u = \frac{71 \cdot 3,6}{71 \cdot 0,63 + 3,6 \cdot 0,33 \cdot 16} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{3y} = \frac{R_e \cdot R'_u}{R_e + R'_u} \quad (8)$$

$$R_{3y} = \frac{20 \cdot 4}{20 + 4} = 3,33 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление защитного заземления не превышает требуемого сопротивления $R_{3y} > R_3 = R_H = 4 \text{ Ом}$ в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81*.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Воздействие на атмосферу

Воздействие на атмосферный воздух в период монтажных работ на участке газопровода оказывают:

- при работе транспортной, ремонтной техники;
- при проведении сварочных работ;
- при газовой резке металла,
- при стравливании газа.

В магистральном газопроводе транспортируется природный газ на 98 % состоящий из метана. Вследствие утечек или технологических сбросов метан попадает в атмосферу и оказывает негативное влияние на нее.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при монтажных работах направлены на предупреждения загрязнения воздушного бассейна выбросами работающих машин и механизмов на участке выполняемых работ.

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

5.3.2 Воздействие на литосферу и гидросферу

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.

Строительная организация, выполняющая строительно-монтажные работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

1. Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
2. Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
3. Строгое соблюдение правил работы в водоохранной зоне.
4. Озеленение водоохранных зон;
5. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
6. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени;
7. Рекультивация земель по окончании работ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [16].

Возможные аварии на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, что может привести к взрыву.

Утечку газа можно обнаружить приборами-газоанализаторами, а также визуально и "на слух" по следующим характерным признакам:

- шуму и запаху газа;
- изменению цвета растительности;
- появлению пузырьков на водной поверхности в обводнённых местах;
- потемнению снежного покрова.

При обнаружении утечки с непрерывным выходом газа линейным трубопроводчиком должны быть приняты меры по скорейшему оповещению диспетчерской службы, руководства подразделения, по оценке размеров загазованной зоны (до 20 % НПВ), опасности для населённых пунктов и других объектов и отключению повреждённого участка. В случае аварии с выходом большого количества газа вблизи населённого пункта, дороги, или водной артерии линейный трубопроводчик с целью предупреждения несчастных случаев до прибытия аварийной бригады обязан:

- выставить предупредительные знаки на расстоянии не менее 300 м от места повреждения трубопровода;
- при необходимости организовать объезд или выставить знаки, запрещающие въезд транспорта в опасную зону;

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

– предупредить жителей близлежащего пункта об опасности распространения огня и соблюдения ими правил безопасности;

– находиться в районе повреждения вне зоны загазованности до прибытия ремонтно-восстановительной бригады.

Для организации работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий разрабатывают и утверждают план ликвидации аварий, издаются приказы на проведение аварийно-восстановительных работ.

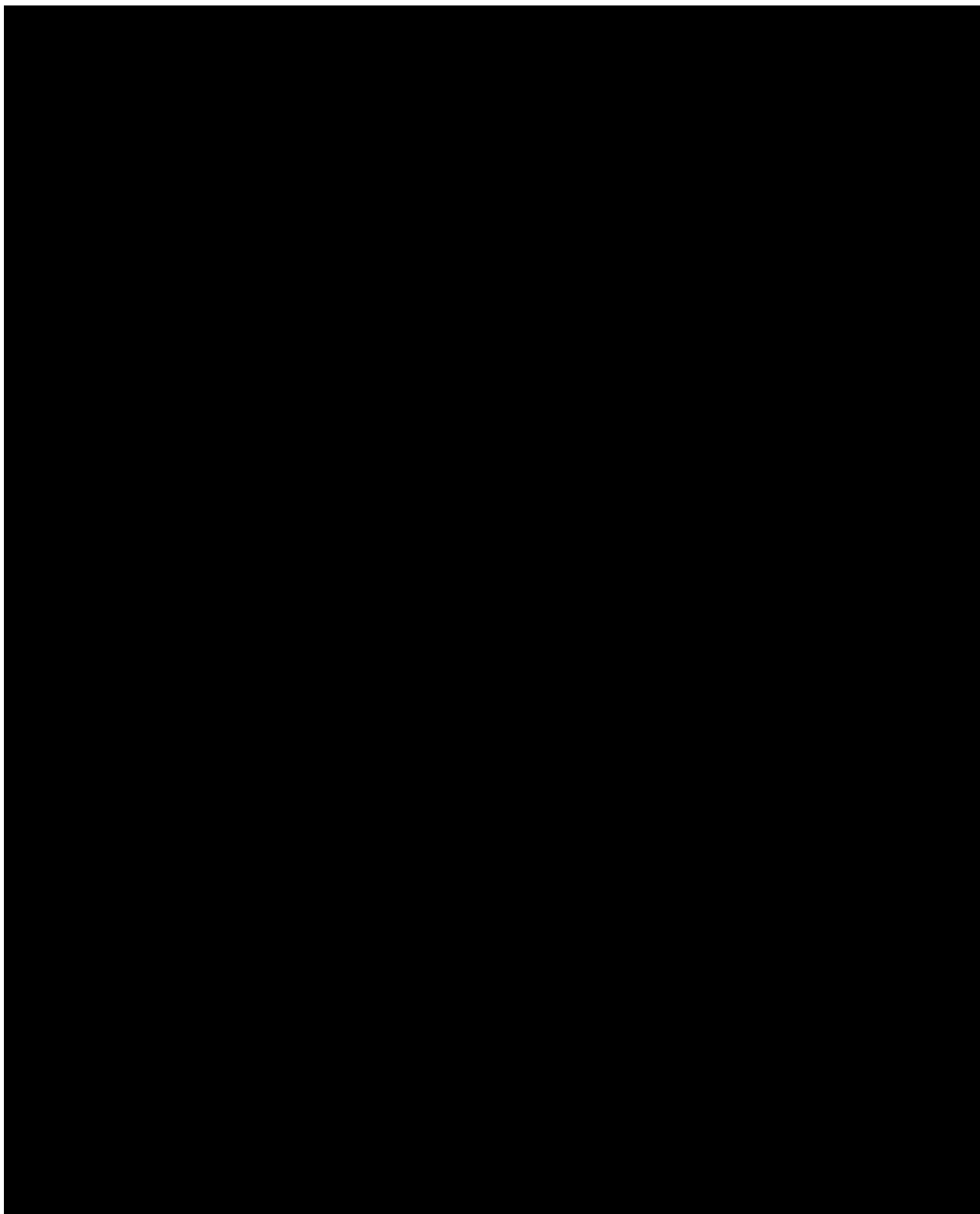
Выводы по разделу

Социальная ответственность один из значимых разделов в магистерской диссертации. В данном разделе рассматриваются такие важные вопросы как:

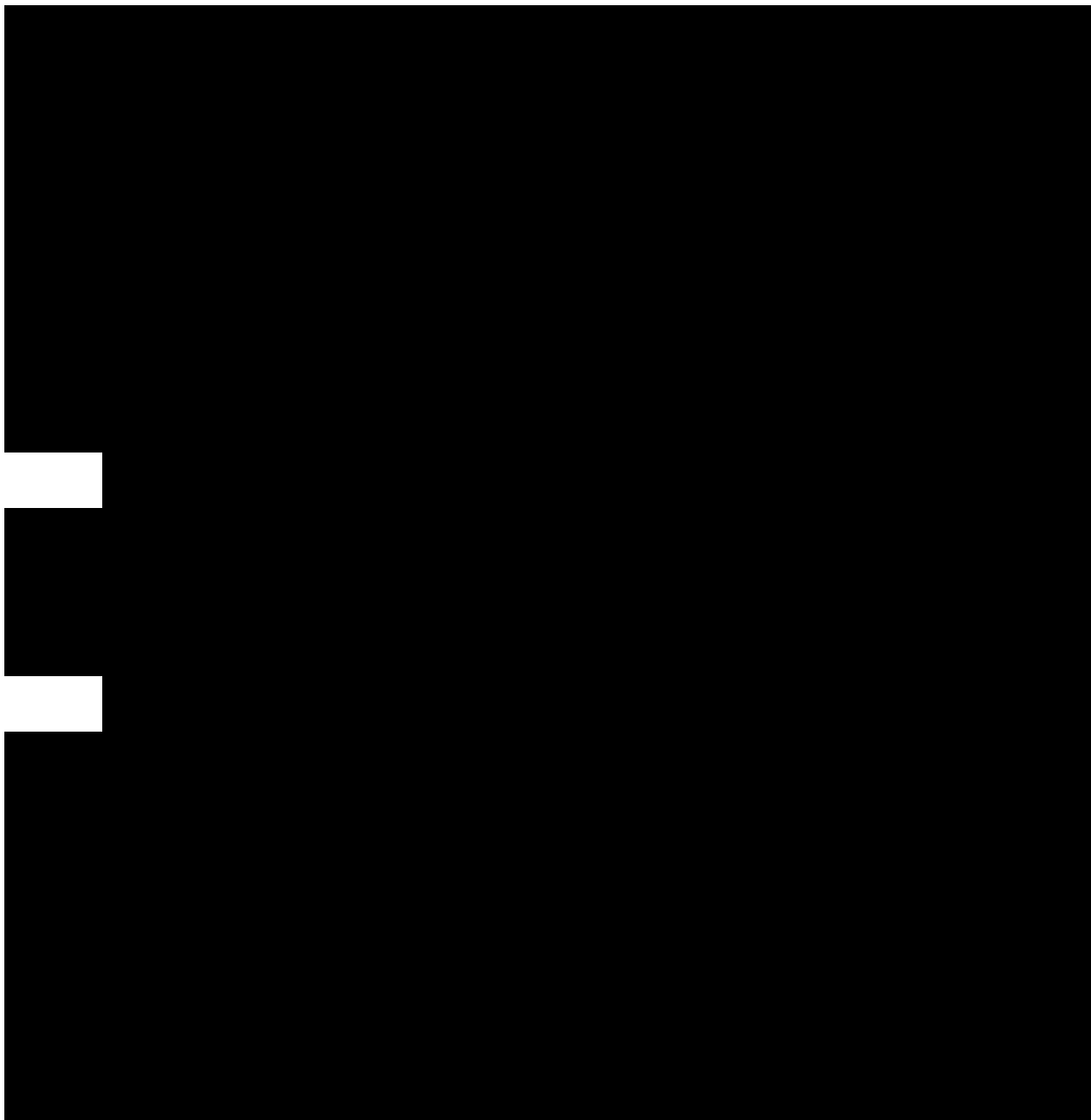
- правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;
- производственная безопасность;
- экологическая безопасность;
- безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Анализ всех этих пунктов, показывает насколько опасны работы, связанные с газопроводом. Соблюдение условий помогут на производственной площадке снизить негативное воздействие на человека и окружающую среду.

Заключение



					<i>Разработка мероприятий по повышению безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Громадских В.Ю.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					95	115
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		



					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

11. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. М.: ПАО «Газпром», 2010.
12. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
13. ГОСТ 31448-2012. Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов.
14. СП 409.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Производство работ по устройству тепловой и противокоррозионной изоляции, контроль выполнения работ.
15. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб
16. ГОСТ 34100.3.1-2017. Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло
17. Система перехода магистрального трубопровода через дорогу и способ ее изготовления// Патент России №2 426 930. 2010/ Власов С.В., Егурцов С.А, Алявдин Г.И.
18. Защитный футляр// Патент России №133248. 2013/ Раздевилов К.Н., Царьков В.Н.
19. Система контроля утечки газа при переходе магистрального газопровода через дорогу// Патент России №84503. 2008/ Власов С.В., Демьянов А.Е.
20. Коршак А.А. Ресурсо- и энергосбережение при транспортировке и хранении углеводородов. 2016.
21. Дейнеко С.В. Оценка надежности газонефтепроводов. Практические задачи с решениями. 2019.
22. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение/ Учебно-методическое пособие/ Томский политехнический университет. 2014.
23. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021. N 788н).

24. ПБ 08624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

25. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

26. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019).

27. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».

29. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

30. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

31. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

32. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.

33. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».

34. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация».

35. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.

36. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.

37. СНиП III-4-80* Техника безопасности в строительстве.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

38. Федеральный закон N 68-ФЗ О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994.

39. Быков Л.И. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов Недра. С.-Петербург, 2006.

40. Garmabaki A., Kumar U., Thaduri A. A Survey on Underground Pipelines and Railway Infrastructure at Cross-Sections // Proceedings of the 29th European Safety and Reliability Conference. –2019. P. 1094–1101.

41. Patino-Ramirez F., Layhee C., Arson C. Horizontal directional drilling (HDD) alignment optimization using ant colony optimization. Tunnelling and Underground Space Technology.– 2020 V.103.

42. N. Siswanto, M.B. Zaman, S. Priyanta, D. Priyanta. The implementation of API RP 1102 code to evaluate gas pipeline road crossing // Maritime Safety International Conference. – Bali: Clausius Scientific Press, 2018. – P. 240–248.

43. Xu G., Cai L., Ji R., Wang Z. Numerical simulation of pipe-soil interaction during pulling back phase in horizontal directional drilling installations. Tunnelling and Underground Space Technology.– 2018 V.76, P.194-201.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А

Literature Review

Development of measures to improve the safety of underground gas pipelines in protective cases

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Громадских Владислав Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Виктор Кенсаринович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филолог.н.		

The main gas pipeline is an essential part of the transportation infrastructure of the gas transmission system in Russia. It is the largest in terms of length and productivity in the world. Its main target is the movement of natural gas from the place of production to points for consumers.

In most cases, gas pipelines are laid by underground methods because this method of laying is the safest for surrounding area in which it is located. Exceptions are areas in which the underground method of laying is impossible or impractical.

On the way of the underground main gas pipeline, there are many obstacles of a natural or artificial type. The most frequent barriers are roads and railways. It is necessary to use a protective case for underground pipeline crossing roads and railways. The function of protective cases is to ensure the safety of the gas pipeline due to the increased load.

The paper “Survey on Underground Pipelines and Railway Infrastructure at Cross-Sections” [40] deals with identifying failure modes and consequences related to the crossing of pipelines in railway corridors. Expert opinion has been collected through two set of questionnaires which have been distributed to the 291 municipalities in Sweden. The failure analysis revealed that pipe deformation has higher impact followed by pipe rupture at cross-section with railway infrastructure.

The research methodology is based on knowledge-based approach or statistical-based modeling. These two approaches are appropriate to describe the failure characteristics of the pipeline at the cross section.

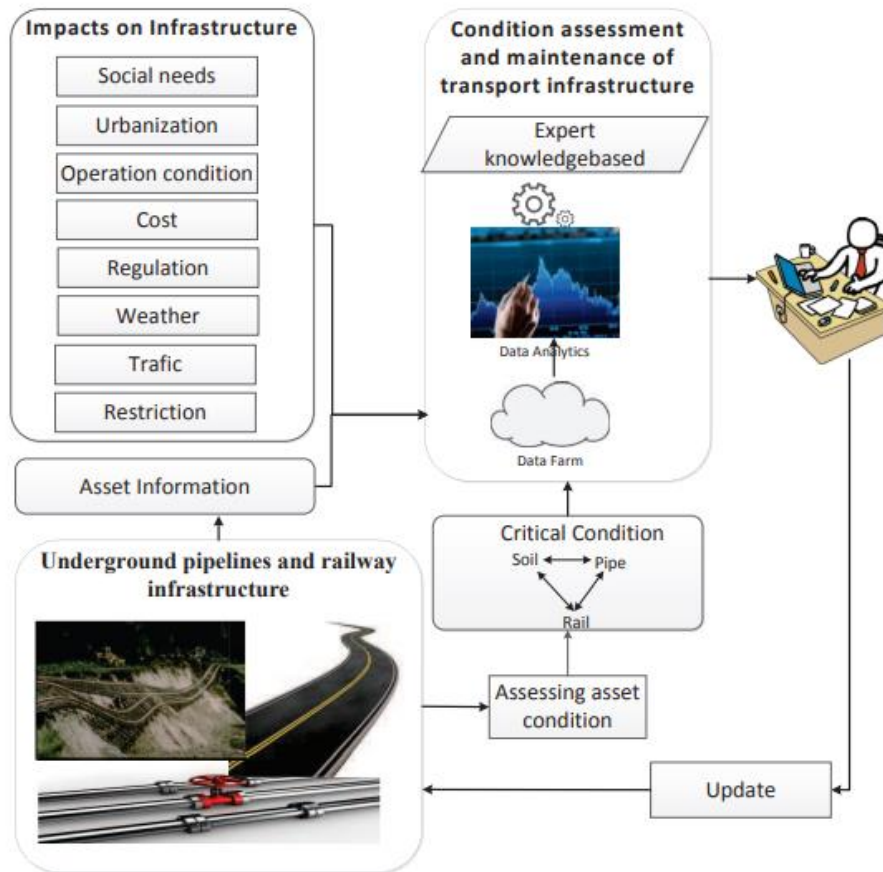


Figure 1: Action plan for the interaction of pipeline with the transport infrastructure

Figure 1 shows the impacts of various factors such as social needs, traffic, urbanization, etc. on infrastructure. They are considered as inputs to condition assessment block.

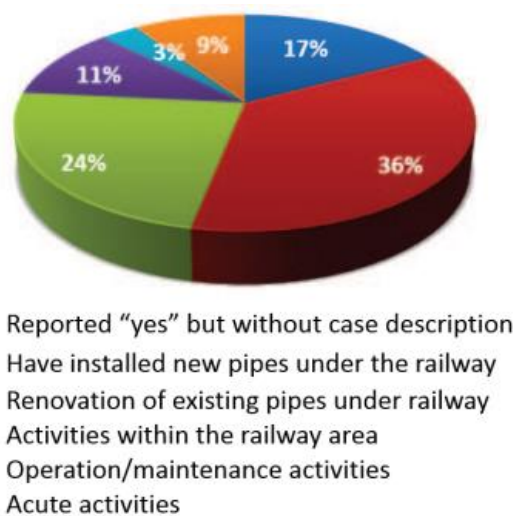


Figure 2: First questionnaire response for railway

According to the survey conducted, 63% respondents report their experience of breaking a pipe in cross section with a railroad. The detailed description of the

responses was analyzed and divided into six groups. The percentage of each group is calculated and presented as a pie chart in Figure 2.

Next step was to ask 8 questions and use Failure Mode and Effects Analysis (FMEA). FMEA aims to provide feedback to the design phase for performance improvement of the system in terms of quality, reliability and availability. FMEA prioritizes failures according to severity, occurrence, and detectability.

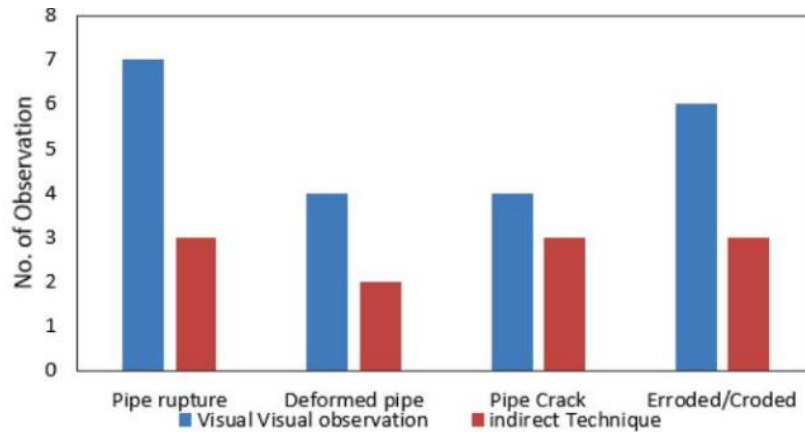


Figure 3: Fault detection method type

In figure 3 it can be seen that most faults are detected on the basis of visual inspection. This confirms the essential need for the use of new technologies to monitor the condition of the pipeline system, especially in cross-section due to the load and frequency of movement.

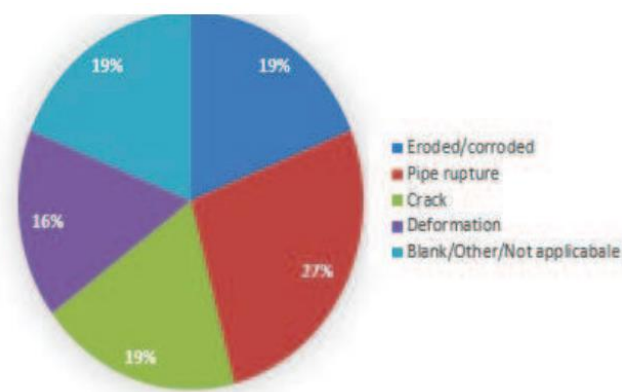


Figure 4: Percentage of failure modes

Figure 4 represents the percentage of failure modes. It may be noted that some experts have reported more than one failure mode.

In the last question, the authors studied greatest needs for installation of the new line under railway embankment. Five alternatives were proposed in this survey and the results are showed in Figure 5.

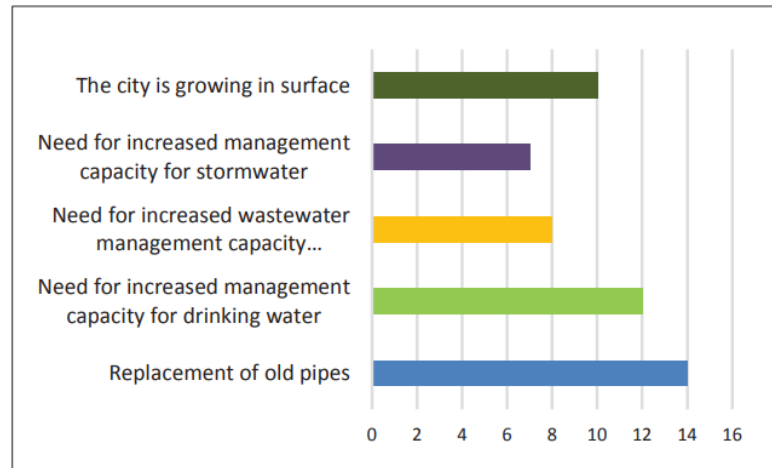


Figure 5: Diagram of the need for laying a new pipeline under the railroad

The results of the research methodology show failure mode, failure consequences and the root cause of failures have been investigated by failure mode and effect analysis approach. The risk assessment for pipe systems was studied.

The article “Horizontal directional drilling alignment optimization using ant colony optimization” [41] is about optimizing the drill path with continuous implementations of an Ant Colony Optimization algorithm that sets the depth of the alignment and its entry and exit angles as the design parameters to optimize, to ensure minimal drill path length, avoid collapse or instability and remain in the construction domain. The authors of the paper compare the Ant Colony Optimization results to the drill paths designed in practice in two different scenarios: one in which the entry and exit points are fixed, and another one in which the geometry of the central segment is constrained. Theories related to the injection of drilling fluid under pressure causes deformation of the well were used in the article. This phenomenon was modeled using the theory of cylindrical cavity expansion under various scenarios.

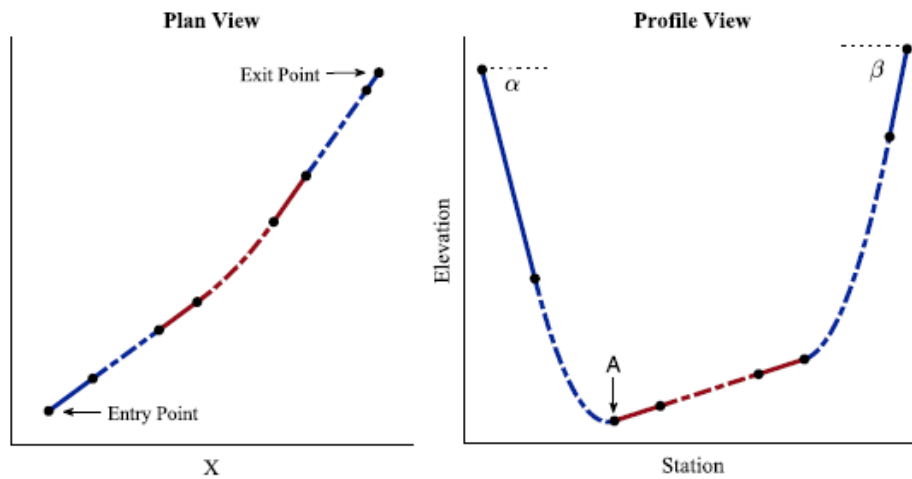


Figure 6 - Example of a typical HDD alignment

Results show the potential of heuristic algorithms like the Ant Colony Optimization implementation to automate the design process of HDD alignments and leverage the need of manual iterations from the design engineer. In terms of minimization of the drill path length, the algorithm consistently minimized the drill length over the computation generations, showing a more pronounced decrease in open domains where the design parameters have high flexibility.

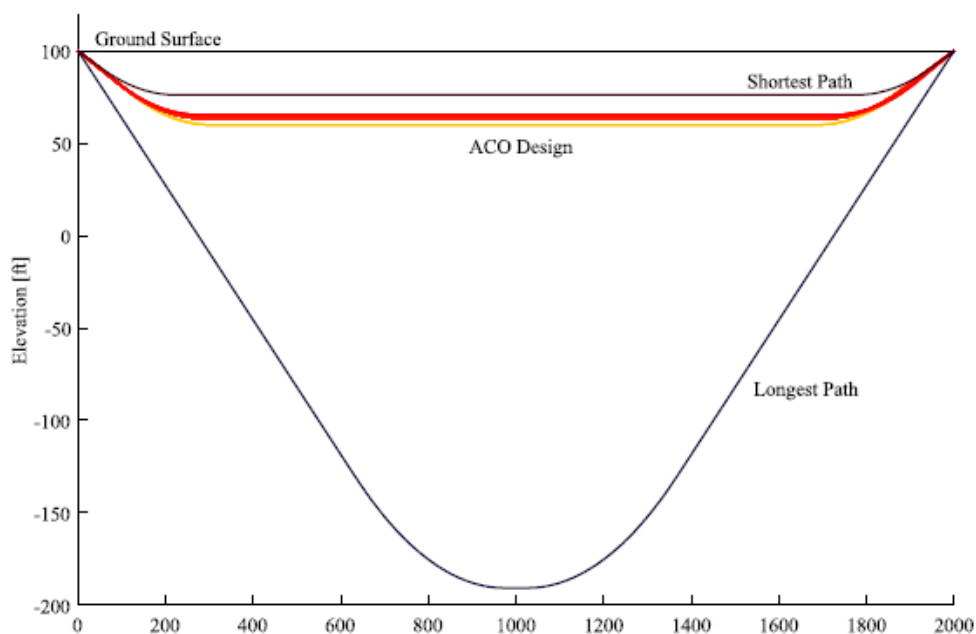


Figure 7 - Shortest and Longest possible alignments and obtained ACO solutions

Thus, we can say that Horizontal Directional Drilling (HDD) is gaining increasing interest in the engineering practice because of its relatively low cost,

environmental impact, land use and project timeline. Despite its efficiency, HDD relies on empirical and iterative design. To aid routine design procedures, the researchers applied an Ant Colony Optimization (ACO) algorithm to automatically minimize the drill path length under given geometrical constraints (such as the underground path, that might have to fit between obstacles, or the entry and exit points, which have to be accessible on site), and mechanical constraints (to avoid pipe failure or instability). This article shows well how you can reduce the risks and problems when using this technology, as well as simplify underground trenchless construction [41].

The paper “The implementation of API RP 1102 code to evaluate gas pipeline road crossing” [42] discussed evaluation stress on gas pipeline. A pipeline transports LPG (Liquefied Petroleum Gas) from jetty to storage tank area along 1200 meters. The pipeline has nominal pipe size (NPS) 10 inches and buried in areas with high population levels (areas with high consequences). At KP 800 meter the segment of pipeline has road crossing conditions, where vehicles such as heavy vehicles pass across above. Pipeline has operated during about 8 years. The study aimed to evaluate the integrity or strength.

Terminal LPG company was involved in the services of receiving, stockpiling and distributing the LPG. The company was responsible for ensuring its assets in high integrity, the process of receiving, stockpiling and distributing the LPG, ensuring its assets in high integrity, the process of receiving, stockpiling and distribution starts from the Jetty head, which functions to carry out receipts from Tanker. In the jetty head there is a marine loading arm equipment that serves to connect the manifold pipe of the tanker with a pipe from the ground and transport LPG into a storage tank. The LPG pumping from the tanker uses a 10-inch diameter pipe along 1200 meters before entering the tank. The pipe is able to flow LPG from tankers up to 300 MT / hour.

The main methodology in the research under consideration was based on these points:

- Complete design and fabrication drawing / as build drawing;

- Manufacture data;
- Inspection Report;
- History records;
- A sketch showing the location of the thickness measurement;
- All records and repair performed along with procedures and test records.

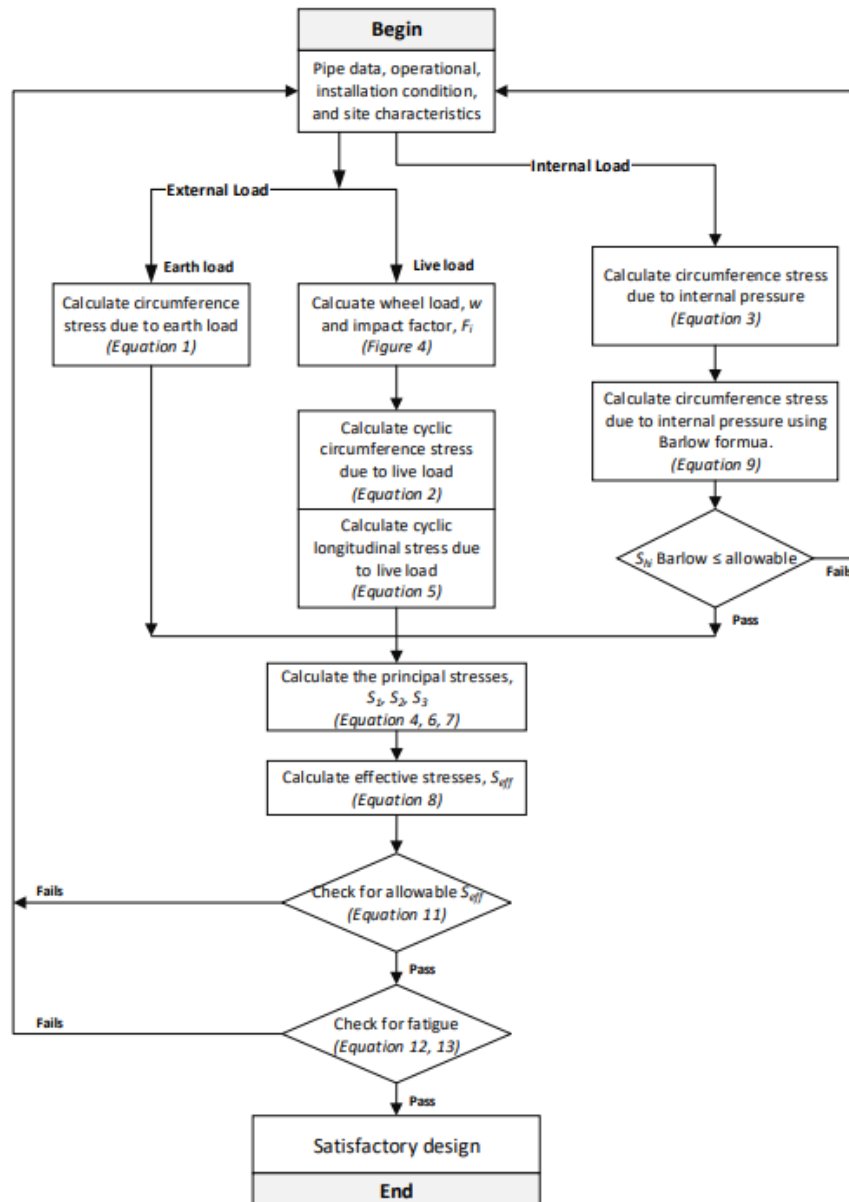


Figure 8: Flowchart stress analysis of pipeline road crossing

Based on the stress analysis in existing operational condition, the segment in KP 00+800 is Acceptable according Standard API 1102. From the calculation and checking all parameters the segment in KP 00+800 is acceptable by checked for four parameters:

- circumference stress (Barlow Stress),
- total effective stress,
- potential fatigue in girth weld,
- potential fatigue in longitudinal weld.

The results of the research were confirmed, all parameters show acceptable, so it can be concluded that the pipeline was in satisfactory condition [42].

The paper “Numerical simulation of pipe-soil interaction during pulling back phase in horizontal directional drilling installations” [43] is about displacement of pipe-soil contact points in the radial direction and the wedging effect of surrounding soil on the pipe perimeter during pipe pulling-back. It may have a substantial effect on predicting pulling forces for horizontal directional drilling installations. However, the influence of pipe-soil interaction on pulling force predictions was not considered in existing methods to predict the required pulling force.

Methods of two parameters, the wedging effect coefficient and pipe displacement, were defined to improve the existing method of predicting pulling forces and investigated numerically using ANSYS. In the course of the study, three theoretical components of resistance were considered to predict the traction forces of the model.

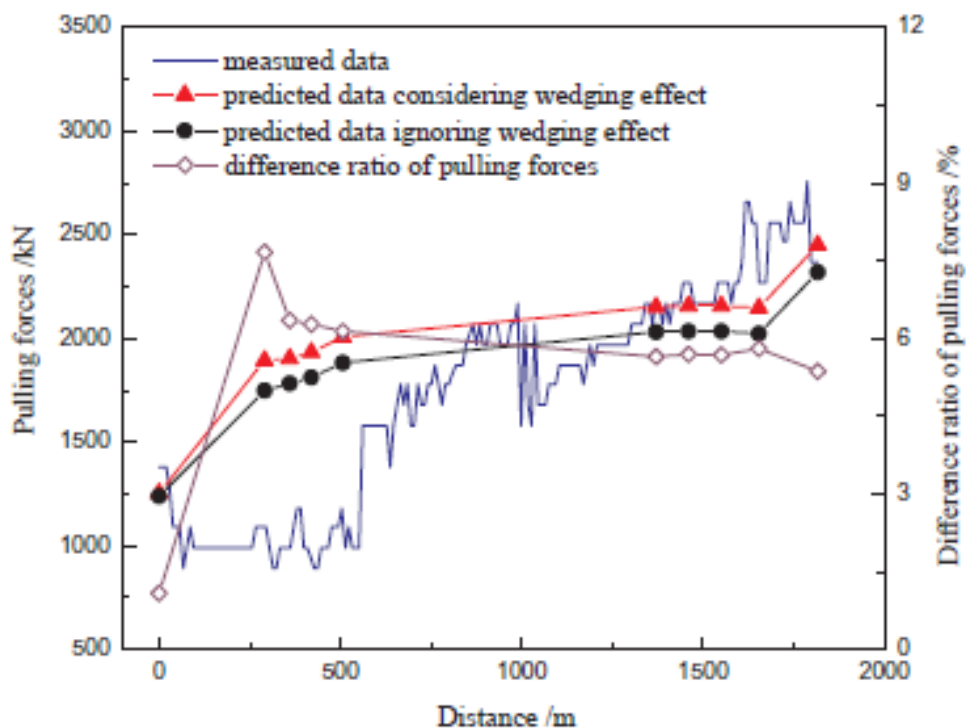


Figure 9 - Comparison of pulling forces for Yangtze River Crossing

Thus, we can conclude that in the theoretical model of predicting pulling forces, the wedging effect should be considered in three parts: weight and weight friction of pipe inside the borehole, friction due to directional changes of the pilot bore, and resistance exerted on the drill string. The difference of predicted results caused by wedging effect can vary up to 7.7 percent. It can improve the prediction accuracy to consider the wedging effect.

The general conclusion of the article can be described as follows: the wedging effect has significant influences on predicting pulling forces theoretically. The wedging coefficient can increase the predicted friction results while the pipe displacement decreases them. The wedging coefficient increases with external load and ovality of the borehole, and decreases with increasing over-cut ratio, Poisson's ratio and elastic modulus of soil. The pipe displacement increases with external load, over-cut ratio and ovality, but decreases with increasing Poisson's ratio and elastic modulus of soil [43].

Приложение Б

Приложение В

Расчетные значения, смоделированные методом Монте-Карло, для компенсирующих материалов

Таблица А.1 – Расчетные значения для компенсирующих материалов

Приложение Г

График зависимости водопоглощения от количества циклов для компенсирующих материалов

График Б.1 – График зависимости водопоглощения

Приложение Д

Таблица Д.1 – Временные показатели исследования

Содержание работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Продолжительность работ, дн.			
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	T_p		T_k	
					Р	И	Р	И
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	2	1,4	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	4	6	4,8	-	4,8	-	8
Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	1	2	1,4	0,7	0,7	2	2
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	1	2	1,4	0,7	0,7	2	2
Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер	7	10	8,2	-	8,2	-	13
Изучение свойств закрытопроистых компенсирующих материалов	Инженер	6	8	6,8	-	6,8	-	11
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	2	4	2,8	1,4	1,4	3	3
Применение численно статистического метода для выбора наиболее подходящего материала, применяемого в межтрубном пространстве	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11
Моделирование полезной модели	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11
Расчет напряжений и деформаций при заданных нагрузках моделей с применением материала	Руководитель, инженер	19	20	19,4	9,7	9,7	15	15
Анализ и интерпретация результатов	Инженер	2	4	2,8	-	2,8	-	5
Составление отчета	Инженер	8	12	9,6	-	9,6	-	15
Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель, инженер	5	6	5,4	2,7	2,7	4	4
Составление презентации	Инженер	2	4	2,8	-	2,8	-	5
Итого				96,4	31,4	65	50	105

Таблица Д.2 – Календарный план-график исследовательских работ

Содержание работ	Исполнители	Тк, дн.		Продолжительность выполнения работ														
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
		Р	И	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	-															
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	-	8															
Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	2	2															
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	2	2															
Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер		13															
Изучение свойств закрытопроиcтых компенсирующих материалов	Инженер	-	11															
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	3																
Применение численно статистического метода для выбора наиболее подходящего материала, применяемого в межтрубном пространстве	Руководитель, инженер	11	11															
Моделирование полезной модели образцов	Руководитель, инженер	11	11															
Расчет напряжений и деформаций при заданных нагрузках моделей с применением	Руководитель, инженер	15																
Анализ и интерпретация результатов	Инженер	-	5															
Составление отчета	Инженер	-	15															
Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель, инженер	4	4															
Составление презентации	Инженер	-	5															

Руководитель (Р) - инженер (И) -