

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой

УДК 622.691.4.074-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Войтович Роман Иванович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения

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

Профиль подготовки: Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

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

Исходные данные к работе <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>	Объектом исследования является защитный кожух для газопровода. Защитный кожух используется для защиты от внешних нагрузок газопровода.
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Рассмотрение современных решений по увеличению надежности и безопасности перехода газопровода под автомобильной дорогой. Провести патентный поиск на наличие современных решений по модернизации защитного кожуха. Моделирование расчета в программном комплексе ANSYS патентного решения на наличие положительного эффекта конструкции. Рассмотреть экономический эффект от внедрения инновации. Составить структурную функцию работоспособности газопровода.
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
---	--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, д.э.н., профессор
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, к.т.н., доцент
Иностранный язык	Айкина Татьяна Юрьевна, к. филолог. н., доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-6 Разделы на английском языке: Development of Measures to Improve the Reliability and Safety of the Gas Pipeline at the Crossing under the Highway

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Войтович Роман Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Войтович Роман Иванович

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»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение, рассматриваемых полезных моделей защитного футляра.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ РД 50-492-84
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности внедрения упругодеформируемого элемента с целью увеличения надежности и безопасности газопровода.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет сметы на проведение исследования и затрат для оценки экономического эффекта
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономического эффекта от внедрения упругодеформируемого элемента с целью увеличения надежности и безопасности газопровода.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
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., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Войтович Роман Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ01		Войтович Роман Иванович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.

Объект исследования: защитный кожух
Область применения: нефтегазовая промышленность.
Рабочая зона: полевые условия.
Размеры помещения климатическая зона: климатический подрайон I В.*
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Трубоукладчики, буровая установка для ННБ, экскаваторы.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Бурение наклонно-направленной скважины, укладка защитного кожуха и трубопровода.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда «Система стандартов безопасности труда»;
2. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»;
3. РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы»;
4. Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
5. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда ШУМ. Общие требования безопасности»;
6. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов
- Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

Вредные факторы:

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны
2. Загазованность воздушной среды рабочей зоны
3. Повышение уровней шума рабочей зоны

Опасные факторы:

1. Взрывоопасность и пожароопасность
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Средства индивидуальной и коллективной защиты:

	- Комбинезон, наушники, сапоги, перчатки, каска, очки защитные, сигнальная лента, источники света, оградительные устройства, знаки безопасности. Расчет электробезопасности.
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>:	Воздействие на селитебную зону: <u>снятие плодородного почвенного слоя.</u> Воздействие на литосферу: <u>повреждение почвенно-растительного покрова, загрязнение почвы отходами производства.</u> Воздействие на гидросферу: <u>загрязнение водных объектов отходами производства.</u> Воздействие на атмосферу: <u>загрязнение воздуха оксидом углерода, утечка природного газа.</u>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>:	Возможные ЧС: <u>стихийные бедствия и подвижки грунта, утечка природного газа, неисправность в работе средств электрохимической защиты и трубопроводной арматуры.</u> Наиболее типичная ЧС: <u>утечка природного газа.</u>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Войтович Роман Иванович		

РЕФЕРАТ

В выпускной квалификационной работе 112 страниц текстового материала, 25 рис., 19 табл., 40 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: упругодеформируемый элемент, защитный футляр, композитный материал, межпоселковый газопровод, переход через автомобильную дорогу, наклонно – направленное бурение.

Объектом исследования служит защитный кожух для газопровода.

Цель работы – рассмотреть современные решения по увеличению надежности и безопасности перехода газопровода под автомобильной дорогой.

В процессе исследования проводились расчеты толщины защитного футляра на переходе газопровода через автомобильную дорогу, расчет на прочность и устойчивость. Проведен патентный поиск на наличие современных решений по модернизации защитного кожуха. Выполнен расчет в программном комплексе ANSYS патентного решения на наличие положительного эффекта конструкции. Рассмотрен экономический эффект от внедрения инновации. Составлена структурная функция работоспособности с сравнением консервативного решения.

В результате исследования был произведен расчета нагрузок, действующих на защитный футляр. На основании данных результатов был проведен анализ по возможности внедрения новых конструкций защитных футляров для данного перехода.

Область применения: приведенные результаты магистерской диссертации могут быть применены для всех трубопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Реферат		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						Листов
Консульт.							1	112
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01	

Содержание

Введение.....	4
Обзор литературы.....	5
Термины и определения.....	8
Список сокращений.....	9
1 Сведения о линейном объекте и климатических условиях.....	10
1.1 Маршрут прохождения газопровода.....	10
1.2 Конструкция перехода и способ его прокладки под автомобильной дорогой.....	18
2 Расчет трубопровода на прочность.....	24
2.1 Определение толщины стенки газопровода.....	24
2.2 Проверка прочности подземного газопровода.....	26
2.3 Проверка газопровода на недопустимые деформации.....	27
2.4 Проверка общей устойчивости газопровода.....	29
2.5 Расчет защитного кожуха на прочность.....	30
3 Разработка мероприятий по совершенствованию конструкции подземного перехода газопровода под автомобильной дорогой.....	33
4 Расчетный анализ эффективности патентных моделей	43
4.1 Методика вычислительного эксперимента.....	43
4.2 Расчетная модель патента из композитного материала.....	45
4.3 Применение упругодеформируемого компенсационного элемента в конструкцию перехода.....	51
4.3.1 Расчет сильфонного компенсатора.....	52
4.3.2 Структурная функция работоспособности.....	57
4.4 Особенности реализации предлагаемого решения на новых газопроводах.....	60

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Войтович Р.И.			Содержание			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								2	112
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

5 Финансовый Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	63
6 Социальная ответственность.....	75
Заключение.....	89
Список использованных источников.....	90
Приложение А.....	93
Приложение Б.....	94
Приложение В.....	95

					Содержание	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Как известно, прокладка магистрального трубопровода связана с необходимостью решения значительного количества задач и учета комплекса факторов, таких как уровень опасности при строительстве столь сложного инженерного объекта. Особенности местности, а также наличие самых разных препятствий, как естественного, так и искусственного происхождения, играют ключевую роль.

Переходы трубопроводов под искусственными преградами, являясь объектами повышенной опасности, связаны с необходимостью соблюдения ряда требований при сооружении и эксплуатации, способствующих их надежному и безопасному функционированию. Кроме того, выбор оптимальных технических решений на этапе проектирования и строительства трубопровода будет способствовать этому в полной мере.

Применение метода горизонтально-направленного бурения при строительстве переходов магистральных трубопроводов под автомобильными дорогами широко распространено в мировой практике. Как правило, конструкция таких переходов подразумевает установку футляра (кожуха), предназначенного для защиты трубопровода от механических воздействий на переходе, создаваемых давлением грунта, транспортными средствами, передвигающимися по трассе, а также от воздействия грунтовых вод.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					4	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Обзор литературы по исследуемому вопросу

В ходе написания данной выпускной работы были использованы научная, учебно-методическая литература и нормативно-техническая документация РФ.

Основными источниками, раскрывающими методы прокладки трубопроводов, проложенных в кожухе, явились работы Алиева Р.А., Немудрова А.Г., Богданова Е.А. [25], в перечисленных источниках подробно рассмотрены характеристики методов и способов прокладки магистральных трубопроводов в зависимости от интенсивности движения, категоричности, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий прокладки трубопроводов.

В статье Глебович С. А. [22] рассмотрен эксплуатационный ресурс сильфонных компенсаторов, и взяты общие сведения работы данного элемента. Также в статье содержится важная информация по материалу, из которого изготавливают данные элементы, что помогло в выпускной работе изготовить конструкцию с подходящим материалом для дальнейшего исследования.

Были изучены труды Ковалева В.И. «Сильфонные металлические компенсаторы», 2008 года [21], в которых описываются свойства и применения данных конструкций, а также их рациональное использование и как они могут повлиять на общую составляющую газопровода. Данная работа помогла лучше понять технологию сильфонных компенсаторов и их принцип работы, с помощью которых была рассчитана нагрузка и компенсирующая составляющая элемента.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Обзор литературы по исследуемому вопросу	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					5	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

На основе работы Г.Л. Лепеша «Прогнозирование рисков отказов в газораспределительных сетях» [14] были рассмотрены основные проблемы и причины отказов, а также повреждение магистральных трубопроводов. В работе основное внимание уделяется статистике и вычислительному анализу по выявлению отказов трубопроводов. Также предоставлена статистика отказов по подземным газопроводам и величины влияния разных на это факторов. На основании данных из статьи видно, что трубопроводы, проложенные подземным способом под автомобильными дорогами, испытывают ряд проблем по эксплуатации и являются проблемой для их решения.

В работе Сергея Савонина, Алексея Москаленко, Антона Чугунова и Алексея Тюндера «Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных трубопроводах» [13] дана подробная статистика причин аварий на магистральных трубопроводах по их диаметру и сроку эксплуатации. Данная информация позволяет определить серьезность проблемы, а также выявить ее актуальность в полном объеме.

Также был рассмотрен ряд законодательных документов, регулирующих проведение технического диагностирования трубопроводов, оформление результатов контроля. Такими документами явились: СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [7]; СП 341.1325800.2017 «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением» [5]; ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация» [24]; СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» [9]; СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [8].

					Обзор литературы по исследуемому вопросу	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После обзора литературы по исследуемому вопросу, можно сказать, что переходы газопроводов под автомобильными дорогами также подвергаются серьезным проблемам во время эксплуатации, как и газопроводы, выполненные траншейным способом. Но при этом бестраншейная технология более деликатна и сложна, что и приводит к созданию более прочных конструкций по обеспечению безопасности трубопровода в сложных условиях.

В этом можно убедиться при проведении патентного поиска, который на сегодняшний день показывает немало технологических решений для предотвращения проблем, связанных с уникальностями конструкции. Работы по устранению недостатков данных переходов ведутся каждый год, что и показывает нам практика.

					Обзор литературы по исследуемому вопросу	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Термины и определения

Сильфон - осесимметричная упругая оболочка, разделяющая среды и способная под воздействием давления, температуры, силы или момента силы совершать линейные, сдвиговые, угловые перемещения или преобразовывать давление в усилие.

Наклонно-направленное бурение - это способ сооружения канала скважины с отклонением по вертикали по заранее заданному направлению, в результате которого возможно дальнейшее протаскивание трубопровода в образовавшийся канал.

Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности трубопроводов и входящих в его состав устройств при эксплуатации.

Техническое состояние объекта – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

Магистральный газопровод - сооружение, предназначенное для транспортировки природного газа от места добычи или производства к пунктам потребления.

Компенсатор сильфонный - устройство, состоящее из сильфона и соединительных элементов, способное поглощать или уравнивать относительные движения определенной величины и частоты, возникающие в герметично соединяемых конструкциях, и проводить в этих условиях пар, жидкости и газы.

Композиционный материал - сочетание слоёв разнородных и разнотипных материалов, отличающихся по ряду физических, технологических и механических свойств.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Войтович Р.И.			Термины и определения			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								8	112
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Список сокращений

МГ – магистральный газопровод;
 МТ – магистральный трубопровод;
 ПК – программный комплекс;
 ННБ – наклонно-направленное бурение;
 СИЗ – средства индивидуальной защиты;
 ТО – техническое обслуживание;
 ЛЧ – линейная часть;
 ПТС – параметры технического состояния;
 РД – руководящий документ;
 СНиП – строительные нормы и правила;
 СП – свод правил;
 СК – сильфонный компенсатор.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Список сокращений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					9	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

1 Характеристика объекта

1.1 Маршрут прохождения газопровода

Трасса газопровода начинается от точки подключения проектируемого газопровода высокого давления $P < 1,2 \text{ МПа}$ I-й категории Г4 $\varnothing 325 \times 6,0$ после отключающего устройства DN300 в надземном исполнении в районе АГРС Асино (за границей охранной зоны) на ранее запроектированном стальном подземном газопроводе высокого давления $P < 1,2 \text{ МПа}$ I-й категории Г4 $\varnothing 426 \times 6,0$ объекта "Газопровод межпоселковый ГРС Асино до с. Семеновка Зырянского района с отводами на д. Победа, с. Больше-Дорохово Асиновского района Томской области" и следует до с. Первомайское, где устанавливается ГРПБ.

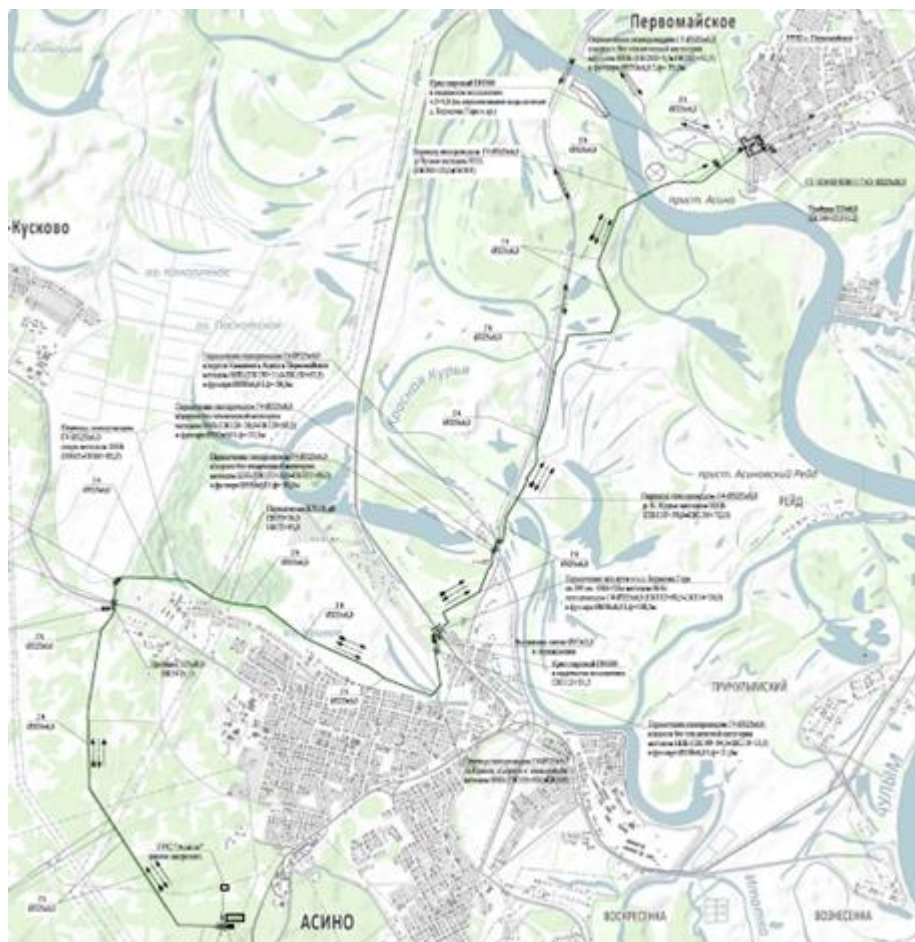


Рисунок 1.1 – Трасса газопровода

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Войтович Р.И.			Характеристика объекта			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								10	112
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

На трассе газопровода предусмотрены отключающие устройства на перспективное подключение н. п. Ново-Кусково, д. Борисова Гора и др.

По пути следования трасса проектируемого газопровода пересекает водные преграды (озеро Кривое, озеро б/н, р. Чулым, р. Б. Курья, автодороги без технич. категории, железную дорогу на перегоне Асино - Куендат, автодорогу «Камаевка - Асино - Первомайское» без технич. категории.

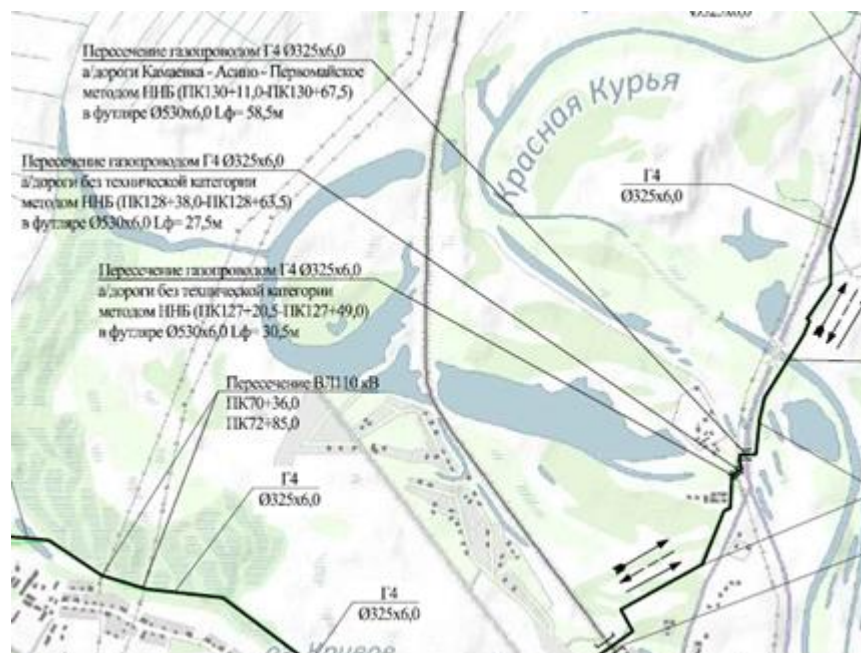


Рисунок 1.2 – Пересечение газопровода автодороги
Камаевка – Асино – Первомайское

Перед началом земляных работ при строительстве проектируемой трассы газопровода необходимо произвести проверку земельного участка на наличие взрывоопасных предметов с представлением актов обследования.

При проведении строительно-монтажных работ, в случае обнаружения объекта, обладающего признаками культурного наследия, строительная организация проводящая указанные работы обязана незамедлительно приостановить и направить в течение трех рабочих дней со дня их обнаружения заявление в письменной форме об указанных объектах в региональный орган охраны объектов культурного наследия, согласно п4 №73-ФЗ об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации с изменениями на 22 октября 2014г.

					Характеристика объекта	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сведения о линейном объекте

Наименование настоящего проекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Асино до с. Первомайское Первомайского района Томской области».

Природный газ используется как топливо для отопления, горячего водоснабжения, пищевого приготовления жилого фонда и объектов социально-бытового назначения.

Транспортируемая среда - природный газ ГОСТ 5542-87, при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и $P = 101,325 \text{ кПа}$ плотность газа $\rho = 0,7441 \text{ кг/м}^3$, низшая теплота сгорания $Q_p = 35,11 \text{ МДж/м}^3$ (8386 ккал/м³).

Подключение проектируемого газопровода высокого давления $P < 1,2 \text{ МПа}$ I-й категории Г4 $\varnothing 325 \times 6,0$ предусмотрено после отключающего устройства DN300 в надземном исполнении в районе АГРС Асино (за границей охранной зоны) на ранее запроектированном стальном подземном газопроводе высокого давления $P < 1,2 \text{ МПа}$ I-й категории Г4 $\varnothing 426 \times 6,0$ объекта "Газопровод межпоселковый ГРС Асино до с. Семеновка Зырянского района с отводами над. Победа, с. Больше-Дорохово Асиновского района Томской области".

Диаметры проектируемых газопроводов приняты в проектной документации согласно проверочному гидравлическому расчету, выполненному ООО «ЛОРЕС», с учетом данных выданных Администрацией Первомайского района.

За основу взята схема гидравлического расчета газораспределительной сети ГРС Асино Томской области, разработанная ОАО «Газпром промгаз».

Согласно СП 62.13330.2011* п.4.3* табл.1* проектируемый газопровод по рабочему давлению перекачиваемого газа можно отнести:

- к газопроводу высокого давления (св. 0,6 до 1,2 МПа включительно) I-й категории (от точки подключения до входа в ГРПБ с. Первомайское);
- к газопроводу среднего давления (св. 0,1 до 0,3 МПа включительно) III-й категории (от выхода из ГРПБ с. Первомайское до точки совмещения с газопроводом среднего давления).

					Характеристика объекта	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Климатическая характеристика

Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» Томская область находится в климатическом подрайоне I В. Климатические показатели приведены в таблице 1[1].

Таблица 1.1 - Климатические показатели

Характеристики		Ед. изм.	Согласно СП 131.13330.2012 г. Томск
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обесп.0,92		°С	минус 39
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха менее 0° С		сут.	176
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца		°С	плюс 24,3
Количество осадков за год		мм	548
Преобладающее направление ветра за:	декабрь-февраль		Ю
	июнь-август		Ю

Климат района работ резко континентальный и, согласно СП 131.13330.2012, характеризуется следующими основными показателями:

средняя годовая температура воздуха - плюс 0,5°С;

абсолютный минимум - минус 55°С;

абсолютный максимум - плюс 35°С;

количество осадков за год - 548 мм.

Преобладающее направление ветра:

- зимой (январь) - южное;

- летом (июль) - южное.

Минимальная скорость ветра 0 м/с, максимальная скорость ветра 2,4 м/с.

Наибольшая среднемесячная скорость ветра отмечается в январе.

Снеговые, ветровые и гололедные нагрузки. Районы по ветровому напору, по толщине стенки гололёда, по весу снегового покрова и нормативные значения соответствующих климатических параметров определяются по картам районирования территории.

					Характеристика объекта	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжительность безморозного периода 189 суток.

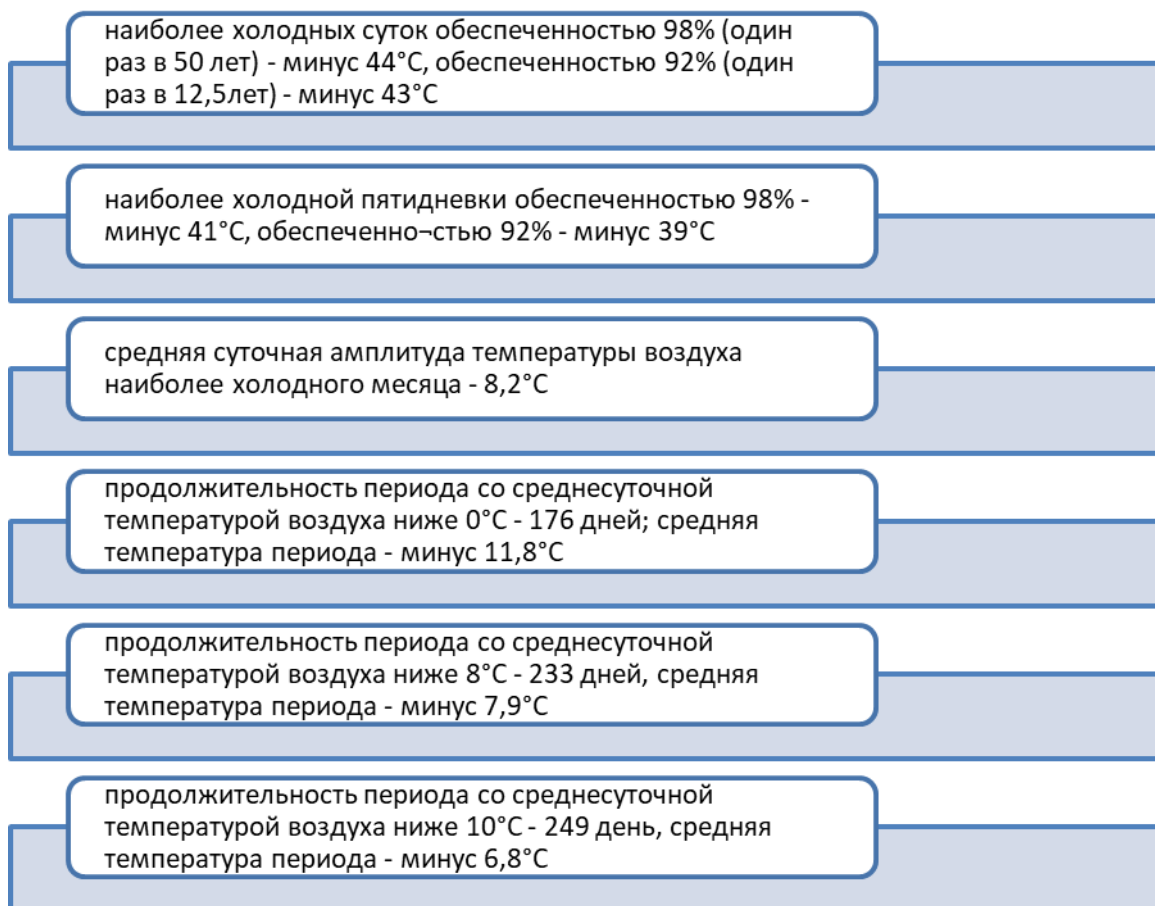


Рисунок 1.3 – Расчетные температуры наружного воздуха

Продолжительность неблагоприятного периода - с 5 октября по 20 мая (7 месяцев).

Район строительства находится на юге лесной зоны Западно-Сибирской равнины.

В административном отношении трасса газопровода проходит от ГРС Асино до с. Первомайское Первомайского района Томской области.

Томская область занимает юго-восточную часть Западно-Сибирской низменности.

Топографические условия

Площадь Томской области равна 314,4 тыс. км².

Ее граница с Омской, Тюменской, частично с Новосибирской областями и Красноярским краем проходит по сильно заболоченной и почти незаселенной равнине. Лишь южные ее границы доступны для широких экономических связей с промышленными районами Кузбасса и Новосибирска [1].

В геоморфологическом отношении территория объекта приурочена к пологоволнистой равнине. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от 87,64 до 119,50 м (по устьям выработок).

Трасса газопровода проходит по частично залесенной, задернованной, местами заболоченной территории, пересекая автомобильные дороги с щебенистым и асфальтовым покрытием.

На расстоянии до 10 м от скважины № 45 расположено оз. Кривое, шириной до 40,0 м.

Гидрографическая сеть района исследований представлена р. Курья и р. Чулым, которые пересекают площадку изысканий.

Западно-Сибирская плита эппалеозойской Урало-Сибирской платформы имеет четкое двухъярусное строение: нижний ярус - фундамент плиты и верхний ярус – мезо-кайнозойский платформенный чехол.

В общем плане поверхность фундамента представляет собой огромную чашеобразную впадину. Первый структурный этаж фундамента сложен сильнодислоцированными и метаморфизованными геосинклинальными докембрийскими и палеозойскими образованиями, прорванными изверженными породами. Второй структурный этаж образован орогенными и полуплатформенными осадочными и эффузивно-осадочными отложениями верхнего палеозоя и нижнего мезозоя.

Платформенный чехол (верхний ярус плиты) представлен осадочными, преимущественно терригенными отложениями юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Район работ расположен в пределах долины Оби и ее притока р. Чулым.

					Характеристика объекта	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Это ступенчатая аккумулятивная равнина, сложенная верхнечетвертичными и современными отложениями. Рельеф имеет небольшую расчлененность. Поверхность области слагают глинистые, песчаные и лессовые породы.

В пределах области наибольшее инженерно-геологическое значение имеют аллювиальные, аллювиально-озерные и озерные верхнечетвертичные отложения.

Отложения аллювиально-озерного верхнечетвертичного комплекса представлены в основном суглинками, песками, легкими и средними глинами, залегающими непосредственно с поверхности.

В геологическом строении проектируемой трассы до глубины бурения 11,0 м принимают участие четвертичные отложения (Q) [1].

Отложения четвертичной системы представлены верхнечетвертичными озерноболотными (IbQIII) и верхнечетвертичными аллювиальными отложениями (aQIII).

В соответствии с ГОСТ 25100-2011 и ГОСТ 20522-12 на участке изысканий выделены:

Слой 1 (pdQIV) - почвенно-растительный слой, с корнями растений. Глубина кровли составляет 0,0 м, абсолютные значения по высоте 94,50-119,50 м; глубина подошвы изменяется от 0,1 до 0,4 м, абсолютные значения по высоте 94,20-119,20 м. Мощность 0,1 -0,4 м.

Слой Ia (IbQIV) – ил, глубина кровли составляет 3,8 м, абсолютные значения по высоте 94,45 м; глубина подошвы составляет 4,2 м, абсолютные значения по высоте 94,05 м. Мощность 0,4 м.

ИГЭ 2 (aQIII) - суглинок тугопластичный, тяжелый, с прослоями песка мелкого, с включением гальки до 10%. Грунт непросадочный, ненабухающий, среднедеформируемый. Глубина кровли изменяется от 0,3 м до 4,6 м, абсолютные значения по высоте 92,21-119,20 м; глубина подошвы изменяется от 1,0 м до 6,0 м, абсолютные значения по высоте 90,81-115,50 м.

Вскрытая мощность слоя 0,7-5,7 м.

ИГЭ 3 (aQIII) - песок мелкий, средней плотности, однородный, малой

					Характеристика объекта	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

степени водонасыщения и водонасыщенный, с включением гальки до 5%. Глубина кровли изменяется от 0,4 м до 7,9 м, абсолютные значения по высоте 79,74-107,41 м; глубина подошвы изменяется от 1,1 м до 11,0 м, абсолютные значения по высоте 76,64-106,00 м. Вскрытая мощность слоя 0,4-5,2 м.

ИГЭ 4 (аQIII) - суглинок мягкопластичный, тяжелый, с прослоями песка мелкого, с включением гальки до 5%. Грунт непросадочный, ненабухающий, среднедеформируемый. Глубина кровли изменяется от 0,3 м до 5,1 м, абсолютные значения по высоте 83,59-98,74 м; глубина подошвы изменяется от 2,3 м до 6,9 м, абсолютные значения по высоте 81,79-95,94 м. Вскрытая мощность слоя 0,8-3,3 м.

ИГЭ 5 (аQIII) - глина мягкопластичная, тяжелый, с прослоями песка мелкого. Глубина кровли изменяется от 3,6 м до 6,9 м, абсолютные значения по высоте 81,04-94,50 м; глубина подошвы изменяется от 4,6 м до 10,0 м, абсолютные значения по высоте 78,69-93,90 м. Вскрытая мощность слоя 0,2-3,1 м. Грунт непросадочный, ненабухающий, среднедеформируемый.

ИГЭ 6 (аQIII) - песок средней крупности, средней плотности, неоднородный, малой степени водонасыщения и водонасыщенный, с включением гальки до 10%. Глубина кровли изменяется от 0,0 м до 7,1 м, абсолютные значения по высоте 82,54-102,50 м; глубина подошвы изменяется от 4,0 м до 10,0 м, абсолютные значения по высоте 81,04-97,60 м. Вскрытая мощность слоя 0,6-6,0 м.

ИГЭ 7 (аQIII) - суглинок мягкопластичный, тяжелый, слабозаторфованный, с прослоями песка средней крупности, с включением гальки до 5%. Грунт непросадочный, ненабухающий, сильнодеформируемый. Содержание органики - 18,85%. Глубина кровли изменяется от 0,1 м до 0,3 м, абсолютные значения по высоте 95,30-97,04 м; глубина подошвы изменяется от 2,2 м до 3,4 м, абсолютные значения по высоте 92,49-94,64 м. Мощность слоя 1,9-3,1 м.

На основании, п. 2.137 «Пособия по проектированию оснований зданий и сооружений (к СНиП 2.02.01-83)» по степени морозной пучинистости грунты в зоне сезонного промерзания, характеризуются как:

					Характеристика объекта	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-суглинки тугопластичные - среднепучинистые (степень пучинистости 3,5-7,0%);

-суглинки и глины мягкопластичные - сильнопучинистые (степень пучинистости 7,0-10,0%);

-пески мелкие - слабопучинистые (степень пучинистости 1,0-3,5%);

-пески средней крупности - непучинистые (степень пучинистости <1,0%).

Нормативная глубина сезонного промерзания по СП 131.13330.2012 и "Пособию по проектированию оснований зданий и сооружений (к СНиП 2.02.01-83*)" составляет для:

-суглинков и глин - 186 см;

-песков мелких - 226 см;

-песков средней крупности – 242 см.

1.2 Конструкция перехода и способ его прокладки под автомобильной дорогой

Метод наклонно-направленного бурения

Наклонно-направленное бурение – это метод, при котором не нужны раскопки траншей для прокладки труб, ведь он основан на подземном их проложении с большой глубиной залегания под реками, озерами, дорогами, не разрушая при этом естественный ландшафт, покрытие дорог и никак не взаимодействует с подземными коммуникациями, а выполняется данный вид бурения с помощью специального оборудования [2].

Оборудование, необходимое для бурения, как бы состоит из трёх частей: блока гидравлического напряжения, буровой установки и смесителя. Буровая установка-гидравлическое приспособление, выполняющая две функции: толкает штанги для бурения или вытягивает их из земли. Во время этого процесса одновременно можно осуществлять вращательные движения.

При помощи миксера делается бентонитовая смесь для бурения.

Бентонитовая смесь для бурения состоит из смеси хорошей глины или полимеров и воды. Всё смешивается в определённых пропорциях.

					Характеристика объекта	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Буровой станок так и миксер работают от блока гидравлического напряжения.

Перед бурением необходимо определить и сделать план земной поверхности. Наносятся все подземные коммуникации. Направление бурения выбирается соединением стержней для бурения. Это делается под углом или прямо в почве. Головка для бурения расположена в начале первого стержня для бурения и снабжена электронным зондом для того, чтобы можно было определить её месторасположение. Также устанавливаются “насадки”, которые способствуют течению бентонитовой смеси и транспортировке почвы, тем самым обеспечивая построение туннеля.

Форма головки для бурения позволяет периодически производить её корректировки. В зависимости от позиции головки для бурения она будет принимать определённое направление при вдавливании, толкании штанг для бурения. Во время данного процесса штанги не вращаются. Прямая линия получается при помощи вращения и одновременного вдавливания, толкания стержней для бурения. Наклонно направленное бурение позволяет вам работать по всем необходимым направлениям [3].

Данная технология строительства проходит в три этапа:

Первый этап - это пилотное бурение. На данном этапе оператор бурит переход опираясь на схему и обходит все нужные преграды.

Второй этап – расширение скважины. После первого этапа данный переход расширяют с помощью риммера, который устанавливается место буровой головки и проходят по тому же маршруту для увеличения диаметра скважины.

При расширении скважины рекомендуется:

- расширять скважину на 20% больше, чем сама протягиваемая труба;
- устанавливать скорость расширения скважины в соответствии с уровнем бентонита в скважине, через которую проходит протягиваемая труба;
- при потере жидкости наполните входной и выходной котлован бентонитом и держите их наполненными для поддержания статического давления;

					Характеристика объекта	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- всегда старайтесь держать уровень бентонита в скважине выше, чем уровень грунтовых вод.

Третий этап – протаскивание трубопровода. Данный этап выполняется с другой стороны перехода. Он присоединяется к штанге с помощью вертлюга, который не передает крутящий момент от риммера. После этого трубопровод затягивается в переход.

В зависимости от диаметра необходимой скважины, расширение (бурение) нужно проводить в несколько этапов. В данном случае будет использоваться бур - расширитель большего размера для каждого прохода.

На последнем этапе труба устанавливается прямо за буром-расширителем. Соединение между трубой и буром-расширителем предотвращает трубу от вращения во время втягивания [4].

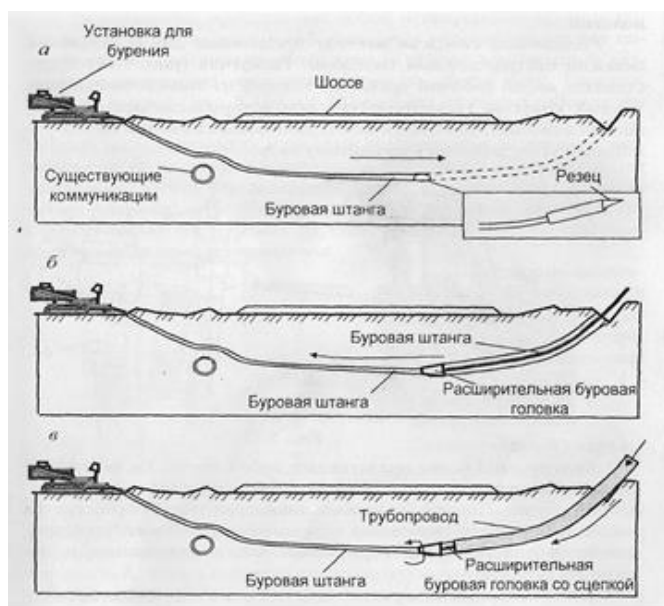


Рисунок 1.4 – Схема выполнения наклонно-направленного бурения:
а) пилотное бурение; б) расширение скважины; в) протаскивание трубопровода

Преимущества метода

Данный метод отличается экономичностью, мобильностью и хорошо подходит под требования отвечающие за сохранение экологии, чем траншейный способ прокладки трубопроводов, также у метода есть один из главных положительных преимуществ, это возможность выполнять работы в местах, где обычные методы не могут быть использованы в полной мере или вовсе невозможны. К таким местам обычно относятся водные переходы, автомобильные дороги, железнодорожные дороги, аэродромы, искусственные объекты человеческого происхождения, такие как здания и какие-либо сооружения, а также прокладка разной коммуникации в пределах населенного пункта. А самое главное это то, что при проведении работ данного метода не нужно приостанавливать процесс деятельности на объектах или прекращать транспортный поток в данный период проведения прокладки коммуникаций, что, однако, очень выгодно для экономических затрат. Нельзя не отметить и то, что данные работы могут проводиться в любое время года и при любой погоде [5].

После такого бурения переход будет надежным и долговечным, а монтажные работы проводятся достаточно быстро. При этом достигается хороший результат при наименьшей затрате времени и средств. В определенных условиях этот фактор становится одним из ключевых.

Ко всему прочему можно отнести и то, что на данный вид работ нужно минимальное количество рабочих. Тем самым сохраняются как денежные средства, так и повышается контроль за рабочим процессом.

					Характеристика объекта	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технические характеристики перехода газопровода под автомобильной дорогой

Пересечение газопроводом высокого давления I-й категории $P < 1,2 \text{ МПа}$ автомобильной дороги Камаевка-Асино-Первомайское выполняется методом ННБ в футляре $\varnothing 530 \times 6,0$ $L_{\text{ф}} = 58,5$ м, в соответствии с техническими условиями.

Выполнение перехода под автомобильной дорогой (а/д) имеет как схожее конструктивное исполнение с переходами под железной дорогой, так и отличие с ним.

Переход трубопровода через автомобильные дороги требуется применения особых инженерных сооружений [6].

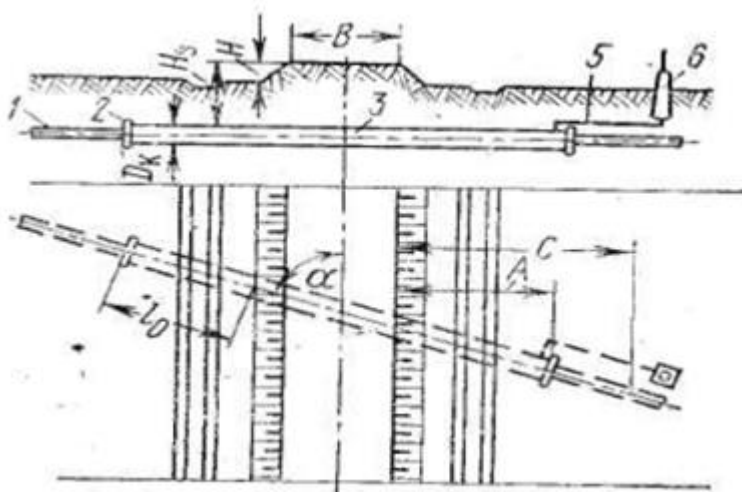


Рисунок 1.5 - Схема конструкции перехода газопровода под автомобильной дорогой:

1 – трубопровод; 2 – сальники; 3 – футляр; 4 – опора;
5 – отводная труба; 6 – вытяжная свеча

Расстояние по вертикали от подошвы дороги до верха защитного футляра не менее 5 м и не менее 1,5 м от подошвы насыпи или дна водоотводного сооружения до верха защитного футляра, согласно п 9.13 СП 119.13330.2012 [7].

Граница опасной зоны при монтаже газопровода – 5 метров.

Монтаж газопроводов должен выполняться специализированной монтажной организацией согласно с требованиями СП 62.13330.2011 [8], СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» [9].

					Характеристика объекта	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

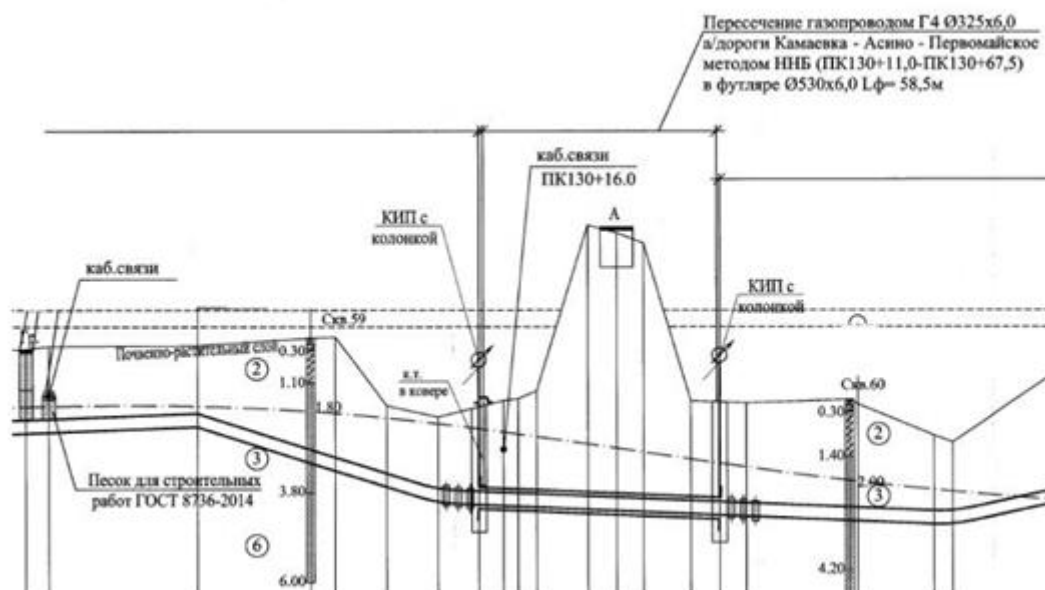


Рисунок 1.6 - Профиль перехода через автомобильную дорогу
Камаевка- Асино-Первомайское

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Характеристика объекта

Лист

23

2 Расчет трубопровода на прочность

2.1 Определение толщины стенки газопровода

Таблица 2.1 - Данные параметры

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Расчетное рабочее давление	p	1,2 МПа
Наружный диаметр газопровода	D _н	325 мм
Коэффициент несущей способности труб п.5.87 СП42-102-2004	η	1
Нормативное сопротивление одноосному растяжению металла труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	R _{un}	412 МПа
Нормативное сопротивление одноосному растяжению, сжатию и изгибу металла труб и сварных соединений из условия достижения предела текучести	R _{уд}	245 МПа
Коэффициент условий работы газопровода табл. 1 и табл. 3 СП36.13330.2012	m	0,825
Коэффициент надежности по назначению газопровода табл.11 СП36.13330.2012	k _н	1,10
Расчетный температурный перепад	Δt	30° С
Коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла	μ _{упр}	0,3
Модуль упругости материала трубы	E	206000 МПа
Коэффициент линейного расширения	α	0,000012 град ⁻¹
Радиус упругого изгиба оси газопровода	r	3216 м

За условие прочности материалы трубы на разрыв принято расчетное предельное состояние, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_{un} \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.1)$$

$$R_1 = \frac{412 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,1} = 230,59 \text{ МПа.}$$

где k₁- Значение коэффициента надежности по материалу, принимаемый по СП 42 - 102 – 2004 [9]. Принимаем k₁ = 1,34.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Войтович Р.И.			Расчет трубопровода на прочность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шадрина А.В.								24	112	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Расчетное предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_{yn} \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2.2)$$

$$R_2 = \frac{245 \cdot 0,825}{1,1 \cdot 1,1} = 167,04 \text{ МПа.}$$

где k_2 - Значение коэффициента надежности по материалу, принимаемый по СП 42 - 102 – 2004 [9]. Принимаем $k_2 = 1,1$.

Значение расчетного сопротивления определяют по формуле:

$$R = \min(R_1; R_2) = 167,04 \text{ МПа.} \quad (2.3)$$

Расчетная толщина стенки газопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{p \cdot \eta \cdot D_H}{2(R + \eta \cdot p)}, \quad (2.4)$$

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 325}{2(158,5 + 0,6 \cdot 1,2)} = 1,89 \text{ мм.}$$

В соответствии с СП 42 - 102 – 2004 [9] рекомендуется для трубы с диаметром 325 мм принимать толщину стенки минимально 6 мм. Следовательно, принимаем $\delta = 6 \text{ мм}$.

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Проверка прочности подземного газопровода

Проверка прочности подземного газопровода при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружения состоит в следующих условиях:

$$\sigma_{\text{прNS}} \leq 1,15R; \quad (2.5)$$

$$\sigma_{\text{прS}} \leq 1,3R; \quad (2.6)$$

$$\sigma_{\text{прNS}} \leq 1,15 \cdot 167,04 = 192,096 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{прS}} \leq 1,3 \cdot 167,04 = 217,152 \text{ МПа};$$

где $\sigma_{\text{прNS}}$ - продольное осевое напряжение, МПа;
 $\sigma_{\text{прS}}$ - продольное фибровое напряжение, МПа.

Определяемые по формулам:

$$\sigma_{\text{прNS}} = \left(\frac{\mu_{\text{упр}} \cdot p(D_{\text{н}} - 1,2t_{\text{ном}})}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \right) + \sigma_{\text{с}}, \quad (2.7)$$

$$\sigma_{\text{прNS}} = \left(\frac{0,3 \cdot 1,2(325 - 1,2 \cdot 20)}{40} - 0,000012 \cdot 30 \cdot 206000 \right) = 60,20 \text{ МПа}.$$

где $t_{\text{ном}}$ - номинальная температура;

$\sigma_{\text{с}}$ - дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в сейсмических районах. Принимаем согласно п. 5.90 СП 42 - 102 - 2004 [9] равным 0.

$$\sigma_{\text{прS}} = \left(\frac{\mu_{\text{упр}} \cdot p(D_{\text{н}} - 1,2t_{\text{ном}})}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \right) + \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2p} + \sigma_{\text{оу}} + \sigma_{\text{с}}, \quad (2.8)$$

$$\sigma_{\text{прS}} = \left(\frac{0,3 \cdot 1,2(325 - 1,2 \cdot 20)}{40} - 0,000012 \cdot 30 \cdot 206000 \right) + \frac{206000 \cdot 530}{2,4} + 60 = 140,38 \text{ МПа},$$

где $t_{\text{ном}}$ - номинальная температура;

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

σ_{oy} - дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в особых условиях. Принимаем согласно п. 5.90 СП 42 - 102 – 2004 [9] равным 60 МПа.

Проверяем выполнение условий (2.5) и (2.6):

Условие (2.5): $60,20 \leq 192,096$ – выполняется

Условие (2.6): $140,38 \leq 217,152$ – выполняется

2.3 Проверка газопровода на недопустимые деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (2.9)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot 0,313}{2 \cdot 0,006} = 51,8 \text{ МПа.}$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м.;

δ – толщина стенки трубы, м.

$$D_{вн} = D_{н} - 2\delta, \quad (2.10)$$

$$D_{вн} = 325 - 2 \cdot 6 = 313 \text{ мм.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_{yn}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_{yn}}, \quad (2.11)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{51,8}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,10} \cdot 245} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{51,8}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,10} \cdot 245} = 0,868.$$

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}} = \left(\frac{\mu_{\text{упр}} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \right) + \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2p}, \quad (2.12)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \left(\frac{0,3 \cdot 1,2 \cdot 313}{40} - 0,000012 \cdot 30 \cdot 206000 \right) + \frac{206000 \cdot 325}{2,4} = -54 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}} = \left(\frac{\mu_{\text{упр}} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \right) - \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2p}, \quad (2.13)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \left(\frac{0,3 \cdot 1,2 \cdot 313}{40} - 0,000012 \cdot 30 \cdot 206000 \right) - \frac{206000 \cdot 325}{2,4} = -94,3 \text{ МПа.}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение:

$$\sigma_{\text{пр}} = 94,3 \text{ МПа}$$

Если $\sigma_{\text{пр}} \geq 0$, то принимают $\psi_3 = 1$;

Если $\sigma_{\text{пр}} < 0$, то ψ_3 рассчитывают по формуле (4.11).

Проверка подземного газопровода на недопустимые пластические деформации состоит в соблюдении следующих условий СП 42 - 102 – 2004:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_{\text{yn}} \quad (2.14)$$

$$94,3 \leq 177,21 - \text{условие выполняется.}$$

$$|\sigma_{\text{кп}}| \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_{\text{yn}} \quad (2.15)$$

$$51,8 \leq 204,17 - \text{условие выполняется.}$$

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Проверка общей устойчивости газопровода

Выполним проверку общей устойчивости в продольном направлении согласно требованиям СП 42 - 102 – 2004 [9]:

$$S \leq m \cdot N_{кр} \quad (2.16)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении газопровода;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

В соответствии с СП 42 - 102 – 2004 [9]:

$$S = 100[(0,5 - \mu_{упр})\sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t]F, \quad (2.17)$$

$$S = 100[(0,5 - 0,3)51,8 + 0,000012 \cdot 206000 \cdot 30]156,3 = 1303286,95 \text{ Н.}$$

где F – площадь поперечного сечения трубы.

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{ВН}^2), \quad (2.18)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (325^2 - 313^2) = 156,3 \text{ см}^2.$$

В соответствии справочного пособия «Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость»:

$$N_{кр} = 200\sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot I}, \quad (2.19)$$

$$N_{кр} = 200\sqrt{0,8 \cdot 325 \cdot 206000 \cdot 75612,37} = 560370553,65 \text{ Н.}$$

где I – осевой момент инерции трубы,

k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, $k_0 = 0,8 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^3}$.

$$I = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{ВН}^4), \quad (2.20)$$

$$I = \frac{3,14}{64} (325^4 - 313^4) = 75612,37 \text{ см}^4.$$

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условие (4.16): $1303286,95 \text{ Н} < 462305706,8$ – выполняется.

2.5 Расчет защитного кожуха на прочность

Расчет на прочность защитного кожуха на переходе трубопровода диаметром $D_H = 325$ мм через автомобильную дорогу.

Минимальный диаметр защитного кожуха определяется по формуле:

$$D_\phi = \frac{D_H^2}{0,9D_H - 85}, \quad (2.21)$$

$$D_\phi = \frac{325^2}{0,9 \cdot 325 - 85} = 509 \text{ мм.}$$

В соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-236-10 [10] для трубы с $D_H = 325$ мм диаметр защитного кожуха принимаем $D_\phi = 530$ мм.

Ширина свода естественного обрушения грунта над кожухом:

$$B = D_\phi \left[1 + \tan\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) \right], \quad (2.22)$$

$$B = 0,530 \left[1 + \tan\left(45^\circ - \frac{40^\circ}{2}\right) \right] = 0,77 \text{ м.}$$

где D_ϕ – наружный диаметр кожуха, м. $D_\phi = 0,530$ м;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, принимаем $\varphi_{\text{гр}} = 40^\circ$.

Высота свода естественного обрушения грунта над кожухом находится по формуле:

$$h_{\text{св}} = \frac{B}{2f_{\text{кр}}}, \quad (2.23)$$

$$h_{\text{св}} = \frac{0,77}{2 \cdot 1,5} = 0,25 \text{ м.}$$

где $f_{\text{кр}}$ – коэффициент крепости породы, принимаем $f_{\text{кр}} = 1,5$.

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная вертикальная нагрузка на кожух от действия грунта находится по формуле:

$$q_{гр.в} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot h_{св}, \quad (2.24)$$

$$q_{гр.в} = 1,2 \cdot 19 \cdot 0,25 = 5,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по перегрузки, принимаем 1,2;
 $\gamma_{гр}$ – плотность грунта.

Расчетная величина бокового давления грунта на кожух в случае формирования свода обрушения:

$$q_{гр.б} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \left(h_{св} + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \tan^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (2.25)$$

$$q_{гр.б} = 1,2 \cdot 19 \left(0,25 + \frac{0,530}{2} \right) \tan^2 \left(45^\circ - \frac{40^\circ}{2} \right) = 2,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Расчетное поперечное сжимающее усилие в сечении кожуха находится по формуле:

$$N = \frac{D_{\phi}}{2} (q_{гр.в} + q_n), \quad (2.26)$$

$$N = \frac{0,530}{2} (5,7 + 15) = 6,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

где q_n – нормативное давление транспорта на единицу площади защитного кожуха. Для глубины заложения кожуха 6 м принимаем $q_n = 15 \text{ м}^{-2}$ [4].

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении кожуха:

$$M = c_{пл} \left(\frac{D_{\phi}}{2} \right)^2 (q_{гр.в} + q_n - q_{гр.б}), \quad (2.27)$$

$$M = 0,25 \left(\frac{0,530}{2} \right)^2 (5,7 + 15 - 2,55) = 0,37 \text{ кН}.$$

где $c_{пл}$ – коэффициент учитывающий всестороннее сжатие футляра, принимаем $c_{пл} = 0,25$ [4].

Минимальная толщина стенки кожуха, удовлетворяющая условию прочности:

$$\delta = \frac{N}{2R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2} \right)^2 + \frac{6M}{R_2}}, \quad (2.28)$$

$$\delta = \frac{6,2}{2 \cdot 245} + \sqrt{\left(\frac{6,2}{2 \cdot 245} \right)^2 + \frac{6 \cdot 0,37}{245}} = 4,39 \text{ мм},$$

где R_2 – сопротивление материала, принимаем $R_2 = 245$ МПа.

На основании выполненных расчетов, примем толщину стенки защитного кожуха 6 мм. Это значение было подтверждено расчетными условиями, выбранная величина толщины стенки защитного футляра обеспечивает выполнения расчетов на условия прочности и деформации.

В данной работе расчетный анализ конструкции защитного кожуха обеспечивает безопасность эксплуатации трубопровода от внешней нагрузки на автомобильной дороге – передвижение автомобильного транспорта.

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Разработка мероприятий по совершенствованию конструкции подземного перехода газопровода под автомобильной дорогой

Согласно требованиям нормативной документации, на проектирование магистральных газопроводов (МГ), прокладка газопровода осуществляется подземным способом. При данном способе прокладки магистрального газопровода возможно воздействие внешних агрессивных факторов, к основным из которых относят коррозионно-активные грунты.

Основные осложняющие последствия вызываются коррозионным износом материала труб, в результате чего уменьшается толщина стенки трубопровода, что, в конечном итоге, может стать причиной аварийных ситуаций на объектах МГ [13].



Рисунок 3.1 - Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах по данным Ростехнадзора за 2010–2016 [13]

Объем утечек природного газа в результате аварийной ситуации зависит от конструктивных особенностей МГ (диаметр), условий эксплуатации (рабочее давление), места образования утечки (разрыв), времени на выявление разрыва (скорость идентификации утечки), а также объем потерянных углеводородов (УВ) будет определяться исходя из расстановки линейной арматуры и надежности, скорости ее срабатывания.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий по совершенствованию конструкции подземного перехода газопровода под автомобильной дорогой	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Войтович Р.И.						
Руковод.		Шадрина А.В.					33	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

По данным рисунка 3.2, средние потери природного газа в расчете на одну аварию, лежит в диапазоне 2,5 до 3 млн м³.

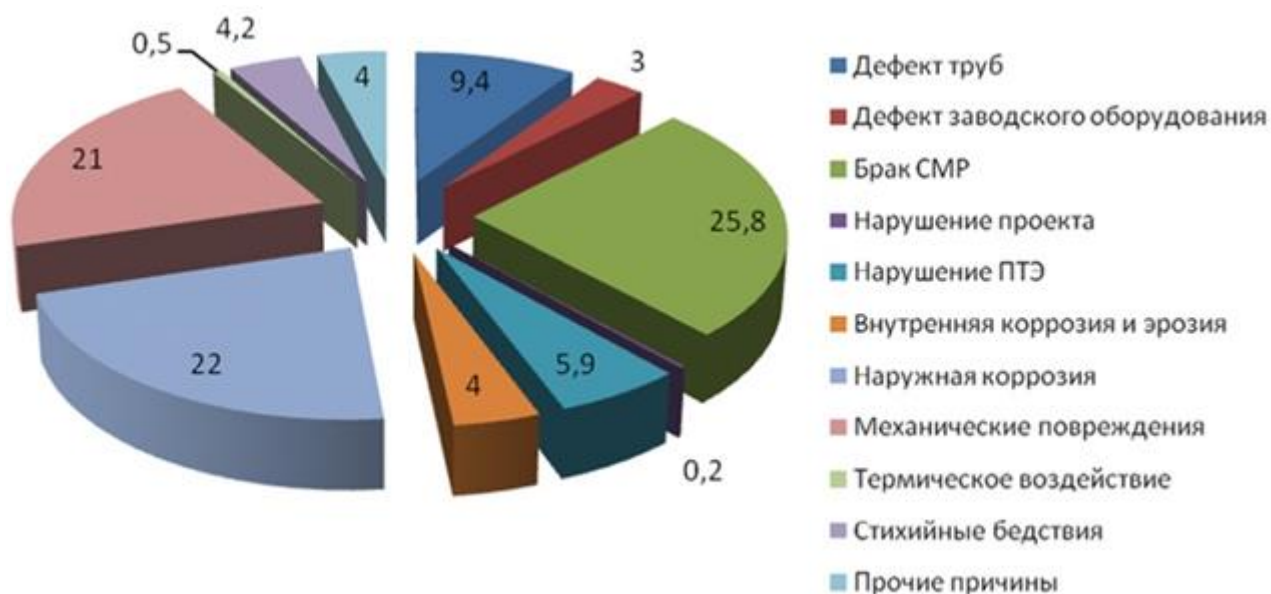


Рисунок 3.2 - Распределение аварий на линейной части газопроводов разных диаметров по причинам их возникновения [13]

В качестве анализа причин возникновения аварийных ситуаций на линейной части МГ и для мониторинга, предсказания прогноза ожидаемого уровня аварий для участков МГ используются накопленные данные и сводный анализ, который предоставляют специальные службы публикацией в официальных источниках. Для примера, таким документом принято считать ежегодные отчеты Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Таблица 3.1 – Причины повреждения газопроводов за период 2008-2017 г.

№	Причина	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Конструктивные недостатки (брак изделия)	2	4	1	1	0	0	0	3	1	0
2	Брак строительства/ изготовления	3	2	3	4	8	2	2	6	3	0
3	Коррозия металла трубы (КРН)	14	8	7	15	6	6	5	6	2	6
4	Ошибочные действия персонала при эксплуатации	1	0	5	0	1	0	1	0	0	1
5	Износ оборудования	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
7	Механическое воздействие	3	7		1	1	1	4	1	3	1
ИТОГО:		23	21	16	21	16	9	14	16	9	8

Согласно приведенных данных определим, что наибольшее количество аварий на линейной части трубопровода происходит по причине внутренней и внешней коррозии, нарушение целостности трубы (брак) при проведении строительно-монтажных работ (СМР) и механических повреждений стенки трубопровода. Процентное содержание в общем объеме причин нарушения целостности (повреждений) составляет 26 %, 25,8% и 21% соответственно [13].

К отдельной категории выделим аварии на участках перехода через автомобильные и железные дороги. Эти участки в конструктивном отношении являются наиболее сложными, требующие применения особых технологий для конструктивного исполнения перехода на участках линейной части МГ.

Таблица 3.2 - Изменение интенсивности аварий (кол. аварий / 1000 км в год) на газопроводах на территории РФ, 2000–2010 г.

Диаметр, мм	Год										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1420	0,53	0,31	0,23	0,08	0,07	0,06	0,10	0,02	0,08	0,1	0,06
1220	0,53	0,24	0,27	0,26	0,41	0,25	0,24	0,07	0,11	0,14	0,19
1020	0,36	0,43	0,36	0,42	0,58	0,46	0,11	0,28	0,65	0,27	0,32
820	1,49	0,43	0,21	0,60	0,62	0,61	1,00	0,58	0,18	0,53	0,18
720	0,31	0,38	0,27	0,80	0,35	0,77	0,92	0,40	0,74	-	0,46
530	0,45	0,42	-	0,49	1,03	0,64	0,80	0,40	0,48	0,14	0,31
<530	0,33	0,30	0,14	0,34	0,51	0,51	0,81	0,33	0,38	0,54	0,25

На основании данных таблиц 3.1-3.2 можно отметить частоту возникновения аварийных ситуаций в зависимости от срока эксплуатации участка трубопровода.

Таблица 3.3 - Влияние продолжительности эксплуатации на относительные показатели аварийности газопроводов

Время, лет	Аварийность (% от общего времени эксплуатации (30 лет))
1-5	18
6-10	21,7
11-15	27
16-20	17
21-25	9
26-30	7,3

Таблица 3.4 - Распределение аварий (в процентном выражении от общего количества) для газопроводов разных диаметров в зависимости от срока их эксплуатации

Диаметр газопровода, мм	Всего аварий	В том числе по срокам эксплуатации, %				
		менее 3 лет	от 3 до 8 лет	от 8 до 13 лет	от 13 до 20 лет	более 20 лет
1420	100,0 %	33,3	44,4	16,7	2,8	2,8
1220	100,0 %	7,8	17,2	46,9	26,6	1,5
1020	100,0 %	6,6	21,0	43,4	22,4	6,6
820	100,0 %	6,7	0	10,0	40,0	43,3
720	100,0 %	21,0	21,0	16,1	9,7	32,2
529	100,0 %	16,4	14,5	16,4	30,9	21,8
менее 500	100,0 %	17,3	21,0	14,8	17,3	29,6

Данные таблицы 3.4 указывают на наличие регионального характера в распределении аварий на магистральных участках трубопровода.

Это означает, что распределение аварий на участке магистрального трубопровода определяется не только общими закономерностями развития научных достижений в конкретной области, но и зависит от климатического фактора местности, инженерно-геологических условий пролегания трубопровода, геодинамических условий местности, особенностей сооружения и эксплуатации заданного участка, наличия доступной инфраструктуры, общей хозяйственной активностью в регионе.

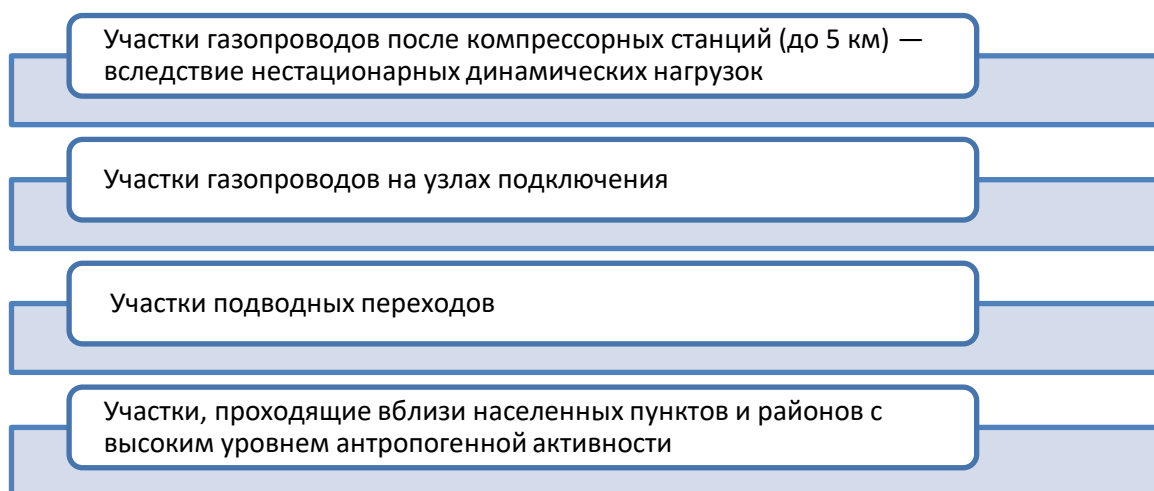


Рисунок 3.3 – Участки опасности аварийной разгерметизации газопроводов

К последней категории относятся участки пересечения с автомобильными и железными дорогами).

Наибольшую сложность конструктивных решений представляют участки МГ, расположенные вблизи повышенной антропогенной активности, а именно – здания, сооружения, и участки пересечения с прочими коммуникациями. Пересечения с дорогами, водными преградами и прокладка в туннеле представляют сложности условий прокладки трубопровода. Для газопровода проводится 100% контроль качества труб и сварных швов.

Частным случаем причины отказа участков трубопровода представляются повреждения оборудования на МГ (защитные кожухи, запорная арматура, компенсаторы и пр.). В случае нарушения сплошности, появления негерметичности происходит утечка газа, это представляет собой наибольшую опасность. Встречаются случаи негерметичности задвижки (неплотное перекрытие сечения потока задвижкой), которое может стать причиной отказа МГ [14].



Рисунок 3.4 – Причины отказов в системах газораспределения [14]



Рисунок 3.5 – Причины отказов подземных газопроводов

На основе проведенного анализа, выделим три наиболее опасные группы факторов:

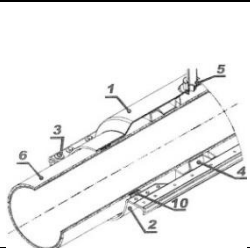
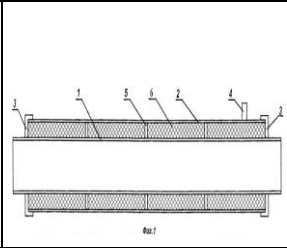
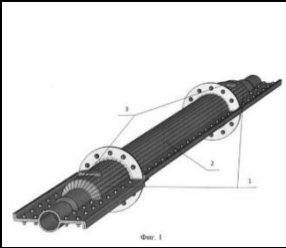
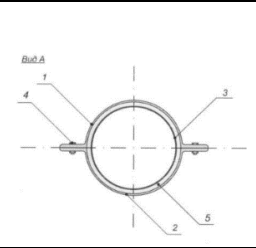
- внешние факторы - воздействие природного и антропогенного фактора (48%);
- внутренние факторы (33%), – состоянием оборудования и трубопровода (коррозионная стойкость, состояние сварных швов);
- организационные (19%) – проведение опасных, регламентных и ремонтных работ по обслуживанию МГ и оборудования [15].

Патентный обзор современных решений

Был выполнен патентный поиск и анализ моделей защитных футляров, с целью выявления более оптимального и целесообразного варианта по повышению надежности и безопасности перехода под автомобильной дорогой для данного участка.

Анализ показал, что существует ряд интересных инженерных решений в данном вопросе, представленных в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Рассматриваемые при патентном анализе защитные футляры.

Патенты				
Номер патента	RU133248U1	RU183262U1	RU177511U1	RU186886U1
Год разработки	2013	2017	2018	2019
Новизна	Применение композитных материалов	Закачка кольцевых отрезков вспененного полимера	Выполнение защитного кожуха в виде секций	Установка упруго-деформируемого компенсационного элемента

Патент RU133248U1 2013 года: полезная модель относится к ремонту и защите трубопроводов, в частности газопроводов, от внешних повреждений.

Техническим результатом предложения является возможность использования устройства во всех климатических районах страны при температуре эксплуатации от минус 40 до плюс 100°C. Возможность обнаружения и отвода газа в случае повреждения газопровода в пределах защитного футляра. Кроме того, преимуществами предложенного устройства является герметичность конструкции, простота изготовления и эксплуатации.

Технический результат достигается тем, что защитный футляр состоит из верхней и нижней частей, выполненных в виде полусфер, соединенных узлами

крепления, при этом внутри футляра установлены центраторы, а в верхней части футляра расположена муфта.

Части футляра выполнены из композитных материалов [16].

Патент RU183262U1 2017 года: полезная модель относится к области строительства трубопроводов и может использоваться при сооружении подземных переходов под железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами и инженерными коммуникациями.

Газопроводная труба устанавливается в защитном футляре трубчатой формы, в межтрубном пространстве при этом размещают кольцеобразные отрезки вспененного замкнутопористого полимера. Монтаж защитных футляров может производиться независимо от температуры окружающего воздуха. При этом кольцеобразные отрезки вспененного полимера могут заблаговременно изготавливаться в заводских условиях.

Недостатком конструкции является возможность ее монтажа только в летний период, так как получение качественного пенополиуретана невозможно при низких температурах окружающего воздуха.

Задачей полезной модели является разработка конструкции защитного футляра, исключающего деформирование или разрушение трубопровода при замерзании грунтовых вод в межтрубном пространстве, обеспечивающего возможность монтажа независимо от температуры окружающего воздуха [17].

Патент RU177511U1 2018 года: полезная модель относится к композитным секционным защитным футлярам, используемым при ремонте и монтаже трубопроводов, в частности газопроводов, нефтепроводов и водопроводов, для защиты от внешних повреждений. Секционный защитный футляр выполнен из композиционного материала, включающего элементы, соединенные между собой элементами скрепления, при этом внутри футляра установлены центраторы, а на его поверхности оборудован переходник под контрольную трубку. Согласно заявленному решению, футляр состоит из крайних и центрального элементов.

Технический результат полезной модели заключается в повышении скорости ремонта газопроводов, нефтепроводов и водопроводов, находящихся в

					Разработка мероприятий по совершенствованию конструкции подземного перехода газопровода под автомобильной дорогой	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

местах пересечения их с автомобильными дорогами, трамвайными и железнодорожными путями, подземными коммуникациями; в повышении технологичности конструкции; в одновременном снижении трудозатрат и затрат материалов; а также в отсутствии необходимости останавливать движение транспорта, прекращать передачу электроэнергии и подачу передаваемых газов и жидкостей во время ремонта [18].

Патент RU186886U1 2019 года: полезная модель относится к ремонту и защите различных трубопроводов от внешних механических повреждений, в том числе в местах их пересечения с наземными транспортными трассами, подземными сооружениями и коммуникациями. Защитный кожух для трубопроводов включает верхнюю часть 1 и нижнюю часть 2, которые выполнены в виде цилиндрических полуобечеек с диаметром, большим, чем диаметр защищаемого трубопровода 3, и снабженных узлами крепления 4 между собой в рабочем их положении, охватывающем защищаемый трубопровод 3. В полости между внутренней поверхностью соединенных частей 1 и 2 кожуха и наружной поверхностью защищаемого трубопровода 3 установлен взаимодействующий с этими поверхностями упругодеформируемый компенсационный элемент 5, который в рабочем положении взаимодействует с частями 1 и 2 защитного кожуха, воспринимает и за счет своей упругости компенсирует внешние нагрузки на защитный кожух, что исключает возможность повреждения защищаемого трубопровода 3, повышает его надежность и увеличивает срок службы.

Данный упругодеформируемый компенсационный элемент может быть выполнен в виде гофрированной трубы, в виде гофрированной трубы с амплитудой гофр, превышающей расстояние между внутренней поверхностью полуобечеек и наружной поверхностью защищаемого трубопровода, в виде спирали, навитой из упругодеформируемого материала [19].

					Разработка мероприятий по совершенствованию конструкции подземного перехода газопровода под автомобильной дорогой	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

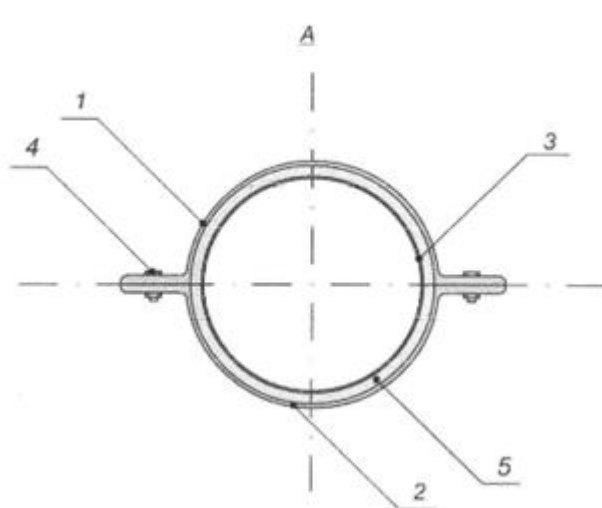


Рисунок 3.6 – Строение защитного кожуха патент RU186886U1 2019 года [19]:

1 – верхняя часть защитного кожуха; 2 – нижняя часть защитного кожуха;
 3 - защищаемый трубопровод; 4 – узлы крепления; 5 - упругодеформируемый
 компенсационный элемент

4 Расчетный анализ эффективности патентных моделей

Сущность решения будет отражена в нахождении величины нагрузки от грунта и его обрушения на защитный кожух и с учетом данной нагрузки определить прочность защитного кожуха. Для этого нужно решить задачи, представленные на рисунке 4.1.

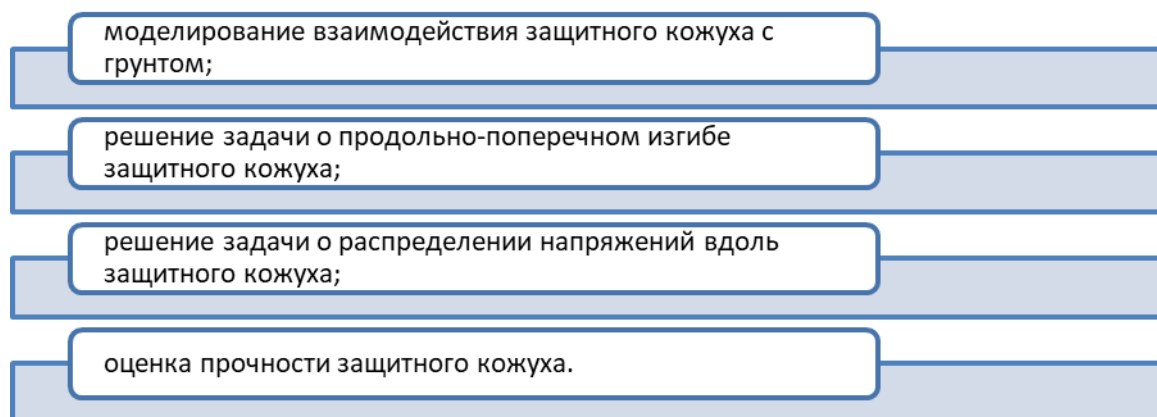


Рисунок 4.1 – Методика расчетного анализа

4.1 Методика вычислительного эксперимента CAD-модель объекта

С помощью ПО Inventor была построена CAD - модель защитного кожуха. Для дальнейшего анализа модель будет рассчитываться на напряжения в ПО Ansys.



Рисунок 4.2 – Общий вид CAD - модели защитного кожуха

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Расчетный анализ эффективности патентных моделей		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						43
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01	
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
							Листов	112

Структура решения

Построенная CAD модель загружается в ПО Ansys. Для решения задачи используется модуль статического расчета с целью получения напряженно-деформированного состояния (НДС) модели.

Запуск среды ANSYS WorkBench версии 19 через стартовое меню Windows.

Создание расчетного проекта статической прочности (Static Structural): Toolbox > Analysis Systems > Static Structural.

Импорт ранее построенного защитного кожуха (формат .sat): Geometry > Import Geometry > Browse.

Смена параметров материала на Сталь 20: Engineering Data > Tensile Yield Strenght > 245 МПа. Tensile Ultimate Strenght > 412 МПа.

Для кожуха из стеклопластика: Engineering Data > Engineering Data Sources > В окне Data source ищем Composite Materials > Outline of Composite Materials > Resin Polyester.

Переход к расчету конструкционной прочности через строчку настроек Setup.

Создание расчетной сетки: Mesh > insert > sizing > Scope > Geometry > Apply.

Definition > Element size > 0,05 м.

Рисунок 4.3 – Основные этапы прочностного расчета в ПК Ansys

Задание граничных условий решаемой задачи – нагрузки (давление) и ограничения степеней свободы (заделка).

Нагрузка: приложенная силовая нагрузка представляется давлением: Loads > Pressure > выбираем Face указание нагружения в графическом окне: Details of «Pressure» > Scope > Geometry > Apply.

Definition > Define by > Components > Z – Magnitude > 5700 Па.

Definition > Magnitude > 5700 Па.

Ограничение степеней свободы (заделка, закрепление): Fixed Support – выбор плоскости Face на обоих концах кожуха – указание линии закрепления в графическом окне (Details of «Fixed Support» > Scope > Geometry > Apply).

Установка интересующих результатов решения задачи (Strain – деформация, Stress – напряжения):

Outline > Project > Model > Static Structural > Solution

Stress > Equivalent (von-Mises)

Strain > Equivalent (von-Mises)

Запуск задачи на решение: Solve

Установка истинного масштаба представленных результатов: Result > 1.0 (True Scale).

Просмотр эквивалентных напряжений: Outline > Project > Model > Static Structural > Solution > Equivalent Stress.

Просмотр эквивалентных деформаций: Outline > Project > Model > Static Structural > Solution > Equivalent Strain.

4.2 Расчетная модель кожуха из композитного материала

В анализе начальных и граничных условий проверяется:

- давление от подвижного транспорта;
- давление грунта;
- обрушение грунта.

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повышение концентрации транспортных потоков является причиной изнашивающего и разрушающего характера воздействия на участки магистрального газопровода.

Нагрузки, возникающие под действием транспорта (как динамические, так и статические) являются причинами повреждения трубопровода, находящего под дорогой и передается на близ лежащие участки трубопровода.

Описание параметров защитного кожуха:

Данный защитный кожух изготовлен из Сталь 20 с расчетными параметрами:

- $D_H = 530$ мм;
- $D_{BH} = 518$ мм;
- $\delta = 6$ мм;
- $L = 58,5$ м;
- $\sigma_B = 412$ МПа;
- $\sigma_T = 245$ МПа.

Данный защитный кожух изготовлен из стеклопластика с параметрами:

- $D_H = 530$ мм;
- $D_{BH} = 518$ мм;
- $\delta = 6$ мм;
- $L = 58,5$ м;
- $\sigma_B = 360$ МПа;

Для определения эффективности данных моделей проведен их прочностной расчет в программном комплексе ANSYS.

Представлен расчёт по патенту RU133248U1 [16]. Результаты коррелируют с расчетом защитного кожуха из известных сталей. Так для расчета была использована Сталь 20, при применении композитных материалов напряжение на защитный кожух от грунта уменьшается и такой переход является более экономичным решением. Также данное техническое решение позволит снизить негативные воздействия вследствие коррозии и повысить долговечность, ведь, как известно, стеклопластик подвержен коррозии намного меньше, чем

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

известные стали. Долговечность данного материала достигает более 50 лет в сравнении с 20-25 годами для традиционной стали.

Полученные результаты эквивалентных напряжений, деформаций, а также перемещений кожуха (фрагменты схем) из Стали 20 представлены на рисунках 4.4 – 4.6.

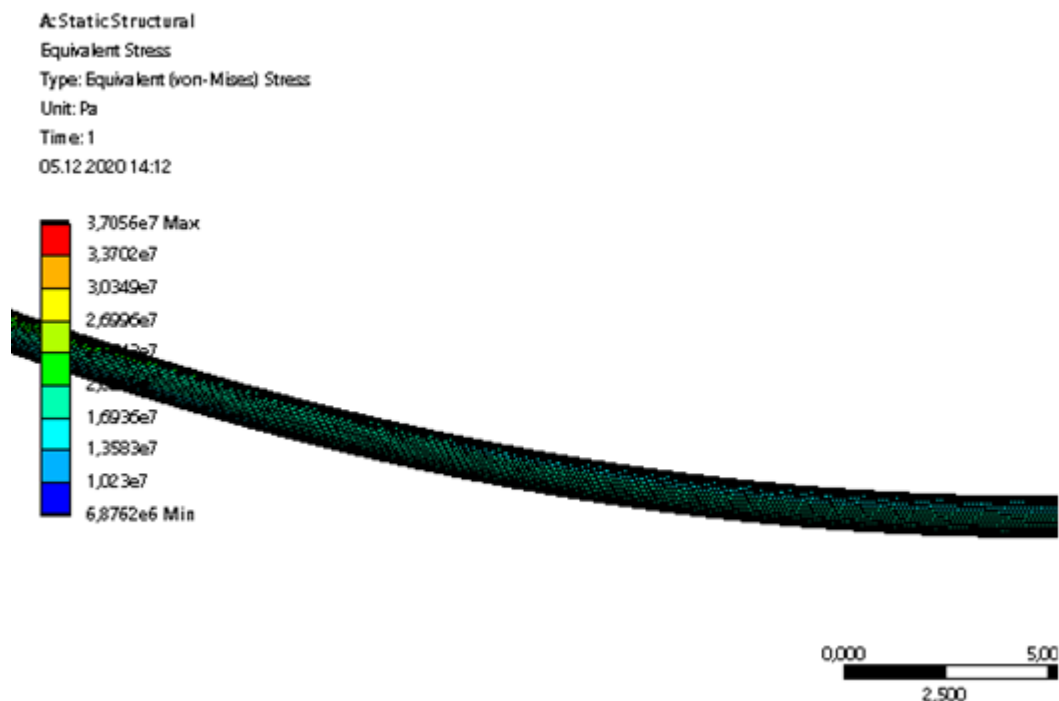


Рисунок 4.4 - Эквивалентные напряжения

На данном рисунке напряжение в самых критических точках составляет 37,05 МПа.

Полученные результаты эквивалентных деформаций, представлены на рисунке 4.5.

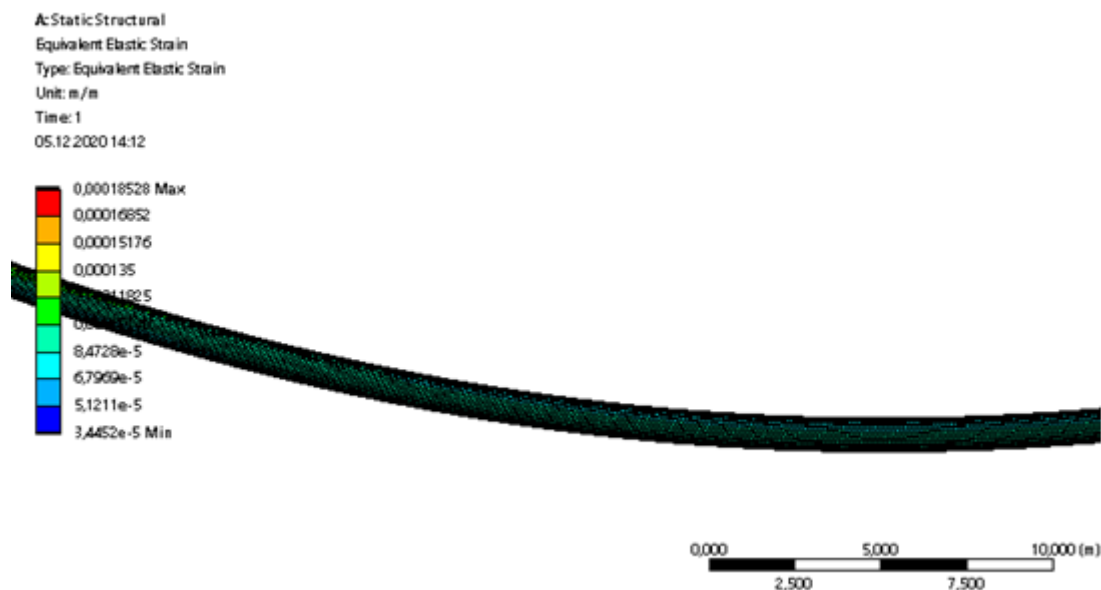


Рисунок 4.5 - Эквивалентные деформации

Значение деформаций в самых критических точках равно 0,0001 м.

Полученные результаты перемещений представлены на рисунке 4.6.

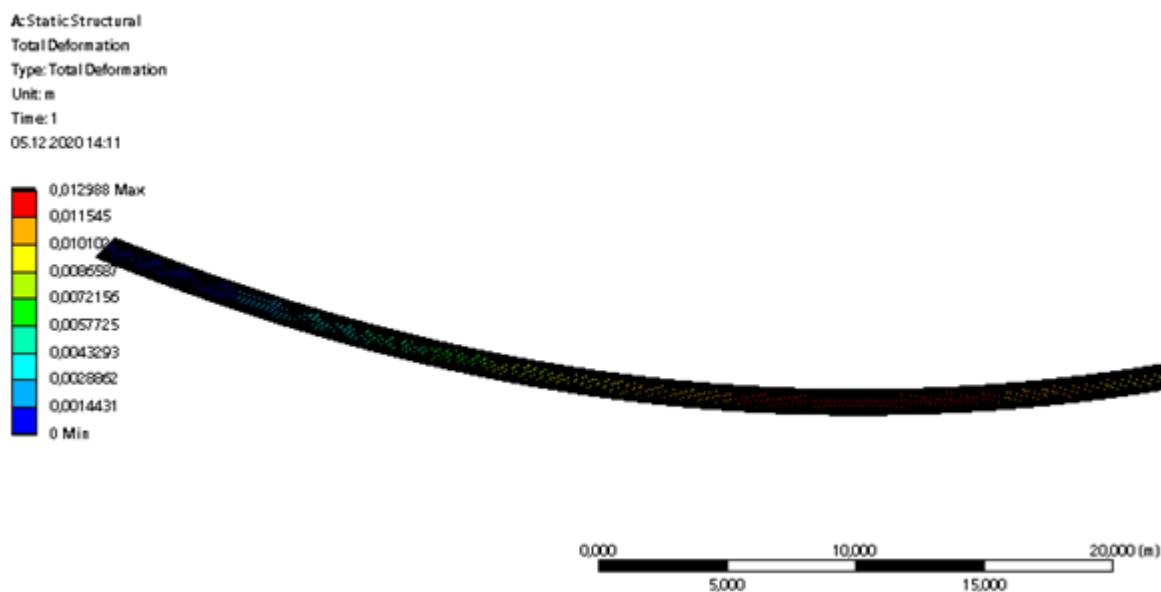


Рисунок 4.6 – Общее перемещение

На данном рисунке значение общего перемещения в критических точках достигает 0,012 м.

Полученные результаты эквивалентных напряжений, деформаций, а также перемещений кожуха (фрагменты схем) из стекловолокна представлены на рисунках 4.7 – 4.9.

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

A:StaticStructural
 Equivalent Stress
 Type: Equivalent (von-Mises) Stress
 Unit: Pa
 Time: 1
 05.12.2020 14:56



Рисунок 4.7 - Эквивалентные напряжения

На данном рисунке напряжение в самых критических точках составляет 37,09 МПа.

Полученные деформации представлены на рисунке 4.8.

A:StaticStructural
 Equivalent Elastic Strain
 Type: Equivalent Elastic Strain
 Unit: m/m
 Time: 1
 05.12.2020 14:56

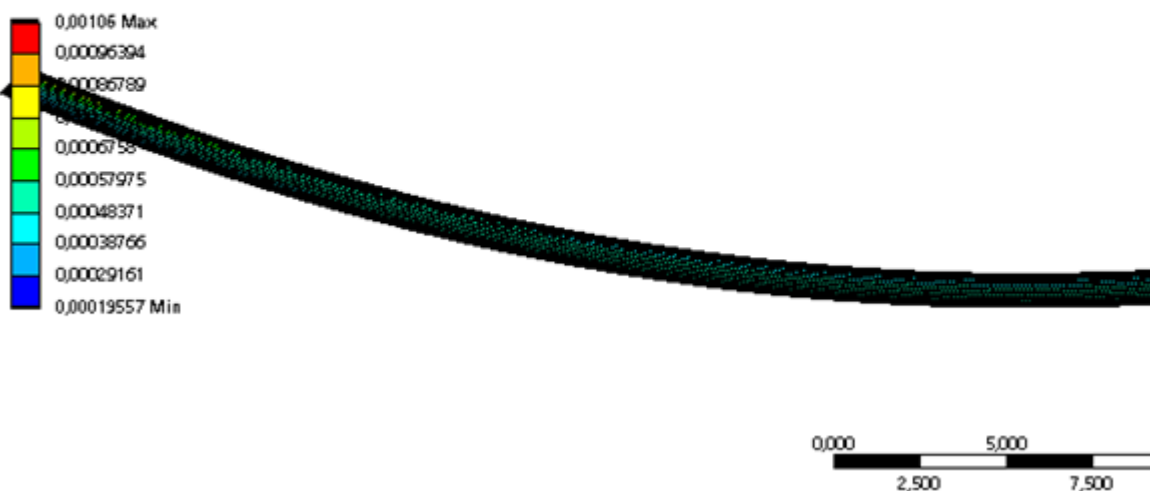


Рисунок 4.8 - Эквивалентные деформации

На данном рисунке значение деформаций в самых критических точках равно 0,001 м.

Полученные результаты перемещения представлены на рисунке 4.9.

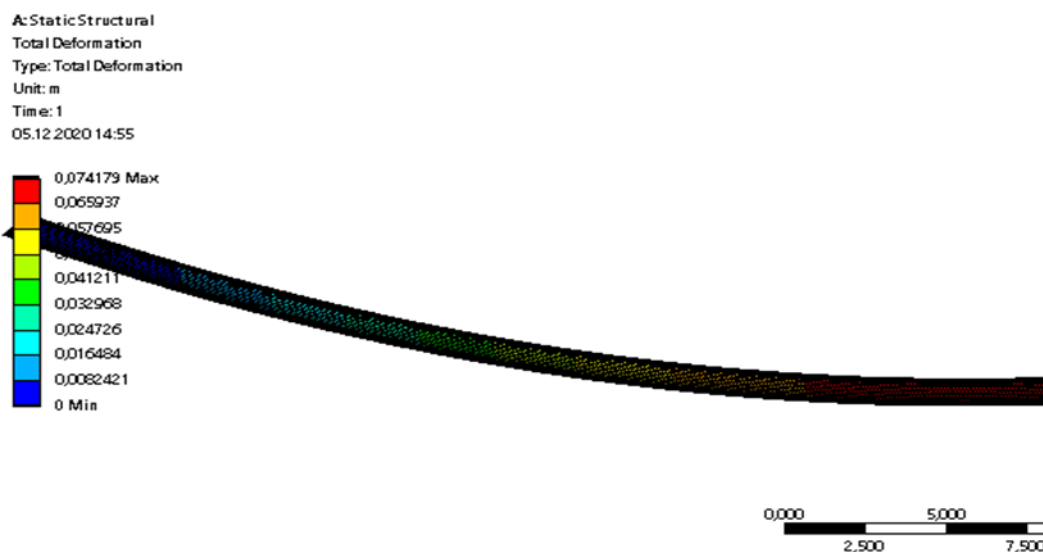


Рисунок 4.9 – Общее перемещение

На данном рисунке значение общего перемещения в критических точках достигает 0,074 м.

По результатам разработки 3D-модели в среде Inventor и проведения расчета НДС в ПО ANSYS можно сделать следующие выводы:

Напряжения, возникающие в теле защитного кожуха, являются допустимыми.

Защитный кожух, выполненный из стекловолокна, по результатам расчета не значительно отличается от кожуха из Стали 20, но при этом имеет преимущества по долговечности и стоимости.

Защитный футляр соответствует рассматриваемым параметрам прокладки трубопровода. При использовании данного защитного кожуха обеспечивается надежная и безопасная эксплуатация газопровода.

4.3 Применение упругодеформируемого компенсационного элемента в конструкцию перехода

Данный подземный переход газопровода под автомобильной дорогой можно усовершенствовать с помощью внедрения упругодеформируемого компенсационного элемента, патент которого под номером RU186886U1 2019 года [19].

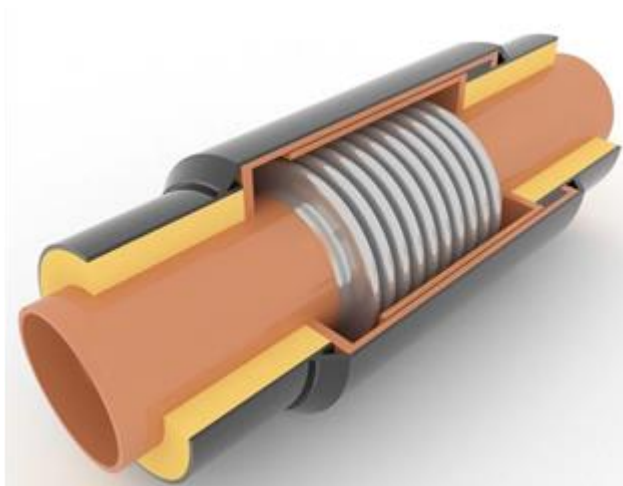


Рисунок 4.10 - Упругодеформируемый компенсационный элемент в виде гофры

С помощью внедрения данной конструкции можно добиться увеличения срока службы данного трубопровода, а также повышение его надежности, ведь данный элемент будет воспринимать за счет своей упругости и компенсировать внешние нагрузки на защитный кожух, что исключает возможность повреждения защищаемого трубопровода, повышает его надежность и увеличивает срок службы.

В зависимости от давления в трубопроводе определяются проектные характеристики элементов сильфона. Существенное влияние оказывает проектное, рабочее и пробное давление трубопровода.

Параметр давления также учитывается при расчете толщины сильфона, соединений компенсатора. Это связано с необходимостью увеличения толщины сильфона при высоких значения параметра давления. В этой связи проектное значение давления закладывается немного выше, чем указанов проекте.

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исключение представляют условия испытания, где давление испытаний в полтора раза больше рабочего давления [21].

В указанном случае сильфон имеет более высокое номинальное давление, чем должно быть для использования.

Таблица 4.1 - Технические характеристики сильфонного компенсатора.

DN (мм)	Осевое смещение, (± мм)	Жесткость (Н/мм)	Эффективная площадь (см ²)
325	± 30	268	956,46

Назначенный эксплуатационный срок — 30 лет при вероятностном параметре работы без отказов 0,95 в течение этого интервала.

4.3.1 Расчет сильфонного компенсатора

Суммарная сила вычисляется согласно нижестоящей формуле:

$$F_x = F_s + F_a = D^2 \cdot \Delta T / 4 \cdot P_d + f_w \cdot e_x; \quad (4.2.1)$$

где F_s - реактивная сила, Н;

P_d - рабочее давление, МПа;

F_a - возможные смещения сильфона, Н;

f_w - постоянный коэффициент жесткости, Н/мм;

e_x — смещение, мм;

ΔT — разница температур, °С;

D — наружный диаметр трубопровода, мм.

$$F_s = (D - (2 \cdot 1,5))^2 \cdot \Delta T / 4 \cdot p; \quad (4.2.2)$$

$$F_s = (325 - (2 \cdot 1,5))^2 \cdot 30 / 4 \cdot 1,2 = 5796 \text{ Н}$$

Для определения смещений, образующихся в трубопроводной системе во время ее эксплуатации, необходимо определить удлинение трубопроводной системы, которое рассчитывается при помощи формулы [22]:

$$\Delta L = L \cdot \Delta T \cdot \alpha; \quad (4.2.3)$$

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где L - длина трубы, м;

α - коэффициент удлинения материала трубопровода (мм/м · °C).

Коэффициенте расширения нержавеющей стали равен 0,0163 мм/(м·°C).

$$\Delta L = 58,5 \cdot 30 \cdot 0,0163 = 28,6 \text{ мм.}$$

$$F_a = \Delta L \cdot f_w; \quad (4.2.4)$$

$$F_a = 28,6 \cdot 268 = 8040 \text{ Н}$$

$$F_x = F_s + F_a = 5796 + 8040 = 13836 \text{ Н}$$

Соответственно, компенсирующий элемент должен удерживать нагрузку, равную 13836 Н/ 1383 кг.

Для нашего участка в 10 метров, следовательно:

$$F = F_x/10; \quad (4.2.5)$$

$$F = 13836/10 = 1383,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Осевая нагрузка от грунта на защитный футляр составляет 5,7 кПа, таким образом получаем:

$$X = \frac{1383,6 \cdot 100}{5700} = 34,7 \%$$

По заявленным рекомендациям организаций, которые занимаются изготовлением сильфонных компенсаторов, компенсирующая составляющая такого элемента составляет 30-40% от внешней нагрузки, в данном случае мы получили процент компенсации, который составляет 34,7 %.

Одним из главных параметров работы сильфонного компенсатора является рабочий ресурс, установленный числом циклов работы, который он выдерживает до разрушения. С целью контроля изделий на надёжность проводят технически сложные проверки образцов продукта.

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эксплуатационный ресурс сильфонов определяется рабочими условиями эксплуатации, главными среди которых служат высокие значения параметров температуры и давления. Однако и такие условия маловероятны для разрыва устройства. Для устранения подобного нарушения целостности сильфона, установлено изготовление сильфона с резервом прочности в 10 раз относительно номинального давления.

Ресурс сильфонных компенсаторов составляет 5000 циклов при условии службы в пределах возможных уровней смещения. Эксплуатационный ресурс зависит от превышения максимальных значений смещения. Для установления ресурса сильфонных компенсаторов проектировщики должны выполнить правильный расчёт и принимать во внимание специфику рабочих условий [22].

Факторы, оказывающиеся большое влияние на эксплуатационный ресурс сильфонного компенсатора показаны на рисунке 4.11.

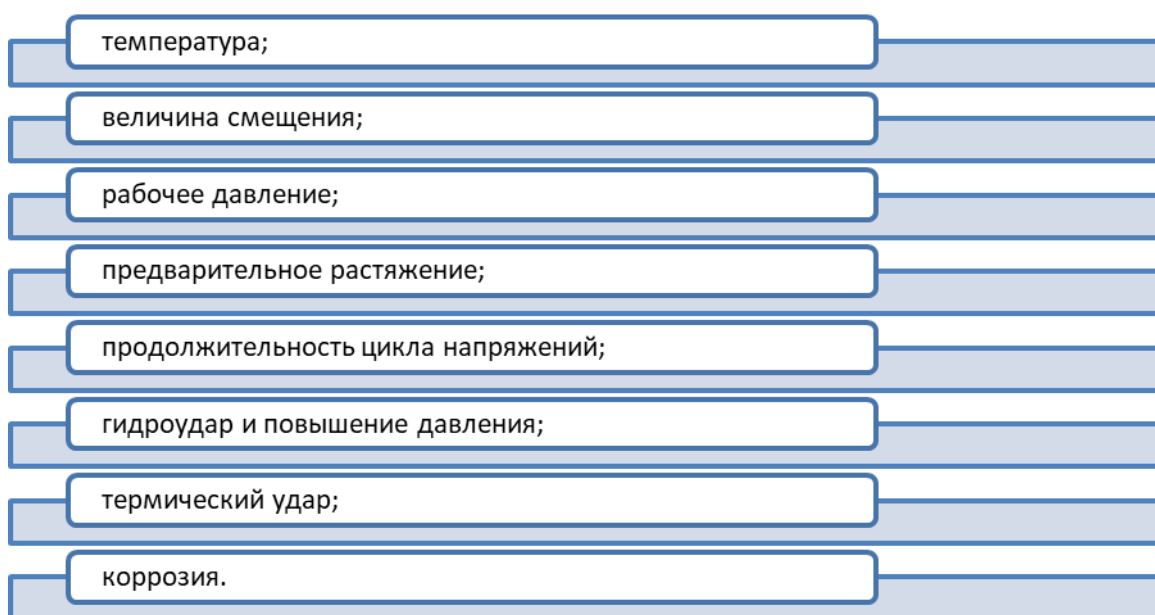


Рисунок 4.11 – Факторы, влияющие на эксплуатационный ресурс

Величина компенсации – значимый параметр при проектировании сильфона, параметр наряду с температурой.

Сильфонные компенсаторы промышленно выпускают в расчёте на 5000 рабочих циклов при абсолютном рабочем процессе. При функционировании

сильфона в условиях неполного хода – компенсатор функционирует с превышением 5000 рабочих циклов.

Допустимое число смещений может быть больше в условии необходимости более продолжительного действующего ресурса компенсатора. Этого достигается подбором компенсаторов из класса наиболее высоких давлений либо с большим числом гофр.

Если эксплуатация ведется при давлении, меньшем чем номинальное, то это способствует увеличению межремонтного периода, срока эксплуатации. При сокращении критерия рабочего давления, эксплуатационный ресурс (ЭС) увеличивается.

В условиях напряжений в допустимых границах, колебание цикла не оказывает влияния на изменения в системе, за исключением частных случаев.

В случаях применения компенсатора в целях исключения вибрации, смещение не достигают наивысших значений. Подобные условия не накладывают ограничений на ресурс системы.

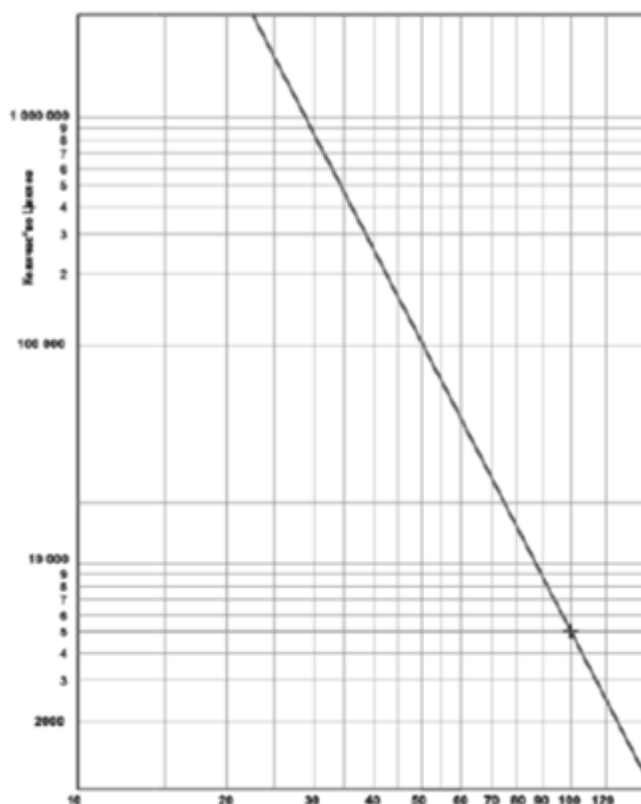


Рисунок 4.12 - Эксплуатационный ресурс сильфонного компенсатора

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Диаграмма, приведенная на рисунке 4.12, предназначена для определения изменения ЭС при работе компенсатора при разных степенях напряжения. Сильфонный компенсатор достигает 8800 рабочих циклов при условии работы с 50%-й степенью напряжения. В случае, если степень напряжения превышает установленное значение на 20%, ЭС сокращается до 2350 циклов.

Изменение тепловых переменных, значительные колебания температуры приводят к увеличенному значению усталости материала. Для решения указанной проблемы используется предохранительная оболочка. В случае, если по конструкции транспортируется газообразная или твердая среда, - применяются специализированные методы [22].

Компенсатор сильфонного типа представляется продуктом высокого уровня технической разработки и выполняет значимые задачи при установке в трубопроводах. Они подвергаются испытанию и контролю.

Долговечность компенсатора сильфонного типа достигается числом рабочих циклов, которые он выполняет до процесса полного разрушения. Нарушение функциональности сильфона сопряжено напряжениями, действию которых неоднократно подвергается сгиб материала. Разрушение сильфона зависит от величины указанных напряжений. Напряжения в сильфоне формируются функционирующим давлением среды и прогибом сильфона [21].

Точный расчёт компенсаторов сильфонного типа и правильная их установка обеспечивает снижение нагрузки на трубопровод, а именно даёт возможность в два раза уменьшить нагрузку на МГ с сопутствующим ростом рабочего ресурса.

С помощью установки компенсаторов увеличивается межремонтный период работы ТП, понижается возможность появления аварийных ситуаций.

Погрешности в расчетах эксплуатационных характеристик сильфонного компенсатора могут послужить причиной к нежелательным последствиям при их эксплуатации. Важно отметить, что теоретическая и аналитическая база (формулы и графики практической зависимости) предоставляют приближенные величины

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жёсткости и прочности. В процессе эксплуатации возможно отклонение параметров от полученных расчетным путем значений.

4.3.2 Структурная функция работоспособности

Структурная функция работоспособности $S(X)$ для схемы надежности линейной части трубопровода, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов, построенная на основании структурной схемы надежности (рис. 4.13), будет определяться следующей формулой [27]:

$$S(X) = x_1 x_{21} [1 - (1 - x_3)(1 - x_1 x_2 x_4)(1 - x_5)] x_1 [1 - (1 - x_1)(1 - x_6)(1 - x_7)] \quad (4.2.14)$$

где

x_1 -металлическое основание трубы (непосредственно трубопровод);

x_2 - сварные стыки;

x_3 - манжета;

x_4 - опорно-направляющие кольца;

x_5 - футляр;

x_6 - грунт;

x_7 - скважина.

Данное выражение $S(X)$ можно записать в так называемой алгебраической форме, раскрыв скобки. При перемножении многочленов следует учесть, что любая бинарная переменная не меняется при возведении в целую степень n .

Структурные функции работоспособности, построенные тремя способами: методом минимальных путей, методом минимальных сечений и методом разбивая на блоки параллельно-последовательной схемы (традиционный метод) - равны.

В состав структурной схемы надежности линейной части трубопровода, представленной на рис. 4.10 в виде системы, входят следующие элементы: x_1 - металлическое основание трубы (непосредственно трубопровод); x_2 - сварные стыки; x_3 - манжета; x_4 — опорно-направляющие кольца; x_5 - футляр; x_6 -грунт; x_7 — скважина.

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

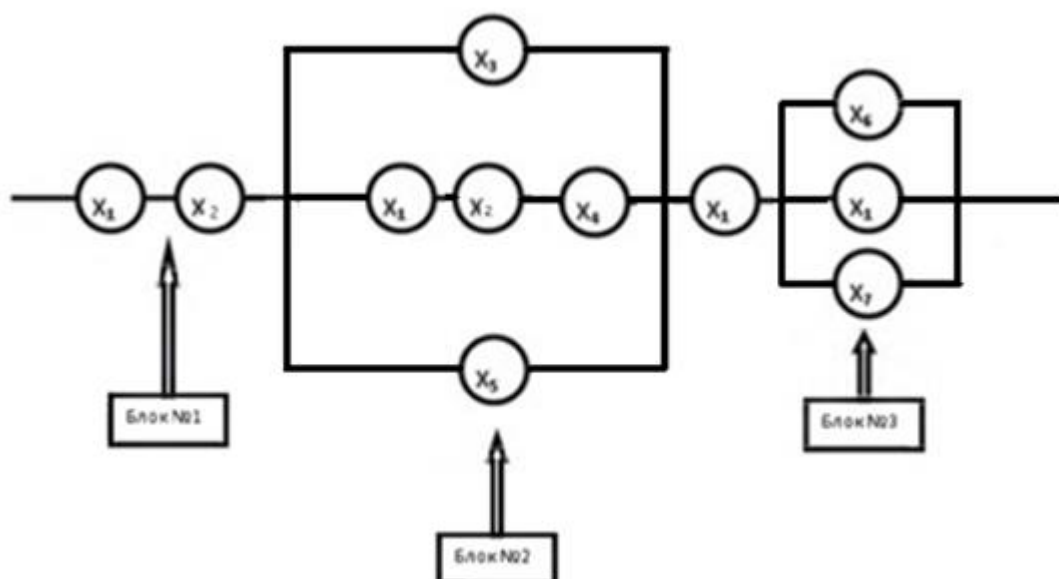


Рисунок 4.13 - Структурная модель-схема надежности трубопровода [27]

В состав первого блока входят характеристики надежности линейной части трубопровода. Второй блок представлен активной и пассивной защитой трубопровода от коррозии с параллельным соединением. Структуру данной схемы надежности можно обосновать разной природой связей составляющих элементов. В первом блоке связи имеют физико-химический характер, во втором блоке связи имеют электрохимический характер, и в третьем блоке представлены связи механического характера.

Вероятность безотказной работы металлического основания трубы составляет - 0,99; сварных швов – 0,94; манжета – 0,95; опорно-направляющие кольца – 0,8; пилотной скважины – 0,95; футляра – 0,98; грунта– 0,98 [27].

Тогда, вероятность безотказной работы участка газопровода с подземным переходом составит:

$$S(X) = 0,99 \cdot 0,94 \cdot [1 - (1 - 0,95)(1 - 0,99 \cdot 0,94 \cdot 0,8)(1 - 0,98)] \cdot 0,99 \cdot [1 - (1 - 0,99)(1 - 0,98)(1 - 0,95)] = 0,91.$$

Если учесть в данной структурной модели надежности трубопровода упругодеформированный элемент, то она примет следующий вид:

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

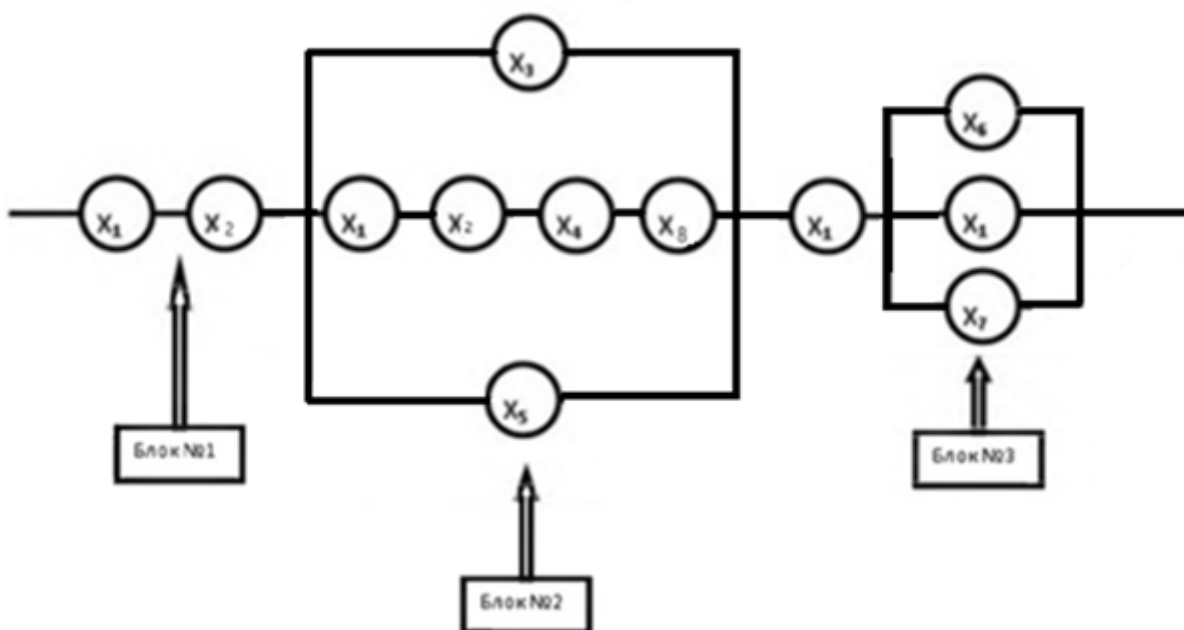


Рисунок 4.14 - Структурная модель-схема надежности трубопровода с упругодеформируемым элементом

где

X_1 -металлическое основание трубы (непосредственно трубопровод);

X_2 - сварные стыки;

X_3 - манжета;

X_4 - опорно-направляющие кольца;

X_5 - футляр;

X_6 - грунт;

X_7 – скважина;

X_8 – упругодеформируемый элемент.

Вероятность безотказной работы металлического основания трубы составляет - 0,99; сварных швов – 0,94; манжета – 0,95; опорно-направляющие кольца – 0,8; пилотной скважины – 0,95; футляра – 0,98; грунта – 0,98; упругодеформируемого элемента – 0,96 [27].

Формула структурной функции работоспособности $S(X)$ с включением упругодеформируемого элемента в конструкцию:

$$S(X) = x_1 x_2 [1 - (1 - x_3)(1 - x_1 x_2 x_4 x_8)(1 - x_5)] x_1 [1 - (1 - x_1)(1 - x_6)(1 - x_7)] \quad (4.2.15)$$

Тогда, вероятность безотказной работы участка газопровода с подземным переходом, включающим в себя упругодеформируемый элемент, составит:

$$S(X) = 0,99 \cdot 0,94 \cdot [1 - (1 - 0,95)(1 - 0,99 \cdot 0,94 \cdot 0,8 \cdot 0,96)(1 - 0,98)] \cdot 0,99 [1 - (1 - 0,99)(1 - 0,98)(1 - 0,95)] = 0,94.$$

Таким образом, можно сказать, что применение упругодеформируемого элемента в конструкции перехода газопровода под автомобильной дорогой повышает вероятность безотказной работы участка на 0,03, то есть на 5%.

4.4 Особенности реализации предлагаемого решения на новых газопроводах

При использовании упругодеформируемого компенсационного элемента прокладка трубы в защитный футляр и с последующей установкой элемента осуществляется по приведенному принципу: Для защиты подземного трубопровода в месте, где он может подвергаться внешним механическим воздействиям, на подготовленное основание устанавливают нижнюю часть кожуха. На защищаемую часть трубопровода устанавливают упругодеформируемый компенсационный элемент, в любом варианте его выполнения. Затем к нижней части кожуха пристыковывают верхнюю часть кожуха, обеспечивают герметизацию торцов защитного футляра с применением любого уплотняющего материала, например, технической резины.

Упругодеформируемый компенсационный элемент в рабочем положении взаимодействует с частями защитного кожуха, воспринимает и за счет своей упругости компенсирует внешние нагрузки на защитный кожух, что исключает возможность повреждения защищаемого трубопровода, повышает его надежность и увеличивает срок службы. В варианте выполнения упругодеформируемого компенсационного элемента в виде гофрированной трубы с амплитудой гофр, превышающей расстояние между внутренней поверхностью

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полуобечак и наружной поверхностью защищаемого трубопровода, стенки и кожуха находятся в состоянии предварительного напряжения в направлении, противоположном направлению внешних механических воздействий, что повышает защитные возможности заявленного кожуха. Заявленное устройство может быть реализовано с использованием известного оборудования, технических и технологических средств [4].

Плеть трубопровода перед проложением должна быть готова и сварена, произведен контроль стыков.

Строительно-монтажные работы ведутся одновременно на площадках, расположенных, по обоим сторонам дороги. С левой стороны дороги ведут работы по бурению пионерной скважины с выходом в заданную точку на противоположной стороне. Затем последовательно установкой расширителей и наращиванием на хвостовую часть буровых штанг расширяют полученную скважину до диаметра, превышающего на 25% диаметр протаскиваемого трубопровода. На завершающем этапе протаскивают в расширенную скважину трубопровод, сваренный на правой стороне.

Плеть трубопровода должна быть сварена за 24 часа до начала производства работ, произведен контроль стыков, контроль состояния изоляционного покрытия, произведено испытание газопровода на герметичность.

Состав обслуживающего персонала: инженер проекта, начальник буровой установки, буровой мастер, старший рабочий, механик, электрик, мастер по бурению и промывке, инженер-геодезист.

Перед буровыми работами, или одновременно с ними, должны быть произведены сборка и подготовка трубопровода к протягиванию. Трубопровод или его передовой участок должен быть скомплектован, соединение сваркой, подвержен испытанию и, в случае необходимости, подготовлен к протягиванию путем установки на роликовые опоры к моменту завершения расширения бурового канала.

Предварительная растяжка всей плети труб или сборка передового и последующих участков является предпочтительной, по сравнению с

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

посекционной сборкой в процессе протягивания, за счет сокращения времени и снижения риска заклинивания трубопровода в скважине при перерывах в протягивании [4].

					Расчетный анализ эффективности патентных моделей	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Организация и планирование работ

5.1.1 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 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – 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 геологических и технологических характеристик Мамонтовского нефтяного и Приобского нефтяного месторождений	Инженер
Проведение экспериментов	Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер
	Термообработка образцов керна	Руководитель, инженер
	Определение петрофизических свойств образцов	Руководитель, инженер
	Геохимические исследования образцов	Руководитель, инженер

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					63	112
Консульт.		Шарф И.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Продолжение таблицы 5.1.1

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

5.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика исследования

Определение трудоемкости работ каждого участника рабочей группы является важным моментом, поскольку трудовые затраты составляют большую часть стоимости исследований [28].

Для расчета среднего значения трудоемкости воспользуемся формулой 5.1.2.1.

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (5.1.2.1)$$

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. Для этого используем формулу 5.1.2.2.

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч}, \quad (5.1.2.2)$$

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 воспользуемся формулами 5.1.2.3 и 5.1.2.4.

$$T_K = T_p \times k_K, \quad (5.1.2.3)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_K = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (5.1.2.4)$$

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 ($T_{ВД}$ и $T_{ПД} = 66$).

Коэффициент календарности составил $T_K = 1,22$.

В таблице 1 приложения Б представлены трудозатраты на выполнения проекта.

В таблице 2 приложения Б отражен календарный план-график.

5.2 Бюджет научно-технического исследования

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования необходимо приводить все виды расходов, относящихся к его осуществлению. Планируемые затраты должны быть сгруппированы по статьям. В данном исследовании выделены следующие статьи.

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

5.2.1 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 [28]. Расчет материальных затрат приведен в таблице 5.2.1.1.

Таблица 5.2.1.1 – 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

5.2.2 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 5.2.2.1.

Таблица 5.2.2.1 – Расчет основной заработной платы

Наименование работ	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.		Заработная плата, чел.-день, руб./день		Заработная 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

Продолжение таблицы 5.2.2.1

Изучение геологических и технологических характеристик Мамонтовского нефтяного месторождения	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 ($З_{зп}$) и дополнительную заработную плату работников и рассчитывается по формуле[28]:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (5.2.2.1)$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [28]:

$$З_{осн} = З_{дн} \times Т_p, \quad (5.2.2.2)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

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

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [28]:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}}, \quad (5.2.2.3)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5.2.2.2).

Таблица 5.2.2.2 – 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 [28]:

$$З_{м} = З_{ТС} \times (1 + k_{пр} + k_{д}) \times k_{р}, \quad (5.2.2.4)$$

где $З_{ТС}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

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

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

Расчет основной и дополнительной заработной платы представлен в таблице 5.2.2.3. 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 5.2.2.3 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Исполнитель	З _{ТС} , руб.	k_p	З _М , руб.	З _{ДН} , руб.	Т _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.
Руководитель	16823,00	1,3	21869,90	1098,78	5,5	6043,28	725,19
Инженер	12130,00	1,3	15769,00	792,26	39,1	30977,32	3717,28
Итого:						41463,07	

5.2.3 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 5.3.4.1. 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) [29].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \times (З_{осн} + З_{доп}), \quad (5.2.3.1)$$

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

Таблица 5.2.3.1 – 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:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (5.2.3.2)$$

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

Принимаем величину накладных расходов в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы:

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

5.3 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 [30,31]:

$$\text{НТУ} = \sum_{i=1}^n k_i \times \Pi_i, \quad (5.3.1)$$

где k_i – весовой коэффициент i – го признака;

Π_i – количественная оценка i – го признака.

Признаки НТУ и их оценки отражены в таблицах 5.3.1 – 5.3.4.

Таблица 5.3.1 – Весовые коэффициенты НТУ

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

Таблица 5.3.2 – 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 5.3.3 – 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 5.3.4 – Шкала оценки новизны

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

$$k_1=0,4, P_1=4; k_2=0,4, P_2=2; k_3=0,2, P_3=6; k_4=0,4, P_4=9.$$

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.

5.4 Обоснование экономической эффективности внедрения упругодеформируемого элемента

Приведенные годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального газопровода в общем виде [26]:

$$П = Э_{эл} + \sigma_{л} \times L \times (\epsilon_n + \zeta_{л}) + [\sigma_{кc} \times (\epsilon_n + \zeta_{кc}) + e_{кc}] \times n_{кc}; \quad (5.4.1)$$

где $Э_{эл}$ – стоимость потребляемой на перекачку электроэнергии;

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

L – общая длина газопровода;

$\sigma_{кc}$ – стоимость одной КС;

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

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

$n_{кc}$ – число КС;

ϵ_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

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 компенсирующего элемента:

$$\Pi = \sigma_{л1} \times (\epsilon_n + \zeta_{л}) + \epsilon_n; \quad (5.4.2)$$

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

$$\zeta_{л} = \frac{C}{\text{СПИ}} / 12 \quad (5.4.3)$$

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

где С – первоначальная стоимость объекта;

СПИ – срок полезного использования объекта в годах.

С учетом компенсирующего элемента:

$$\Pi = \sigma_{л2} \times (\epsilon_n + \zeta_{л}) + \epsilon_n; \quad (5.4.4)$$

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

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

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

Таким образом, годовой экономический эффект находится по формуле:

Без использования компенсирующего элемента:

$$\Theta_{\phi} = \Pi_1 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (5.4.5)$$

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

С использованием компенсирующего элемента:

$$\Theta_{\phi} = \Pi_2 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (5.4.6)$$

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

Теперь найдем относительный экономический эффект по формуле:

Без использования компенсирующего элемента:

$$\Xi_{\text{отн}} = \frac{\Xi_{\phi}}{\Pi_1}; \quad (5.4.7)$$

$$\Xi_{\text{отн}} = \frac{6,2}{104,1} = 0,05$$

С использованием компенсирующего элемента:

$$\Xi_{\text{отн}} = \frac{\Xi_{\phi}}{\Pi_2}; \quad (5.4.8)$$

$$\Xi_{\text{отн}} = \frac{2,8}{46,8} = 0,07$$

По результатам расчета относительного экономического эффекта можно сказать, что при внедрении данной конструкции, экономический эффект может достичь 40%.

Вывод:

Проведенные расчеты показали, что при внедрении новой технологии годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального газопровода уменьшаются, за счет амортизации и более продолжительного времени эксплуатации трубопровода.

В результате разработки мероприятий по применению упругодеформирующего элемента при сооружении переходов трубопроводов, можно сказать, что данный элемент является ресурсосберегающей технологией, чьи годовые затраты на сооружение и эксплуатацию составляют 46,8 млн руб., а годовой экономический эффект равен 2,8 млн руб., что позволяет рассматривать данную конструкцию с долгосрочной перспективой.

6 Социальная ответственность

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Правовые нормы 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 [33].

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

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.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Войтович Р.И.			Социальная ответственность				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шадрина А.В.									75	112	
Консульт.		Сечин А.А.							Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

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, государственных или муниципальных учреждений устанавливаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления.

Компоновка рабочей зоны

Разрабатываемый газопровод должен отвечать всем требованиям и нормам СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [8], и без каких-либо отклонений от них.

Когда проводятся данные работы, то проектом предусматриваются меры по охране окружающей среды.

Охранная зона устанавливается:

-2 м для каждой из сторон газопровода;

-в виде полосы шириной 6 м, по 3 м с каждой стороны для участков трассы, проходящих по древесно-кустарниковой растительности.

В охранной зоне газораспределительных сетей лицам, указанным в п.2 Правил, запрещается:

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а) вести работы по строительству объектов жилищно-гражданского и производственного назначения;

б) выкапывать, вредить, переносить, а также уничтожать опознавательные знаки, КИП и другие устройства;

в) разводить свалки, устраивать склады, выливать растворы кислот, солей, щелочей и других химически активных веществ;

г) огораживать и перегораживать охранные зоны, препятствовать доступу персонала эксплуатационных организаций к газораспределительным сетям, проведению обслуживания и устранению повреждений газораспределительных сетей;

д) разводить огонь и размещать источники огня;

е) рыть погреба, копать и обрабатывать почву сельскохозяйственными и мелиоративными орудиями и механизмами на глубину более 0.3 метра;

ж) открывать калитки и двери газорегуляторных пунктов, станций катодной и дренажной защиты, люки подземных колодцев, включать или отключать электроснабжение средств связи, освещения и систем телемеханики;

з) самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

Машины и механизмы, используемые в проведении работ, должны быть настроены таким образом, чтобы наименьшим образом причинять вред окружающей среде выхлопными газами и шумом своей работы. При выполнении работ должен учитываться должный уход на территории и соблюдение на нем чистоты, а помещения должны быть оснащены биологической очисткой или установкой дополнительной металлической емкости, которая будет служить для сбора отходов и с регулярным ее очищением [34].

На территорию никаким образом не должно попадать горючих и смазочных материалов. Все отходы, которые образовались в результате строительства, собирают и уничтожают на территории предприятия. Отходы до утилизации собирают и хранят в металлических контейнерах. Соблюдение таких норм и правил помогает вовремя убрать все отходы с территории, тем самым причинять вред окружающей среде по минимуму.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все работы проводятся последовательно и не совпадают во времени. Поэтому загрязнение атмосферы вредными веществами лишь временное, тем самым не оказывается на нее вредного воздействия вовремя производственных работ.

При планировке строительной площадки рядом с растительностью, должна учитываться безопасная работа машин и оборудования для них.

По завершению основных производственных работ строительная организация должна воссоздать на территории проектный рельеф и восстановить природный.

Производственная безопасность

При выполнении комплекса работ по прокладке сети газопровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью минимизации производственных травм и заболеваний, связанных с их родом деятельности. Перед тем, как приступить к выполнению работ, сотрудники и рабочие должны быть обеспечены необходимым комплектом защиты, в который входит: Спецодежда, спецобувь и дополнительные специальные средства защиты [35].

Строительные работы организуются по проекту производства работ, учитывающему вопросы по технике безопасности.

В холодное время года на строительной территории должны быть предусмотрены специальные обогревающие помещения. Расчётная температура воздуха в таких помещениях должна соответствовать +21 - +25°C [35].

При составлении режима смен рабочих, нужно учитывать перепад температур и позволительную степень охлаждения, для оптимальной функциональности организма. Во время перерыва рабочим нежелательно находиться на открытой территории больше 10 минут при температуре в -10°C и не больше 5 минут при температуре ниже -10°C.

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

Работы в условиях нагревающего микроклимата следует проводить при соблюдении мер профилактики перегрева. Ответственность за выполнение условий труда возлагается на работодателя.

Места для курения должны быть установлены согласно правилам пожарной безопасности, а также нужно снабдить их средствами пожаротушения, такими как: ящик с песком, бочка с водой и установка несгораемых урн. В помещениях должны быть предусмотрены аптечки, для оказания первой помощи [35].

На площадке также должны быть установлены биотуалеты, умывальники и освещение в них.

Отходы от санитарно-бытовых помещений вывозит специальный транспорт в место, обговоренное с местной санитарной службой.

Обогрев помещений осуществляется с помощью масляных радиаторов. Не разрешается использовать самодельные и неисправные электроприборы и устройства.

Электроснабжение бытовых помещений производится за счет передвижной электростанции.

Для освещения помещений рекомендуется применять электрические лампы с мощностью не больше 60 Вт в защитных плафонах.

Кислород доставляется на площадку в баллонах. Обеспечение сжатым воздухом строительства предусмотрено от передвижных компрессоров.

Снабжение видом связи согласуется в проекте планирования работ.

Питание рабочего персонала осуществляется в специальных помещениях, с возможностью доставлять еду горячей в термосах.

Питьевая вода должна быть: бутилированная.

Сотрудники и рабочие должны быть обеспечены необходимым комплектом защиты, в который входит: Спецдежда, спецобувь и дополнительные специальные средства защиты. Средства индивидуальной защиты должны быть сертифицированы, иметь положительное санитарно-технологическое заключение в соответствии с Федеральным законом «Об основах

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

охраны труда в РФ». Ответственность об обеспечении рабочих средствами индивидуальной защиты возлагается на работодателя.

Разрабатываемый объект не является источником эл/магнитного и ионизирующего излучения.

К вредным факторам, которые могут оказать плохое влияние на окружающую среду, относятся шумы.

Основными источниками шума во время работ являются строительные машины и автотранспорт.

Передвижной и кратковременный фактор строительства газопровода и запуска его в эксплуатацию определяется ограниченным шумовым воздействием на окружающую среду.

Тем самым, разрабатываемый объект не относится к источнику большого шума и не провоцирует на негативные последствия для здоровья населения в период строительства и эксплуатации. Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – 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	+	ГОСТ 12.1.005-88
2. Загазованность воздушной среды рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88
3. Повышение уровней шума рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ

Продолжение таблицы 6.1

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

Особое внимание нужно уделить выполнению правил установки и эксплуатации строительного оборудования вблизи откосов и зон возможного обрушения грунта, устройству ограждений опасных мест, выполнению электрозащитных устройств инструментов, оборудования и механизмов, работающих на электрической энергии (включая электросварку) [36].

Проезды, проходы и рабочие места необходимо регулярно очищать от строительного мусора и не загромождать.

При прокладке газопровода методом ННБ технологические котлованы нужно перегородить и установить опознавательные знаки, которые можно будет увидеть в темноте.

Расстановка опознавательных знаков (табличек-указателей) для нахождения месторасположения трассы газопровода на врезке, на углах поворота, разветвлениях, на местах расположения объектов, которые принадлежат трассе проложения, также при прокладке участков без использования траншей, знаки устанавливаются на границах участков. Опознавательный знак должен содержать на себе информацию о газопроводе, поэтому на них указывается диаметр, материал труб, рабочее давление, расстояние, глубина залегания и др.

Вопросы по технике безопасности должны отражаться при обязательной планировке проекта производства работ в виде конкретных инженерных решений.

Перед началом основного производства, также нужно позаботиться и о дополнительных мерах безопасности, в виде противопожарной системы, в местах установки помещений согласно с правилами противопожарного режима в

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

Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. №390. Во всех помещениях должны находиться средства пожаротушения (огнетушители, ящик с песком, инвентарный щит).

Помещения для временного использования устанавливаются на расстоянии не больше 150 м от проведения основных работ и перемещаются по ходу выполнения работ.

Расчет электробезопасности

Согласно требованиям ПУЭ, сопротивление защитного заземления в любое время года не должно превышать:

- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока (генератора или трансформатора) более 100 кВА - 4 Ом;
- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока 100 кВА и менее, — 10 Ом;
- в установках напряжением выше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю $I_z < 500$ А) - 0,5 Ом;
- в установках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью - $250/I_z$, но не более 10 Ом;
- в установках выше 1000 В с изолированной нейтралью, если заземляющее устройство одновременно используют для электроустановок напряжением до 1000 В, - $125/I_z$, но не более 10 Ом (или 4 Ом, если это требуется для установок до 1000 В) [37].

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных, а также для наружных установок защитное заземление является обязательным при номинальном напряжении электроустановки выше 42 В переменного и выше 110 В постоянного тока. В помещениях без повышенной опасности — при напряжении 380 В и выше переменного и 440 В и выше постоянного тока. Во взрывоопасных помещениях заземление выполняется независимо от значения напряжения установки.

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

Рассмотрим схему действия защитного заземления на примере трехфазной сети с изолированной нейтралью [37].

1. Прикосновение человека к корпусу незаземленного оборудования равносильно прикосновению к фазе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3}} \quad (6.1)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В;

$R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, Ом;

$R_{\text{из}}$ – сопротивление изоляции, Ом.

$$I_{\text{ч}} = \frac{380}{1000 + \frac{4500}{3}} = 0,15\text{A} = 150\text{mA}$$

Такой ток для человека смертельно опасен.

2. Если человек прикоснется к заземленной электроустановке, находящийся под напряжением, то ток, протекающий через человека определяется по формуле:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3} \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}} + R_3}{R_3}\right)} \quad (6.2)$$

При малом значении R_3 ($R_3 = 4$ Ом в установках $U < 1000$ В) формула для расчета $I_{\text{ч}}$ выглядит так:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} \cdot R_{\text{из}}} R_3 \quad (6.3)$$

Тогда при тех же исходных параметрах:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 380}{1000 \cdot 4500} \cdot 4 = 0,001\text{A} = 1\text{mA}$$

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

Такой ток безопасен для человека.

Экологическая безопасность

При выполнении строительно-монтажных работ по устройству пересечения газопроводом Г4 автодороги на перегоне Асино – Куендат методом наклонно-направленного бурения необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством об охране окружающей среды [38].

В целях охраны природы необходимо выполнять следующие условия:

- обязательное соблюдение границ территории, отводимой для строительства;

- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;

- работа строительных машин и механизмов должна быть отрегулирована на минимально допустимый выброс выхлопных газов и уровень шума;

- слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этих целей местах;

- при организации строительной площадки вблизи зеленых насаждений работа строительных машин и механизмов должна обеспечивать сохранность существующих зеленых насаждений;

- использование только специальных установок для обогрева помещений, подогрева воды, материалов;

- не допускается сжигание на строительной площадке строительных отходов;

- соблюдение требований местных органов охраны природы.

По окончании строительных работ земли, отведенные во временное пользование, в полосе отчуждения магистральных газопроводов, возвращаются землепользователям в состоянии, пригодном для использования их по назначению.

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

Для размещения строительных машин и механизмов, отвалов растительного и минерального грунта, трубы на период строительства предусмотрена полоса временного отвода земель:

- по рекультивируемым землям шириной 20 м;
- по лесонасаждениям и прочим землям шириной 16 м.

Дополнительно предусматривается временный отвод земель под размещение техники, раскладку трубы, устройство временного переезда, вытяжной свечи, разработку рабочих котлованов.

Хранение материалов и изделий предусмотрено на базе подрядчика, поэтому нет необходимости о сооружении отвода земель под склады.

В довременное использование предоставляются земли под строительство площадочных сооружений (ГРП, отключающие устройства).

Размеры земель под площадочные сооружения определены, согласно из технологической целесообразности и с учетом действующих норм и правил проектирования.

Срезка почвенного слоя должна производиться на стадии подготовительных работ в период года с положительными температурами. Ширина снятия почвенного слоя по пашне — 8 м, по выгону—5 м.

Снятый почвенный слой перемещается в отвалы временного пользования на расстояние до 30 м.

После того, как уложили трубы, засыпают траншею минеральным грунтом, весь почвенный грунт снова наносится на используемые земли в том же объеме мощностью не менее 0,3 м.

После нанесения плодородного грунта производится грубая, а затем окончательная планировка отведенной площади.

Рекультивация использованных земель заключается в комплексе работ, которые направлены на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности этих земель, а также на улучшение состояния окружающей среды [39].

В зависимости от целевого использования восстанавливаемых земель рабочим проектом предусмотрены следующие направления рекультивации:

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

- сельскохозяйственное - восстановление участков, занятых пахотными и луговыми землями;

- природоохранное - в водоохранной зоне водотоков.

По окончании рекультивации земельные участки, которые были предоставлены во временное пользование, возвращаются прежним землевладельцам (землепользователям) в состоянии, пригодном для дальнейшего их использования по назначению.

Согласно природоохранных требований все нарушенные или нарушаемые в результате хозяйственной деятельности земли подлежат восстановлению (рекультивации).

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Исходя из особенностей эксплуатации газопровода (опасность утечки газа или аварийного разрыва труб) предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность труда обслуживающего персонала и сооружений, безопасность населения, проживающего в районе прохождения газопровода [10]. К таким мероприятиям относятся:

- полная герметизация газопровода;
- принятие конструктивных решений в полном соответствии с действующими нормами.

Для снижения риска аварии в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний от объектов и населенных пунктов до оси подземного трубопровода согласно действующих нормативных документов;
- применение стальных бесшовных горячедеформированных труб, увеличение толщины стенки газопровода против расчетной;
- для проведения внутреннего обследования и очистки газопровода предусмотрены узлы пуска и приёма очистных устройств;

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

- 100 % контроль сварных стыков и гидравлическое испытание трубопровода на прочность и герметичность после монтажа;
- молниезащита и заземление узлов задвижек и площадки камеры пуска и приема очистных устройств;
- прокладка трубопровода на пересечениях автомобильными дорогами в защитных футлярах из стальных труб;
- защита линейной части газопровода, защитных кожухов от почвенной коррозии антикоррозионной изоляцией усиленного типа;
- установка опознавательных знаков по трассе.

При соблюдении данных условий риск аварии снижается до минимума.

Анализ проведенной оценки воздействия проектируемого объекта на окружающую природную среду позволяет сделать следующие выводы:

- воздействие на природную среду в основном происходит во время строительства газопровода. После окончания строительства и проведения рекультивационных работ, рельеф нарушенной поверхности будет приближен к естественному;
- проектом предусмотрен комплекс мероприятий, направленный на снижение воздействия на окружающую природную среду и обеспечение безопасной работы проектируемых работ в период строительства и эксплуатации [11].

Выводы по разделу

Социальная ответственность один из значимых разделов в выпускной квалификационной работе. 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 на сколько опасны работы, связанные с газопроводом. Соблюдение условий помогут на производственной площадке снизить негативное воздействие на человека и окружающую среду.

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

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были достигнуты все поставленные цели. В процессе исследования проводились расчеты толщины защитного футляра на переходе газопровода через автомобильную дорогу, расчет на прочность и устойчивость. Проведен патентный поиск на наличие современных решений по модернизации защитного кожуха из которого можно выделить два потенциальных решения проблемы, это защитный кожух из композитного материала и упругодеформируемый элемент. Данные решения показали перспективный потенциал от их внедрения в стандартную конструкцию бестраншейного перехода.

Также были разобраны причины аварий подземных газопроводов, что позволило более точно раскрыть тему данной работы и провести анализ по их устранению с помощью новых технологий.

Выполненный расчет в программном комплексе ANSYS наглядно показал преимущества защитного кожуха из композитных материалов над часто применяемой сталью 20.

Рассмотренный упругодеформируемый элемент, при расчете, предоставил хорошие результаты по компенсации внешних нагрузок на защитный кожух, что способствует увеличенному сроку службы газопровода. Данный элемент также является ресурсосберегающей технологией с долгосрочным потенциалом и экономически эффективным.

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					89	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Список использованных источников

1. Земцов А. А. География Томской области, 1988;
2. Нескормных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии, 2015;
3. Технология горизонтального направленного бурения/ Учебный материал, 2005;
4. СП 109-34-97 «Сооружение переходов под автомобильными и железными дорогами»;
5. СП 341.1325800.2017 «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением»;
6. СП 126.13330.2017 «Геодезические работы в строительстве»;
7. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;
8. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»;
9. СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;
10. ОТТ-23.040.00-КТН-236-10 «Трубы стальные электросварные для изготовления защитных футляров (кожухов). Общие технические требования»;
11. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов Недр. С.-Петербург, 2006. – 824 с.;
12. СТО НОСТРОЙ 2.3.202-2016 «Строительство подземных сетей газораспределения давлением газа до 1,2 МПа (включительно)»;
13. Савонин С., Москаленко А., Чугунов А., Тюндер А. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных трубопроводах, 2015;
14. Лепеш Г. В. Прогнозирование рисков отказов в газораспределительных сетях, Санкт – Петербург 2019;
15. Андриевский А. П. Системы снабжения нефтепродуктами и газом/ Учебно-методический комплекс, 2008;

					Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности газопровода на переходе под автомобильной дорогой			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Войтович Р.И.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					90	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2МБ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

16. Раздевилов К. Н., Царьков В. Н., Ревенко Ю. Д., Лебедев И. К. Защитный футляр. (Патент на полезную модель №133248 от 10.10.2013);
17. Васильев С. В., Ксенофонов П. В. Защитный футляр. (Патент на полезную модель №183262 от 09.17.2017);
18. Волков А. С., Раннев А. К. Защитный футляр. (Патент на полезную модель №177511 от 09.17.2018);
19. Горбенко К. П., Силаков А. Т. Защитный кожух для трубопроводов. (Патент на полезную модель №186886 от 02.07.2019);
20. Противокоррозионная защита/ Методические указания/ Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, Санкт- Петербург 2017;
21. Ковалев В.И. Сильфонные металлические компенсаторы, 2008;
22. Глебович С. А. Эксплуатационный ресурс сильфонных компенсаторов, 2017;
23. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов/ Открытое акционерное общество «ГАЗПРОМ», 2008;
24. ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;
25. Алиев Р. А., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа/ М.: Недра, 1988;
26. Коршак А.А. Ресурсо- и энергосбережение при транспортировке и хранении углеводородов, 2016;
27. Дейнеко С.В. Оценка надежности газонефтепроводов. Практические задачи с решениями, Москва 2019;
28. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение/ Учебно-методическое пособие/ Томский политехнический университет, Томск 2014;
29. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- N 788н) [Электронный ресурс]. – URL: <http://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm> (Дата обращения: 29. 04.2022);
30. Спиридонова Е. А. Управление инновациями: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры, Москва 2019;
 31. ГОСТ РД 50-492-84. Методика оценки научно-технического уровня АСУ. Типовые положения;
 32. Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022;
 33. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020);
 34. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»;
 35. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 36. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда «Система стандартов безопасности труда»;
 37. ГОСТ12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность»;
 38. Назаренко О.Б., Амелькович Ю.А. Безопасность жизнедеятельности/Учебное пособие, Томск 2013;
 39. ГОСТ 17.4.3.03-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ»;
 40. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда ШУМ. Общие требования безопасности».

Приложение А (обязательное)

Таблица 1 – Временные показатели исследования

Содержание работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Продолжительность работ, дн.			
					Т _р		Т _к	
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	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 геологических и технологических характеристик Мамонтовского нефтяного месторождения	Инженер	6	8	6,8	-	6,8	-	11
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	2	4	2,8	1,4	1,4	3	3
Термообработка образцов керна	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11
Определение петрофизических свойств образцов	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11
Геохимические исследования образцов	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

Приложение Б (обязательное)

Таблица 2 – Календарный план-график исследовательских работ

Содержание работ	Исполнители	Т _к , 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 геологических и технологических характеристик Мамонтовского нефтяного месторождения	Инженер	-	11													
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	3	3													
Термообработка образцов керна	Руководитель, инженер	11	11													
Определение петрофизических свойств образцов	Руководитель, инженер	11	11													
Геохимические исследования образцов	Руководитель, инженер	15	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) - ■

**Приложение В
(справочное)**

Literature Review

Development of Measures to Improve the Reliability and Safety of the Gas Pipeline at the Crossing under the Highway

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Войтович Роман Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

Historically, new underground utility pipelines have typically been installed by traditional open-cut methods, which sometimes results in environmental impacts or damage to existing infrastructure such as roadways and other surface structures. Furthermore, open-cut construction possesses challenges for installing pipelines beneath water bodies, railways and motor road. Horizontal Directional Drilling (HDD) provides a method for installing underground utility pipelines in conditions where open-cut methods are unsuitable. The adoption of HDD has increased over the past decade, as new pipelines are being installed in crowded urban areas. Subsequently, researchers have sought to develop basic engineering theoretical models and technological innovations to further increase its adoption. In order to better understand the problems of trenchless technology pipeline laying, mainly by directional drilling, some articles were studied and analyzed, whose contribution to the study of this topic is very large and extensive.

The paper written by Chinese scientists Zhu X., Yi Q. [1] reports on a study which will help to apply reaming subsidence control in horizontal directional drilling. When writing this article, the authors relied on the methods of studying the finite element method (FEM). The researches considered nonlinear mechanical model theory. In their article, a nonlinear reamer process in broken rock is mainly presented: a short time due to the structure of large displacements and large rotations cause the geometric nonlinearity; the large strain of the rock units to the occurrence of the failure causes the material nonlinearity.

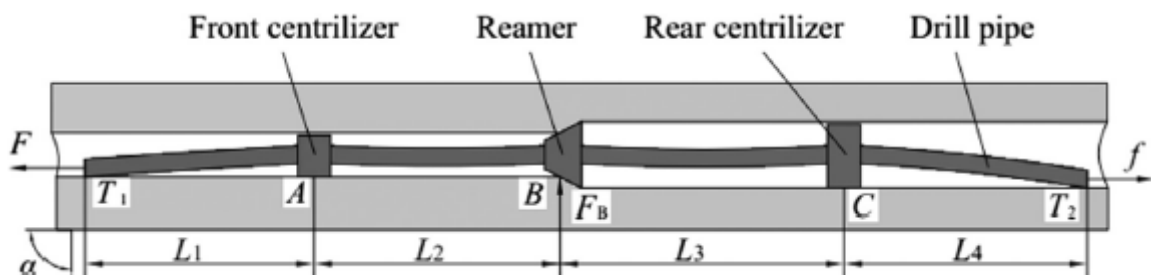


Fig. 1 - Mechanical model of a two-centralizer RBHA [1].

Previous analytical results showed that the installation distance and installation clearance of the two centralizers had a great influence on the reamer side force, but the specific impacts could not be assessed. Therefore, these parts will be further analyzed using the FEM.

Based on the results of the above mentioned research, we can draw the following conclusion: application to a field case demonstrates the feasibility of the method, and the study conclusions provide a scientific basis for the centralizer attached to the R-BHA, which is important for controlling reaming subsidence. This article focuses on an important aspect of the development and analysis of the process horizontal directional drilling.

The article by Cai L. and Polak M. A. [2] deals with theoretical solution to predict pulling forces in horizontal directional drilling installations. The calculation method for determining the location of crossover point is presented in the paper. The authors introduce a model for predicting pulling forces during pulling back phase in horizontal directional drilling (HDD) projects.

Based on the model of pulling forces, a new theoretical solution to predict pulling forces was suggested. A computer program Pipe Force Version1 was developed. The accuracy of the model was evaluated by comparing the pulling force prediction results and measured data according to HDD installation experiments conducted at the University of Waterloo in 2001.

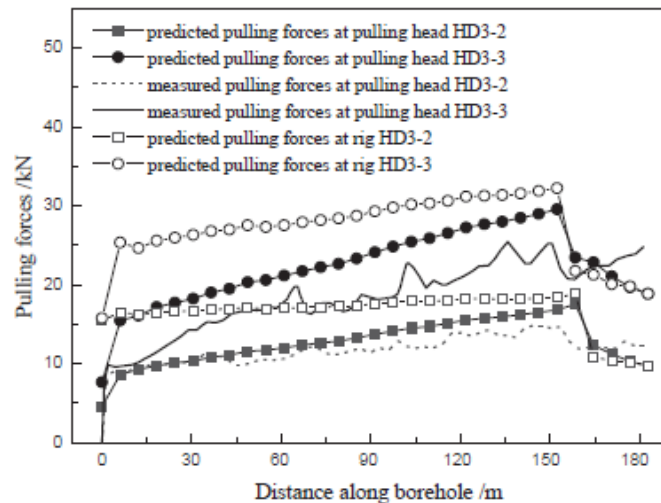


Fig. 2 - Comparison of predicted results and measured results for pulling forces [2].

The authors of the article came to conclusion that the predicted pulling forces are in good agreement with the measured data. Each component of the pulling force varies along with the distance of the pull. It should be noted that the slurry affects the pulling force significantly in the proposed prediction method.

The article under discussion provides a useful account of how the downhole pressure of slurry has a significant influence on the pulling force and it changes sharply around the crossover point, since the downhole pressure is dependent on the flow characteristics of slurry in the annulus between pipe and borehole before the crossover point while it is dependent on the flow characteristics between drill string and borehole after the crossover point.

Fang H. et al. [3] consider such methods of studying as the mechanical behaviors of drainage pipeline under traffic load before and after polymer grouting and cement grouting trenchless repairing are investigated through three-dimensional (3D) finite element method (FEM). Four different working conditions, including normal pipeline, disengaging pipeline, polymer-repaired pipeline, and cement-repaired pipeline are considered.

The theories that the authors relied on were previously studied by Meesawasd et al. (2016) and Emtiaz et al. (2017) and they are called the Fourth Strength theory, which meets the Mises criterion, can well describe the tensile fracture of elastic-plastic materials.

The results of the study show that the transport stress has a great influence on both sides of the load position within 4 m, and the dangerous points of the pipeline are located at the joints of the bell and the branch pipe. The most unfavorable condition occurs when the release device is located corresponding to the position of the load.

As a result, we can conclude that the traffic load has a great influence on the Mises stresses and vertical displacements of the pipeline in the range of 4m at both sides of its location; the Mises stresses and vertical displacements at the bell-and-spigot joints are highly discontinuous, so the dangerous points of the pipeline are located at the bell-and-spigot joints. The maximum Mises stresses and vertical displacements occur at the traffic load location, and the most unfavorable condition will occur when the traffic load is applied on the above of the disengaging location.

The paper under consideration complements the previous articles by studying the behavior of the well and the strength of the transition for the pipeline.

The authors of the article “Numerical simulation of pipe-soil interaction during pulling back phase in horizontal directional drilling installations” [4] Xu G. et al. claim that 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 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 is not considered in existing methods to predict the required pulling force.

The researchers studied the methods of two parameters, the wedging effect coefficient and pipe displacement, that 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 are considered to predict the traction forces of the model.

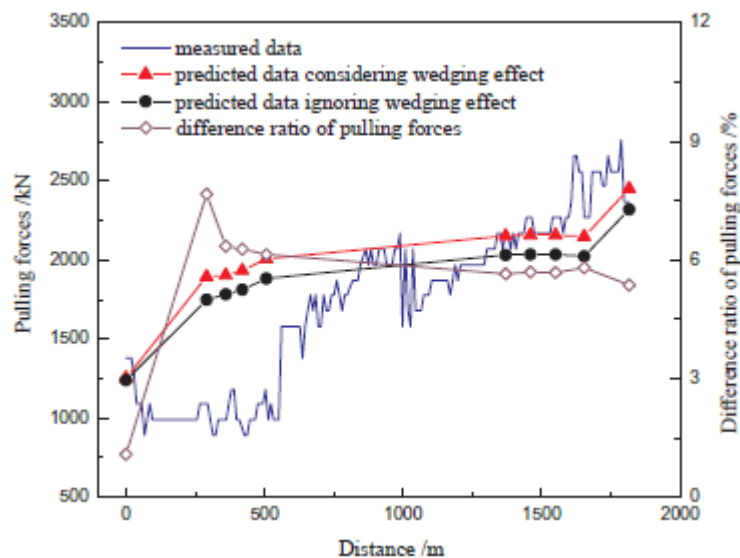


Fig. 3 - Comparison of pulling forces for Yangtze River Crossing [4].

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.

Carlin M. and Ariaratnam S. T. [5] conducted comparative analysis of horizontal directional pipeline drilling practices in China compared to the United States. They analyzed and compared the factors inherent to HDD projects to gain a perspective of the similarities and differences between Chinese and U.S. projects. All aspects of the HDD process from initial design to final inspection were studied. In addition to onsite observations and interviews, the "Horizontal Directional Drilling Best Practices" (Bennett and Ariaratnam, 2017) as well as sample specifications from both U.S. and China were used as a framework for this comparison.

Understanding the role that Chinese HDD contractors have played in the advancement of HDD is of great value to the global pipeline community. However, little is known about actual construction practices Chinese contractors are utilizing. While Chinese academic and industry leaders have investigated various theoretical aspects of HDD design, little technical information has been published in the area of large-scale HDD execution in China with regards to tangible execution methods. In addition, first hand witness of pipeline projects by foreign experts in China is virtually non-existent.

The findings of the study include the following: this extra step of gravity separation in the retention pond is quite unique and results in cleaner slurry entering the recycling unit. Chinese jobsites have more available space to facility the extra retention pond compared to typical U.S. jobsites.

This article analyses the impact of two different countries on the progress of directional drilling. It informs about the different approaches and working methods in the two countries. Various differences and similarities were found through onsite analysis and comparison of three Chinese and three U.S. HDD pipeline projects. In particular, in the U.S., HDD pipeline projects typically engage three separate parties including the owner, designer, and contractor. The researchers do not consider horizontal directional drilling in detail, but focus on a narrower direction.

The paper “Horizontal directional drilling: State-of-the-art review of theory and applications” [6] written by Yan X. et al. provides a review and evaluation on trends in the theoretical development of pullback loads, borehole stability and borehole mud pressure estimation models. Innovative techniques and new pipe materials are discussed that have served to expand the technological envelope of HDD. The research is based on the methods the pullback load balances and the resistance forces during pipe installation using HDD. It is a key parameter for selecting a drill rig with appropriate pullback capacity and evaluating the stresses during product pipe installation. Therefore, it is necessary to accurately estimate the anticipated pullback load when designing HDD projects. The key resistance forces during pullback include: resistance force between product pipe is pulled into the borehole, the interaction between the pipe and borehole wall produces a resistance force that counters movement of the pipe.

For this purpose, previously applied theories are used. Keulen (2001)

employed the cavity expansion theory (Vesic, 1972) to develop a new method to describe the soil behavior around the borehole, and Andersen et al. (1994) presented this method to calculate the maximum allowable mud pressure, which was often referred to as the “Delft Equation” and is widely used today. Considering the shear failure in clay, Xia and Moore (2006) employed the cavity expansion theory and developed a new estimation model.

Finite Element Method results show that, for intermediate, the elastic plate theory calculations cannot match the elastoplastic results because of the shear failure near the borehole changed the crown and invert stress.

In this state-of-the-art review of Horizontal Directional Drilling (HDD), four common estimation models for calculating pullback loads, borehole stability equations, and two calculation methods for drilling fluid pressure in the borehole were discussed. Additionally, innovations in HDD applications were described. HDD has been proven itself to be environmentally friendly with high productivity compared to traditional open-cut methods.

This paper analyses the impact of pullback loads, borehole stability equations, and two calculation methods for drilling fluid pressure in the borehole.

Previous studies have reported these are very important factors in the construction of an underground passage by horizontal directional drilling.

The article by Lu H. et. al. “How does trenchless technology make pipeline construction greener? A comprehensive carbon footprint and energy consumption analysis” [7] briefly introduces a variety of typical trenchless installation and renewal methods. Moreover, the sensitivity of different construction methods to different factors is analyzed. The main conclusions are drawn: (1) In most cases, the cured-in-place pipe method has less energy consumption and carbon footprint than other pipeline repair methods and is less affected by various design factors. (2) Various trenchless technologies have reduced construction energy consumption and carbon footprint to varying degrees relative to the open-cut method. (3) When the construction length is short or the depth is very shallow, the energy consumption and carbon footprint of the trenchless method may be higher than the open-cut method.

Based on the relevant theory of carbon footprint calculation during construction, the energy consumption and carbon footprint from the open-cut method and the trenchless construction methods under the same conditions are compared. The obtained results show that the carbon emission of the two trenchless methods is about 50% lower than that of the OC method. It is also demonstrated that the carbon dioxide emissions of the pipeline are mainly from the manufacturing stage, and PVC has a better environmental protection effect than DI. The results showed that the carbon dioxide emission of the trenchless method is 887 tons, while that of the open cut method is 5379 tons.

The main conclusions are as follows:

1) Various trenchless technologies have reduced construction energy consumption and carbon footprint to varying degrees relative to the OC method.

2) In most cases, the CIPP method has less energy consumption and carbon footprint than other repair construction methods, and is less affected by various design factors.

3) When the construction length is short or the depth is very shallow, the energy consumption and carbon footprint of the trenchless method may be higher than the OC method.

This article shows how much more profitable it is to use directional drilling in certain conditions. It brings very important explanations and results to this topic.

Matthews C. et al. [8] describe the algorithm for selecting the method of multi-segment trenchless technology for buried pipelines. They point out that there are many tools, models, and algorithms to aid in the selection of appropriate trenchless methods for pipeline installation or rehabilitation. However, one key concern is which method or technique provides optimum solution to the rehabilitation of multiple pipe segments rather than just a single pipe segment. Therefore, the searching criterion for an optimum decision support system is divided into two parts.

First, the selection of the optimum method capable of solving the problem properly. Second, a simultaneous analysis of other parameters such as cost, time, and quality to improve the overall benefits of the project. It is observed that most of the real-world cases involves multiple segments in a single project.

The paper presents a mathematical approach to expedite the optimum solution by evaluating all of the trenchless technology methods capable of installing, replacing, or rehabilitating each pipe segment (a solution set) and minimizing the number of methods and their total costs.

In addition to tools and models, decision support algorithms play a key role for the selection of optimum method(s). The approaches to decision support systems and type of algorithms used in developing these tools vary based on the type of problem it needs to address. The predominant algorithms are (1) fuzzy set theory, (2) expert systems, (3) neural networks, and (4) genetic algorithm.

Fuzzy set theory is used to analyze uncertain and imprecise information related to the optimal renewal method selection. It is comprised of numerical data and a set of equations while the expert system and artificial neural network (ANN) approaches belong to the artificial intelligence arena.

From the results the best overall solution involves the use of three separate methods: pipe bursting using a PVC pipe on Segment 1, a folded PVC pipeline for Segment 2 and a newly installed PVC pipe using open cut for Segment 3. The reason such a disruptive

method is considered for Segment 3, is because of the high installation costs involved in the use of microtunneling or pilot tubing, despite their relatively lower risk and social costs.

Thus, based on the results of this research, we can draw the following conclusion: to assist the decision support system for multi segment single criteria analysis, the algorithm bases approach can be regarded as an efficient tool. It demonstrates the potential to provide solution not only for the segments that consists of mainline, manhole, and lateral; but also for the water pipe, wastewater pipe, and a combination of both. Methods that are more applicable to water pipes and sewers are described.

The recent study “Underground Engineering and Trenchless Technologies at the Defense of Environment” [9] by Vera Gerasimova touches on important environmental problems with underground trenchless construction. It deals with the increasing role of Trenchless Technologies and Methods for the sustainable economic development and ecological benefits. It provides qualitative and quantitative data that illustrate successful utilization of Trenchless Technologies in Russia and other countries.

It explores different aspects of the Trenchless Phenomenon to gain a broader vision and understanding of its present and future potentialities. Nowadays environmental protection becomes an imperative and Technological Evolution should go hand in hand with the evolution of human social and ecological consciousness. This is a major challenge of our modern world.

The article presents the Trenchless Technology practices and their ecological and economic benefits through the study and analysis of documents, projects, expert assessments in a systemic qualitative approach. Both qualitative and quantitative data are provided with the purpose of explaining the differences between traditional and trenchless methods and the numerous advantages of the latter. The article aims at exploring the Trenchless phenomenon in its totality to determine environmental, economic and social impacts of trenchless practices in underground utility constructions. The main research concerns are why and how the No-Dig methods benefit society.

As a result, we can say that since 1990s, several hundred thousand km of worn-out pipelines have been reconstructed and rehabilitated in Moscow by using Trenchless Technologies. The most widely-used method of Trenchless installation of polyethylene

water supply pipelines is HDD which allows the underground installation of pipelines 100 meters in length and 630mm in diameter, or even larger, with great precision. The application of this method proved reliable and rendered good results. Trenchless method is also recommended for the reconstruction of the worn-out water pipelines 300mm in diameter preserving their initial shape and structure.

Experts world-wide agree that Trenchless Technologies are the future of underground utilities installation, replacement and repair – trenchless constructions are made without expensive and large-scale excavations which is ideal for crowded urban centers: no disturbing construction sites, no traffic jams, greatly minimized noise and air pollution. It also takes less time to clean up the site after the work has been completed. Thus, the costs of constructions are significantly lower than in traditional open-trench constructions for pipe installation and maintenance, and the costs savings result in a much cheaper bill for the people who pay for the service done. Fewer resources involved in the use of Trenchless Technologies allow the companies to save a lot of fuel and energy costs.

The paper analyses the impact of underground trenchless construction on the ecological state of the work. And this is a very important aspect in these types of work, which should always be taken into account and called for a better study of this issue both for individual countries and all together.

Patino-Ramirez et al. [10] devoted their research to horizontal directional drilling (HDD) alignment optimization using ant colony optimization. The researchers optimize the drill path with continuous implementations of an Ant Colony Optimization (ACO) 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 (cost), avoid collapse or instability (mechanical constraints) and remain in the construction domain (geometric constraint). The authors of the paper compare the ACO results to the drill paths designed in practice in two different scenarios: one in which the entry and exit points are fixed, and 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.

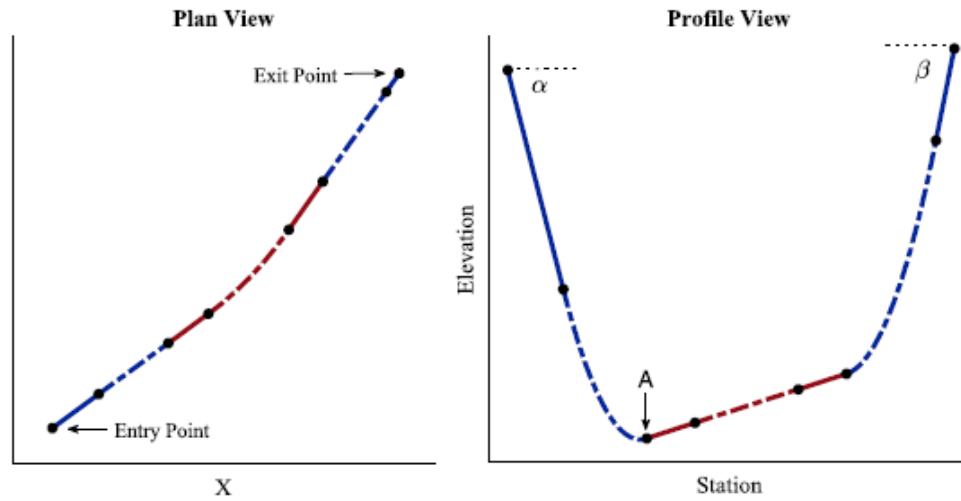


Fig. 4 - Example of a typical HDD alignment [10].

Results show the potential of heuristic algorithms like the ACO 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.

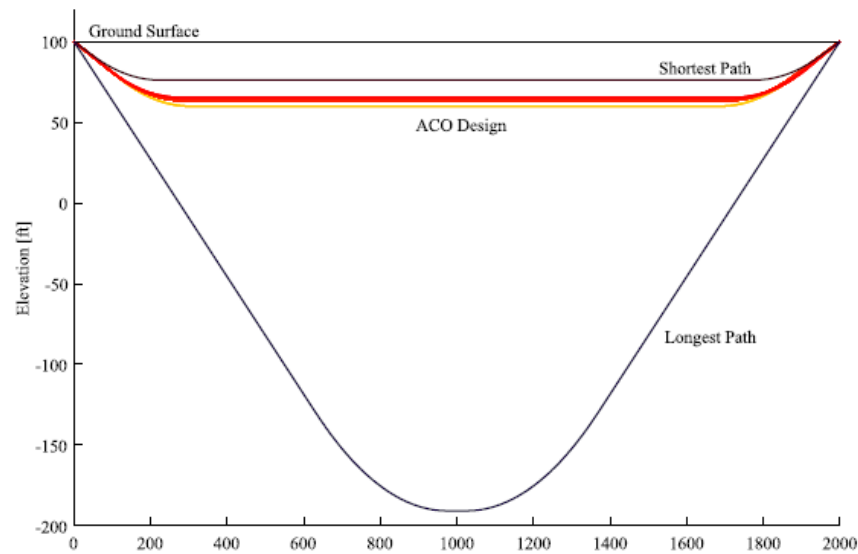


Fig. 5 - Shortest and Longest possible alignments and obtained ACO solutions [10].

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.

Zhang J. et al. in their article “Failure analysis of directional crossing pipeline and design of a protective device” [11] investigate the topic of directional drilling. The study was conducted by Failure analysis of crossing pipelines in the operation process after the completion of construction was investigated. Dent and collapse are the common failure modes of crossing pipelines in bad geological strata. The deformation processes of dent behavior and collapse behavior of crossing pipelines were simulated. The authors of the article evaluate the results after the research and come to the conclusion that the collapse process of the crossing pipeline can be divided into six phases. The cross-section changes from an oval shape to a “gourd” shape and then to an “8” shape as the external load increases. Before buckling appears, the decrease in the cross-section area of the crossing pipeline is small. However, the cross section area increases as the surrounding soil pressure increases after buckling appears. When the cross-section shape reaches the “8”, the decrease in the cross-section area reaches a maximum value of 88.1%. To reduce the failure probability and improve the service life of the crossing pipeline, a protective device was designed for preventing damage. For the protective device, the dent rate of the protective pipeline decreases as the annulus pressure increases under the action of boulders. However, the dent rate of the crossing pipeline increases as the annulus pressure increases. The authors also confirm the effectiveness of the protective device and make the following conclusion: under the same stratum movement, the deformation of the crossing pipeline with the protective device is smaller than without the protective device. Therefore, the protective device can effectively protect the crossing pipeline and prevent a collapse accident. The protective device can be effectively used on any parts of the crossing pipeline in different locations due to its simple structure and convenient installation in bad geological strata.

The methods studied in this article are reduced to reestablished the risk fault tree model of the river crossing pipeline. Risk assessment of the crossing pipeline was done

using the multi-level fuzzy comprehensive evaluation method according to the fuzzy mathematics theory. However, some failure phenomena of the crossing pipelines in the operation process after the completion of pipeline laying were seldom studied. Some examples include pipeline dents caused by boulders in the stratum and the collapse behavior of the stratum subsidence. In this paper, failure mechanism of the crossing pipeline was studied. Dent and collapse processes of the crossing pipeline were investigated by numerical simulation. A new protective device was designed for preventing the pipeline failure, and its feasibility and reliability were discussed.

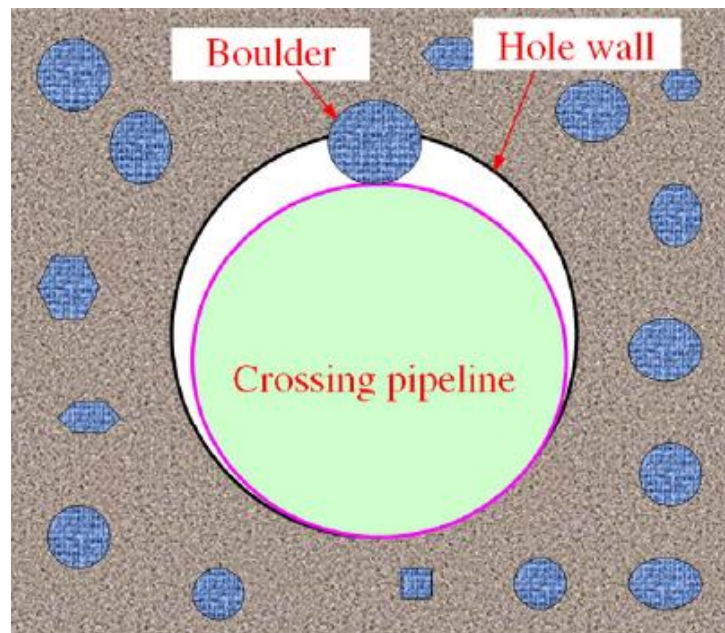


Fig. 6 - Schematic diagram of boulder crushing the pipeline [11].

Experimental results showed that a combined gouge and dent defect does not reduce the burst pressure. Therefore, the dent caused by a boulder is discussed in this paper.

Fig. 7 shows the load-displacement curve of the non-pressure pipeline. When the boulder load is applied, linear elastic deflection of the pipeline occurs up to the point of the first yield. As the boulder load increases, yielding extends through the wall thickness of the pipeline. As might be expected, there is not a great deal of variation between this region and the fully elastic region that preceded it. When plastic strain extends in the circumferential direction, it makes a major reduction in the apparent stiffness of the pipeline. Therefore, a platform area appears on the load-displacement curve. As the deflection of the pipeline

becomes larger, membrane strain starts to dominate the response, resulting in an apparent increase in stiffness.

Plastic membrane yielding occurs in a broad region extending in the longitudinal direction only. Strain hardening begins to have an effect during this phase. Unloading of the boulder results initially in elastic recovery of the dent. Finally, a permanent dent appears on the pipeline.

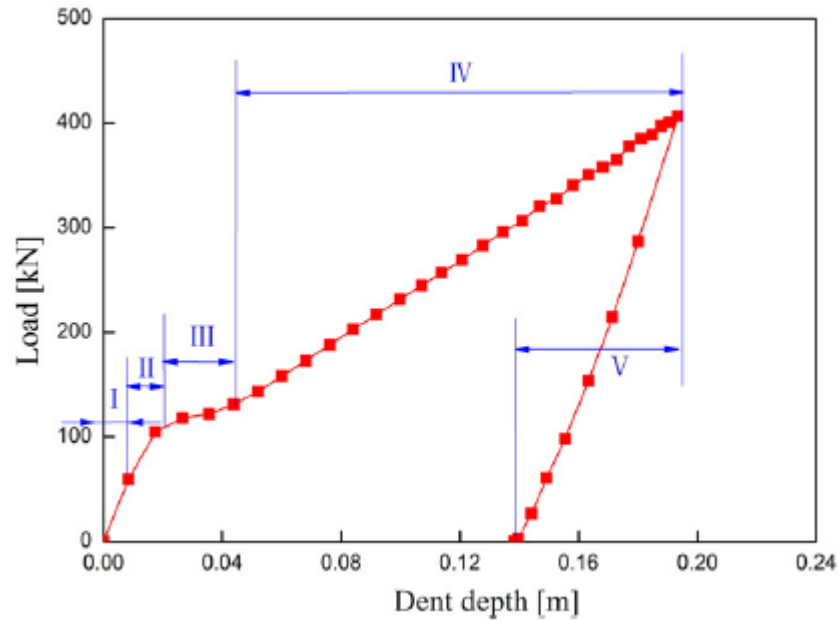


Fig. 7 - Load-displacement curve of the crossing pipeline [11].

The results show that high stress distribution extends along the axial and circumferential directions under the boulder load, and the maximum equivalent plastic strain appears at the centre of the dent.

The conclusions reached by the authors when studying this problem can be described as follows:

- Local dents appear on the crossing pipeline under the action of boulders in the gravel stratum, hard rock stratum and other bad geological areas. These dents destroy the wall coating, and cause cracks as well as result in local fatigue failure. Under the boulder load, high stress extends along the axial and circumferential directions of the crossing pipeline, and the maximum equivalent plastic strain appears at the centre of the dent;

- Before buckling appears, the reduction of the cross-section area of the crossing pipeline has a little change. It continues as the surrounding soil pressure increases after buckling appears. When the cross-section shape becomes an “8”, the reduction of the cross-section area reaches a maximum value of 88.1%;

- To reduce the failure probability and improve the service life of the crossing pipeline, a protective device was designed for preventing damage. Under an external load, deformation appears on the protective pipeline first, and then an annulus hinders contact between the protective pipeline and the crossing pipeline. If the protection pipeline is compressed under an external load, water pressure in the annulus acts on the crossing pipeline to avoid the local deformation caused by the large local load. The protective device can be used effectively on any part of the crossing pipeline in different locations due to its simple structure and convenient installation;

- Under the action of boulders in bad geological strata, the dent rate of the protective pipeline decreases as the annulus pressure increases. However, the dent rate of the crossing pipeline increases as the annulus pressure increases. Dent rates of the two pipelines decrease as the separation distance between the support structures increases. For the same stratum movement, the deformation of the crossing pipeline with the protective device is smaller than without the protective device. When the cross-section of the crossing pipeline without the protective device becomes an oval, there is no plastic deformation for the crossing pipeline with the protective device. Therefore, the protective device can effectively protect the crossing pipeline and prevent collapse accident.

Thus, we can say that this article reveals the whole essence of the use of a protective device and its importance. It also introduces a broad understanding of how the ground behaves and what effect it has on the protective device, which will help to improve these structures and come up with new technical solutions to solve this problem. The article contributes to the study of directional drilling not only in terms of the process of constructing such a transition, but also how such a transition and the pipeline in it will be operated.

In conclusion, the literature review shows that this topic is extensive and has many problems that need to be solved for the safe operation of these transitions and improving the reliability of pipelines.

References

1. Zhu X., Yi Q. (2018) Research and application of reaming subsidence control in horizontal directional drilling. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.75, pp.1-10.
2. Cai L., Polak M.A., (2019) A theoretical solution to predict pulling forces in horizontal directional drilling installations. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.83, pp.313-323.
3. Fang H., Li B., Wang F., Wang Y., Cui C., (2018) The mechanical behaviour of drainage pipeline under traffic load before and after polymer grouting trenchless repairing. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.74, pp.185-194.
4. Xu G., Cai L., Ji R., Wang Z. (2018) Numerical simulation of pipe-soil interaction during pulling back phase in horizontal directional drilling installations. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.76, pp.194-201.
5. Carlin M., Ariaratnam S.T. (2018) Comparative analysis of horizontal directional drilling pipeline practices in China vs. United States. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.72, pp.174-188.
6. Yan X., Ariaratnam S.T., Dong S., Zeng C. (2018) Horizontal directional drilling: State-of-the-art review of theory and applications. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.72, pp.162-173.
7. Lu H., Matthews J., Iseley T. (2020) How does trenchless technology make pipeline construction greener? A comprehensive carbon footprint and energy consumption analysis. *Journal of Cleaner Production*. V.261.
8. Matthews J. C., Allouche E., Vladeanu G., Alam S. (2018) Multi-segment trenchless technology method selection algorithm for buried pipelines. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.73, pp.295-301.
9. Gerasimova V., (2016) Underground Engineering and Trenchless Technologies at the Defense of Environment. *Procedia Engineering*. V.165, pp.1395-1401.

10. Patino-Ramirez F., Layhee C., Arson C. (2020) Horizontal directional drilling (HDD) alignment optimization using ant colony optimization. *Tunnelling and Underground Space Technology*. V.103.
11. Zhang J., Liang Z., Zhang H., Feng D., Xia C. (2016) Failure analysis of directional crossing pipeline and design of a protective device. *Engineering Failure Analysis*. V.66, pp.187-201.