TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Моделирование и оценка технического состояния стальных подземных газопроводов с использованием языка программирования R»

УДК 622.691.4-034.14(34):004.9

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кнауб Иван Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубин А. Г.	к.х.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В. Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова О. В.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
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	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ*
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ* *Профстандарт: 01.004*
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	*Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004*
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*
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	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ* *Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Кнаубу Ивану Андреевичу

Тема работы:

«Моделирование и оценка технического состояния стальных подземных газопроводов с использованием языка программирования R»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.02,2021 г. №42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Объектом исследования является участок газопровода. Предмет исследования: методика оценки технического состояния стальных подземных газопроводов. Характеристика объекта: диаметр трубопровода наружный 150 мм, толщина стенки 5 мм, давление рабочее 0,005 МПа, протяженность 0,34 км, транспортируемая

	среда – газ.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	1. Провести литературный обзор методов оценки технического состояния стальных подземных газопроводов. 2. Развитие методики оценки технического состояния газопроводов. 3. Построение математической модели и расчет класса точности. 4. Исследование влияния факторов оценки на категорию газопровода. 5. Оценка результатов технического состояния. Дополнительные разделы: 1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 2. «Социальная ответственность». 3. Modeling and assessing the technical condition of steel underground gas pipelines using the R programming language
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В. Б.., доцент
«Социальная ответственность»	Сечин А.И.., профессор
Консультант-лингвист	Сумцова О. В., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23.12.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубин А. Г.	к.х.н, доцент		23.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кнауб Иван Андреевич		23.12.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Кнаубу Ивану Андреевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	**Направление/специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «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*	*В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Ставка налога на прибыль 20 %;* *Страховые вносы 30%;* *Налог на добавленную стоимость 18%*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*График выполнения работ*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии*

Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**

1. *Организационная структура управления*
2. *Линейный календарный график выполнения работ*
3. *Графики динамики и сравнения показателей*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2021

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		27.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	**ФИО**
2БМ91	Кнауб Иван Андреевич

ШКОЛА	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	**Направление/специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Моделирование и оценка технического состояния стальных подземных газопроводов с использованием языка программирования R»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
• 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: методика оценки технического состояния стальных подземных газопроводов. Область применения: транспортировка по трубопроводам газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность **Анализ показателей шума и вибрации** • установление соответствие показателей нормативному требованию; **Анализ показателей микроклимата** • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. **Анализ освещенности рабочей зоны** • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. **Анализ электробезопасности** • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. **Анализ пожарной безопасности** • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки	Вредные производственные факторы: - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Монотонный режим работы и эмоциональный стресс; - Отклонение показателей микроклимата в помещении. Опасные факторы: - Механическое травмирование; - Поражение электрическим током.

огнетушителей, их назначение.	
2. Экологическая безопасность: • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на атмосферу: выброс углеводородов в атмосферу. Воздействие на гидросферу: загрязнение грунтовых вод, рек, водоёмов. Воздействие на литосферу: земляные работы, шурфование грунта, объезды на тяжелой технике.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Возможные ЧС: взрыв или возгорание газа и паров нефтепродуктов, разрушение трубопровода механическим воздействием, природные разрушения вследствие стихийных бедствий. Наиболее распространённый вид аварии: взрыв, сопровождающийся пожаром, возгоранием, разрушением.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны; - ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности; - Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»; - ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; - ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»; - СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»; - СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.12.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н.		23.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кнауб Иван Андреевич		23.12.2020

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Уровень образования магистратура
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2021	*Введение*	*10*
28.03.2021	*Обзор литературы*	*20*
29.04.2021	*Расчет оценки технического состояния участка газопровода*	*20*
05.05.2021	*Финансовый менеджмент*	*15*
12.05.2021	*Социальная ответственность*	*15*
19.05.2021	*Заключение*	*10*
25.05.2021	*Презентация*	*10*
	Итого	*100*

Составил:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубин А. Г.	к.х.н, доцент		23.12.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	к.т.н, доцент		23.12.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 27 рис., 17 табл., 44 источников, 1 прил.

Ключевые слова: природный газ, техническое состояние, диагностика, дефект, надежность, статистика, метод классификации.

Объектом исследования является участок стального подземного газопровода.

Предметом исследования является методика оценки технического состояния стальных подземных газопроводов.

Цель работы – Развитие методов оценки технического состояния стальных подземных газопроводов.

Методы исследований: литературный обзор, численное моделирование, корреляционные связи, метод классификации.

Практическая ценность и научная новизна: развита методика оценки технического состояния стальных подземных газопроводов. Автоматизирован метод оценки технического состояния стального газопровода с достаточно высокой оценкой точности определения класса (категории) газопровода.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В работе были использованы следующие определения:

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

Объект диагностики – изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

Диагностирование (техническое диагностирование) – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: 1) контроль технического состояния; 2)поиск места и определение причин отказа (неисправности); 3) прогнозирование технического состояния.

Внутритрубное диагностирование – вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информацию о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

Средства очистки и диагностирования – устройства, перемещаемые внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода (в зависимости от типа средств очистки и диагностирования).

Газотранспортная система – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы Единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

Капитальный ремонт линейной части газопроводов – комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате

которых не изменяются основные проектные показатели газопроводов (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

Магистральный газопровод – технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и/или хранения.

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная дефектоскопия;

МГ – магистральный газопровод;

ТО – техническое обслуживание;

ЛЧ – линейная часть;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЭХЗ – электрохимзащита;

ЛЧ – линейная часть;

ЕСГ – Единая система газоснабжения.

Оглавление

Введение 16
Глава 1. Надежность газотранспортных систем 18
1.1 Состав газотранспортной сети 18
1.2 Виды операций, выполняемых на линейной части ЛЭС 20
1.3 Классификация трубопроводов 20
1.3 Методы и средства диагностики линейной части газопроводов 21
1.4 Внутритрубная очистка магистрального газопровода 22
1.5 Требования к методам и средствам диагностики линейной части 24
1.6 Условия проведения внутритрубной диагностики 24
Глава 2. Оценка технического состояния магистральных газопроводов 26
2.1 Методы оценки технического состояния для магистральных газопроводов 26
2.2 Анализ надежности трубопроводных систем 31
2.3 Метод главных компонент 36
2.4 Метод частичных наименьших квадратов (PLS) 39
Глава 3. Расчетная часть 42
3.1 Методика обработки данных об объекте 42
3.2 Расчет объекта исследования 49
Технико-экономический анализ 51
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 54
4.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 54
4.2. Анализ конкурентных технических решений 54
4.2 Анализ экономической эффективности 56
4.3 Планирование работ по проведению оценки технического состояния газопровода 57
4.4 Определение трудоемкости работ 58
4.5 Разработка графика проведения работ 59
4.6 Бюджет научного исследования 61

4.7 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ 61
4.8 Основная заработная плата 62
4.9 Отчисления во внебюджетные фонды 64
4.10 Накладные расходы 65
4.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 65
Глава 5. Социальная ответственность 69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 69
5.2 Производственная безопасность 70
5.2.1 Показатели микроклимата в помещении 72
5.2.2 Анализ уровня шума на рабочем месте 72
5.2.3 Анализ освещенности рабочей зоны 73
5.2.4 Анализ возможности механического травмирования 76
5.2.5 Монотонный режим работы и эмоциональный стресс 77
5.2.6 Поражение электрическим током 77
5.3 Экологическая безопасность 78
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 79
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могу возникнуть при проведении работ на линейной части 79
5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС 80
Заключение 83
Список используемых источников 84
Приложение А 88

Введение

Транспорт газа по трубопроводам – самый безопасный и надежный способ транспортировки углеводородов. Данный вид транспорта используется от места добычи и до конечного потребителя. Безаварийную эксплуатацию и долговечность газопроводов составляет качественная противокоррозионная защита, а также переодическое обследование, позволяющее вовремя выявить и исключить возможную аварию. В связи с этим, качественная оценка технического состояния стального подземного газопровода является актуальной темой для работы.

Расчет оценки технического состояния стальных подземных газопроводов с использованием программно-вычислительных комплексов, в которых используется корреляционные связи, имеет большую значимость в современных исследованиях, вследствие качественной интерпретации результатов. Это прежде всего заключается в возможности автоматизации расчетов, требующих больших затрат во времени, а также не исключающие ошибки, связанные с человеческим фактором. Результатами расчета такого типа позволяют получить математическую модель с достаточно высокой достоверностью результатов.

В данной работе предлагается применение метода классового моделирования для проведения оценки технического состояния стального газопровода, исключающие рутинные расчеты.

Цель работы. Развитие методов оценки технического состояния стальных подземных газопроводов.

В соответствии с этим, в работе ставится ряд следующих *задач*:

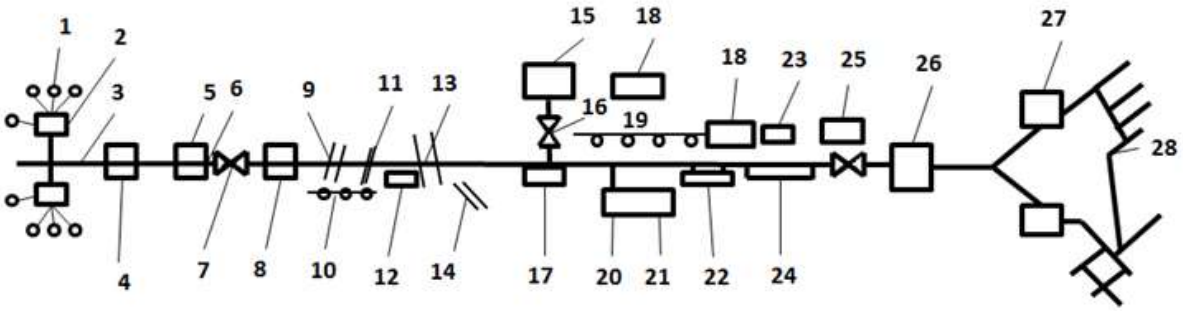
– Провести литературный обзор в области технической оценки состояния стальных подземных газопроводов;

- Предложить расчет оценки технического состояния с использованием метода машинного обучения на языке программирования R;
- Проверить на точность достоверность полученных результатов при помощи языка программирования R;
- Провести технико-экономический анализ предложенного расчета.

Глава 1. Надежность газотранспортных систем

1.1 Состав газотранспортной сети

К магистральным газопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы), которые имеют максимальный диаметр равный 1420 мм, а также с избыточным давлением, которое не должно превышать 10 МПа [3]. Газопроводы предназначены для транспорта различных видов углеводородов, таких как попутный нефтяной или природный газ. Транспортировка газа производится от головных компрессорных станций (ГКС), расположенных в районах добычи углеводородов, до станций газораспределения газа (ГРС), располагающиеся в районах потребления (населенные пункты и промышленные предприятия). Схема газотранспортной сети представлена на рисунке 1.1.



1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромысловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтера-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 26 - ГРС; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети.

Рисунок 1.1 – Схема газотранспортной сети

Промыслы газа располагаются в районах добычи углеводородов. Добываемый газ под действием пластового давления поступает в полости скважин, по которым продолжает движение по индивидуальным шлейфам, ведущим к газосборным пунктам. Шлейфы могут быть четырех видов: линейная схема, лучевая, кольцевая, групповая. Также возможно использование индивидуальной схемы, в которой узел подготовки газа (УПГ) представлен для каждой скважины отдельно. В газосборных пунктах газ проходит первичный замер, а затем редуцируется до давления, необходимого для работы промыслового оборудования. После установки УПГ газ проходит через газосборный коллектор в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). В данной установке газ очищается с помощью фильтров, производится осушка. На выходе газ проверяется на соответствие товарным стандартам и производится вторичный замер. Перед поступлением подготовленного газа в линейную часть газопровода, он компримируется до проектного значения давления с помощью головной компрессорной станции. Далее газ транспортируется по магистральному газопроводу с применением компрессорных станций, расположенных через интервалы от 100 до 150 км [6]. Перед тем как передать газ конечному потребителю, его редуцируют до небольшого давления посредствам газораспределительных станций (ГРС). Дополнительно к операции редуцирования выполняются операции: очистки, осушки, учета расхода и одоризации, необходимой для придания запаха газа.

К линейной части магистральных газопроводов относят [2]:

- трубопровод от места промысла;
- переходы через естественные и искусственные преграды;
- ответвления и лупинги;
- линейная арматура;
- узлы подключения КС и камер пуска и приема СОД;
- установки ЭХЗ;
- линии электропередач;
- противопожарные средства;
- емкости хранения конденсата;

– здания и сооружения линейной службы эксплуатации;
– дороги и вертолетные площадки;
– указатели и предупредительные знаки.

1.2 Виды операций, выполняемых на линейной части ЛЭС

Одной из главных служб в сложной цепочке газотранспортной сети России является линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС)[7].

В обязанности службы входит:

– обеспечение бесперебойного транспорта газа;
– проведение периодического контроля сооружений и газопроводов;
– ликвидация аварий;
– участие в капитальных ремонтах;
– ремонт газопроводов и отводов;
– врезка в магистральный газопровод;
– контроль естественных и искусственных переходов;
– содержание охранной зоны и зоны минимально допустимого расстояния;
– оформление документации;
– содержание аварийной техники;
– разработка планов огневых работ;
– очистка внутренней полости газопровода;
– обеспечивать защиту от коррозии.

1.3 Классификация трубопроводов

Согласно СНиП 2.05.06-85, магистральные газопроводы делятся на два класса в зависимости от давления[3]:

– I класс от 2,5 до 10 МПа;
– II класс от 1,2 до 2,5 МПа.

Однониточные магистральные газопроводы в зависимости от внутреннего диаметра характеризуются пропускной способность, равной 10,5 млрд. $м^3$ в год.

В зависимости от назначения трубопроводы разделяются на группы (рисунок 1.2).

Рисунок 1.2 – Группы газопроводов по назначению

Прокладка магистральных трубопроводов разрешается с помощью подземных, наземных и надземных способов. Согласно СНиП 2.05.06[3] разрешается прокладка однониточных и параллельно действующим или проектируемым газопроводам. Также в отдельных случаях разрешается прокладка в одном техническом коридоре совместно с нефтепроводом.

1.3 Методы и средства диагностики линейной части газопроводов

Причинами изменения различных физических и механических характеристик в металлах вызывают дефекты. К изменяемым характеристикам относятся: магнитная проницаемость, плотность, пластичность, электропроводность, твердость, прочность и другие свойства.

Физическую сущность метода неразрушающего контроля представляет изучение и исследование этих свойств, для дальнейшего применения в поиске и

обнаружение дефектов в металлах[5]. Методы основаны на явлениях: магнитных и электромагнитных полей, колебании оптических спектрах, капиллярности, проникающей способности рентгеновских и гамма-лучей.

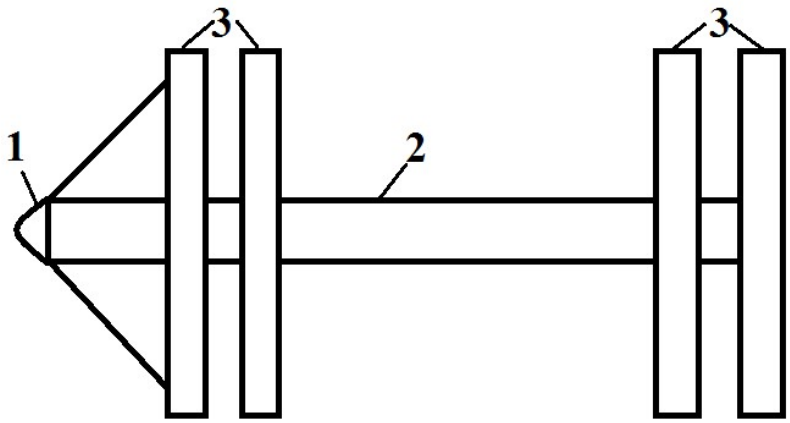
Методы распределяют на следующие виды: акустический, радиационный, электрический, магнитный, с проникающими веществами (течеискания и капиллярный), вихретоковый, тепловой, оптический, радиоволновой. Дополнительно каждый вид классифицируется по различным, дополнительным признакам.

Ни один из данных методов не может быть универсальным и в полной мере удовлетворить требования, поэтому выбор метода для обследования участка газопровода зависит от необходимых параметров контроля и условий применения.

Использование комплексного метода для обследования магистральных газопроводов может гарантировать высокую точность и достоверность результатов исследования.

1.4 Внутритрубная очистка магистрального газопровода

К задачам внутритрубной очистки магистральных газопроводов относится: поддержание пропускной способности, удаление скопившейся воды в низших точках профиля газопровода, а также очистки полости трубы от отложений и механических примесей[4]. Выполнение данных операций отражается на качестве проведения внутритрубной диагностики, что в дальнейшем сказывается на достоверности оценки технического состояния магистрального газопровода. Для выполнения очистки внутренней полости газопроводов использую очистные скребки (рис. 1.3)[9].



1 – бампер, 2 – корпус, 3 – манжеты

Рисунок 1.3 – Очистной скребок

С применением скребков выполняются задачи:

- очистка внутренней полости газопровода после завершения строительства;
- очистка внутренней полости перед проведением внутритрубной диагностики;
- очистка вследствие уменьшения пропускной способности газопровода;
- профилактическая очистка.

Выделяют три вида очистки магистральных газопроводов: периодическая, целевая и преддиагностическая. Периодическая очистка служит для удаления различных отложений, скопившейся механической примеси и воды. Целевая очистка применяется для удаления остатков и предметов, попавших вследствие проведения ремонтных работ на линейной части магистрального газопровода. В случае проведения внутритрубной диагностики с применением внутритрубных инспекционных приборов, применяют преддиагностическую очистку для достижения разработанных технических характеристик.

Организация очистки трубопровода проводится путём составления годового и месячных планов работ с учетом: требований периодической очистки; годового плана внутритрубной диагностики; необходимости целевой очистки трубопровода после проведения ремонтных работ.

1.5 Требования к методам и средствам диагностики линейной части

К требованиям, предъявляемым к методам и средствам диагностики, на участках магистральных газопроводов относят:

– использование транспортабельного оборудования, имеющий небольшой вес;

– точность и достоверность результатов измерения;

– простоту организации и подготовки объектов магистрального газопровода для проведения анализа;

– продолжительность времени проведения анализа;

– возможность использования метода средним техническим персоналом;

– надежность;

– взрывобезопасное исполнение;

– наличие памяти в устройствах анализа для регистрации большого количества точек исследования;

– простота метода;

– возможность анализа регистрируемых параметров;

– сходимость и воспроизводимость результатов измерения;

– выдача отчета обследования с применение принтера.

1.6 Условия проведения внутритрубной диагностики

При проведении внутритрубной диагностики магистрального газопровода одним из главных условия является значение скорости движения дефектоскопа-снаряда в полости трубы. Это условие оказывает огромное влияние на качество обследования газопровода.

Когда дефектоскоп движется в полости трубы, в стенках трубопровода возникают вихревые токи. Наличие данных токов негативно влияет на проникновение магнитного потока, так как вытесняет его наружу. В итоге происходит неравномерное (неоднородное) намагничивание стенки

трубопровода по толщине. Внешняя сторона трубы остается недостаточно намагниченной для качественного обнаружения различных видов дефектов.

Числовое значение вихревых токов находится в зависимости от плотности магнитного потока в трубопроводе, также от толщины стенки, длины полюса и скорости движения дефектоскопа-снаряда.

Для определения магнитного поля вихревого тока используют формулу:

$$H = -\frac{\pi \cdot B \cdot \sigma \cdot v \cdot t^2}{L}, \quad (1.1)$$

где $\sigma -$ удельная электрическая проводимость стальной трубы;

$v -$ скорость движения;

$t -$ номинальная толщина стенки;

$L -$ длина полюса;

$B -$ плотность магнитного потока в стенке трубы.

Из данной формулы расчета магнитного поля вихревого тока видно, максимальное воздействие на поле оказывает номинальная толщина стенки трубы, так как она находится в квадрате.

Отсюда следует, что чем больше значение толщина стенки трубы газопровода, тем меньше должна быть скорость движения дефектоскопа. Обычно скорость дефектоскопа-снаряда в полости трубы составляет от 3 до 5 м/с.

Также одним из немаловажных условий является качество предварительной очистки внутренней полости участка газопровода, на котором должен быть пропущен снаряд-дефектоскоп, от различных инородных предметов и загрязнений. В случае недостаточной степени очистки полости трубы датчики дефектоскопа будут работать некорректно, а то и полностью выйти из строя.

При несоблюдении вышеописанных условий снижается качество оценки технического состояния участка магистрального газопровода. При грубых нарушениях может потребоваться потребность в повторном обследовании, что повлечет за собой дополнительные затраты.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Современная промышленность основывается не только на технической сущности реализации проекта, но и должна учитывать роль экономических составляющих: эффективность и выгоду, привлекательность на рынке продаж, коммерческий потенциал и ресурсоэффективность. В данном разделе произведен расчет стоимости исследовательских работ по оценке технического состояния участка стального подземного газопровода.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Из наиболее влияющих предприятий−конкурентов в области оценки технического состояния: Организация №1 и Организация №2.

В таблице 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 4.1

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10.Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Где, Бф – продукт проведенной исследовательской работы;

Бк1 – Организация №1;

Бк2 – Организация №2.

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

4.2 Анализ экономической эффективности

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа. Итоговая матрица представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Заявленная энергоэффективность и экономичность технологий. 2. Безопасность и надёжность во время работы. 3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования. 4. Использование современного оборудования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая стоимость оборудования. 2. Нехватка квалифицированных производственных кадров. 3. Сложность ремонта некоторых частей оборудования. 4. Возможные ошибки в расчетной части.
Возможности: 1. Улучшение технологий Оценки состояния. 2. Небольшое количество конкурентов на территории. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Исключение поломок оборудования в результате своевременной оценки технического состояния. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).	Слабые стороны и возможности: 1. Увеличение числа высококвалифицированного персонала приведет к дополнительным затратам. 2. Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования.

Таблица 4.2

Итоговая матрица SWOT-анализа

Угрозы:	Сильные стороны и угрозы:	Слабые стороны и угрозы:
1. Введение дополнительных гос. требований к стандартизации и сертификации продукции. 2. Повышение требований к качеству продукций. 3. Угрозы выхода из строя сложного энергоемкого оборудования.	1. Для предотвращения выхода из строя оборудования применяются аппараты, быстро реагирующие на аварийную ситуацию. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. 3. Дополнительные гос. требования требуют больших затрат.

Из анализа видно, что проект имеет высокую энергоэффективность, повышенную безопасность производства и обслуживания, которые в свою очередь обеспечивают высокую производительность и экономичность технологического процесса, а также большой срок эксплуатации.

Среди слабых сторон можно выделить высокую стоимость оборудования, дополнительные затраты из-за увеличения числа высококвалифицированного персонала.

4.3 Планирование работ по проведению оценки технического состояния газопровода

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Перечень работ и исполнителей

№	Вид работ	Должность исполнителя
1	Разработка и утверждение задания	Руководитель
2	Выбор направления исследования	Руководитель
3	Литературный обзор	Магистр

Таблица 4.3
Перечень работ и исполнителей

4	Планирование работ по теме	Руководитель Магистр
5	Расчет оценки технического состояния	Магистр
6	Анализ полученных результатов	Магистр
7	Оформление выводов	Руководитель Магистр
8	Оформление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель

4.4 Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{ожt} = \frac{3t_{mini}+2t_{maxi}}{5}, \quad (4.1)$$

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

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях $T_р$. Величина $T_р$ учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

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

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.5 Разработка графика проведения работ

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i-й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i-й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности, определяемый по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.4)$$

где $T_{кал}$– количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 1} = 1{,}48. \quad (4.5)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляются до целого числа и заносятся в таблицу 4.4.

Таблица 4.4

Временные показатели проведения исследования

Вид работ	Трудоемкость работ			Должность исполнителя	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
Разработка и утверждение	2	8	4,4	Руководитель	4	6

Таблица 4.4

Временные показатели проведения исследования

задания						
Выбор направления исследования	6	9	7,2	Руководитель	7	11
Литературный обзор	20	28	23,2	Магистр	24	36
Планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель Магистр	1	2
Расчет оценки технического состояния	7	14	9,8	Магистр	10	15
Анализ полученных результатов	20	42	28,8	Магистр	28	42
Оформление выводов	28	36	31,2	Руководитель Магистр	16	24
Оформление пояснительной записки	14	28	19,6	Руководитель Магистр	10	16

На основе таблицы 4.4 строим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней).

Календарный план-график представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Календарный план-график проведения работ по оценке технического состояния газопровода

Вид работ	Исп.	T_{ki}, кал. дн	Продолжительность выполнения работ																	
			Декабрь			Январь			Февраль			Март			Апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Разработка и утверждение задания	Рук.	6																		
Выбор направления исследования	Рук.	11																		
Литературный обзор	Маг.	36																		
Планирование	Рук.	2																		

работ по теме	Маг.																			
Расчет оценки технического состояния	Маг.	15																		
Анализ полученных результатов	Маг.	42																		
Оформление выводов	Рук. Маг.	24																		
Оформление пояснительной записки	Рук. Маг.	16																		

– Руководитель
– Магистр

4.6 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно−заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Электроэнергия	кВт/ч	939	1020	1001	2,39	2,39	2,39	2244	2438	2392
Канцелярские товары (бумага)	шт	3	4	3	90	90	90	270	360	270
ИТОГО:								2514	2798	2662

Где, Исп. 1 – исполнение 1, Исп. 2 – исполнение 2, Исп. 3 – исполнение 3.

4.7 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно−измерительной

аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.7). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.7

Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Исп 1	Исп 2	Исп 3	Исп 1	Исп 2	Исп 3	Исп 1	Исп 2	Исп 3
Программное обеспечение	шт	2	1	3	4	4	4	8	4	12
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	2	3	3	5	7	7	5	21	21
ИТОГО:								**73**	**75**	**73**

Где, Исп. 1 – исполнение 1, Исп. 2 – исполнение 2, Исп. 3 – исполнение 3.

4.8 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно−технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, руб.
Руководитель	27300	1,3	40950	2056,68	38	78153,84
Магистр	5653	1,3	7348,9	384,06	89	34181,34

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} . З_{доп}, \quad (4.6)$$

Где $З_{осн}$, $З_{доп}$ – основная и допольнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (руководителя, исполнителя) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{онд} = З_{дн} . T_{раб}, \quad (4.7)$$

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

$T_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно−техническим работником, раб. дн. (табл. 1.13);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = (З_м . M / F_д), \quad (4.8)$$

Где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5−дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6−дневная неделя).

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно − технического персонала, раб.дн. (Таблица 4.9).

Таблица 4.9

Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней − выходные дни − праздничные дни	118	118 7
Потери рабочего времени − отпуск − невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных

законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы)

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10−15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (4.9)$$

где $З_{доп}$ − дополнительная заработная плата, руб;

$k_{доп}$ − коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{осн}$ − основная заработная плата, руб.

В табл. 4.10 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.10

Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	**Руководитель**	**Магистр**
Основная зарплата	78153,84	34181,34
Дополнительная зарплата	11723,08	–
Итого по статье $C_{зп}$	89876,92	34181,34

4.9 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.10)$$

Где $k_{внеб}$ = 27,1% коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	**Магистр**
Зарплата	78153,84	34181,34
Отчисления на социальные нужды	12504,48	9263,14

4.10 Накладные расходы

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:

$$З_{накл} = (сумма\ статей\ 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (4.11)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно−исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.12.

Таблица 4.12

Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	2514	2798	2662
2. Затраты на специальное оборудование для научных работ	73000	75000	73000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	112335,18		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11723,08		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	21767,62		
6. Накладные расходы	35414,38	35779,82	35438,06
7. Бюджет затрат НТИ	256754,26	259403,7	256925,94

4.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{ф}}^{\rho} = \frac{\text{ф}_{\rho i}}{\text{ф}_{\text{мак}}} = \frac{256754{,}26}{259403{,}7} = 0{,}99 \quad (4.12)$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{a1}} = \frac{\text{ф}_{\rho i}}{\text{ф}_{\text{мак}}} = \frac{259403{,}7}{259403{,}7} = 1{,}0 \quad (4.13)$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{a2}} = \frac{\text{ф}_{\rho i}}{\text{ф}_{\text{мак}}} = \frac{256925{,}94}{259403{,}7} = 0{,}99 \quad (4.14)$$

Где $I_{\text{ф}}^{p}$ − интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} − стоимость i−го варианта исполнения;

Φ_{pi} − максимальная стоимость исполнения научно−исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot b_i^a, \quad (4.15)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot b_i^a, \quad (4.16)$$

Где I_m− интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i − весовой коэффициент i−го параметра;

b_i^a, b_i^p− бальная оценка i−го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n − число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 4.13.

Таблица 4.13

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3

Таблица 4.13

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Качество продукта	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \cdot 0{,}1 + 4 \cdot 0{,}15 + 4 \cdot 0{,}15 + 5 \cdot 0{,}2 + 4 \cdot 0{,}25 + 5 \cdot 0{,}15 = 4{,}35 \quad (4.17)$$

$$I_1^A = 5 \cdot 0{,}1 + 5 \cdot 0{,}15 + 5 \cdot 0{,}15 + 4 \cdot 0{,}2 + 5 \cdot 0{,}25 + 5 \cdot 0{,}15 = 4{,}8 \quad (4.18)$$

$$I_2^A = 3 \cdot 0{,}1 + 3 \cdot 0{,}15 + 4 \cdot 0{,}15 + 4 \cdot 0{,}2 + 4 \cdot 0{,}25 + 5 \cdot 0{,}15 = 3{,}9 \quad (4.19)$$

Интегральный показатель эффективности разработки исполнения 1 $I^p_{\text{финр}}$ и исполнения 2 $I^a_{\text{финр}}$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I^p_{\text{финр}} = \frac{I^p_m}{I^p_{\text{ф}}} = \frac{4{,}35}{0{,}99} = 4{,}39 \quad (4.20)$$

$$I^{\text{a1}}_{\text{финр}} = \frac{I^{\text{a1}}_m}{I^{\text{a1}}_{\text{ф}}} = \frac{4{,}8}{1} = 4{,}8 \quad (4.21)$$

$$I^{\text{a2}}_{\text{финр}} = \frac{I^{\text{a2}}_m}{I^{\text{a2}}_{\text{ф}}} = \frac{3{,}9}{0{,}99} = 3{,}94 \quad (4.22)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности исполнения проекта позволит определить сравнительную эффективность проекта (Таблица. 4.14).

Таблица 4.14

Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	1	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,39	4,8	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,11	1,22	1

В результате выполнения данного раздела проведен анализ различных вариантов исполнения научно-исследовательского проекта. Построен календарный план-график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнений. Бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 346506,29 рублей.

Глава 5. Социальная ответственность

Введение

Магистральные газопроводы являются опасными производственными объектами различных категорий, согласно федеральному закону №116. Эксплуатация и обслуживание объектов на них требует непрерывного мониторинга состояния, соблюдения нормативной документации и разработки новых методик, направленных на повышение надёжности. В том числе и оценки технического состояния, выводящих интерпретацию результатов, касательно остаточного ресурса трубопровода.

Данная работа ставит целью внедрение методики оценки технического состояния стальных подземных газопроводов с применением методов классификации. Методика позволяет обрабатывать данные, полученные в результате обследования и автоматически рассчитывать техническое состояние трубы. В качестве примера объектом исследования послужи газопровод, проложенный в районе Крайнего Севера. Работы по внедрению сопровождаются продолжительной монотонной работой за ПК, что сопровождается повышенным риском воздействия вредных и опасных факторов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с инструкцией по охране труда, к работам, связанным с диагностикой газопроводов, допускаются лица, достигшие 18 – летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний к работе в условиях Крайнего Севера, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Работник должен знать и

применять все действующие инструкции и положения по охране труда, которые должны быть в наличии на объекте работы. Работать разрешается только на исправном оборудовании.

Методика предполагает камеральные работы расчётной группы, либо единолично с использованием ПК. В связи с этим к рабочему месту предъявляются требования организационного, технического, эргономического, санитарного, гигиенического и экономического характера.

В помещении, где сотрудники непрерывно находятся более двух часов, должно быть естественное освещение (СанПиН 2.2.4.3359-16). Окна в помещениях, где работают с компьютерами, должны быть ориентированы на север и северо-восток. Оконные проемы необходимо оборудовать регулируемыми жалюзи, внешними козырьками и пр. (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). При работе с компьютером с плоским монитором рабочее место должно иметь площадь не менее 4,5 кв. м, при использовании кинескопического монитора – не менее 6 кв. м. По истечении каждого часа работы помещение должно проветриваться (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

При выполнении магистерской диссертации использовался персональный компьютер. Рабочее место располагалось в компьютерной аудитории №107, находящейся на 1 этаже 20 корпуса ТПУ. Помещение общей площадью 43,5 м^2 представляет собой комнату размером 8,5 м на 5,3 м и высотой 3 м. Имеется одно окно, выходящее на север, в помещении находится 15 рабочих мест, оборудованных персональным компьютером.

5.2 Производственная безопасность

В таблице 5.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, которые имеют место при работах, связанных с диагностикой и расчётом трубопроводов, в соответствии с ГОСТ 12.0.003- 74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 5.1

Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы		Нормативные документы
	Разраб.	Прим.	
1. Показатели микроклимата в помещении;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
2. Анализ уровня шума на рабочем месте	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
3. Анализ освещенности рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение
4. Анализ возможности механического травмирования	-	+	ГОСТ 12.2.003-74 ССБТ. Оборудование производственное.
5. Монотонный режим работы и эмоциональный стресс	+	+	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
6. Поражение электрическим током	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

5.2.1 Показатели микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений при нормировании параметров микроклимата» выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°С. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

Таблица 5.2

Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон	Категория тяжести	Температура, С0		Относительная влажность,%		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич	Оптим	Фактич	Оптим	Фактич	Оптим
Холодный	Iа	23	22-24	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	17	17-19	55	60-40	0,2	0,2
Теплый	Iа	25	23-25	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	19	19-21	55	60-40	0,2	0,2

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции, поэтому нормы микроклимата соответствуют нормативным значениям.

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Iа и IIб. К Iа относятся работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории IIб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201– 250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

5.2.2 Анализ уровня шума на рабочем месте

Шум является причиной не только несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритмы дыхания,

деятельность сердца, нервной системы. В помещении, которое использовалось для выполнения данной работы, источниками шума являются: системный блок ПК, установка принтера, кондиционер. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 и Федеральному закону от 30.03.1999№ 52- ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», нормированный уровень шума для данного вида работ составляет 75 дБ.

Значения шума оборудования аудитории №107:

1. системный блок ПК – 35 дБ;
2. установка принтера – 40дБ;
3. кондиционер – 37дБ.

Таким образом, значения уровня шума на рабочем месте не превышает допустимое значение, следовательно средства индивидуальной защиты не требуются.

В случае превышения данного уровня шума, необходимо использовать: наушники, ушные вкладыши, противошумный шлем, беруши.

Повышенный уровень вибрации.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасная для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, деформируются кистевой, локтевой, плечевой суставы с ограничением опорно-двигательной функции.

Работы в офисе исключают повышенную вибрацию на рабочем месте.

Коллективные средства защиты от вибрации (КСЗ): крепление вибрирующих частей, планово-предупредительный ремонт механизмов и оборудования, амортизаторы, виброобувь, виброрукавицы.

5.2.3 Анализ освещенности рабочей зоны

Естественное освещение в помещениях и на производственных объектах регламентируется нормами, предусмотренными СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Для общего и местного освещения помещений следует использовать источники света с цветовой температурой от

2400 до 6800 К. Интенсивность ультрафиолетового излучения в диапазоне длин волн 320-400 нм не должна превышать 0,03 Вт/м2. Наличие в спектре излучения длин волн менее 320 нм не допускается.

Для проверки был выполнен расчет освещенности рабочей зоны. Рассматриваемое помещение имеет размеры: длина А = 8,5 м, ширина В = 5,3 м, высота Н = 3 м. Высота рабочей поверхности hрп = 0,8 м. Требуется создать освещенность Е = 300 лк. Коэффициент отражения стен Rc = 30 %, потолка Rn = 50 %. Коэффициент запаса k =1,5, коэффициент неравномерности Z = 1,1.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1{,}4$.

Приняв hc = 0,1 м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - hc - hрп = 3{,}0 - 0{,}1 - 0{,}8 = 2{,}1 \text{ м};$$

Расстояние между светильниками: $L = 1{,}4 \cdot 2{,}1 = 2{,}94$ м;

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены: L/3 = 1 м.

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(\text{B} - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(5{,}3 - \frac{2}{3} \cdot 2{,}94)}{2{,}94} + 1 \approx 2$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(\text{A} - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{\text{св}} + 0{,}5} + 1 = \frac{(8{,}5 - \frac{2}{3} \cdot 2{,}94)}{1{,}23 + 0{,}5} + 1 \approx 9$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 9 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (Рис. 5.1). Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении N = 36.

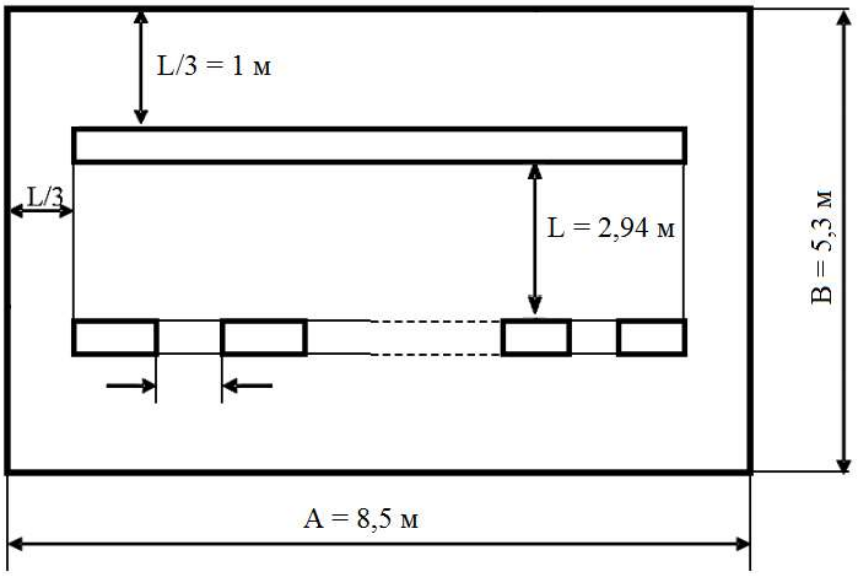


Рисунок 5.1 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения: i = S/ h(A+B) = 45,5 / (2,1(8,5 + 5,3)) = 1,57

По табл. 13 определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0{,}53.$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{\text{Ен} \cdot S \cdot K_з \cdot Z}{N_д \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 45{,}5 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1}{36 \cdot 0{,}53} = 1180$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 30 Вт с потоком 1650 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем: –10 % ≤ 13,27 % ≤ +20 %

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

P = 36 · 30 = 1080 Вт.

Коллективными средства защиты (КСЗ) в соответствии с [26, СП 52.13330.2010].

1. Наличие светильников (взрывозащищенных).

2. Освещённость должна быть постоянной во времени.

3. Яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

5.2.4 Анализ возможности механического травмирования

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже способствую возникновению возможности травмирования.

Требования безопасности подробно описаны в «ГОСТ 12.2.003-74 ССБТ. Оборудование производственное». Для предотвращения производственного травматизма персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспеченны необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, каска, боты и т. д

Работы в помещении учебного корпуса не предполагают передвижение тяжелой техники и грузоподъемных механизмов, но для начала расчетов требуются исходные данные, которые берутся непосредственно измерением величин газопровода. Поэтому имеет место выездам на трассу газопровода, где имеются грузоподъемные механизмы и тяжелая техника.

При производственном процессе по территории охранной зоны газопровода возможно передвижение такой специализированной техники, как: бульдозер, экскаватор, трубоукладчик, кусторез, корчеватель, рыхлитель, канатно-скреперная установка, автомобильный кран, вездеход.

Однако следует отметить, что такая техника оборудована проблесковым маячком, а так же место работ обозначено лентами и предупреждающими знаками. По периметру ограждения и по углам, на расстоянии не более 30 м друг от друга, а также в местах прохода людей должны быть выставлены знаки безопасности в соответствии с ГОСТ Р. 12.4.026.

5.2.5 Монотонный режим работы и эмоциональный стресс

Монотонный труд - вид репродуктивного однообразно повторяющегося труда, угнетающего психику, согласно ГОСТ 12.0.002-2014. Однотипная и монотонная работа за персональным компьютером сопровождается необходимостью долгое время находиться в сидячем положении. Это может повлечь заболевания опорно-двигательной системы и другие. Наибольшую опасность для зрения представляют ЭЛТ-мониторы, однако, они выведены из эксплуатации. Современные TN, IPS, OLED матрицы дисплеев не несут опасаности даже при длительной работе. Проблемы со статичным характером расположения человека решаются наличием 2х технологических перерывов длительностью порядка 15 минут.

5.2.6 Поражение электрическим током

В рабочей зоне к источникам электрической энергии относится розетки, а также подключенные к ним электрические приборы номинальным напряжением 220 В, соответственным заземлением с сопротивлением 8 Ом. Рабочее помещение относится к первому классу опасности поражения электрическим током. Аудитории №107 характеризуется влажностью воздуха менее 75%, оборудовано вентиляционной и отопительной системой, кроме того, пол не является токопроводящим. Температура воздуха помещения не превышает 30°С, также отсутствует выделение технологической пыли, а в воздухе отсутствуют химически активные вещества[ГОСТ Р 12.1.019-2009].

Меры защиты от поражения электрическим током следующие: контроль состояния электрической проводки, изоляции на ней; обеспечение недоступности к токоведущим частям (ограждения, защитные кожухи, недоступная высота и применение малых напряжений ≤ 50В (при возможности)); выполнение заземления оборудования; защита рабочего места от атмосферных осадков; вилки приборов, рассчитанных на напряжение 12-50 В не входят в розетки с более высоким номинальным напряжением;

электрические датчики систем контроля и управления выполнены во взрывозащищенном исполнении [29, ФНП № 101]

5.3 Экологическая безопасность

Работы по расчёту моделей трубопроводов не несут воздействия на экологию, однако направлены на повышение надёжности, что снижает риск аварии. Тем не менее, при аварии проводится комплекс работ, котоые имеют прямое отношение к экологии района работ. Данный раздел об этом.

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, ремонтных работах, связанных с разгерметизацией трубопровода.

Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу опасности, этилмеркаптан относящийся ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88.

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.

2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

4. Использование системы контроля загазованности.

Влияние на гидросферу

Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы. Для восстановления существовавшей до начала выполнения работ системы местного стока следует обеспечить расчистку русел водотоков, ложбин

временного стока от грунта, попадающего в них во время производства земляных работ.

При оснащении участков работ и оборудования временного городка следует предусматривать специальные зоны для техобслуживания, заправки, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов и емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов.

Воздействие на литосферу

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде троекратно: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могу возникнуть при проведении работ на линейной части

Работы, касающиеся линейной части, относятся к работам повышенной опасности (газоопасные, огневые), во время проведения которых не исключено возникновение чрезвычайных ситуаций различного характера:

- ЧС природного характера, не зависящие от деятельности человека;

- Разрыв линейной части из-за нарушения режима эксплуатации ;

- Разрыв/повреждение трубпропровода из-за человеческого фактора;

- Целенаправленное вредительство (несанкционированная врезка, террористический акт) .

Подавляющее большинство аварий происходят по вине недобросовестного выполнения обязанностей работника, должностных инструкций, а также вследствие нарушения правил охраны труда.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Вероятный вид ЧС

Одной из наиболее частых аварий при работе с трубопроводами под избыточным давлением являются взрывы, сопровождающийся пожаром, разрушением конструкций. При возникновении взрыва выделяют следующие зоны по величине давления: полные – 50 кПа, сильные – 30 кПа, средние – 20 кПа и слабые разрушения с давлением 10 кПа.

Возможные источники возникновения ЧС

При обследовании и диагностике трубопроводов появление взрыва может быть спровоцировано следующими факторами: гидравлический удар, механическое повреждение техногенного характера, скопления газа в стравленном, но не пневматизированном участке трубопровода.

Порядок действий и ликвидация ЧС

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, перекрыть участки согласно схеме, остановить по возможности перекачку продукта или перевести на резервные нитки, оповестить по схеме реагирования эксплуатирующую организацию и следовать плану ликвидации аварии. ПЛАРН включает в основном три основных этапа:

- определение аварии из списка возможных сценариев для данного опасного производственного объекта;

- доставка персонала, техники, оборудования на место аварии;

- мероприятие по локализации и ликвидации аварийной ситуации.

Выполнение работ производят при помощи исправного инструмента, персоналом, прошедшим обучение и имеющим достаточную степень квалификации. Место аварии обозначается сигнальными лентами, знаками, плакатами, проезды освобождены с возможностью беспрепятственного подъезда техники, наличие средств пожаротушения и газоанализаторов обязательно. Так же, персонал, задействованный в ликвидационных мероприятиях, оснащен средствами индивидуальной защиты.

При возникновении несчастного случая необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами, проводятся в дневное время, исключением являются только аварийные ситуации.

Выводы по разделу

Таким образом, при выполнении работы по оценке технического состояния стальных подземных газопроводов были проверены и разработаны мероприятия по снижения воздействия вредных и опасных факторов. Также были рассмотрены негативные воздействия на окружающую среду, действия и меры защиты при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, была достигнута цель раздела социальной ответственности, направленной на исключение возникновения несчастных случаев, а также снижения вредных воздействий на окружающую природную среду.

В части социальной ответственности были определены источники возникновения вредных, опасных факторов, их оптимальные показатели, последствия воздействия таких факторов, а также средства и методы защиты.

Таким образом, при выполнении предложенных мер произойдёт снижение воздействия вредных и опасных факторов на физическое и психическое состояние исполнителя, что увеличивает его работоспособность и качество исполняемой работы.

Кроме того, были рассмотрены источники воздействия на литосферу, атмосферу и гидросферу. Также освещены меры снижения воздействия на окружающую среду. Таким образом, была обеспечена экологическая безопасность при выполнении данной выпускной квалификационной работы.

При выполнении данной работы были также указаны источники и виды возникновения чрезвычайных ситуаций. Освещены действия при возникновении техногенной чрезвычайной ситуации, а именно пожара и взрыва по разнообразным причинам.

Заключение

В данной магистерской работе проведен литературный обзор по применению средств и методов оценки технического состояния участка газопровода. Выявлено, что для сбора исходных данных, необходимых для проведения оценки, используются различные способы обследования газопроводов, в том числе пропуск внутритрубных диагностических устройств. Для проведения оценки технического состояния используются разные методы. В большинстве случаев применяют статистические методы анализа данных, используемые для прогнозируемых расчетов.

Метод PLS-DA был применен для четырех классов состояния газопроводов. PLS-модель была построена и проверена на точность, которая показала достоверность результатов, получаемых вследствие применения метода PLS. Таким образом, метод PLS-DA позволяет автоматизировать метод оценки технического состояния стального газопровода с вероятностью 0.98, 0.93, 0.93 и 0.96, % для классов (категории) «A», «B», «C» и «D» , соответственно. Это позволяет упростить и исключить ошибки при рутинных расчетах.

В рамках работы были рассчитаны риски отказов, при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния участка газопровода протяженность 340 м, которые составили 42 тыс. руб. и при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода, равные 584,9 тыс. руб. По результатам расчетов установлено, что для рассматриваемого участка газопровода не требуется капитальный ремонт, а его категория «A» – работоспособное состояние.

Список используемых источников

1. Р Газпром 2.11-2016 Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов.
2. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»
3. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
4. ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования
5. ГОСТ 18353-79 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов
6. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация»
7. ВРД 39-1.10-006 2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»
8. РД 51-2-97 «Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем», ОАО «Газпром», 1997
9. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов»
10. Аралов О. В. Методология управления качеством сложных технических систем на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 6. С. 608–625.
11. R Core Team. 2019. R: A Language and Environment for Statistical Computing. Vienna, Austria: R Foundation for Statistical Computing. [Электронный ресурс] URL: https://www.R-project.org/.
12. Xie Y. et al. A general-purpose package for dynamic report generation in R //R package version. – Т. 1.

13. Rohart F. et al. mixOmics: An R package for ‘omics feature selection and multiple data integration //PLoS computational biology. – 2017. – Т. 13. – №.11. – С. e1005752.RStudio [Электронный ресурс] URL: https://rstudio.com/ (дата обращения 10.03.2021)
14. Бородавкин П.П., Синяков А.М. Прочность магистральных трубопроводов Москва, Недра, 1984. 245 с. (Strength of main pipelines). Moscow, Nedra, 1984. 245 с.
15. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. Москва, Недра, 1985.233 с.
16. Мазур И.И., Иванцов О.М., Коробков Т.Е. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М .: Недра, 1990. 264 с.
17. Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных газопроводов (Трубы для магистральных газопроводов). Москва, Недра, 1986. 231 с.
18. Матвеев Ю.М., Каширин Н.А., Иванцов В.Я., Сергеев И.И. О влиянии технологических переделов на напряженное состояние электросварных труб большего диаметра (Эффект технологического перевода в напряженное состояние электросварных трубы большого диаметра) в Производство сварных и бесшовных труб: сб. науч. тр. (Производство сварных и бесшовных труб: сборник научных трудов) / УралНИТИ. Москва: Металлургия, 1966. Вып. 6. С. 68 - 73.
19. Столяров В.И., Франтов И.И. Повышение качества сварных соединений газонефтепроводных труб большого диаметра и масляные трубы большого диаметра). Москва: Черметинформация, 1986. Вып. 3. 20 с.
20. ВРД 39-1.10-004-99. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса рекомендации по количественной оценке материального состояния магистральных газопроводов Москва: Газпром, 2000. 44 с.

21. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2019 год [Электронный ресурс] URL: https:// gazprom.ru/f/posts (дата обращения 10.03.2021)
22. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений «Методы менеджмента качества» №1 2003 г.
23. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. «Методы менеджмента качества» №7 2002 г.
24. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие / Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. – М.: Энергия, 1980. – 175 с.
25. Скворцов Ю.В. Организационно- экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
26. Сущность методики FAST в области ФСА [Электронный курс] http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-obkasti-fsa.
27. Русака, О. Н. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Русака, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков; Ред О. Н. Русака, В. Я. Кондрасенко; Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.
28. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
31. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.
32. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
35. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
36. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

37. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
38. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
39. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
40. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
41. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
42. ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
43. Гост 12.1.007-76 Вредные вещества классификация и общие требования безопасности.
44. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Переиздание СНиП III-42-80 с изменениями, утвержденными постановлением Госстроя СССР (Минстроя России): № 272 от 5.11.1982 г., № 308 от 28.12.1982 г., № 71 от 29.12.1986 г. и № 18-79 от 10.11.1996.

Приложение А

(справочное)

Modeling and assessment of the technical condition of steel underground gas pipelines using the R programming language

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кнауб Иван Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубин Алексей Геннадьевич	к.х.н, доцент		

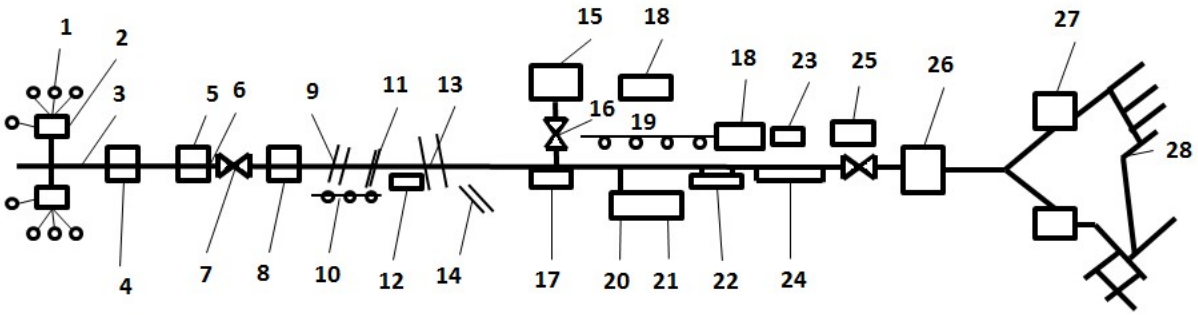
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

1. Literature review. Reliability gas transmission network

1.1 Composition of the gas transmission network

The main gas pipelines include pipelines and leadaway (branch connection), which have a maximum diameter equal to 1420 mm, as well as with excess pressure, which should not exceed 10 MPa [1]. Gas pipelines are designed to transport various types of hydrocarbons, such as associated or natural gas. Gas is transported from main compressor station (MCS) located in hydrocarbon production areas to gas distribution stations (GDS) located in consumption areas (settlements and industrial enterprises). A diagram of the gas transmission network is shown in Figure 1.



1 - natural gas well with a « flowline » 2 - gas-collecting station; 3 - gas-collecting manifold; 4 - main production facilities; 5 - MCS; 6 - main gas pipeline; 7 - shutoff valves; 8 - intermediate compressor station; 9, 11, 13 - proceeding to working against, road and water barrier; 10 - connecting link; 12 - emergency reserve pipe; 14 - line service road; 15, 16 - branch connection; 17 - protective structure; 18 - pipeline electrochemical protection; 19 - power supply line (PSL); 20 - underground storage facility (USF); 21 – CS USF; 22 - water header collector; 23 - house of the line repairman-signalman; 24 - loop; 25 - helicopter pad; 26 - GDS; 27 - gas-distributing plant (GDP); 28 – urban gas-distributing system.

Figure 1 – A diagram of the gas transmission network

Gas fields are located in hydrocarbon production areas. The produced gas, under the action of reservoir pressure, enters the borehole cavity along which it continues to move along individual flowline leading to the gas-collecting station. Flowline can be of four types: linear, radial, ring, group. It is also possible to use an individual scheme, in which the gas delivery station (GDS) is presented for each cased hole separately. At the gas-collecting station, the gas is first measured and then reduced to the pressure required for the operation of the field equipment. After pre-transport gas treatment unit, the gas passes through the gas-collecting manifold to the integrated gas processing facility (GPF). In this unit, the gas is purified by means of

filters and dehydrated. At the output, the gas is tested for confirmation with the commodity standards and a second measurement is made. Before the treated gas enters the linear part of the gas pipeline, it is compressed to the design pressure value using the main compressor station. Then the gas is transported through the main gas pipeline using compressor stations located at intervals from 100 to 150 km. Before the gas is transferred to the final consumer, it is reduced to low pressure by means of gas distribution stations (GDS). In addition to the reduction operation, the following operations are performed: cleaning, drying, metering the flow and odorization necessary to impart a gas smell.

The linear part of the main gas pipelines includes [2]:

- pipeline from the field;
- crossings over natural and artificial barriers;
- branch connection and loopings;
- pipeline control valves;
- junction point compressor stations and chambers for starting and receiving cleaning and diagnostic facilities;
- pipeline electrochemical protection;
- connecting link;
- firefighting equipment;
- condensate storage tanks;
- buildings and structures of the linear maintenance service;
- roads and helipads;
- indicators and warning signs.

1.2 Types of operations performed on the linear part of the LMS

One of the main services in the complex chain of the gas transmission network in Russia is the line maintenance service (LMS).

The duties of the service include:

- supply of uninterrupted gas transportation;
- periodic monitoring of structures and gas pipelines;
- elimination of accidents;

- participation in major repairs;
- repair of gas pipelines and branch connection;
- tie-in to the main gas pipeline;
- control of natural and artificial transitions;
- maintenance of the security zone and the zone of the minimum permissible distance;
- execution of documentation;
- maintenance of emergency equipment;
- development of hot work plans;
- cleaning the internal cavity of the gas pipeline;
- provision of protection against corrosion.

1.3 Classification of pipelines

According to SNiP 2.05.06-85, main gas pipelines are divided into two classes depending on pressure:

- Class I from 2.5 to 10 MPa;
- Class II from 1.2 to 2.5 MPa.

Single-line gas pipelines, depending on the inner diameter, have a throughput of 10.5 billion m3 per year.

Depending on the purpose, pipelines are divided into following groups (Figure 2).

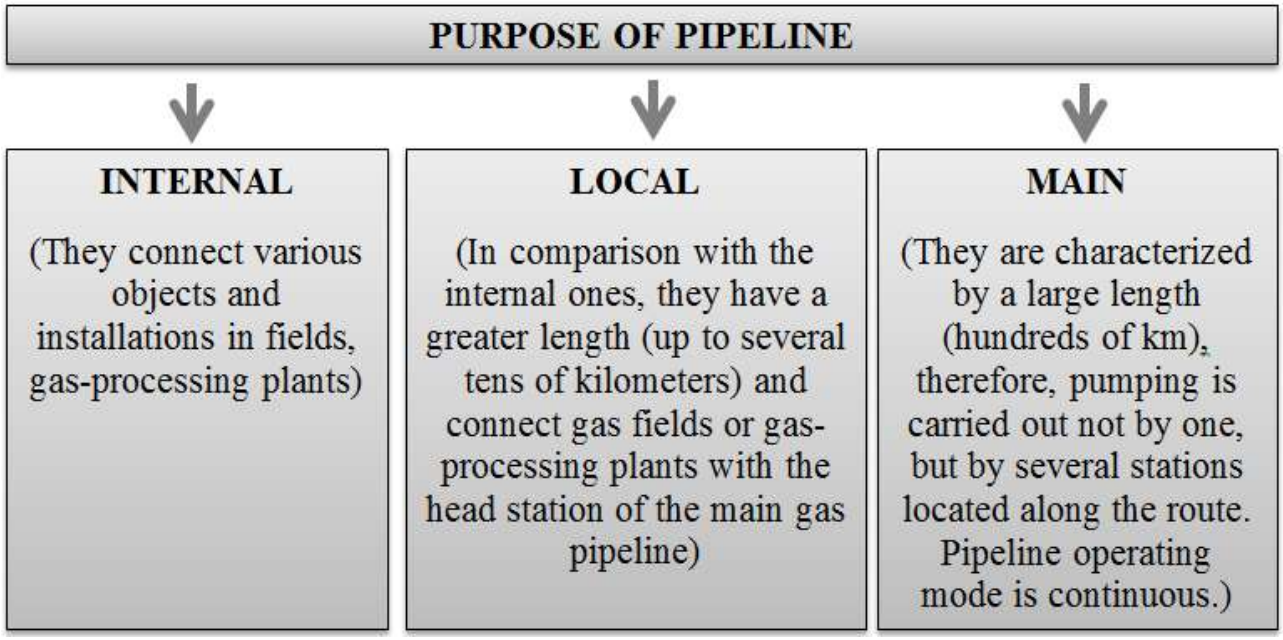


Figure 2 - Groups of gas pipelines by purpose

The laying of main pipelines is allowed using underground, ground and above-ground methods. According to SNiP 2.05.06 [3], the laying of single-line and parallel to existing or projected gas pipelines is allowed. In addition, in some cases, it is allowed to lay in the same technical corridor together with the oil pipeline.

1.3 Methods and tools for diagnostics of the linear part of gas pipelines

The changes in various physical and mechanical characteristics in metals cause defects. Variable characteristics include: magnetic permeability, density, plasticity, electrical conductivity, hardness, strength and other properties.

The physical essence of the non-destructive testing method is the study and investigation of these properties, for further use in the search and detection of defects in metals. The methods are based on the following phenomena: magnetic and electromagnetic fields, fluctuations in optical spectra, capillarity, penetration of X-rays and gamma rays.

The methods are divided into the following types: acoustic, radiation, electrical, magnetic, with penetrating substances (leak detection and capillary), eddy current, thermal, optical, radio wave. Moreover, each kind is classified according to various, additional characteristics.

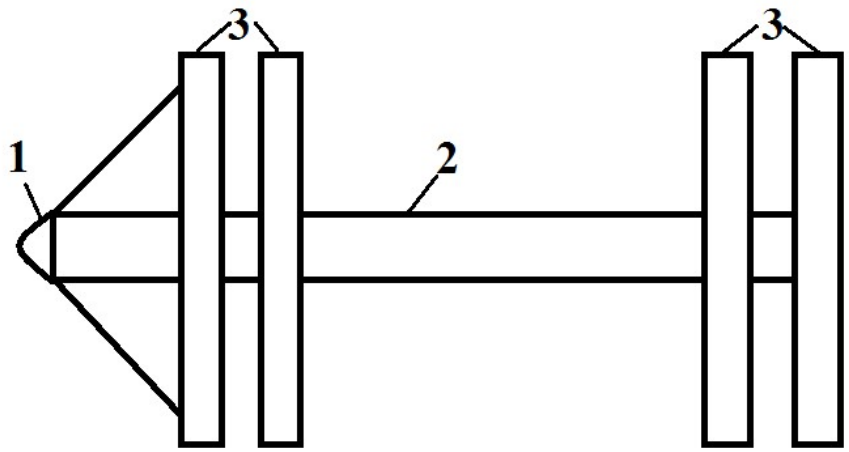
None of these methods can be universal and fully satisfy the requirements; therefore, the choice of a method for inspecting a gas pipeline section depends on the required control parameters and conditions of use.

The use of an integrated method for inspecting trunk gas pipelines can guarantee high accuracy and reliability of the research results.

1.4 In-line cleaning of the main gas pipeline

The tasks of in-line cleaning of main gas pipelines include: maintaining throughput, removing accumulated water at the lowest points of the gas pipeline profile, as well as cleaning the pipe cavity from deposits and mechanical impurities.

The performance of these operations affects the quality of in-line diagnostics, which further affects the assessment reliability of the technical condition of the main gas pipeline. Cleaning scrapers are used to clean the internal cavity of gas pipelines. (Fig. 3).



1 - bumper, 2 - body, 3 – cuffs

Figure 3 - Cleaning scraper

With the use of scrapers, the following tasks are performed:

- cleaning the internal cavity of the gas pipeline after completing the construction;
- cleaning of the internal cavity before carrying out in-line diagnostics;
- cleaning due to a decrease in the throughput of the gas pipeline;
- preventive cleaning.

There are three types of gas pipeline cleaning: periodic, targeted and pre-diagnostic. Periodic cleaning serves to remove various deposits, accumulated mechanical impurities and water. Targeted cleaning is used to remove residues and objects that have fallen as a result of repair work on the linear part of the main gas pipeline. In the case of in-line diagnostics using in-line inspection devices, pre-diagnostic cleaning is used to achieve the developed technical characteristics.

The organization of pipeline cleaning is carried out by drawing up annual and monthly work plans, taking into account: the requirements of periodic cleaning;

annual plan of in-line diagnostics; the need for targeted cleaning of the pipeline after repair work.

1.5 Requirements for methods and means of diagnostics of the linear part

The requirements for methods and diagnostic tools in the sections of main gas pipelines include:

- the use of transportable equipment, which is lightweight;
- accuracy and reliability of measurement results;
- simplicity of organization and preparation of main gas pipeline facilities for analysis;
- the duration of the analysis;
- the possibility of using the method by average technical personnel;
- reliability;
- explosion-proof design;
- availability of memory in analysis devices for registering a large number of research points;
- simplicity of the method;
- the ability to analyze the registered parameters;
- convergence and reproducibility of measurement results;
- issuance of a survey report using a printer.

1.6 Conditions for in-line diagnostics

When carrying out in-line diagnostics of the main gas pipeline, one of the main conditions is the value of the movement speed rate of the flaw detector-projectile in the pipe cavity. This condition has a huge impact on the quality of pipeline inspection.

When the flaw detector moves in the pipe cavity, eddy currents arise in the pipeline walls. The presence of these currents negatively affects the penetration of the magnetic flux, as it displaces it outward. As a result, an uneven (non-uniform) magnetization of the pipeline wall along the thickness occurs. The outer side of the

pipe remains insufficiently magnetized for high-quality detection of various types of defects.

The numerical value of eddy currents depends on the density of the magnetic flux in the pipeline, as well as on the wall thickness, pole length and the movement speed of the flaw detector-projectile.

To determine the magnetic field of the eddy current, the following formula is used:

$$H = -\frac{\pi \cdot B \cdot \sigma \cdot v \cdot t^2}{L}, \quad (1.1)$$

where $\sigma -$ is the specific electrical conductivity of the steel pipe;

v – is the movement speed;

$t -$ is the nominal wall thickness;

$L -$ the length of the pole;

$B -$ is the magnetic flux density in the pipe wall.

From this formula for calculating the magnetic field of the eddy current, it can be seen that the nominal thickness of the pipe wall has the maximum effect on the field, since it is squared.

Hence it follows that the greater the value of the wall thickness of the gas pipeline pipe, the lower the speed of the flaw detector should be. Usually the speed of the flaw detector-projectile in the pipe cavity is from 3 to 5 m / s.

Also, one of the important conditions is the quality of preliminary cleaning of the internal cavity of the gas pipeline section, where the flaw detector projectile must be passed, from various foreign objects and contaminants. In case of insufficient cleaning of the pipe cavity, the flaw detector sensors will not work correctly, or even completely fail.

Failure to comply with the above conditions reduces the assessment quality of the technical condition of the main gas pipeline section. In case of gross violations, the need for re-examination may be required, which will entail additional costs.