

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода»

УДК 622.691.4.053:620.179.16

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Ямкин А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухрева Н.В.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	Д.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>"Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4Д	Ямкину Александру Владимировичу

Тема работы:

«Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 05.03.2019г. №1710/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 01.06.2019г.

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.).

Объект исследования: линейная часть магистрального газопровода.

Характеристика нефтепровода:

Наружный диаметр.....1020 мм
 Марка стали.....09Г2С
 Протяженность участка42 км
 Рабочее давление.....3,0 МПа
 Максимальное (проектное)
 рабочее давление.....6,3 МПа
 Срок эксплуатации.....30 лет

Регион прокладки: западно-сибирский.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Произвести литературный обзор по теме основных методов обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов, а также методов сопровождения ВТУ. Определить чувствительность и точность системы инфразвукового мониторинга газопроводов при обнаружении утечек и при определении местоположения ВТУ. Проверить возможности обнаружения утечек на параллельной нитке газопровода с помощью системы инфразвукового мониторинга газопроводов. Выбрать оптимальное расстояния между датчиками системы инфразвукового мониторинга газопроводов на магистральном газопроводе.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. 3D-модель монтажа датчиков на газопроводе; 2. Схема инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов; 3. Схема отбора газа на параллельной нитке газопровода; 4. Схема обработки инфразвуковых сигналов; 5. Карта сегментирования рынка для продажи систем обнаружения утечек; 6. Матрица SWOT.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н. В., профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.09.2018г
--	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		18.09.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4Д	Ямкин Александр Владимирович		18.09.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Ямкину Александру Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты на проведение НИ – XXXX руб; Затраты на амортизацию специального оборудования – XXXX руб; Затраты на электроэнергию – XXXX руб; Количество людей, участвующих в НИ – 3 чел; Затраты по основной заработной плате – XXXX 2 руб; Затраты по дополнительной заработной плате – XXXX руб; Отчисления во внебюджетные фонды – XXXX руб; Накладные расходы – XXXX руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	2. Норма амортизации оборудования ИСМТ 5%. 30% премии; 20% надбавки; 13,5% дополнительная заработная плата; 1,3 районный коэффициент
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды: в органы государственного социального страхования – 2,9 %; в пенсионный фонд – 22%; в фонд медицинского страхования – 5,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Анализ потенциальных потребителей результатов исследования; 1.2. Анализ конкурентных технических решений; 1.3. SWOT-анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2.1 Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; 2.2 Определение бюджета научно-технического исследования; 2.3 Расчет материальных затрат НТИ 2.4 Расчет затрат на специальное оборудование (оборудование ИСМТ) для экспериментальных работ; 2.5 Расчет затрат на специальное оборудование (оборудование альтернативных систем обнаружения утечек) для экспериментальных работ; 2.6 Расчет затрат на электроэнергию для экспериментальных работ.

3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	3.1 Определение интегрального финансового показателя 3.2 Определение интегрального показателя ресурсоэффективности 3.3 Определение сравнительной эффективности
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Карта сегментирования рынка
3. SWOT-анализ
4. Календарный план-график проведения работ по испытаниям ИСМТ
5. Бюджет затрат на испытания ИСМТ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Ямкин А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Д	Ямкину Александру Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Эксплуатация (испытания) и обслуживание системы инфразвукового мониторинга (ИСМТ) проводились на магистральном газопроводе. При этом на работника могут влиять следующие опасные и вредные факторы: отравление газами, падение работающего с высоты, падение предметов на работника, взрыв газа, возгорание газа. Негативное воздействие на окружающую среду обусловлено выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, а также образованием различных видов отходов, загрязняющих литосферу в процессе монтажа ИСМТ. При эксплуатации ИСМТ такое воздействие отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате аварии на газопроводе.
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ; ГОСТ 12.3.003-86. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности; ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.3.033-84. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации; ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты

	работающих. Общие требования и классификация; СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования; ГОСТ 12.3.033-84. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения; ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»; ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов"; ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании ИСМТ: – отравление газами
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании ИСМТ:

– механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– падение работающего с высоты; – падение предметов на работника; – взрыв газа; – возгорание газа.
3. Охрана окружающей среды: – 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.	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) при эксплуатации и обслуживании ИСМТ; – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) при эксплуатации и обслуживании ИСМТ; – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы) при эксплуатации и обслуживании ИСМТ; – решения по обеспечению экологической безопасности по охране окружающей среды при эксплуатации и обслуживании ИСМТ.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– анализ вероятных ЧС, которые может инициировать ИСМТ; – анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при эксплуатации ИСМТ на газопроводах; – обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС при эксплуатации и обслуживании ИСМТ.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– специальные правовые нормы трудового законодательства при эксплуатации и обслуживании ИСМТ; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны при эксплуатации и обслуживании ИСМТ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Д	Ямкин А.В.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 11 рис., 29 табл., 40 источников, 1 прил.

Ключевые слова: безопасность, магистральный газопровод, утечки, инфразвуковой мониторинг, сопровождение внутритрубных устройств.

Объектом исследования является линейная часть магистрального газопровода.

Цель работы: анализ эффективности системы инфразвукового мониторинга газопроводов для обнаружения утечек, а также для сопровождения и обнаружения внутритрубных устройств на магистральном газопроводе

В процессе исследования проводились опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Приведены основные характеристики и принцип действия системы инфразвукового мониторинга трубопроводов и аналогичных систем, мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования были проведены опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального. На основании полученных результатов было выявлено, что применение стационарной системы инфразвукового мониторинга имеет ряд преимуществ, основными из которых являются высокая чувствительность, точность и скорость при обнаружении утечек.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: инфразвуковой мониторинг газопроводов для обнаружения утечек, а также для сопровождения и обнаружения внутритрубных устройств на магистральном газопроводе

Степень внедрения: система инфразвукового мониторинга газопроводов внедрена в одном из российских газотранспортных предприятий для мониторинга участка магистрального газопровода

Область применения: трубопроводный транспорт газа

Экономическая эффективность/значимость работы: при использовании системы инфразвукового мониторинга газопроводов интегральный финансовый показатель $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = 0,6$, показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен $I_p = 4,68$, интегральный показатель эффективности составил $I_{\text{учн.1}} = 7,8$, что говорит об эффективности применения системы инфразвукового мониторинга газопроводов.

В будущем планируется использование инфразвукового мониторинга на газопроводах для реализации принципа централизованного управления техногенными рисками эксплуатации газотранспортной системы.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ;	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности;
ГОСТ 12.3.009-76.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
ГОСТ 12.3.033-84.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации
ГОСТ 12.4.011-89.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация; СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
ГОСТ 12.3.033-84.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
ГОСТ 12.1.044-89.	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения; ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»;
ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98).	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка";
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов";
ГОСТ Р 22.0.07-95. .	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

Определения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

газопровод: трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

газопровод-отвод: Газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций городов, населенных пунктов или отдельных потребителей .

загрязнение окружающей среды: Поступление в окружающую среду вещества и (или) энергии, свойства, местоположение или количество которых оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

изгиб упругий: Изменение направления оси газопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов.

инфразвук : звуковые волны, диапазоне частот 0,001 – 16 Гц

кран: Промышленная трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган имеет форму тела вращения или части его, который поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к направлению потока рабочей среды.

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 .

инфразвуковой мониторинг газопровода: Систематический (непрерывный или периодический) контроль параметров, характеризующих техническое состояние оборудования на основе изменения инфразвукового сигнала.

нормативный документ: Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

распределённая система мониторинга: Система мониторинга газопровода с модулями регистрации, установленными в дискретных точках на газопроводе.

секция трубная: Модуль, состоящий из сваренных встык двух, или трех труб.

точка регистрации: Локальное место установки комплекта диагностического оборудования на линейной части газопровода (как правило, в узле запорной арматуры).

устойчивость трубопровода: Свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

утечка: Выход продукта из трубопроводов и технологического оборудования объектов магистрального газопровода в окружающую среду, не предусмотренный технологическим процессом.

участок трубопровода: Часть трубопровода, определяемая указанными границами (км, ПК, технологические узлы и т.п.).

Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ВТУ – внутритрубное очистное устройство;

КУ – крановый узел;

ИСМТ – инфразвуковая система мониторинга трубопроводов;

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;

МГ – магистральный газопровод;

МПП – модуль регистрации и передачи данных;

МОПС – модуль сбора и обработки данных;

НТИ – научно-техническое исследование;

СОУ – система обнаружения утечек;

СП – свод правил;

ПДС – производственно-диспетчерская служба;

ТУ – технические условия;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

DN – номинальный диаметр;

GPS – географические координаты

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	18
1.1 Основные методы обнаружения утечек.....	21
1.1.1 Гидравлический метод.....	22
1.1.2 Метод материального баланса	23
1.1.3 Метод давление-расход	23
1.2 Основные методы мониторинга трубопроводов	24
1.2.1 Мониторинг методом когерентного Релеевского рассеяния	25
1.2.2 Мониторинг с применением метода рассеяния Мандельштама - Бриллюэна	27
1.3 Основные методы сопровождения (локации) внутритрубных устройств.....	31
1.4 Описание системы инфразвукового мониторинга трубопроводов.....	35
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	38
2.1 Объект исследования.....	38
2.2 Описание метода исследования.....	39
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	43
3.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость.....	50
3.1.1 Определение толщины стенки участка газопровода	51
3.1.2 Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении	54
3.1.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	54
3.1.4 Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении	56
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	60
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ.....	107
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	108

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Локализация и предотвращение утечек транспортируемого продукта в кратчайшие сроки остается одной из ключевых проблем организаций, деятельность которых связана с трубным транспортом углеводородов. Особенно остро эта проблема стоит для магистрального транспорта углеводородов. Современные технологии позволяют транспортировать продукт при высоком давлении, поэтому при повреждении стенки трубы может произойти значительная утечка углеводородов даже за короткое время [1]. Такие утечки приводят не только к финансовым потерям организаций, эксплуатирующих магистральные трубопроводы, но и опасны для населения, а также приносят вред окружающей природной среде [2]. Несмотря на все более жесткие требования к качеству оборудования материалов и технологий, применяемых при ремонте и строительстве трубопроводов, а также совершенствованию качества их обслуживания и эксплуатации, актуальность оборудования линейной части трубопроводов надежными и точными системами для обнаружения утечек не снижается [1, 2, 3].

В связи с этим на сегодня существуют большое количество систем обнаружения утечек и систем мониторинга трубопроводов. Однако эти методы имеют ряд существенных недостатков, в том числе недостаточная точность определения утечек, низкая чувствительность, необходимость установки сложного программного обеспечения, ложные срабатывания, необходимость обходов трассы линейными обходчиками [3, 4]. Поэтому разработка системы мониторинга газопроводов, лишенной этих недостатков, является актуальной задачей.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					18	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Цель работы. Анализ эффективности системы инфразвукового мониторинга газопроводов для обнаружения утечек, а также для сопровождения и обнаружения внутритрубных устройств на магистральном газопроводе.

Задачи работы:

- обзор основных методов обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов, а также методов сопровождения внутритрубных устройств;
- определение чувствительности и точности системы инфразвукового мониторинга газопроводов при обнаружении утечек и при определении местоположения ВТУ;
- проверка возможности обнаружения утечек на параллельной нитке газопровода с помощью системы инфразвукового мониторинга газопроводов;
- выбор оптимального расстояния между датчиками системы инфразвукового мониторинга газопроводов на магистральном газопроводе.

Объект исследования. Линейная часть магистрального газопровода.

Предмет исследования. Инфразвуковая система мониторинга газопроводов.

Научная или практическая новизна. Впервые будут представлены результаты опытных испытаний на магистральном газопроводе стационарной системы инфразвукового мониторинга. Ранее такая система на газопроводах не применялась.

Практическая значимость результатов исследования. В результате проведенных испытаний определены чувствительность, оперативность и точность обнаружения утечек, а также возможность сопровождения и поиска внутритрубных устройств с помощью стационарной системы инфразвукового мониторинга. Полученные данные могут послужить основанием для дальнейшей работы по внедрению данной системы на газотранспортных предприятиях в целях повышения экологической и промышленной безопасности магистральных газопроводов.

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реализация и апробация работы. Результаты исследований по теме выпускной квалификационной работы были представлены автором на:

– II Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов» Омск, 30 октября, 2018г;

– Журнал «Газовая промышленность» № 6, 2019г (в печати).

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДОВ

1.1 Основные методы обнаружения утечек

Эффективные методы обнаружения утечек должны обеспечивать необходимую точность определения местоположения утечки, минимальное время от момента возникновения утечки до ее обнаружения, возможность контроля целостности трубопровода на всем его протяжении, вне зависимости от режима транспортировки углеводородов, работоспособность системы во время аварии. При этом капитальные и операционные затраты на обнаружение утечек должны окупаться в течении определенного периода времени [1, 2, 3].

На сегодняшний день существует ряд методов и оборудования для локализации утечек. Методы можно классифицировать на три основные группы, основываясь на принципах их работы: физические, расчетные и автоматические. Физические методы основаны на регистрации и аналитической обработке физических параметров процессов, происходящих в трубопроводе. Расчетные методы представляют собой создание математических моделей и статистических зависимостей, полученных на основе математической обработки численных параметров внутритрубных процессов. Автоматические методы основаны на применении тех или иных математических моделей исходя из результатов аналитической обработки данных телеметрии, поступающих от автоматизированных систем управления технологическими процессами [4, 5, 6].

Наиболее часто применяются следующие системы обнаружения утечек:

– системы обнаружения утечек, регистрирующие изменение давления в трубопроводе при утечке.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					21	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

При этом местоположение утечки определяется исходя из времени регистрации изменения давления датчиками, расположенными на трубопроводе с двух сторон от утечки. Такие системы относятся к типу гидравлических систем обнаружения утечек;

– системы обнаружения утечек регистрирующие характеристику определенного параметра транспортировки углеводородов трубопроводе. При этом местоположение утечки определяется исходя из разных показаний параметрических датчиков, расположенных на трубопроводе до и после утечки (относительно компрессорной или перекачивающей станции). Такие системы относятся к типу параметрических систем обнаружения утечек;

– системы обнаружения утечек, регистрирующие как разность давлений, так и разные показатели параметрических датчиков относятся к типу комбинированных систем обнаружения утечек [2 -4];

1.1.1 Гидравлический метод

Гидравлический метод основан на регистрации изменения давления. При этом величина фактически измеренного давления сравнивается с величиной эталонного давления. Величина эталонного давления определяется при запуске трубопровода в эксплуатацию. Для локализации места утечки сравниваются показания датчиков давления, ограничивающих участки трубопровода определенной длины. Чувствительность гидравлического метода зависит от протяженности участка между контрольными датчиками давления: чем больше протяженность тем ниже чувствительность. Также чувствительность определяется величиной неопределенности измерения датчиков давления. По данным литературы гидравлический метод позволяет обнаруживать утечки от $2,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$ до $10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$. Существует способ, по которому трубопровод разбивают на ряд секций, для каждой секции определяется снижение градиента давления жидкости, и по ним судят – в какой секции произошла утечка [4, 5, 7].

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.1.2 Метод материального баланса

Метод материального баланса основан на регистрации изменения расхода транспортируемых углеводородов. При этом величина расхода на выходе участка, ограниченного расходомерами, сравнивается с величиной расхода на входе. Сравнение показаний расходомеров и выдача соответствующего оповещения в режиме он-лайн происходит на АРМ диспетчера организации, эксплуатирующей трубопровод. Ограничением системы обнаружения утечек, основанной на регистрации нарушения материального баланса, является то что точность обнаружения утечки не может быть выше расстояния между регистрирующими расходомерами. То есть если расстояние между датчиками составляет 20 км, то такая система укажет на наличие утечки с точностью до 20 км. И для того чтобы найти и устранить утечку необходимо направить обходчиков для обследования определенного системой участка, протяженностью 20 км. Кроме этого такая система может выдавать ложные оповещения об утечках при изменении режимов транспортировки УВ. В связи с этим для повышения эффективности системы обнаружения утечек, основанной на регистрации нарушения материального баланса в части определения местоположения, необходимо дооснащать такую систему дополнительными датчиками, например датчиками регистрирующими изменение давления [5, 8, 9].

1.1.3 Метод давление-расход

Метод давление-расход основан на регистрации изменения расхода и давления транспортируемых углеводородов. При этом величина расхода и давления на выходе участка, ограниченного расходомерами датчиками давления, сравнивается с величиной расхода и давления на входе данного участка. Сравнение показаний расходомеров и датчиков давления, а также выдача соответствующего оповещения в режиме он-лайн происходит на АРМ диспетчера организации, эксплуатирующей трубопровод. За счет того, что

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

данный метод регистрирует как расход, так и давление, он позволяет не только фиксировать сам факт утечки, но и определять ее местоположение. В литературе описывается динамическая система, предназначенная для обнаружения утечек $5 \cdot 10^{-6}$ м³/с, что составляет 1 % расхода трубопровода диаметром 560 мм и длиной 710 км с двумя насосными станциями [3, 10].

Также известны и применяются такие методы обнаружения утечек как метод сравнения скорости изменения расходов, метод линейного баланса, визуальное наблюдение трубы, использование диагностических устройств, акустический метод, лазерный газоаналитический метод, метод гидравлических испытаний (опрессовка), тепловой и акустико-эмиссионный метод [1, 3]. Однако этим методы имеют ряд существенных недостатков, в том числе недостаточная точность определения утечек, низкая чувствительность, необходимость установки сложного программного обеспечения, ложные срабатывания, необходимость обходов трассы линейными обходчиками [11, 12]. В связи с этим описание этих методов в работе не приводится.

Так как система обнаружения утечек в некоторых случаях может не срабатывать, либо подавать ложные сигналы, возникает необходимость применять дополнительные методы диагностики. В связи с этим в настоящее время существенно возрос интерес к эффективным решениям, позволяющим осуществлять удаленный мониторинг магистральных трубопроводов.

1.2 Основные методы мониторинга трубопроводов

Существующие подходы к мониторингу сверхпротяженных объектов:

– распределенные системы видеонаблюдения. Недостатки: существенная зависимость от метеоусловий, дороговизна инсталляции для проектов большого масштаба, дороговизна сопровождения (высокая стоимость владения);

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– сети сейсмоакустических датчиков (сейсмокосы). Недостатки: Эффективно только для малых масштабов, при повышении масштаба решения стоимость инсталляции и обслуживания растет нелинейно;

– беспилотные летательные аппараты. Недостатки: Существенная зависимость от метеоусловий, дороговизна сопровождения системы (высокая стоимость владения).

Альтернативой упомянутым подходам является оптоволоконная система мониторинга газопроводов, которая считается наиболее точной, чувствительной и оперативной. Принцип работы этой системы основан на использовании высочайшей вибросенситивности потока инфракрасной энергии, закачанной в оптическое волокно (зарытое в грунт рядом с объектом мониторинга) полупроводниковым лазером малой мощности. Этот подход реализован в технологиях мониторинга магистральных трубопроводов на основе применения волоконно-оптического сенсора.

Работа систем мониторинга состояния оптического волокна основана следующих физических явлениях: а) рассеяние светового пучка без изменения длины волны: Релеевский эффект; б) вынужденная генерация световой волны со смещенным спектром: эффект Мандельштама-Бриллюэна [13].

Данные эффекты применяются в системах мониторинга состояния и контроля температуры трубопроводов.

1.2.1 Мониторинг методом когерентного Релеевского рассеяния

Применение эффекта когерентного Релеевского рассеяния в оптическом волокне позволяет, по сути, «прослушивать» всю длину оптического волокна. Таким образом, появляется возможность применять его для мониторинга технического состояния и обнаружения утечек на трубопроводах. На рисунке 1 показано как сейсмоакустические волны влияют на структуру спекла получаемого приемником излучения.

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

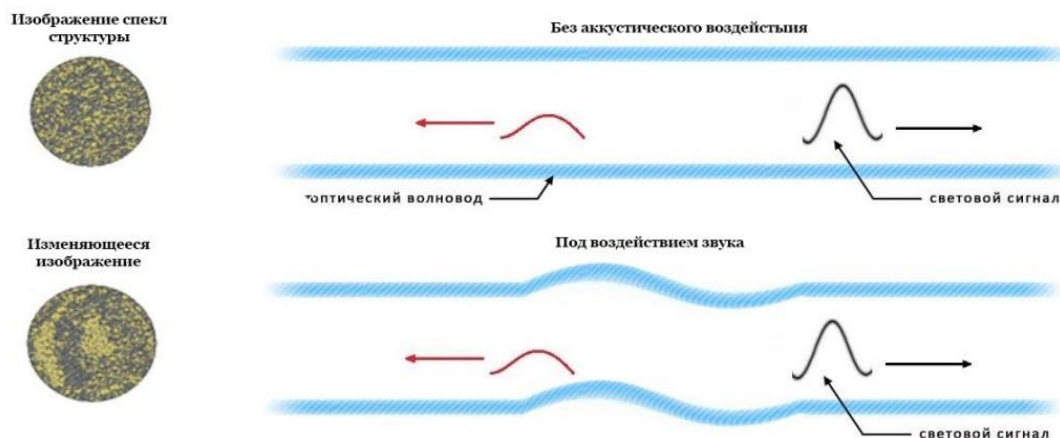


Рисунок 1 – Влияние сейсмоакустических волн на структуру спектра получаемого приемником излучения [13]

Спекл-структура - это случайная интерференционная картина, которая образуется при взаимной интерференции когерентных волн, имеющих случайные сдвиги фаз и/или случайный набор интенсивностей. На такой картине, как правило, можно отчётливо наблюдать светлые пятна, крапинки (их и называют спеклами), которые разделены тёмными участками изображения. Интерпретация данных заключена в анализе меняющихся фреймов спекл структур [1410].

Недостатки метода, основанного на Релеевском рассеянии:

– релеевское рассеяние является источником информации о состоянии волокна, но этим же физическим процессом обусловлен и эффект затухания сигнала. Поэтому, релеевский сигнал, возникший на удалении 40-50 км, попросту не может быть зафиксирован приемной аппаратурой, в связи с тем, что на обратном пути рассеянный сигнал рассеивается на неоднородностях и затухает. Таким образом, для метода с применением анализа Релеевского рассеяния, дальность зондирования составляет не более чем 40-50 км.

– в системе обработки данных мониторинговых система данного типа, частота дискретизации падает с увеличением дальности, поэтому уменьшается и максимальная частота интерпретируемого акустического сигнала (она составляет не более 200 – 550 Гц). Данный фактор обусловлен скоростью

распространения света в оптическом волокне. То есть, потенциал метода ограничен абсолютными физическими постоянными [13, 14].

1.2.2 Мониторинг с применением метода рассеяния Мандельштама - Бриллюэна

Метод основан на эффекте Мандельштама – Бриллюэна. Суть эффекта представляет собой процесс рассеяния зондирующего пучка света на две составляющие: «стоксовую» и «антистоксовую», конфигурация которых и по амплитудам, и длинам волн во времени, сигнализирует о состоянии оптического волокна в том или ином месте пространства (рисунок 2).

Суть данного метода заключена в «запоминании» пространственной геометрии оптического волокна, с возможностью последующего отслеживания ее (геометрии) изменений во времени.

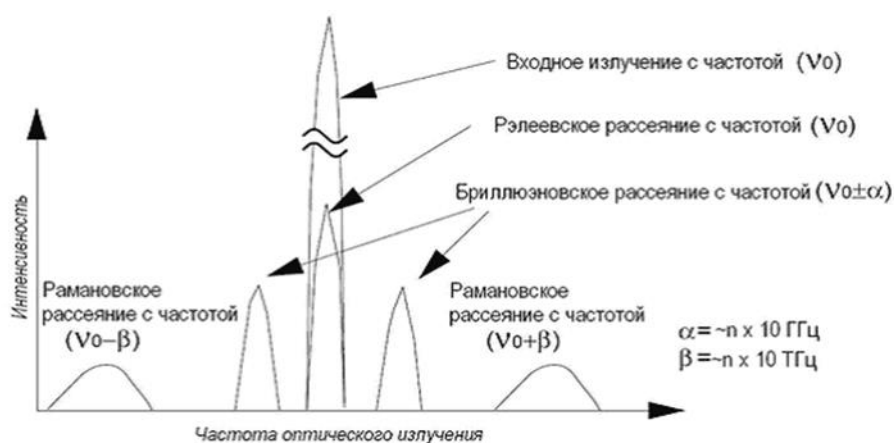


Рисунок 2 – Распределение Рэлеевского, Бриллюэновского и Рамановского рассеяний по отношению к входному излучению [13]

То есть, установив оптическое волокно на объект (рисунок 3), и «запомнив» первичную конфигурацию волокна, можно с высочайшей точностью определять последующее изменение его геометрии [13].

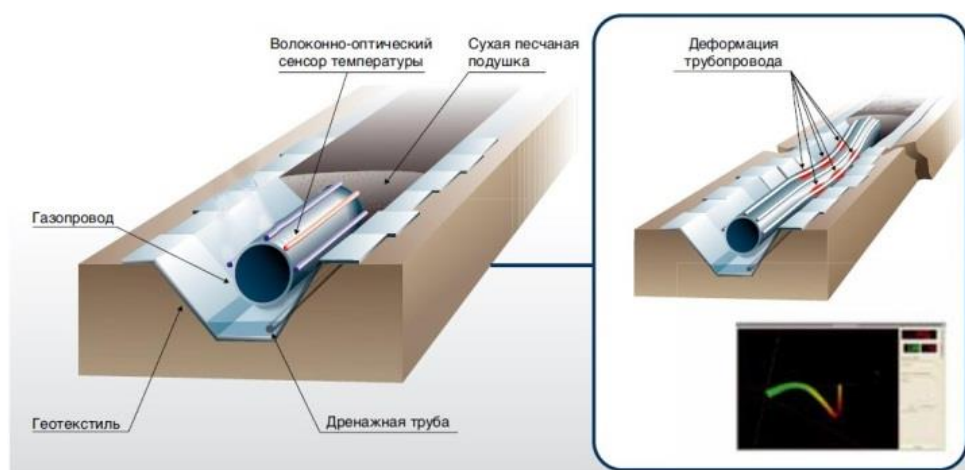


Рисунок 3 – Расположение оптоволокна на трубе [13]

Кроме того, в случае, когда внешняя среда оказывает давление на волокно, - это также будет отражено в сигнале, принимаемом специальным анализатором, и поэтому будет надежно детектировано соответствующим программным обеспечением. Кроме того, данный метод позволяет измерять температуру окружающей среды на различных участках волокна, с точностью до 0,1 °С.

Вышеперечисленные методы мониторинга, основанные на физических свойствах оптического волокна, имеют следующие достоинства:

- зона покрытия – от XXX км (для одного анализатора);
- типы сенсора – распределенный, пассивный (не требует питания);
- процесс мониторинга не зависит от погодных условий;
- измерительный процесс устойчив к любым электромагнитным помехам, то есть: электромагнитные возмущения (грозовые разряды, близость к линии электропередачи, импульсам тока в силовой сети и т.д.);
- не искажают сигнал, так как сигнал сенсора представляет собой обычное световое излучение;
- точность определение деформаций: несколько микрострейн;
- точность измерения температуры: до XXX °С;
- температурный режим работы: XXX °С;
- срок службы сенсоров: более XXX 25 лет;
- датчик устойчив к химическим и механическим воздействиям;

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– взрывобезопасность системы;

– в ряде случаев, датчик представляет собой стандартный телекоммуникационный волоконно-оптический кабель, который можно использовать для организации связи.

В то же самое время, вышеперечисленные методы имеют ряд недостатков:

Необходимо отметить, что существует два эффекта рассеяния Мандельштама-Бриллюэна: а) спонтанное рассеяние и б) вынужденное рассеяние.

– в случае метода Мандельштама – Бриллюэна, дальность составляет не более 100 км. При этом, в «вынужденном» методе сигнал необходимо запускать синхронно с двух сторон (один сигнал как основной, а второй, как дополнительный, необходимый для проявления эффекта вынужденного рассеяния). В ином варианте, необходимо выставить отражатели на конце линии и, в соответствующий промежуток времени, при возвращении дополнительного сигнала обратно, задействовать основной сигнал, (при этом дальность зондирования падает до 10 -15 км) [13, 14];

– вместе с тем, точность определения деформаций в спонтанном рассеянии Мандельштама – Бриллюэна составляет несколько микрострейн. Данный факт показывает: достигнутая точность обусловлена чувствительностью материала оптического волокна, а также его способностью (при взаимодействии с фонами) генерировать стоксовую и антистоксовую полосы. На практике, спонтанный метод несостоятелен. Поэтому, в промышленной рефлектометрии, в основном, применяется эффект вынужденного рассеяния Мандельштама – Бриллюэна [13-15];

– наличие протяженных напряженных участков, в которых имеются как стоксовая, так и антистоксовая составляющие (различные и по модулю и по знаку), как правило, «уширяют» соответствующие стоксовые и антистоксовые полосы в пределах пространственно-временного участка (обусловленного

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

скоростью работы оборудования, и определяющие точность по пространственной координате). При этом, эффект резонанса рассеянного сигнала с дополнительным сигналом (в случае вынужденного рассеяния) увеличивает точность определения температуры (или поверхностного натяжения волокна) по амплитуде, но неминуемо уменьшает точность пространственного измерения;

Также необходимо обратить внимание на то, что вышеперечисленные методы были разработаны для мониторинга состояния самого волокна в системах передачи данных. Измерение же состояния внешних объектов, в данном случае, является косвенным, и зависят от большого числа факторов, которые необходимо учитывать при проектировании объективных систем мониторинга.

В случае мониторинга состояния трубопровода, необходимо приклеивать оптическое волокно на трубопровод буквально полностью по всей его длине. Приклеивать так, чтобы волокно полностью повторяло геометрию трубы (рисунок 3). С другой стороны, данное требование невозможно выполнить по причине того, что при изменении температуры окружающей среды трубопровод и волокно расширяются (и сужаются) по разному, так как имеют разный коэффициент расширения. То есть, каждый из этих компонентов всегда находится в разных состояниях. Если даже после нескольких циклов нагревания (и охлаждения), оптическое волокно не отклеивается от поверхности трубы, то, для получения объективной картины, перед вводом оборудования в эксплуатацию, совершенно необходимо калибровать систему на всем диапазоне температур. Иначе возникнет значительное число ложных показаний (либо полное их отсутствие, либо показания системы будут лежать в области шумов). При этом, трубопровод будет сжимать (или растягивать) оптическое волокно в зависимости от динамики температуры окружающей среды (времени года) [13-15].

На рисунке 4 представлено два метода крепления оптического волокна к трубе.

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оптоволокно на трубопроводе без нагрузки



Под нагрузкой, дискретная подвеска



Под нагрузкой, фиксация вдоль всего трубопровода



○ Точки крепления оптоволоконна на трубопроводе

Рисунок 4 – Крепление оптического волокна к трубе [13]

В первом случае волокно крепится дискретно, во втором случае оно полностью приклеено к трубе. Аппаратура в обоих случаях даст разные показания.

В связи с тем, что применяемые оптоволоконные системы мониторинга требуют укладки оптоволоконного кабеля в непосредственной близости от трубопровода они уязвимы при авариях и работах на трубопроводе, имеют высокую стоимость, сопоставимую со стоимостью строительства линии цифровой связи. Данные системы предназначены для геотехнического мониторинга и имеют существенные ограничения при обнаружении утечек [16, 17].

1.3 Основные методы сопровождения (локации) внутритрубных устройств

При эксплуатации трубопроводов широко используются различные внутритрубные устройства, такие как очистные устройства для очистки внутренней поверхности трубы, разделители потока при транспортировке партий продукта с различными физико-химическими свойствами, средства внутритрубной дефектоскопии (снаряды).

Одной из задач, связанной с использованием внутритрубных устройств, является определение их точного местоположения при движении

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в газопроводе в реальном времени (сопровождения). Координаты устройства необходимы также в случае его остановки для сокращения затрат по поиску и его извлечению из газопровода [5, 8].

Данную задачу решают по-разному. Например, в заданных контрольных точках устанавливают механические, акустические или электромагнитные сигнализаторы прохождения ВТУ (таблица 1), либо организуют выезды мобильных бригад с переносными датчиками в предполагаемое место движения внутритрубного устройства. Расстояние между сигнализаторами составляет, как правило, несколько десятков километров. Как показывает практика, применяемые сигнализаторы не обеспечивают 100% срабатывания при прохождении ВТУ, поскольку принимают решение о факте прохождения основываясь, на алгоритмах выделения максимума сигнала (электромагнитного или акустического). При очень маленькой скорости движения ВТУ, порядка 1 км/ч и ниже, полезный сигнал нарастает медленно, фронты сигнала сглаживаются, что приводит к нестабильной работе. Как следствие, в течение довольно большого промежутка времени внутритрубный снаряд остается вне поля видимости операторов, при этом погрешность определения его местонахождения путем расчета графика движения на основании данных о производительности перекачки может составлять до нескольких десятков километров. Переносные акустические локаторы обладают небольшой дальностью и требуют участия оператора для прослушивания сигнала, при этом позволяют только обнаружить сам факт движения снаряда на прослушиваемом участке и не дают информацию о его скорости и местоположении, поэтому используются одновременно с регистраторами другого типа.

Таблица 1 Типы сигнализаторов (локаторов) прохождения внутритрубных устройств

Тип	Особенности и принцип действия	Примеры устройств
Механические регистраторы прохождения ВТУ	Движущееся ВТУ замыкает механический контакт. Требуют врезки в стенку трубопровода	СКР-6, СКР-7М-01 ЭТК ЛАНФОР
Магнитные и электромагнитные стационарные и переносные регистраторы прохождения ВТУ	Регистрируют изменение магнитного поля при прохождении ВТУ в точке установки. Не требуют врезки в стенку трубопровода. Требуют установки магнитов-излучателей на ВТУ	«Прибой-СТ» стационарный приёмник-сигнализатор (производитель ООО «Реле и автоматика», г. Москва) МДПС-3 Сигнализатор прохождения очистного устройства, (производитель ООО «НТП Инженерно-производственный центр», г. Томск) РМ01 ЗАО (производитель «Везерфорд трубопроводный сервис») НПР-01 (производитель ООО «Апродит»)
Акустические и виброакустические стационарные и переносные регистраторы прохождения ВТУ	Регистрируют акустические сигналы, возмущаемые движущимся ВТУ в точке установки. Не требуют врезки в стенку трубопровода и установки излучателей	СПРА-4 (производитель ООО НПП «Ивалюр»)
Переносные акустические локаторы	Представляют собой чувствительные микрофоны, позволяющие оператору услышать движение снаряда на расстоянии до 1,5 км. Не требуют врезки в стенку трубопровода и установки излучателей. Требуют участия оператора и не дают точную информацию о местоположении ВТУ	ЛКА-00 (производитель ООО «Апродит») АЛ (производитель ЗАО «Везерфорд трубопроводный сервис») Устройство «Сенсор» (производитель ООО «Научно-техническая фирма «ВОСТОКнефтегаз»)
Стационарная система инфразвуковой локализации	Представляет собой систему пассивной локализации и не требует установки излучателей на ВТУ. Работает на инфразвуковых волнах, которые распространяются гораздо дальше, чем акустические. Позволяет определять скорость движения и местоположение ВТУ в реальном времени на всем протяжении МТ	Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов (производитель ХХХ)

Ситуация с сопровождением ВТУ силами выездных бригад, укомплектованных переносными приборами, значительно усугубляется во время осенне-весенних паводков, когда доступ к некоторым участкам трубопровода может быть сильно затруднен.

Широко применяется стационарный приёмник-сигнализатор «Прибой-СТ» (модифицированный). Данный прибор (система) предназначен для контроля прохождения ВТУ в нефте- и газопроводах, в других трубопроводах из металлических и неметаллических труб с разными диаметрами. Система состоит из датчика, устанавливаемого на ВТУ и приёмников, расположенных с внешней стороны трубопровода. В качестве датчика используются постоянные магниты в оболочке из диамагнитного материала. При движении ВТУ с установленным на нём датчиком по трубопроводу, приёмники фиксируют момент прохождения с выдачей информационного сигнала. Окончательное обнаружение застрявшего поршня осуществляется оператором с помощью специального поискового приёмника. Для выполнения задач контроля используются следующие приёмники: стационарный «Прибой-СТ», стационарный «Прибой-СР», переносной «Прибой-ФП», автомобильный «Прибой-ФА», переносной с радиоканалом «Прибой-ФР», переносной «Прибой-П», переносной «Прибой-К».

Также применяется сигнализатор МДПС-3, предназначенный для контроля прохождения ВТУ. Принцип работы прибора основан на приёме и регистрации мгновенных флуктуаций магнитного поля, многолетнемерзлых грунтов она получила наиболее широкое распространение, возникающих при движении ВТУ. Кроме этого датчик сигнализатора регистрирует переменное магнитное поле с частотой (22 ± 1) Гц, что даёт дополнительную возможность контролировать прохождение ВТУ, оснащённого трансмиттером. В момент прохождения ВТУ по трубопроводу в месте установки датчика возникает изменение магнитного поля, которое фиксируется прибором. Точность определения момента прохождения ВТУ места установки датчика составляет ± 3 с.

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проблема сопровождения ВТУ может быть полностью решена при использовании стационарной системы сопровождения снарядов, входящей в состав инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов. Используя тот факт, что инфразвуковые волны от движущегося ВТУ в трубопроводе распространяются на десятки километров, практически не затухая, ИСМТ позволяет измерять скорость движения ВТУ и его точное местоположение в реальном времени на всем протяжении контролируемого участка трубопровода. Для работы системы сопровождения используются штатные инфразвуковые антенны.

1.4 Описание системы инфразвукового мониторинга трубопроводов

Система инфразвукового мониторинга трубопроводов не имеет указанных существующих систем и предназначена для непрерывного дистанционного контроля технического состояния трубопроводов. Также ИСМТ позволяет измерять скорость движения ВТУ и его точное местоположение в реальном времени на всем протяжении контролируемого участка трубопровода. Принцип работы ИСМТ достаточно прост: утечка и другие события являются источниками инфразвуковых колебаний, распространяющихся в трубопроводе на десятки километров. Инфразвуковые датчики, установленные с шагом 20-30 км на линейной части трубопровода, регистрируют сигнал от события и точное время его поступления. Анализируя времена прихода сигнала, система определяет местоположение его источника с метровой точностью. Таким образом, принцип работы основан на использовании инфразвукового метода регистрации сигналов и специальных математических алгоритмов их обработки [18].

Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов ранее применялась в условиях нефтепроводов и газоконденсатопроводов, но испытаний данной системы на магистральных газопроводах ранее не проводилось.

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении работы испытывалась такие функции системы как обнаружение утечек, а также сопровождение и обнаружение внутритрубных устройств.

По принципу построения инфразвуковая система мониторинга трубопроводов относится к классу «распределенных систем». В отличие от других систем мониторинга, ИСМТ регистрирует инфразвуковой сигнал, распространяющийся по трубопроводу на гораздо большие расстояния от места его зарождения, чем акустические волны. Благодаря низкому затуханию полезного сигнала, регистрирующие элементы ИСМТ – инфразвуковые антенны могут быть установлены на расстоянии 30 км друг от друга и более.

Для сбора данных с антенн, предварительной обработки и передачи информации на верхний уровень системы, используются контроллеры с большой вычислительной мощностью [18].

Информация об инфразвуковых колебаниях, собранная с антенн, передавалась по каналу связи на высокопроизводительный сервер обработки данных.

Архитектура построения ИСМТ с использованием принципов централизованного хранения и обработки информации позволяет использовать богатый набор мощных алгоритмов, как для подавления шумов насосов и получения предельно высокой чувствительности системы, так и для расширения функциональных возможностей системы.

Многофункциональность: обеспечивается возможность одновременного контроля различных параметров технического состояния трубопровода, позволяет использовать одну систему ИСМТ вместо набора разнородного оборудования/систем, способствует сокращению капитальных и текущих затрат. При использовании ИСМТ выполняется непрерывный автоматический контроль состояния оборудования. Архитектура программного обеспечения и аппаратное резервирование позволяют сохранять работоспособность системы до восстановления электропитания или связи на отдельных технологических узлах трубопровода за счёт автоматического переключения на рабочее

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оборудование. При этом характеристики не снижаются. При эксплуатации ИСМТ обеспечивает стабильно более высокие характеристики при обнаружении утечек (чувствительность и точность определения координат) по сравнению с СОУ других российских и зарубежных разработчиков [13-15].

Проведенный обзор основных существующих методов обнаружения утечек, сопровождения внутритрубных устройств и мониторинга трубопроводов, а также описание основных характеристик и принципа действия системы инфразвукового мониторинга трубопроводов указывают на то, что проведение опытных испытаний системы мониторинга газопроводов в рамках учебно-исследовательской работы, является актуальной задачей.

					Основные методы обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования выпускной квалификационной работы выбрана линейная часть магистрального газопровода одного из отечественных газотранспортных предприятий (таблица 2). Указанный газопровод DN 1000 проложен по территориям нескольких районов одного из западно-сибирских регионов России и введен в эксплуатацию в 1978 г. Режим работы газопровода – непрерывный, круглосуточный, круглогодичный. Газопровод относится к магистральным газопроводам I класса по значению максимально допустимого рабочего давления – 6,3 МПа. По газопроводу транспортируется газ потребителям одного из западно-сибирских регионов России. Рабочее давление газопровода – 3,0 МПа [15].

Таблица 2 – Условия опытных испытаний системы инфразвукового мониторинга

Наименование	Размерность	Значение
Трубопровод	-	Магистральный газопровод
Рабочая среда	-	Природный газ
Протяжённость участка	км	42
Диаметр газопровода	мм	1000
Рабочее давление	МПа	3,0
Максимальное (проектное) рабочее давление	МПа	6,3
Минимальное рабочее давление	МПа	2,0

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Ямкин А.В..						
Руковод.		Чухарева Н.В.					38	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

2.2 Описание метода исследования

ИСМТ состоит из оборудования, установленного на линейной части в пяти точках газопровода и включает в себя следующие компоненты:

- инфразвуковая антенна или модуль регистрации и передачи данных (МПП);
- модуль сбора и обработки данных или контроллер (МОПС);
- сервер;
- компьютеры контроля-управления;
- программное обеспечение;
- канал связи (XXX бит/сек) (GSM, радиоканал, телефонная линия, оптоволоконная линия). Интерфейсы связи: Ethernet, USB, RS232, RS485.

Потребляемая мощность: 11 Ватт; Напряжение 12-275 Вольт. Предусмотрено резервирование от аккумулятора. Температура эксплуатации от XXX [13-15].

В каждой точке устанавливался один контроллер МОПС и два датчика МПП в компактных герметичных колодцах подземного исполнения, как показано на рисунке 5.

					Объект и методы исследования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

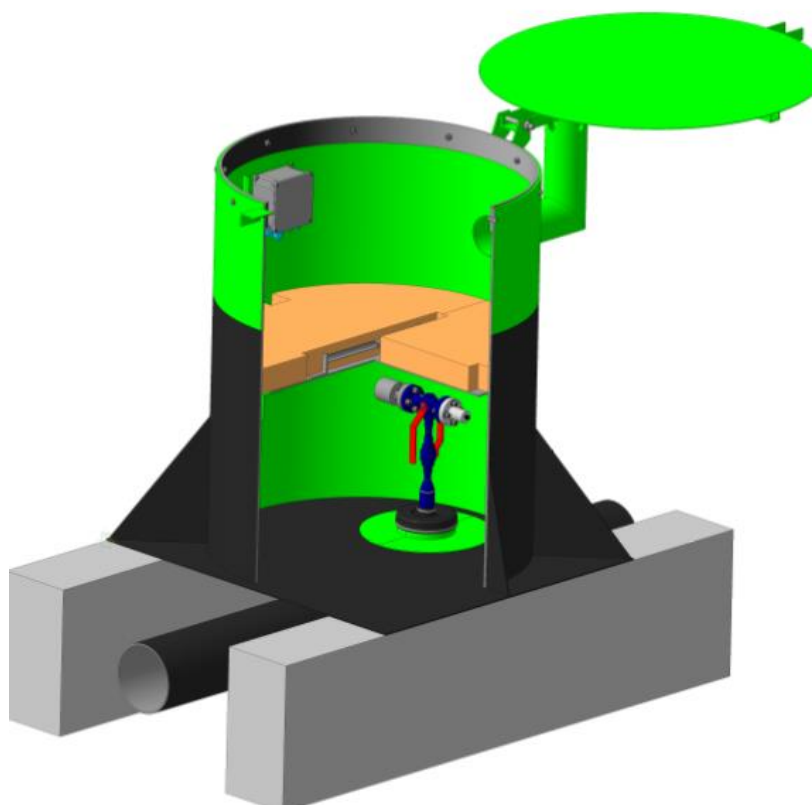


Рисунок 5 – Монтаж датчиков на газопроводе [12]

Дополнительно в колодцах установлено оборудование: газоанализатор, датчик давления (в каждом ближайшем к контроллеру колодце), уровнемер, концевой выключатель крышки колодца. Оборудование в колодцах подключено к контроллерам МОПС, расположенным в станциях катодной защиты, кабелем с максимальной длиной до XXX м. Структурная схема ИСМТ приведена на рисунке 6.

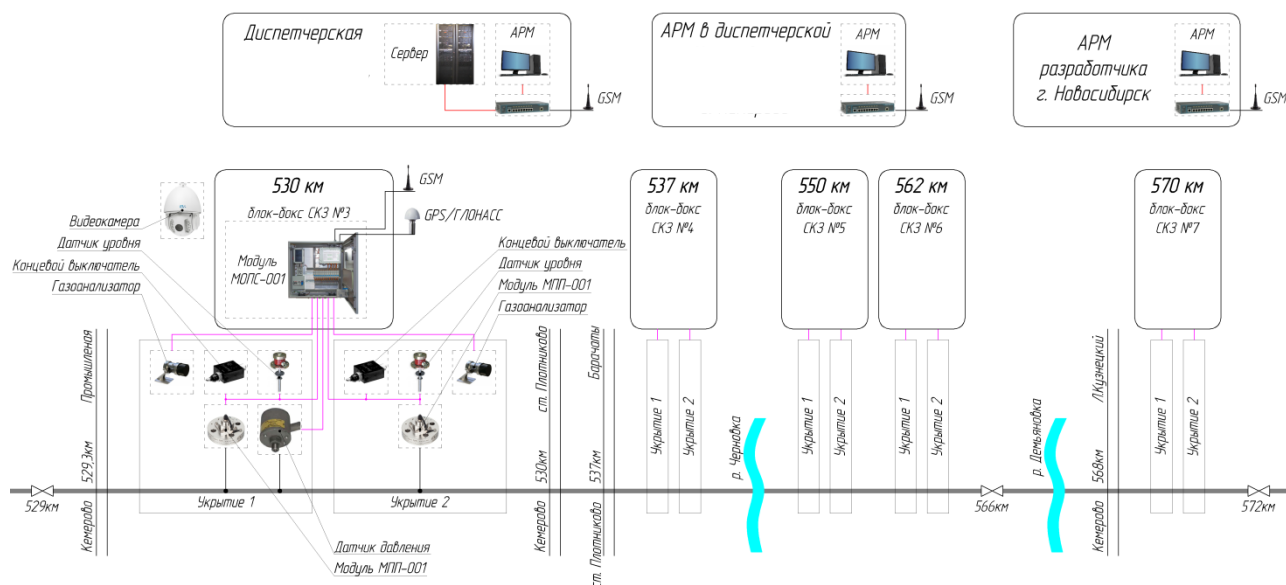


Рисунок 6 – Структурная схема инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов [11]

Инфразвуковые колебания, распространяющиеся в газопроводе, регистрировались датчиками, передавались в контроллеры и далее по GSM-каналу связи в сервер, расположенный в диспетчерской Предприятия.

В ходе опытных испытаний проверялось обнаружение утечек ИСМТ при утечках через отверстия и через микротрещины для сопровождения и обнаружения внутритрубных устройств.

Испытания выполнены с использованием специально разработанной схемы отбора газа. Для изменения интенсивности отбора газа в схеме применены сменные дроссельные шайбы с диаметром отверстий XXX мм. Место установки дроссельных шайб (место выброса газа) находилось на высоте XXX метр относительно уровня земли.

Данные о возникновении утечки отображались на АРМ диспетчера, показанном на рисунке 7.



Рисунок 7 – Отображение события «Утечка» на АРМ диспетчера [13]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

Для проверки утечки через отверстие выполнено 1 XXX сбросов природного газа по специально разработанной схеме. Время сброса составляло не более XXX с. Время обнаружения утечки определялось как разность между временем, записанным в журнале срабатывания в АРМ и фактическим временем начала сброса газа. Испытания выполнены при давлении в газопроводе XXX атм, расходе XXX н.м3/час. Результаты испытаний представлены в таблице 3. Все сбросы были обнаружены и отображены как события «Утечка» на АРМ диспетчеров одного из отечественных газотранспортных предприятий (далее – Предприятие) через XXX после начала сброса.

Таблица 3 – Результаты испытаний функции «обнаружение утечек» - отверстие

Расход газа через отверстие при утечке, н.м ³ /час	Величина расхода газа через отверстие утечки относительно расхода газа в газопроводе, %	Погрешность обнаружения утечки, м
Утечки с высокой интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
Утечки со средней интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
Утечки с низкой интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
XXX	XXX	XXX

Из таблицы 3 видно, что предел чувствительности по интенсивности утечки составил XXX н.м3/час, точность локализации не более XXX м.

Места формирования утечек отображались в линейных и географических координатах на АРМ диспетчеров Предприятия.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Расчеты и аналитика	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					43	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Для проверки утечки через трещину для испытаний выполнено XXX сбросов газа по специально разработанной схеме. Время сброса составляло не более XXX с. Испытания выполнены при давлении в газопроводе XXX атм, расходе газа через газопровод XXX н.м³/час. Время обнаружения утечки определялось как разность между временем, записанным в журнале срабатывания в АРМ и фактическим временем начала сброса газа. Все сбросы обнаруживались ИСМТ и отображались как события «Утечка» на АРМ диспетчера через XXX минуты. Результаты испытаний представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты испытаний функции «Обнаружение утечек» - трещина

Расход газа через отверстие при утечке	Величина расхода газа через отверстие утечки относительно расхода газа в газопроводе	Погрешность обнаружения утечки
н.м ³ /час	%	м
Утечки с высокой интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
Утечки со средней интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
Утечки с низкой интенсивностью		
XXX	XXX	XXX
XXX	XXX	XXX

Предел чувствительности по интенсивности утечки составил XXX н.м³. Точность локализации места утечки составляла не более XXX м. Координаты места утечки отображались в линейных и географических координатах на АМР диспетчеров Предприятия.

Также была проверена возможность обнаружения ИСМТ утечек через отверстие на параллельной нитке газопровода. Для этого испытания ИСМТ проводились на заглушенном газопроводе-отводе. Для проверки утечки через отверстие выполнено 6 отборов природного газа. При этом 3 отбора было через отверстие, диаметром XXX мм (точка отбора № 1), а три отбора было через отверстие диаметром XXX мм (точка отбора № 2). Схема отбора газа на параллельной нитке представлена на рисунке 8.

					Расчеты и аналитика	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отбора до регистрации инфразвукового сигнала включает в себя время, необходимое для обработки и отражения сигнала на АРМ диспетчера производственно-диспетчерской службы Предприятия ХХХ, а также прохождения инфразвукового сигнала по газопроводу со скоростью около ХХХ м/с.

Также была проверена возможность сопровождения системой ВТУ в газопроводе с выводом информации о текущем местоположении этого устройства на АРМ диспетчера в режиме реального времени. Для этого было выполнено сопровождение двух очистных устройств. Проверялась точность определения местоположения ВТУ системой. Для этого данные о времени прохождения ВТУ контрольного участка (крановый узел ХХХ), выводимые ИСМТ на АРМ диспетчера, сравнивались с фактическим временем прохождения ВТУ этого участка, зафиксированного мобильной группой специалистов, располагавшейся с необходимым оборудованием непосредственно на контрольном участке. Результаты испытаний представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты испытаний функции «Локация внутритрубных устройств»

Контрольный участок	Время прохождения по ИСМТ	Время прохождения, зафиксированное мобильной группой	Отклонение
	ч:мин	ч:мин	мин
Дата запуска ХХ.ХХ.ХХХ			
Крановый узел №ХХХ магистрального газопровода	ХХХ	ХХХ	ХХХ
Дата запуска ХХ.ХХ.ХХХ			
Крановый узел №ХХХ магистрального газопровода	ХХХ	ХХХ	ХХХ

По результатам проверки функции «Локация внутритрубных устройств» определено, что ИСМТ способна отслеживать местоположение ВТУ в реальном масштабе времени, с точностью до XXX

Следует отметить, что система имеет возможность уточнить положение ВТУ по отраженному от него инфразвуковому сигналу. Для этого необходимо сгенерировать инфразвуковой сигнал (например путем сброса газа со стояка отбора газа) и зафиксировать время до получения отраженного сигнала. Зная время от момента генерации инфразвукового сигнала до момента получения отраженного сигнала, а также зная скорость распространения инфразвука в газопроводе, можно вычислить расстояние от точки регистрации сигнала до остановившегося ВТУ. Для проверки возможности ИСМТ определять местоположение остановившегося ВТУ таким способом была выполнена была имитация остановки ВТУ путём закрытия крана XXX на крановом узле XXX. После этого со стояка отбора газа, , выполнено три сброса газа для формирования инфразвукового сигнала. Выполнена запись и обработка инфразвукового сигнала, сформированного в месте расположения перекрытого крана. Результаты испытаний представлены в таблице 6. Для оценки воспроизводимости результата, измерения выполнены три раза.

Таблица 6 – Испытание функции «Локация внутритрубных устройств» - поиск ВТУ (остановка имитатора)

Данные ИСМТ			Фактическая координата закрытого крана (имитатор ВТУ), измеренная на местности		Точность поиска ВТУ	
Расстояние от места сброса до закрытого крана,	Координата закрытого крана (имитатор ВТУ)				относительная	абсолютная
м	м	GPS	м	GPS	м	м
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
XXX	XXX	XXX			XXX	XXX
XXX	XXX	XXX			XXX	XXX

Разброс значений (относительная погрешность) при определении координаты задвижки КУ XXX км, имитирующей остановку ВТУ, составил - XXX метра.

Отклонение полученной координаты задвижки от расчетной (абсолютная погрешность) составило XXX метров. Абсолютная точность измерения расстояния складывалась из точности определения линейных координат датчиков ИСМТ, точности фиксации GPS координат на местности и относительной точности ИСМТ. Для повышения точности определения необходимо выполнить геодезические работы с целью измерения точных линейных координат установки датчиков ИСМТ и длины трубопровода с использованием трассоискателя и глубиномера

Фактическая линейная координата КУ XXX и оценка абсолютной погрешности получены с помощью инструментов GIS путем измерения расстояния по поверхности земли (без учета глубины залегания трубопровода) между GPS координатой укрытия №2 на КУ XXX и GPS координатой задвижки на XXX, измеренными на местности бытовым GPS приемником с точностью XXX

Линейная координата закрытого крана (имитатора ВТУ) определена исходя из собственной системы координат ИСМТ, где за ноль принята точка установки первого датчика системы на крановом узле на XXX км.

Также была проверена точность определения системой остановившегося ВТУ. Для проверки функции была выполнена остановка ВТУ после прохождения им кранового узла КУ XXX.

Данные о линейной координате местоположения ВТУ, выводимые ИСМТ на АРМ диспетчера, сравнивались с данными полученными мобильной группой. Мобильной группой для поиска ВТУ был использован поисковый комплект ПК-5 производства ООО «НТП ИПЦ» г. Томск, одно из назначений которого поиск ВТУ в случае его нештатной остановки на трассе трубопровода. Поисковый комплект ПК-5 состоит из сигнализатора местоположения

					Расчеты и аналитика	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магнитного СММ-3, и приемника магнитного поля ПМ-2. Сигнализатор СММ-3 был установлен в корпус ВТУ перед его запуском.

Для определения координат остановленного ВТУ в автоматическом режиме ВТУ модели "Семигор-МК3-С93-1020" с закреплённым на нём поисковым комплектом ПК-5 было запущено в магистральный газопровод на отметке ХХХ. При приближении ВТУ к ХХХ изменена схема перекачки газа с целью остановки ВТУ. Функция ИСМТ "локация ВТУ" определила координату остановившегося ВТУ с высокой точностью (таблица 7). После этого были выданы GPS координаты для поиска ВТУ на местности. Мобильной группой было определено место остановки ВТУ при помощи поискового комплекта ПК-5 с точностью ХХХ. Также мобильной группой были проведены измерения географических координат (GPS) места фактического положения ВТУ с использованием бытового GPS приемника. Расстояние на местности между местом остановки, зафиксированным ИСМТ и местом остановки зафиксированным поисковым комплектом ПК-5 составило ХХХ (таблица 7).

Таблица 7 – Результаты поиска остановленного внутритрубного устройства

Координаты остановленного ВТУ по данным ИСМТ		Координаты остановленного ВТУ по данным мобильной группы		Точность определения, м
Линейная, м	Географическая (широта, долгота)	Линейная, м	Географическая (широта, долгота)	
Режим локации ВТУ (автоматический)				
ХХХ	ХХХ	ХХХ	ХХХ	ХХХ
Режим поиска остановившегося ВТУ (сбросы на ХХХ)				
ХХХ	ХХХ	ХХХ	ХХХ	ХХХ
Режим поиска остановившегося ВТУ (сбросы на ХХХ)				
ХХХ	ХХХ	ХХХ	ХХХ	

Для уточнения местоположения остановившегося ВТУ, определенного ИСМТ в автоматическом режиме, были выполнены сбросы газа со стояков отбора газа с датчиками ИСМТ, расположенными на расстояниях ХХХ от места остановки ВТУ, с целью генерации инфразвуковых сигналов. Анализ отражённых от ВТУ сигналов, при сбросе газа на расстоянии ХХХ от места остановки ВТУ для генерации инфразвуковых импульсов ХХХ позволили незначительно ХХХ уточнить линейную и географическую координаты ВТУ –

					Расчеты и аналитика	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разница между фактическим местоположением остановившегося ВТУ и его местоположением по данным ИСМТ снизилась XXX до XXX м. Полученные результаты в результате поиска остановившегося ВТУ на основе анализа отраженных сигналов после сброса газа на стояках представлены в таблице 7. Как видно из таблицы 7 при сбросе газа на расстоянии XXX от места остановки ВТУ для генерации инфразвуковых импульсов (сбросы на XXX), отраженный сигнал зарегистрирован не был. Причина – затухание импульса, то есть снижение величины инфразвукового сигнала ниже предела чувствительности датчика импульса.

3.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость

При реализации и использовании функции контроля утечек и сопровождения ВТУ линейной части газопроводов необходимо учитывать состояние трубопровода. При контроле трубопровода необходима оценка возможных механических воздействий на его устойчивость и прочность для принятия решения о дальнейшей безопасной эксплуатации с учетом запаса надежности, заложенного на этапе проектирования. Таким образом, анализ прочностных характеристик трубопровода (определение толщины стенки, проверка устойчивости) является одним из элементов контроля его состояния. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов подземные участки газопровода должны быть проверены расчетом на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями СП 36 13330 2012 [19].

Расчет выполняют следующим образом. Выполняется расчет и проверки для состояния нормальных условий эксплуатации на удовлетворение всем критериям прочности.

В случае если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким-либо требованиям для НУЭ, вводятся поправки в конструктивную схему участка газопровода или изменяются условия его нагружения.

Произведём расчёт на прочность и устойчивость участка МГ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчеты и аналитика

Лист

50

Исходные данные:

– Труба D=1020 мм, Выксунского металлургического завода по ТУ 14-3-1573-99 из стали 13Г1С-У;

– $\sigma_{вр} = 540 \text{ МПа}$, $\sigma_{тек} = 390 \text{ МПа}$, коэффициент надежности по материалу

– $K_1 = 1,47$;

– Изоляция газопровода в два слоя лентой и оберткой типа «Полилен» толщиной $\delta = 0,635 \text{ мм}$; плотность ленты $\rho_{ил} = 1046 \text{ кг/м}^3$; плотность обертки $\rho_{об} = 1028 \text{ кг/м}^3$;

– Грунт – мелкий песок;

– $N_{се} = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

– $P_{раб} = 4,8 \text{ МПа}$;

– температура замыкания стыка $t_{зам} = -23^\circ\text{C}$;

– плотность перекачиваемого продукта $\rho_n = 0,8 \text{ кг/м}^3$;

– глубина заложения газопровода до верхней образующей $h_0 = 1 \text{ м}$;

– радиус изгиба $\rho_n = 1050 \text{ м}$;

– температура эксплуатации $t_3 = 12^\circ\text{C}$

– Категория участка - I;

3.1.1 Определение толщины стенки участка газопровода

Расчетную толщину стенки газопровода, определяли по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (1)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $n=1,1$ коэффициент надежности. Определяется исходя из рабочего давления в газопроводе [20];

$P=4,8$ МПа – рабочее давление в газопроводе;

$D_H=1,020$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где $m_0=0,9$ – коэффициент условий работы газопровода [20];

$k_1=1,47$ – коэффициент надежности по материалу [20];

$k_H=1,05$ – коэффициент надежности, для газопроводов $D>1000$ мм [20];

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб

$R_1^H = \sigma_{сп} = 540$ МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{540 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 314,87 \text{ МПа},$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_i}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{2 \cdot (314,87 + 1,1 \cdot 4,8)} = 0,008411 \approx 9 \text{ мм},$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм толщина стенки принимается равной 12 мм.

В связи с наличием продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки определяли по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где ψ_1 - определяли по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (4)$$

где σ_{npN} – определяли по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_H}, \quad (5)$$

где $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5}$ град;

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа – модуль Юнга;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$\mu=0,3$ – коэффициент Пуассона;

$D_n=1020$ мм – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяли по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 314,87}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 38,2 \text{ град},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 314,87}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 89,2 \text{ град},$$

Последующий расчет ведем исходя из $\Delta t=89,2 \text{ град}$ (большой перепад температуры)

Величину продольных осевых сжимающих напряжений находим по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot \delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 89,2 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,012} = -153,18 \text{ МПа},$$

Отрицательное значение $\sigma_{\text{сж}} = -153,18 \text{ МПа}$, показывает присутствие сжимающих напряжений.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-153,18|}{314,87} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-153,18|}{314,87} = 0,492 ,$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,020}{2 \cdot (314,87 \cdot 0,492 + 1,1 \cdot 4,8)} = 0,015 \text{ м},$$

Толщина стенки принимается равной 16 мм.

					Расчеты и аналитика	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.2 Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (6)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\dot{\alpha}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\dot{\alpha}i}}{2\delta_i} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 89,2 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,016} = -170,012,$$

ψ_2 – определяли по формуле (для сжимающих осевых продольных напряжений ($\sigma_{npN} < 0$)):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa i}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa i}}{R_1}, \quad (7)$$

где $\sigma_{\kappa i}$ – определяли по формуле:

$$\sigma_{\ddot{\alpha}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\ddot{\alpha}i}}{2 \cdot \delta_i} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,016} = 168,3 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\ddot{\alpha}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\ddot{\alpha}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{168,36}{314,9} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{168,36}{314,9} = 0,621,$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,621 \cdot 314,9 = 195,5,$$

Условие прочности газопровода в продольном направлении выполняется.

$$|-170,012| \leq 195,54,$$

3.1.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Проверку производили по условиям:

$$|\sigma_{\ddot{\alpha}}^i| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_i} \cdot R_2^i, \quad (8)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (9)$$

где σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в газопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент при сжимающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (10)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений,

$R_2^H = \sigma_{тек} = 390$ МПа (предел текучести);

$\sigma_{\kappa\zeta}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\epsilon\delta}^i = \frac{P \cdot D_{\hat{a}i}}{2 \cdot \delta_i} = \frac{4,8 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,016} = 153 \text{ МПа},$$

Максимальные суммарные продольные напряжения σ_{np}^H определяли по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}, \quad (11)$$

где $\rho = 1050$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{i\delta 1}^i = 0,3 \cdot 153 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 89,2 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1050} = -74,5 \text{ МПа},$$

Проверку выполняли при $\sigma_{np l}^H = -74,5$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{153}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{153}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 390} = 0,73,$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_i} \cdot R_2^i = 0,73 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 390 = 271,1 \text{ МПа},$$

$$-74,5 < 271,1$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2'' = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 390 = 371 \text{ МПа},$$

$$|153| \leq 371.$$

Условия прочности газопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

3.1.4 Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении

Проверку общей устойчивости газопровода в продольном направлении производили исходя из следующего условия:

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}, \quad (12)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении газопровода, H ;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, H , при котором наступает потеря продольной устойчивости газопровода.

S определяли по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кл} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F, \quad (13)$$

где: $\Delta T = t_y - t_{\text{сдв}} = 12 - (-23) = 35$ град;

F - площадь поперечного сечения трубы, м^2 :

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_i^2 - D_{\text{дв}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,98^2) = 0,0628 \text{ м}^2,$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 134,6 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35] \cdot 0,0628 = 7,12 \text{ МН},$$

Продольное критическое усилие находили по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (14)$$

где P_0 — сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J - крутящий момент, определяется по формуле:

					Расчеты и аналитика	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_i^4 - D_{di}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,02^4 - 0,98^4) = 0,0078 \text{ м}^4,$$

$q_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{мп}}, \quad (15)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{зр}} + P_{\text{зр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зр}}), \quad (16)$$

где $C_{\text{зр}} = 5 \text{ кПа}$ – коэффициент сцепления грунта [20];

$P_{\text{зр}}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}} = 33^\circ$ – угол внутреннего трения грунта [20].

Величина $P_{\text{гр}}$ вычисляется по формуле:

$$P_{\text{зр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{зр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{мп}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}}, \quad (17)$$

где $n_{\text{гр}} = 0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}} = 21,2 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта;

$h_0 = 1 \text{ м}$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта [20];

$q_{\text{мп}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{мп}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{нр}}, \quad (18)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (19)$$

где $n_{\text{св}} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузкам;

$\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла трубы, для стали $\gamma_{\text{м}} = 78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_{\text{и}} = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,98^2) = 5422,78 \text{ Н/м},$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

					Расчеты и аналитика	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{un} \cdot \delta_{un} \cdot \rho_{un} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}), \quad (20)$$

$$\text{или } q_u = 0,1 \cdot q_m \quad (21)$$

где $K_{un} = K_{об} = 2,30$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$q_u = 0,635 \text{ мм}$, $\rho_{un} = 1046 \text{ кг/м}^3$ – соответственно толщина и плотность изоляции; $\delta_{об} = 0,635 \text{ мм}$, $\rho_{об} = 1028 \text{ кг/м}^3$ – соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

$$q_e = 1,1 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 104,69 \text{ Н/м},$$

$$q_e = 0,1 \cdot q_i = 0,1 \cdot 5422,78 = 542,3 \text{ Н/м},$$

Принимаем большее значение.

Нагрузка от веса газа, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{mp} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 0,8 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,98^2}{4} = 5,9 \text{ Н/м},$$

$$q_{mp} = 5422,8 + 542,3 + 5,9 = 5971 \text{ Н/м},$$

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 21200 \cdot 1,02 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,02}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,02}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{33^\circ}{2} \right) \right] + 5971}{3,14 \cdot 1,02} = 30029,79 \text{ Па},$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (3000 + 31990,66 \cdot \text{tg} 33^\circ) = 105787,8 \text{ Па},$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 21200 \cdot 1,02 \cdot \left(1 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 5971 = 25167,05 \text{ Н/м},$$

$$N_{\epsilon\delta} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{105787,8^2 \cdot 25167,05^4 \cdot 0,0628^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0078^3} = 8124409,72 \text{ Н},$$

$$m_0 \cdot N_{\epsilon\delta} = 0,9 \cdot 8,12 = 7,3 \text{ МН},$$

$$S = 7,12 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\epsilon\delta}^2 = 7,3 \text{ МН},$$

В случае пластической связи газопровода с грунтом общая устойчивость газопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков газопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \quad (22)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $k_0 = 15 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{\text{сб}}^2 = 2 \cdot \sqrt{15 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0078} = 313,59 \text{ МН},$$

$$m_0 \cdot N_{\text{сб}}^2 = 0,9 \cdot 313,59 = 282,2 \text{ МН},$$

$$S = 7,12 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{сб}}^2 = 282,2 \text{ МН},$$

Условие устойчивости прямолинейных участков газопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков газопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1050 \cdot \sqrt[3]{\frac{25167,05}{2,06 \cdot 100000000000 \cdot 0,0078}}} = 0,035,$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{105787,8 \cdot 0,0628}{25167,05 \cdot 0,0078}}}{\sqrt[3]{\frac{25167,05}{2,06 \cdot 100000000000 \cdot 0,0078}}} = 620,$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 28$ [20].

Для криволинейных (выпуклых) участков газопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{\text{кр}}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J} = 28 \cdot \sqrt[3]{25167,05^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0078} = 28,0 \text{ МН},$$

$$S = 7,12 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{сб}}^3 = 28,0 \text{ МН},$$

$$N_{\text{кр}}^4 = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot \rho = 0,375 \cdot 25167,05 \cdot 1050 = 9,9 \text{ МН},$$

$$S = 7,12 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{кр}}^4 = 9,9,$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

Таким образом, на основании произведённых расчётов для строительства выбираем трубы электросварные прямошовные с одним продольным сварным швом, сваренные дуговой сваркой под флюсом производства ОАО «Выксунский металлургический завод».

					Расчеты и аналитика	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для оценки чувствительности ИСМТ в части обнаружения утечек и локации ВТУ была выполнена обработка соответствующих сигналов, зарегистрированных датчиками в 5-ти точках газопровода: XXX

Результаты измерений отношений амплитуд инфразвуковых сигналов, зарегистрированных в перечисленных точках газопровода, к шуму представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Амплитуды инфразвуковых сигналов в разных точках регистрации

Условия регистрации	Амплитуда, отн.ед *				
	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
«Обнаружение утечек»					
Диаметр отверстия 12 мм	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Диаметр отверстия 7 мм	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Диаметр отверстия 5 мм	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Диаметр отверстия 3 мм	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
«Локация ВТУ»					
ВТУ в начале участка	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
ВТУ в конце участка	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

* - в таблице приведено отношение амплитуды сигналов к шуму в относительных единицах в указанных точках регистрации. Прочерки для функции «Локация ВТУ» на XXX означают, что интенсивность сигнала для данной функции близка к уровню шума. На отметке XXX инфразвуковой сигнал не регистрировался, поскольку в данной точке выполнялся отбор газа.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Ямкин А.В.				Результаты исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						60	114
Консульт.	Трубникова Н. В					НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

На рисунке 9 показаны возможные комбинации обработки сигналов для отбора, сформированного на ХХХ и местоположения ВТУ – в конце участка на момент выполнения измерений.

Рисунок 9 – Схема обработки инфразвуковых сигналов, генерируемых отбором газа и движущимся в конце участка очистным устройством

Далее в таблицах 9 – 11 приведены результаты обработки сигналов из таблицы 6 по всем возможным схемам, показанным на рисунке 9.

Таблица 9 – Зависимость чувствительности функции «Обнаружение утечек» от расстояния между точками регистрации сигнала

Диаметр отверстия для формирования утечки, мм	Чувствительность, отн.ед.			
	XXX	XXX	XXX	XXX
Утечки с высокой интенсивностью				
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Утечки со средней интенсивностью				
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Утечки с низкой интенсивностью				
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

За чувствительность таблице 9 принято отношение амплитуд сигнал-шум деленное на наибольшее значение в серии произведений отношений амплитуд сигнал - шум для участков с разной протяжённостью, значения которого указаны в таблице 8.

Из таблицы 9 видно, что инфразвуковой сигнал утечки затухает на ХХХ % при увеличении расстояния между точками регистрации на ХХХ км, причём эта зависимость практически не зависит от интенсивности утечки.

В таблице 10 представлены результаты обработки сигналов функции «Локация ВТУ» для ВТУ, движущегося в начале участка (на рисунке 9 ВТУ

показано серым цветом). В этом случае обработка сигналов выполнялась между XXX и всеми последующими точками.

Таблица 10 – Чувствительность функции «Локация ВТУ» для разных расстояний между точками регистрации, ВТУ в конце участка

Чувствительность, отн.ед			
XXX	XXX	XXX	XXX
XXX	XXX	XXX	XXX

За чувствительность таблице 10 принято отношение амплитуд сигнал-шум деленное на наибольшее значение в серии произведений отношений амплитуды сигнала к шуму для участков с разной протяжённостью, значения которого указаны в таблице 8.

Из таблицы 10 видно, что инфразвуковой сигнал, генерируемый ВТУ при движении затухал на XXX при увеличении расстояния между точками регистрации на XXX км. При этом сигнал от движущегося ВТУ распространялся против направления движения газа.

Таблица 11 – Чувствительность функции «Локация ВТУ» для разных расстояний между точками регистрации, очистное устройство в начале участка

Чувствительность, отн.ед	
XXX	XXX
XXX	XXX

За чувствительность таблице 11 принято отношение амплитуд сигнал-шум деленное на наибольшее значение в серии произведений отношений амплитуды сигнала к шуму для участков с разной протяжённостью, значения которого указаны в таблице 8. Из таблицы 11 видно, что инфразвуковой сигнал, генерируемый ВТУ при движении затухал на XXX при увеличении расстояния между точками регистрации на XXX. При этом сигнал от движущегося ВТУ распространялся по направлению движения газа. Т.е. при распространении по направлению движения газа движении инфразвуковой сигнал затухает быстрее, чем при распространении против движения газа.

Полученные результаты показали, что чувствительность ИСМТ при обнаружении утечек и локации ВТУ позволяет проектировать монтаж системы ИСМТ на газопроводах с большим шагом расположения точек регистрации на линейной части – модулей МОПС-001 и МПП-001, что сокращает затраты на комплектацию, монтаж, запуск оборудования, текущие затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. Так, например, полученные данные показали, что на расстоянии XXX км между датчиками (точками регистрации) ИСМТ чувствительность системы позволяет надежно регистрировать утечки низкой эффективности. При этом чувствительность системы снижается только на XXX по сравнению с чувствительностью, когда датчики были расположены на расстоянии XXX км друг от друга. В то же время из таблиц с 9 по 11 видно, что функция «Локация ВТУ» более чувствительна к расстоянию между точками регистрации по сравнению с функцией «Обнаружение утечек». Следует отметить, что при уменьшении рабочего давления в газопроводе оптимальное расстояние между точками регистрации может уменьшаться, с ростом давления – увеличиваться.

Для реализации концепции отображения в одном окне программы всей информации о результатах мониторинга газопровода использовался интерфейс, показанный на рисунке 10.

Такой интерфейс удобен в работе благодаря простоте, повышению точности привязки событий (утечка, местоположение ВТУ и др.) на местности, их систематизации.

					Результаты исследования	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

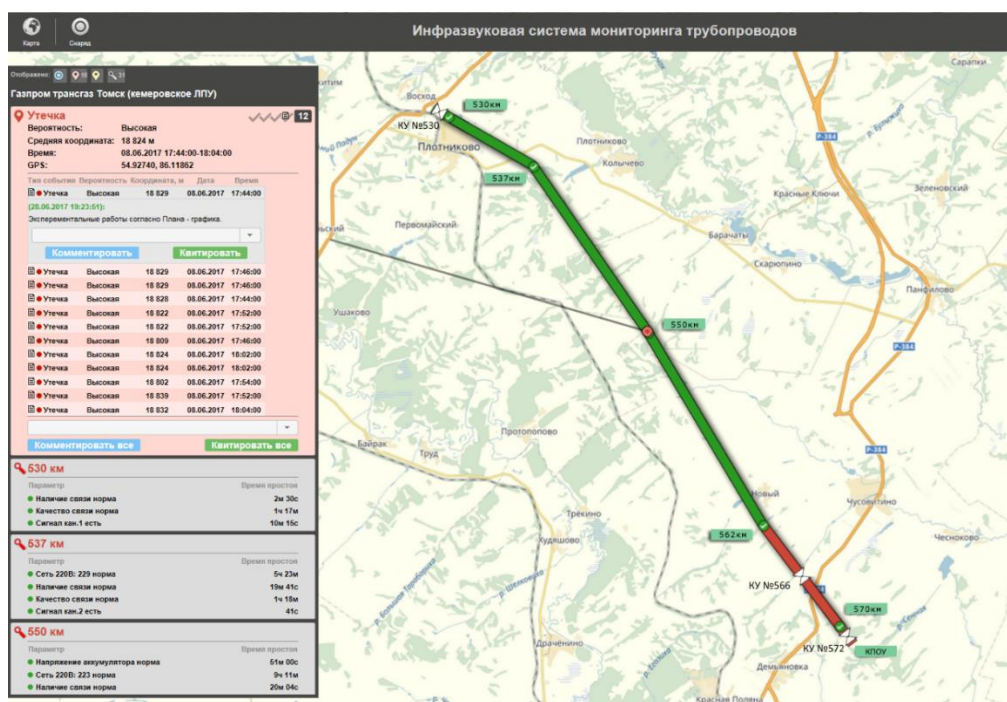


Рисунок 10 – Главное диалоговое окно программного обеспечения ИСМТ

В окне интерфейса (рисунок 10) отображаются события с указанием линейных, географических координат, выполняется их группировка по времени и координате, имеется окно ввода комментариев диспетчера, газопровод окрашен в 2 цвета, соответствующих нормальной работе (зелёный), и незащищённых участков (красный) из-за неработоспособности оборудования.

Высокоточная геодезическая привязка газопровода, используемая для запуска интерфейса, показанного на рисунке 10, позволяет обеспечить точность определения линейных координат утечек и координаты остановившегося очистного устройства на местности.

Проведенные исследования указывают на то, что инфразвуковой мониторинг газопроводов с использованием ИСМТ позволяет регистрировать утечки, в том числе с низкой интенсивностью, составляющие XXX от расхода газа в газопроводе, с точностью не хуже XXX м. Требуемая точность для определения утечек на газопроводах с использованием волоконно-оптической системы составляет XXX [6]. Данных по времени определения утечки и по чувствительности для волоконно-оптических систем применяемых на газопроводах в литературе не найдено. Данные о применении СОУ или ИСМТ для газопроводов отсутствуют.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Кроме этого при установке датчиков ИСМТ на основной нитке газопровода инфразвуковой мониторинг позволяет уверенно регистрировать утечки, сформированные на параллельной нитке газопровода.

Также проведенные опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода подтвердили, что ИСМТ позволяет определять местоположение ВТУ в реальном масштабе времени. При этом точность измерения текущей координаты составляет XXX м. Для поиска остановившегося ВТУ ИСМТ позволяет повысить точность определения его координат путем за счет дополнительных операций в виде сброса газа на стояке отбора газа крановых узлов для генерации инфразвукового сигнала и анализа его отраженного сигнала. При этом точность определении координат остановившегося ВТУ повышалась на XXX

Проведенные опытные испытания подтверждают, что инфразвуковой мониторинг газопроводов с использованием ИСМТ позволяет оперативно и с высокой чувствительностью фиксировать появление утечек и с необходимой точностью определять их местоположение, а также сопровождать движущийся ВТУ и обнаруживать остановившийся ВТУ с выводом текущей координаты на АРМ диспетчера.

Полученные результаты, наряду с результатами других исследований [18], позволяют рассматривать инфразвуковой мониторинг как техническое решение по контролю утечек для обеспечения безопасности технологического процесса транспортирования газообразных или сжиженных углеводородов на участках подземных трубопроводов, а также использовать его для ведения мониторинга технического состояния трубопровода в наиболее опасных участках во исполнение требований Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [21]

					Результаты исследования	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Анализ рынка

Назначением инфразвуковой системы мониторинга газопроводов является диагностика на предмет обнаружения утечек на трубопроводах для жидких и газообразных углеводородов. Для анализа потребителей ИСМТ рассмотрим целевой рынок для систем диагностики трубопроводов и проведем его сегментирование. Целевой рынок для систем диагностики трубопроводов – нефтегазовая отрасль. Рынок для продажи систем диагностики трубопроводов можно сегментировать по следующим критериям: вид углеводородов, которые транспортирует предприятие-заказчик и вид диагностики трубопроводов

Вид углеводородов, транспортируемых предприятием	Вид диагностики трубопроводов		
	Внутритрубная дефектоскопия	Мониторинг напряженно-деформированного состояния	Обнаружение утечек
Жидкие углеводороды			
Газообразные углеводороды			

Рисунок 11. Карта сегментирования рынка для продажи систем обнаружения утечек


 Фирма А

 
 Фирма Б

 
 Фирма В

На рисунке 11 видно, что ниша рынка диагностики трубопроводов свободна в части обнаружения утечек на предприятиях, транспортирующих газообразные углеводороды. В связи с этим ИСМТ может быть востребовано предприятиями газотранспортной отрасли, занимающиеся трубным транспортом газа.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В..			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					66	114
Консульт.		Трубникова Н. В				НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

5.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений необходим для выбора технических решений при создании ИСМТ, позволяющих продвигать данную систему на рынке. При проведении такого анализа необходима оценка сильных и слабых сторон конкурирующих систем мониторинга газопроводов.

Объектом анализа экономического анализа являются системы определения утечек на магистральных трубопроводах.

Для сравнения с ИСМТ (к1), регистрирующей утечки за счет изменения инфразвукового сигнала в трубопроводе при образовании в нем утечки, могут быть взяты две наиболее распространенных СОУ, основанные на разных принципах работы, которые используются Российскими нефтегазовыми компаниями [5, 22, 23]: к2 – СОУ регистрирующая утечки за счет изменения давления в трубопроводе при образовании в нем утечки (далее – гидравлическая СОУ); к3 – СОУ регистрирующая утечки за счет изменения параметров работы трубопроводов в сочетании с изменением давления в трубопроводе при образовании в нем утечки (далее – комбинированная СОУ). В таблице 11 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных систем.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентноспособность		
		Бк1	Бк2	Бк3	Кк1	Кк2	Кк3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
2. Долговечность	0,08	4	5	4	0,32	0,4	0,32
3. Технологичность при монтаже на трубопроводе	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
4. Чувствительность при обнаружении утечек	0,2	5	3	3	1	0,6	0,6
5. Возможность сопровождения внутритрубных устройств	0,11	4	1	2	0,44	0,11	0,22
6. Возможность определения посторонних внутритрубных образований	0,11	5	2	2	0,55	0,22	0,22
7. Точность обнаружения	0,09	5	2	3	0,45	0,18	0,27
8. Скорость обнаружения	0,07	4	4	5	0,28	0,28	0,35
9. Частота пунктов контроля	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,02	5	5	4	0,1	0,1	0,08
2. Цена	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
3. Гарантийный срок эксплуатации	0,01	4	4	3	0,04	0,04	0,03
4. Послепродажное обслуживание	0,01	4	4	3	0,04	0,04	0,03
5. Уровень проникновения на рынок	0,02	1	5	4	0,02	0,1	0,08
Итого	1	61	53	49	4,57	3,37	3,32

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические.

Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента K определяется по формуле

$$K = \sum B_i \cdot b_i, \quad (23)$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

b_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждой из СОУ.

Из приведенной оценочной карты видно, представленная ИСМТ наиболее конкурентоспособная из представленных - это достигается за счет высоких технических критериев, которые характеризуют функциональность системы. Проанализировав экономические критерии, можно сделать вывод, что ИСМТ проигрывает по сравнению с гидравлическими СОУ, но это обусловлено, в основном низким уровнем проникновения ИСМТ на рынок из-за того, что система является новой и несмотря на широкое применение отечественными нефтегазовыми компаниями на трубопроводах для транспортировки жидких углеводородов ИСМТ не применялась на газопроводах до проведения настоящего исследования. Кроме этого ИСМТ не применяется за рубежом. Но этот недостаток компенсируют преимущества технической части ИСМТ. Следует отметить, что основным преимуществом предлагаемой разработки – ИСМТ – является более высокая точность и чувствительность определения утечек. В дополнение к анализу технических решений проведено сравнение СОУ по точности и чувствительности определения утечек (таблица 12).

Таблица 12 – Сравнение Системы определения утечек на магистральных трубопроводах по техническим показателям [18]

Показатели	Системы определения утечек на магистральных трубопроводах		
	ИСМТ (κ1)	Гидравлическая СОУ (κ2)	Комбинированная СОУ (κ3)
Чувствительность в части определения утечек, куб.м/час	XXX	XXX	XXX
Точность определения утечек, м	XXX	XXX	XXX

Высокие технические характеристики ИСМТ, такие как чувствительность и точность обнаружения утечек являются главными конкурентными преимуществами, потому что соответствуют принципу централизованного управления техногенными рисками эксплуатации газотранспортной системы, а также способствуют поддержанию высокого уровня экологической и промышленной безопасности и надежности в газотранспортном предприятии. Кроме этого оборудование магистральных газопроводов ИСМТ для инфразвукового мониторинга позволяет выполнить как существующие, так и перспективные (по чувствительности, точности и времени обнаружения утечек) нормативные требования надзорных органов [21] для обеспечения безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

5.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности. Все факторы приведены в таблице 13. Результаты SWOT-анализа приведены в таблицах 14 и 15.

Первый этап

Таблица 13 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С 1. ИСМТ позволяет выявлять утечки низкой интенсивности при использовании на нефтепроводах; С 2. ИСМТ хорошо зарекомендовала себя при использовании на нефтепроводах и используется рядом отечественных нефтяных компаний С 3. ИСМТ аттестована на соответствие требованиям РФ и нефтяных компаний; С 4. ИСМТ является отечественной разработкой и производится серийно в России; С 5. Наличие квалифицированного персонала у производителя ИСМТ	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл 1. До проведения исследования ИСМТ не применялась на газопроводах; Сл 2. ИСМТ не внесено в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; Сл 3. У персонала, эксплуатирующего газопроводы отсутствует опыт работы с ИСМТ; Сл 4. Нет нормативных документов, определяющих требования к ИСМТ для использования на газопроводах;
Возможности: В 1. Оборудование магистральных газопроводов ИСМТ для инфразвукового мониторинга позволяет выполнить существующие нормативные требования надзорных органов [1]; В 2. Системы обнаружения утечек для газопроводов не лишены недостатков поэтому на рынке есть ниша для ИСМТ для газопроводов;		

Продолжение таблицы 13

В 3. Успешные испытания ИСМТ газопроводов позволят продемонстрировать эффективность ИСМТ для газовой отрасли и повысят заинтересованность газотранспортных компаний в ее приобретении; В 4. Успешные испытания ИСМТ на газопроводах будут основанием для внесения в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; По результатам испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ на газопроводах будут определены требования к ИСМТ для использования на газопроводах, которые позволят исключить конкурентов.		
Угрозы: У 1. Внесение в нормативную документацию требований об обязательном оборудовании газопроводов альтернативной системой; У 2. Отсутствие спроса на ИСМТ в газотранспортной отрасли; У 3. Введение дополнительных требований для внесения в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; У 4. Усовершенствование конкурентных систем		

Второй этап

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
		C1	C2	C3	C4	C5
Возможности проекта	B1	+	+	+	-	-
	B2	+	+	-	+	-
	B3	+	+	+	+	-
	B4	-	-	+	+	+
	B5	+	+	-	-	+

Продолжение таблицы 14

Угрозы проекта	У1	-	-	+	-	-
	У2	+	+	-	-	-
	У3	+	-	0	0	0
	У4	+	+	0	0	+
Слабые стороны проекта						
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
Возможности проекта	В1	+	+	-	-	
	В2	0	-	+	0	
	В3	+	+	-	0	
	В4	0	+	-	+	
	В5	-	-	-	+	
Угрозы проекта	У1	+	+	-	+	
	У2	+	+	+	+	
	У3	-	+	-	0	
	У4	+	-	-	+	

Таблица 15 – SWOT-анализ

		Сильные стороны научно-исследовательского проекта С 1. ИСМТ позволяет выявлять утечки низкой интенсивности при использовании на нефтепроводах; С 2. ИСМТ хорошо зарекомендовала себя при использовании на нефтепроводах и используется рядом отечественных нефтяных компаний С 3. ИСМТ аттестована на соответствие требованиям РФ и нефтяных компаний; С 4. ИСМТ является отечественной разработкой и производится серийно в России; С 5. Наличие квалифицированного персонала	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл 1. До проведения исследования ИСМТ не применялась на газопроводах; Сл 2. ИСМТ не внесено в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; Сл 3. У персонала, эксплуатирующего газопроводы отсутствует опыт работы с ИСМТ; Сл 4. Нет нормативных документов, определяющих требования к ИСМТ для использования на газопроводах;
--	--	---	--

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

Продолжение таблицы 15

Возможности: В 1. Оборудование магистральных газопроводов ИСМТ для инфразвукового мониторинга позволяет выполнить существующие нормативные требования надзорных органов [1]; В 2. Системы обнаружения утечек для газопроводов не лишены недостатков поэтому на рынке есть ниша для ИСМТ для газопроводов; В 3. Успешные испытания ИСМТ газопроводов позволяют продемонстрировать эффективность ИСМТ для газовой отрасли и повысят заинтересованность газотранспортных компаний в ее приобретении; В 4. Успешные испытания ИСМТ на газопроводах будут основанием для внесения в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; В 5. По результатам испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ на газопроводах будут определены требования к ИСМТ для использования на газопроводах, которые позволят исключить конкурентов.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: B1C1C2C3; B2C1C2C4; B3C1C2C3C4; B4C3C2C4C5; B5C1C2C5 1. В случае успешных испытаний ИСМТ на газопроводах и подтверждения требуемой чувствительности к обнаружению утечек необходимо определить требования к ИСМТ, включить ИСМТ в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли и активно продвигать ИСМТ на рынке для газотранспортных предприятий	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: У1С3; У2С1С2; У3С1; У4С1С2С5 1. Продвижение ИСМТ на рынке для газотранспортных предприятий может потребовать дополнительных испытаний для внесения ИСМТ Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли и подготовки инструкций для персонала. Однако, исходя из того, что оборудование магистральных газопроводов ИСМТ для инфразвукового мониторинга позволяет выполнить существующие нормативные требования надзорных органов, слабые стороны проекта могут быть легко преодолены за составления счет нормативных документов, определяющих требования к ИСМТ на основе существующих нормативных требований надзорных органов
Угрозы: У 1. Внесение в нормативную документацию требований об обязательном оборудовании газопроводов альтернативной системой; У 2. Отсутствие спроса на ИСМТ в газотранспортной отрасли; У 3. Введение дополнительных требований для внесения в Реестр оборудования, разрешенного к применению в газовой отрасли; У 4. Усовершенствование конкурентных систем	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: В1В3Сл1Сл2; В2Сл3; В4Сл2Сл4; В5Сл4 1. Благодаря подтверждению высокой эффективности ИСМТ в ходе испытаний и отсутствии систем обнаружения утечек без недостатков возможен пересмотр нормативной документации в сторону обязательного оборудования газопроводов	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1Сл2Сл3; У2Сл1Сл2Сл3Сл4Сл5; У3Сл2; У4Сл1Сл4 1. Необходимо расширение положительного опыта применения ИСМТ на газопроводах для постоянного поиска более совершенных технических и технологических решений

Продолжение таблицы 15

	2.Наличие квалифицированного персонала у производителя ИСМТ позволяет внесение требуемых изменений в ИСМТ в соответствии с меняющимися условиями рынка	2. Совершенствование ИСМТ в соответствии с нуждами газотранспортных предприятий позволит сделать ИСМТ безальтернативной системой для газопроводов
--	--	---

5.4 Планирование работ научно-исследовательских работ

5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данной работе для опытных испытаний ИСМТ необходимо четыре человека: руководитель проекта, два инженера линейно-эксплуатационной службы (далее – инженер ЛЭС), инженер производственно-диспетчерской службы (далее – инженер ПДС). 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 16.

Таблица 16 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка программы испытаний	1	Составление, согласование и утверждение программы испытаний ИСМТ	Руководитель проекта
Организация испытаний	2	Подготовка плана мероприятий по проведению испытаний ИСМТ	Руководитель проекта
	3	Подготовка распорядительного документа	Руководитель проекта
Проведение испытаний	4	Испытаний функции «обнаружение утечек» - отверстие	Инженеры ЛЭС, инженер ПДС
	5	испытаний функции «Обнаружение утечек» - трещина	Инженеры ЛЭС, инженеры ПДС
	6	испытаний функции «Локация внутритрубных устройств»	Инженеры ЛЭС, инженер ПДС
	7	Испытание функции "Локация внутритрубных устройств" - поиск ВТУ	Инженеры ЛЭС, инженер ПДС

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

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Проведение опытно- промышленной эксплуатации	8	Ведение журнала опытно- промышленной эксплуатации ИСМТ	Инженер ПДС
Обобщение и оценка результатов	9	Сведение и анализ полученных результатов	Руководитель проекта
Оформление отчета по итогам испытаний и опытно- промышленной эксплуатации	10	Обобщение и оценка результатов	Руководитель проекта
	11	Оценка эффективности ИСМТ	Руководитель проекта

Опытные испытания ИСМТ реализуются в шесть этапов.

5.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мин i} + 2t_{макс i}}{5} \quad (24)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи i}}{Ч_i} \quad (25)$$

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

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

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

5.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (26)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (27)$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (разработка программы испытаний)

$$t_{\text{ожид}} = \frac{3t_{\text{мини}} + 2t_{\text{макси}}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 7}{5} = 4 \text{ чел-дней},$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ожид}}}{\chi_i} = \frac{4}{1} = 4 \text{ дня},$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} \approx 1,22,$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 4 \cdot 1,22 = 4,88 \approx 5 \text{ дней},$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} \approx 1,47,$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} \cdot k_{\text{кал}} = 4 \cdot 1,47 = 10,30 \approx 10 \text{ дней},$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу А.1 (приложение А)

На основе таблицы А.1 построен календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ) (приложение А). На основе данных графика (таблица А.2, приложение А) можно сделать вывод, что продолжительность работ по испытаниям ИСМТ займет 14 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится третьей декадой июня.

Значение реальной продолжительности работ может быть как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 59 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 69 дней (длительность выполнения проекта инженерами ЛЭС и ПДС).

5.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для испытаний и опытно-промышленной эксплуатации;
- затраты на электроэнергию для испытаний для испытаний и опытно-промышленной эксплуатации;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

– накладные расходы.

5.5.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

К материальным затратам (Z_m) относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п (таблица 17).

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб
Картридж для принтера	шт	1	4000	4000
Бумага для принтера	пачка	3	190	570
Сим-карта для сотовой связи	шт	2	500	1000
Бензин для транспорта	л	200	44	8800
Перчатки	шт	5	200	1000
Итого Z_m , руб				15370

В сумме материальные затраты составили 15370 рублей. Цены взяты средние по городу Кемерово.

5.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование (оборудование ИСМТ) для экспериментальных работ

В данную статью включены все затраты, связанные с использованием оборудования ИСМТ, испытания которого проводились в ходе НТИ. Учитывая, что оборудование ИСМТ, испытания которого проводились в ходе НТИ, имелось на предприятии, где проводилась НТИ, стоимость ИСМТ учитывалась в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Амортизационные отчисления при использовании ИСМТ для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации

Расчет стоимости амортизации проводили по формуле:

$$Z_{ам\ и\ Исп.1} = P_{ам} * K_{вл\ и\ Исп.1}, \quad (28)$$

где $Z_{ам\ n\ Исп.1}$ – амортизационные отчисления при использовании единицы оборудования ИСМТ для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации;

$P_{ам}$ – норма амортизации, 1/день;

$K_{вл\ n\ Исп.1}$ – стоимость единицы оборудования ИСМТ, необходимого для проведения экспериментальных работ, имеющегося на предприятии

$$P_{ам} = 1/n_{ам}, \quad (29)$$

где $n_{ам}$ – срок амортизации, день. ИСМТ относится к седьмой амортизационной группе, срок амортизации составляет 15-20 лет или 5475-7300 дней.

$$P_{ам} = 1/7300 = 0,000136986$$

Исходя из календарного плана-графика, проведение испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ составило 69 дней.

Все расчеты по стоимости амортизации спецоборудования и оборудования ИСМТ, используемого для исполнения НТИ, сведены в таблице 18.

Таблица 18 - Стоимость амортизации оборудования ИСМТ, необходимого для проведения экспериментальных работ

Наименование оборудования		Ед. изм.	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Всего, руб. ($K_{вл\ n\ Исп.1}$)	Амортизация при использовании единицы оборудования ИСМТ, руб/день ($Z_{ам\ n\ Исп.1}$)
1		2	3	4	5	6
Основное оборудование в количестве 1 комплект, в том числе:						
1	XXX	шт.	XXX	XXX	XXX	XXX
2	XXX	шт.	XXX	XXX	XXX	XXX
3	XXX	компл.	XXX	XXX	XXX	XXX

Продолжение таблицы 18

Дополнительное оборудование						
1	XXX	шт.	1	XXX	XXX	XXX
2	XXX	шт.	1	XXX	XXX	XXX
3	XXX	шт.	5	XXX	XXX	XXX
4	XXX	шт.	6	XXX	XXX	XXX
	XXX	2	3	XXX	XXX	XXX
5	XXX	м	7500	XXX	XXX	XXX
6	XXX	м	30	XXX	XXX	XXX
7	XXX	шт.	10	XXX	XXX	XXX
8	XXX	шт.	10	XXX	XXX	XXX
9	XXX	шт.	5	XXX	XXX	XXX
10	XXX	шт.	10	XXX	XXX	XXX
11	XXX	шт.	10	XXX	XXX	XXX
ВСЕГО						XXX

Исходя из календарного плана-графика, проведение испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ составило 69 дней. В сумме стоимость амортизации оборудования ИСМТ (Исп.1), необходимого для проведения экспериментальных работ и имеющегося на предприятии составила

$$Z_{ам Исп.1} = (\sum Z_{ам n Исп.1}) * K_{дн} = 4551,91 * 69 = XXX \text{ руб./69 дней}$$

$K_{дн}$ – количество дней на проведение испытаний и опытно-промышленную эксплуатацию ИСМТ.

5.5.3 Расчет затрат на специальное оборудование (оборудование альтернативных систем обнаружения утечек) для экспериментальных работ

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для сравнения затрат на специальное оборудование ИСМТ (*Исп. 1*), взяты две альтернативные систем обнаружения утечек, описанные в п.8.2 настоящего раздела: гидравлическая СОУ – *Исп. 2* и комбинированная СОУ – *Исп. 3*. Стоимость гидравлической СОУ – *Исп. 2* и комбинированной СОУ – *Исп. 3* составила XXX руб. для *Исп.2* и XXX руб. для *Исп.3* (данные получены на основе коммерческих предложений от производителей гидравлической и комбинированной СОУ).

Амортизационные отчисления при использовании оборудования альтернативных систем обнаружения утечек для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации

$$Z_{ам Исп.i} = P_{ам} * K_{вл Исп.i} * K_{дн}, \quad (30)$$

где $Z_{ам Исп.i}$ – амортизационные отчисления при использовании *Исп.2* или *Исп.3* для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации;

$K_{вл Исп.i}$ – стоимость *Исп. 2* и *Исп. 3*;

$P_{ам}$ – норма амортизации, 1/день;

$K_{дн}$ – количество дней на проведение испытаний и опытно-промышленную эксплуатацию специального оборудования

$$P_{ам} = 1/n_{ам} \quad (31)$$

где $n_{ам}$ – срок амортизации, день. Гидравлическая и комбинированная СОУ (*Исп. 2* и *Исп.3*) относятся к седьмой амортизационной группе, срок амортизации составляет 15-20 лет или 5475-7300 дней.

$$P_{ам} = 1/7300 = 0,000136986$$

Соответственно

$$Z_{ам Исп.2} = 0,000136986 * 44194569,5 * 69 = 417728,6 \text{ руб./69 дней}$$

$$Z_{ам Исп.3} = 0,000136986 * 75097539,6 * 69 = 709824,5 \text{ руб./69 дней}$$

Расчет бюджета затрат на амортизацию специального оборудования для экспериментальных работ представлен в таблице 19.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 19 Расчет бюджета затрат на амортизацию специального оборудования для экспериментальных работ

Наименование, системы обнаружения утечек			Кол-во единиц оборудования			Общая стоимость затрат на амортизацию оборудования Z_m , руб		
Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
ИСМТ	Гидравлическая	Комбинированная	1	1	1	314081,8	417728,6	709824,5

5.5.4 Расчет затрат на электроэнергию для экспериментальных работ (испытания, опытно-промышленная эксплуатация)

В данную статью включены затраты на электроэнергию для работы ИСМТ (Исп. 1) во время проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации. Принимаем, что энергопотребление гидравлической и комбинированной СОУ (Исп. 2 и Исп.3) такое же.

$$Z_{эл} = P_{пот} * t * C_{эн} \quad (32)$$

где $P_{пот}$ – потребляемая электроэнергия кВт*ч;

t – время работы, ч;

$C_{эн}$ – тариф на электроэнергию, $C_{эн} = 3,89$ руб/кВт*ч для юридических лиц Кемеровской области

Потребление одним модулем приема и передачи данных составляет XXX ч. Потребление одним модулем сбора и передачи данных составляет XXX кВт/ч. Таким образом общее потреблением ИСМТ. Установленной на участке газопровода протяженностью XXX км составляет:

$$P_{пот} = XXX = XXX \text{ кВт*ч}$$

$$Z_{эл} = XXX = XXX \text{ руб/69 дней}$$

Результаты расчета приведены в таблице 20.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат на электроэнергию, потребляемую специальным оборудованием при экспериментальных работах (испытания, опытно-промышленная эксплуатация)

Наименование затрат	Цена, руб/69 дней
Затраты на электроэнергию, $Z_{эл}$	XXX

5.5.5 Основная заработная плата исполнителей научно-технического исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$ для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ (*Исп. 1*). Принимаем, что основная заработная плата $Z_{осн}$ и дополнительная заработная плата $Z_{доп}$ для проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации гидравлической и комбинированной СОУ (*Исп. 2* и *Исп.3*) такие же.

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (33)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{осн}$. Основная заработная плата руководителя (инженера)

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p \quad (34)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (35)$$

где Z_m - месячный должностной оклад работника, руб.;

M - количество месяцев работы без отпуска в течение года;

при отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев. 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев. 6-дневная неделя;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (36)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

κ_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Кемерово).

5.5.6 Дополнительная заработная плата исполнителей научно-технического исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата

$$З_{\text{доп}} = \kappa_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (37)$$

где $\kappa_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,135).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями газотранспортного предприятия, работники которого проводили испытания ИСМТ. Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя)

$$З_{\text{м}} = З_{\text{мс}} \cdot (1 + \kappa_{\text{нр}} + \kappa_{\text{д}}) \cdot \kappa_p = 30000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 58500 \text{ руб}$$

$$З_{\text{дн}} = З_{\text{м}} \cdot M / F_{\text{д}} = (58500 \cdot 10) / (365 - 66 - 56) = 2407 \text{ руб}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 2407 \cdot 48 = 115536 \text{ руб}$$

$$З_{\text{доп}} = \kappa_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,135 \cdot 115536 = 15597,4 \text{ руб}$$

Расчет заработной платы инженера ПДС (пятидневная рабочая неделя)

$$З_{\text{м}} = З_{\text{мс}} \cdot (1 + \kappa_{\text{нр}} + \kappa_{\text{д}}) \cdot \kappa_p = 20800 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 40560 \text{ руб}$$

$$З_{\text{дн}} = З_{\text{м}} \cdot M / F_{\text{д}} = (40560 \cdot 11) / (365 - 117 - 28) = 2028 \text{ руб}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 2028 \cdot 46 = 93288 \text{ руб}$$

$$З_{\text{доп}} = \kappa_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,135 \cdot 93288 = 12593,8 \text{ руб}$$

Расчет заработной платы инженера ЛЭС (пятидневная рабочая неделя)

$$З_{\text{м}} = З_{\text{мс}} \cdot (1 + \kappa_{\text{нр}} + \kappa_{\text{д}}) \cdot \kappa_p = 19530 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 38083,5 \text{ руб}$$

$$З_{\text{дн}} = З_{\text{м}} \cdot M / F_{\text{д}} = (38083,5 \cdot 11) / (365 - 117 - 28) = 1904,2 \text{ руб}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 1904,2 \cdot 6 = 11425,2 \text{ руб}$$

$$З_{\text{доп}} = \kappa_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,135 \cdot 11425,2 = 1542,4 \text{ руб}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта

приведены в таблице 21.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	К _{пр}	К _д	К _р	З _м	З _{осн}	Т _р	З _{осн}	К _{доп}	З _{доп}	Итого, руб.
Руководитель	XX X	XX X	XX X	XXX	XX X	X X X	X X X	X X X	XXX	XX X	XXX
Инженер ПДС	XX X				XX X	X X X	X X X	X X X		XX X	XXX
Инженер ЛЭС	XX X				XX X	X X X	X X X	X X X		XX X	XXX

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта.

5.5.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации отчисления нормы органов государственного социального страхования, пенсионный фонд и медицинское страхование от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды

$$З_{внеб} = K_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (37)$$

где $K_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 22 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	XXX	XXX
Инженер ПДС	XXX	XXX
Инженер ЛЭС	XXX	XXX
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	XXX	
Руководитель проекта	XXX	
Инженер ПДС	XXX	
Инженер ЛЭС		XXX

5.5.8 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, интернета, электроэнергию при подготовке испытаний, размножением материалов и т.д.

Накладные расходы

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1-6}) * k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ — коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$Z_{\text{накл Исп. п}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{ам Исп. п}} + Z_{\text{эл}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) * 0,16, \quad (38)$$

$$Z_{\text{накл Исп.1}} = \text{XXX} = \text{XXX руб.},$$

$$Z_{\text{накл Исп.2}} = \text{XXX} = \text{XXX руб.}$$

$$Z_{\text{накл Исп.3}} = \text{XXX},5 \text{ руб.}$$

5.6 Формирование затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на испытания ИСМТ приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Бюджет затрат на испытания ИСМТ

Наименование статьи	Сумма, руб			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты проекта	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.1
2. Затраты на амортизацию специального оборудования для экспериментальных работ	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.2, 8.4.3
3. Затраты на электроэнергию, потребляемую специальным оборудованием при экспериментальных работах (испытания, опытно-промышленная эксплуатация)	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.4
4. Затраты по основной заработной плате	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.5
5. Затраты по дополнительной заработной плате	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.6
6. Отчисления во внебюджетные фонды	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.7
7. Накладные расходы	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.8
Бюджет затрат НТИ	XXX	XXX	XXX	Пункт 8.4.1

Бюджет всех затрат проведенного НТИ равен XXX рубля.

5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической 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 показатель финансовой эффективности проведенного НТИ получен в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования с использованием ИСМТ (*Исп.1*), гидравлической СОУ

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(Исп.2) и комбинированной СОУ (Исп.3). Для этого наибольший бюджет затрат НТИ принимался за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносились финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Расчет интегрального финансового показателя

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (39)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения, руб.;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения, руб.

Максимальный бюджет НТИ составляет XXX руб (табл. 23) при использовании для испытаний и опытно-промышленной эксплуатации комбинированной СОУ (3-й вариант исполнения). Бюджет НТИ при использовании 1-го варианта исполнения (с использованием ИСМТ) составил XXX руб. (табл. 23). Бюджет НТИ при использовании 2-го варианта исполнения (с использованием комбинированной СОУ) составляет XXX руб. (табл. 23). Соответственно

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \text{XXX} = 0,6$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \text{XXX} = 0,7$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \text{XXX} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает увеличение бюджета затрат НТИ на XXX % при использовании гидравлической СОУ (Исп.2) и на XXX % при использовании комбинированной СОУ (Исп.3).

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Определение ресурсоэффективности происходит на основе интегрального показателя ресурсоэффективности

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (40)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент проекта для i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проводился в форме таблицы (таблица 24).

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов систем определения утечек на магистральных трубопроводах

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.2
1. Надежность	0,07	5	4	4
2. Долговечность	0,08	4	5	4
3. Технологичность при монтаже на трубопроводе	0,1	5	5	2
4. Энергосбережение	0,2	5	3	3
5. Удобство в эксплуатации	0,16	4	1	2
6. Функциональность	0,18	5	2	2
7. Потребность в обслуживании	0,13	5	2	3
9. Материалоемкость	0,08	4	4	4
Итого	1	37	26	24

Определение ресурсоэффективности происходит на основе расчета интегрального показателя ресурсоэффективности разработки и аналогов

$$I_{p-учн1} = 5*0,07 + 4*0,08 + 5*0,1 + 5*0,2 + 4*0,16 + 5*0,18 + 5*0,13 + 4*0,08 = 4,68$$

$$I_{p-учн1} = 4*0,07 + 5*0,08 + 5*0,1 + 3*0,2 + 1*0,16 + 2*0,18 + 2*0,13 + 4*0,08 = 2,88$$

$$I_{p-учн1} = 4*0,07 + 4*0,08 + 2*0,1 + 3*0,2 + 3*0,16 + 3*0,18 + 3*0,13 + 4*0,08 = 3,13$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad (41)$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (42)$$

$$I_{исп.1}=4,68/0,6=7,8$$

$$I_{исп.2}=2,88/0,7=4,1$$

$$I_{исп.3}=3,13/1=3,13$$

На основе сравнения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки определена сравнительная эффективность НТИ и выбран наиболее целесообразный вариант из сравниваемых. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp}=I_{исп.1}/I_{исп.2} \quad (43)$$

Результаты расчета представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,6	0,7	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	2,7	3,1
3	Интегральный показатель эффективности	7,8	4,1	3,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,5	0,4

Сравнение значений интегральных показателей ресурсоэффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции ресурсной эффективности.

Сравнивая интегральные показатели эффективности предлагаемой разработки – ИСМТ (Исп.1) и двух наиболее распространенных СОУ,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

основанные на разных принципах работы, которые используются Российскими нефтегазовыми компаниями: СОУ регистрирующая утечки за счет изменения давления в трубопроводе при образовании в нем утечки (Исп.2); СОУ регистрирующая утечки за счет изменения параметров работы трубопроводов в сочетании с изменением давления в трубопроводе при образовании в нем утечки (Исп.3), установлено, что ИСМТ, позволяет обнаруживать утечки на газопроводах наиболее эффективно с точки зрения стоимости оборудования и ресурсоэффективности.

В результате выполнения раздела «Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение» проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбрана наиболее эффективная и более дешевая по сравнению с аналогами система обнаружения утечек на трубопроводах, а именно система инфразвукового мониторинга газопроводов.

Построен календарный план-график проведения работ по испытаниям системы инфразвукового мониторинга газопроводов каждого из исполнителей проекта. Общее количество дней на выполнение работ по испытаниям системы инфразвукового мониторинга газопроводов составляет 128 дней. Бюджет затрат проведенного НТИ составил XXX тыс. рублей.

Интегральный финансовый показатель $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = 0,6$, показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен $I_p = 4,68$, интегральный показатель эффективности составил $I_{\text{исп.1}} = 7,8$, что говорит об эффективности применения системы инфразвукового мониторинга газопроводов.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что система инфразвукового мониторинга газопроводов является наиболее конкурентоспособной из представленных и позволяет наиболее эффективно решать задачи по мониторингу газопроводов для обнаружения утечек, что подтверждено в результате выполнения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации, проведенных в ходе бакалаврской работы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В работе представлены результаты опытных испытаний ИСМТ на магистральном газопроводе. Местом установки ИСМТ является непосредственно линейная часть магистрального газопровода. Рабочей средой является газ.

В процессе эксплуатации ИСМТ возможно наличие вредных факторов, оказывающих опасное воздействие, такие как природный газ, возникновение термических и механических опасностей в виде взрывоопасных смесей и значительного давления в магистральном газопроводе. Не исключено и появление чрезвычайных ситуаций, вызванных лесными пожарами, диверсиями, среди которых типичными являются ЧС, вызванные авариями техногенного характера.

Целью данного раздела является приведение норм опасных и вредных факторов, оказывающих влияние на организм человека, средств защиты от этих факторов. Помимо того, рассматриваются меры для обеспечения экологической безопасности окружающей природной среды, превентивные меры для предупреждения появления ЧС, а также перечень действий в случае ее возникновения. Также приводятся организационные и правовые вопросы, касающиеся компоновки рабочей среды и правовые нормы труда.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					93	114
Консульт.		Черемискина М.С.				НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

6.1 Профессиональная социальная безопасность

При испытаниях, эксплуатации и обслуживании системы инфразвукового мониторинга присутствуют вредные и опасные факторы, указанные в таблице 26.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Эксплуатация (испытания)	Обслуживание	
Отравление газами	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [24]
Падение с высоты	+	+	ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности [25]
Падение предметов на работника	+	+	
Взрыв газа	+	+	НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии [26]
Возгорание газа	+	+	Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [27]

Источником отравления газами является углеводородные газы – природный газ или углекислый газ.

При воздействии углеводородных газов на организм человека признаками отравления являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Углеводородные газы относятся к 4 классу опасности по степени воздействия на организм человека вредные вещества, согласно ГОСТ 12.1.007-76 [24]. Допустимые нормы углеводородных газов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Допустимые нормы углеводородных газов [24]

Наименование показателя	Норма для 4-го класса опасности
Предельно-допустимая концентрация (ПДК), мг/м ³	Более 10
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Менее 3
Зона острого действия	Более 54,0
Зона хронического действия	Менее 2,5

Для защиты от отравления газами применялись средства индивидуальной защиты органов дыхания.

Падение работающего с высоты может произойти при подъеме-спуске в колодец при эксплуатации и обслуживании ИСМТ, а также при работе около открытого не огороженного колодца.

Падение с высоты может привести к травме работника, в том числе со смертельным исходом.

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

– при подъёме на высоту более 1,8 м или спуске с высоты более 1,8 м по лестнице, стремянке, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

– при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

Коллективными средствами защиты от падения с высоты являлись защитные ограждения, страховочные верёвки и тросы, лестницы, сигнальные ленты, знаки безопасности.

Индивидуальными средствами защиты от падения с высоты являются привязи, стропа, каски, пояса, карабины, спасательные системы.

Падение предметов на работника, находящегося в колодце может привести к травме работника, в том числе со смертельным исходом.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коллективными средствами защиты от падения от падения предметов на работника являются защитные ограждения, сигнальные ленты, знаки безопасности.

Индивидуальными средствами защиты от падения предметов на работника являются каски.

Взрывопожароопасность обусловлена возможностью присутствия взрывопожароопасных смесей за счет утечек природного газа. Кроме этого при нарушении норм, правил и инструкций по технике безопасности не исключена возможность возникновения источника зажигания (искра, открытый огонь), и как следствие, пожара и взрыва. Взрывопожароопасные свойства природного газа приведены в таблице 28 [28].

Таблица 28 – Взрывопожароопасные свойства газа [28]

Наименование вещества на рассматриваемом объекте	Класс опасного вещества	Температура самовоспламенения, °С	Концентрационный предел взрываемости, % объем	
			Нижний предел	Верхний предел
Природный газ	4	405-580	6,0	13,5

Указанные факторы могут привести к травме и ожогам работника, в том числе со смертельным исходом.

Коллективными средствами защиты, препятствующими возникновению указанных опасных факторов, являлись предупреждающие знаки "Газ" или "Газоопасные работы", защитные ограждения, переносные светильники во взрывозащищенном исполнении, соответствующие по исполнению категории и группе взрывоопасной смеси, средства связи во взрывозащищенном исполнении, инструмент из материала, исключающего возможность искрообразования. Индивидуальными средствами защиты, препятствующими возникновению указанных опасных факторов, являлись каски, а также одежда и обувь, исключающая возможность искрообразования.

6.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Как следует из предыдущих глав, при испытаниях и обслуживании ИСМТ выявлено наличие опасных и вредных факторов, исходя из чего требуется обеспечить защиту от их воздействия на человека.

На объектах внедрения системы инфразвукового мониторинга используется комплекс мер по обеспечению средствами защиты [29].

Требования к спецодежде: спецодежда и спецобувь выдается рабочим в пределах, установленных на объекте внедрения норм; во время работы рабочие обязаны пользоваться выданной им спецодеждой и спецобувью.

Так же персонал объекта должен быть оснащен противогазами.

Противогазы с коробкой применяют при объемной доле свободного кислорода в воздухе не менее 18 % и суммарной объемной доле парообразных и газообразных вредных примесей не более 0,5 %.

Шланговые противогазы предназначены для защиты органов дыхания и глаз человека при работе в атмосфере с объемной долей вредных веществ более 0,5 % и объемной долей кислорода в воздухе менее 18 %.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ: оформить наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности [30]; провести внеплановый инструктаж всем членам бригады с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске; ознакомить работников с планом производства работ; установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ; проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных при испытаниях и обслуживании ИСМТ. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

Мероприятия по пожарной безопасности при испытаниях и обслуживании системы инфразвукового мониторинга разработаны в соответствии с нормативным документом ГОСТ 12.1.004-91 [31]. Датчики,

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

входящие в испытаниях и обслуживании системы инфразвукового мониторинга, имеют взрывозащищенное исполнение [32].

Основные мероприятия по пожарной безопасности:

- при производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовленных из стали: ударные инструменты должны быть изготовлены из цветного металла. Режущие инструменты должны обильно смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором;
- персонал обязан знать устройство и инструкции по применению первичных средств пожаротушения.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

В период строительных работ воздействие на атмосферу приземный слой связано с выбросами загрязняющих веществ автотранспортом, строительными машинами и механизмами, окрасочными работами, сварочными работами. При движении автотранспорта и работе дорожно-строительной техники в атмосферу выделяются: оксиды азота, аммиак, сажа, сера диоксид, углерод оксид, метан, пары бензина и керосина. При проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются пары растворителей и аэрозоль краски. При проведении сварочных работ в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, оксиды азота, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые и пыль неорганическая.

Расчёт выбросов в атмосферу от источников в виду из незначительности не производился. Эксплуатация ИСМТ не сопровождается загрязнением атмосферного воздуха.

Кроме этого, монтаж ИСМТ сопровождается образованием различных видов отходов, загрязняющих литосферу. В период эксплуатации новых видов отходов производства и потребления не образуется.

Отрицательное воздействие ИСМТ на поверхностные водотоки исключается, так как магистральный трубопровод, на котором установлена

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ИСМТ, находится вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос близлежащих водотоков.

6.3.2 Анализ «жизненного цикла» объекта исследования

На стадиях эксплуатации объекта исследования сам объект исследования не несет никакой опасности для окружающей среды. Возникающая опасность для окружающей среды объясняется загрязнением почвы и атмосферы. Это вызвано в первую очередь утечками газа. На обнаружение таких утечек и направлено действие объекта исследования.

6.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Защита атмосферы

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух предусмотрены следующие мероприятия:

- предотвращение возможных экологических аварий и нарушений природоохранного законодательства в процессе работ;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства;
- исключение применения материалов, не имеющих сертификатов качества, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;
- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах.

Защита гидросферы

Мероприятия по защите гидросферы не требуются в связи с отсутствием негативного воздействия на гидросферу при монтаже, эксплуатации и обслуживании ИСМТ.

Защита литосферы

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для снижения уровня неблагоприятного воздействия на окружающую среду при монтаже ИСМТ необходимо осуществлять мероприятия по уменьшению образования производственно-бытовых отходов:

- использовать технологические процессы, базирующиеся на принципе максимального использования сырья, материалов и оборудования;
- мойку, обслуживание, крупный ремонт, профилактику строительной техники и автотранспорта производить вне территории стройплощадки, на базе специализированного предприятия, предоставляющего технику;
- организовать сбор, сортировку, очистку, переработку и утилизацию отходов, оборудовать рабочие площадки емкостями для сбора каждого вида отхода отдельно, накапливать отходы только в специально отведенных и оборудованных для этого местах;
- организовать своевременный вывоз и утилизацию отходов, обучить персонал правилам сбора, сортировки, обработки и хранения отходов.

При выполнении строительных работ следует предусмотреть своевременный сбор, вывоз, утилизацию отходов и мусора, что предотвращает загрязнение почвы. После окончания планируемых строительных работ отходы подлежат утилизации в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля.

При эксплуатации (испытаниях) и обслуживании ИСМТ отходы не образуются.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Сам объект исследования (ИСМТ) не способен инициировать ЧС, его основная функция – предотвращение ЧС, связанного с утечками газа.

6.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при эксплуатации системы инфразвукового мониторинга газопроводов

Чрезвычайные ситуации при эксплуатации ИСМТ могут возникнуть по различным причинам, например, паволковые наводнения, лесные пожары.

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

террористические акты, из которых наиболее типичными являются ЧС по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: ошибочные действия персонала при производстве работ, неисправность оборудования и материалов и техногенное воздействие.

Аварии могут привести к с разрушению магистрального газопровода. При разрушении магистрального газопровода и мгновенном высвобождении энергии газа возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова. При возгорании газа механическое и бризантное воздействие сопровождается термическим воздействием с соответствующим синергетическим поражением территорий радиусом до 540 м от очага аварии. Отмечается разлет фрагментов трубопровода на 480 м. Основные поражающие факторы аварий на газопроводах представлены в таблице 29 [33].

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 29 – Основные поражающие факторы аварий на газопроводах [33]

Разновидность аварии	Поражающие факторы	Параметры поражающего действия
Пожар, огненный шар	пламя; тепловое излучение	Определение полей поражающих факторов сводится к определению границ зоны пламени и определению текущих значений теплового потока в зависимости от удаления от внешней границы зоны пламени.
Взрывы (в т. ч. взрывы топливовоздушных смесей)	воздушные ударные волны; летающие обломки различного рода объектов технологического оборудования	Параметры поражающего действия воздушной ударной волны - избыточное давление во фронте волны и ее импульс в зависимости от расстояния от места взрыва. Параметры, определяющие поражающее действие осколков, - количество осколков, их кинетическая энергия, направление и расстояние разлета.

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

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

– своевременно и в полном объеме проводить диагностику, обслуживание, текущий ремонт, капитальный ремонт и реконструкцию газопроводов;

– использовать при строительстве и ремонте только материалы, оборудования и технологии, разрешенные к применению на опасных производственных объектах;

– перед проведением работ переносным газоанализатором измеряется уровень загазованности воздушной среды, при этом концентрация газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам:

– в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию:

– для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должен быть оснащен спецодеждой, спецобувью и другими средства индивидуальной

защиты (очки, перчатки, каски и т.д.). которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

В случае возникновения ЧС необходимо: сообщить непосредственному руководителю о случившемся; вызвать службу ведомственной пожарной охраны; пользуясь средствами индивидуальной защиты, прекратить все работы вблизи ЧС и эвакуировать людей; пострадавшим оказать медицинскую помощь; прекратить транспортировку газа на данном участке газопровода, либо перевести весь поток в лупинг; далее действовать указаниям непосредственного руководителя.

Для ликвидации аварии весь персонал распределяется в рабочие группы. В каждой группе назначается руководитель, ответственный за состояние безопасности труда на вверенном ему участке работ. Персонал, выполняющий работы по ликвидации аварии должен быть проинструктирован о безопасных методах и приемах выполнения работ, а также уметь оказывать первую медицинскую помощь.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.5.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Все работы, проводимые на линейной части газопровода при испытаниях и обслуживании ИСМТ, выполнялись с соблюдением требований действующей нормативно-технической документации, а именно Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [34], ГОСТ 12.3.003-86 [35], ГОСТ 12.3.009-76 [36], ГОСТ 12.3.033-84 [37], ГОСТ 12.4.011-89 [38], СНиП 12-03-2001 [39], ПТЭЭП [40]. Особенности трудового законодательства применительно к испытаниям и обслуживанию ИСМТ является обязательная обучение работников правилам безопасной работы в охранной зоне газопровода, проведение периодических медицинских осмотров работников, обязательное обучение и проверка знаний работников в области охраны труда и промышленной безопасности, выдача работодателем средств

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

индивидуальной защиты каждому работнику, защита персональных данных работника в соответствии с требованиями РФ.

6.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работы принимались меры по уменьшению степени опасности газоопасной работы снятием избыточного давления с оборудования, работающего под давлением, удалением опасных веществ, исключением их поступления из смежных технологических систем, исключением возможных источников искрообразования. Место проведения газоопасной работы обозначалось и ограждалось, устанавливались предупреждающие знаки "Газ" или "Газоопасные работы". Зона работы подготавливалась для безопасного и удобного ее выполнения: организовывались свободные подходы и проезды к месту работы, удалялись мешающие предметы, взрывопожароопасные и вредные вещества. Подготавливался исправный инструмент, приспособления по обеспечению безопасного производства работ, средства индивидуальной защиты. Рабочий инструмент и приспособления, вспомогательный материал раскладывался в удобном для работы порядке.

В проведенном исследовании проанализирован объект исследования (инфразвуковая система мониторинга газопроводов) на предмет выявления основных техносферных опасностей и вредностей. Оценена степень воздействия при эксплуатации (испытаниях) и обслуживании ИСМТ на человека, общество и природную среду. Определены методы минимизации этих воздействий и защиты от них.

Практическая значимость полученных результатов раздела «Социальная ответственность» заключается в выявлении источников опасности при эксплуатации (испытаниях) и обслуживании инфразвуковой системы мониторинга газопроводов, а также в определении и описании мероприятий по снижению выявленных опасностей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения квалификационной работы:

- проведен обзор существующих основных методов обнаружения утечек и мониторинга трубопроводов, а также методов сопровождения ВТУ;
- определено, что ИСМТ позволяет регистрировать утечки, составляющие XXX от расхода газа в газопроводе, с точностью не более 6 м;
- установлено, что ИСМТ позволяет определять местоположение ВТУ в реальном масштабе времени с точностью XXX м;
- определено, что ИСМТ позволяет регистрировать утечки, сформированные на параллельной нитке газопровода;
- выбрано оптимальное расстояние между датчиками ИСМТ на магистральном газопроводе, которое составляет XXX км.

Результаты проведенной работы показали, что инфразвуковой мониторинг газопроводов с использованием ИСМТ обеспечивает обнаружение утечек, в том числе на параллельной нитке газопровода, с выводом информации на АРМы диспетчеров. При этом предел чувствительности по интенсивности утечки, точность локализации утечки и время обнаружения утечки соответствуют требованиям нормативной документации.

Также инфразвуковой мониторинг газопроводов с использованием ИСМТ позволяет осуществлять сопровождение внутритрубных устройств в газопроводе с выводом текущей линейной координаты на АРМы диспетчеров в режиме он-лайн, а в случае нештатной остановки внутритрубного устройства позволяет определять его местоположения. При этом точность определения местоположения внутритрубного устройства позволяет исключить необходимость использования альтернативных методов при проведении

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					105	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

процедуры пропуска внутритрубных устройств.

Экономические расчеты по оценке эффективности показали, что при использовании системы инфразвукового мониторинга газопроводов интегральный финансовый показатель $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = 0,6$, показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен $I_p = 4,68$, интегральный показатель эффективности составил $I_{\text{исп.1}} = 7,8$, что говорит об эффективности применения системы инфразвукового мониторинга газопроводов.

Таким образом, использование предложенный в работе инфразвукового мониторинга для обнаружения утечек и сопровождения внутритрубных устройств на газопроводах соответствует принципу централизованного управления техногенными рисками эксплуатации газотранспортной системы, а также способствует поддержанию высокого уровня экологической и промышленной безопасности и надежности в газотранспортном предприятии. Кроме этого оборудование магистральных газопроводов ИСМТ для инфразвукового мониторинга позволяет выполнить существующие нормативные требования надзорных органов [21] для обеспечения безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

					Заключение	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Ямкин А.В., Чухарева Н. В. Опытные испытания системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода// Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы II-го Всероссийской научно-практической конференции, Омск, 30 октября 2018. – Омск: ОмГТУ, 2017 – С. 99-105.

2. Ямкин А.В., Чухарева Н. В., Ревазов А.М., Маслов А.С. Инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода// Газовая промышленность – 2019 – №. 6 (в печати).

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Список публикаций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					107	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бабков А.В. Системы обнаружения утечек жидкости на магистральных нефтепроводах / А.В. Бабков, В.Е. Попадько // Серия: Автоматизация, телемеханизация и связь с газовой промышленности. – М., ИРЦ Газпром, 2002. – 41 с.
2. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования : учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
3. Бутиков Ю.А., Современные дистанционные методы и аппаратура контроля утечек из магистральных трубопроводов / Ю.А. Бутиков, Н.И. Чура, С.И. Широценский // Серия: Автоматизация, телемеханизация и связь с газовой промышленности. – М., ИРЦ Газпром, 1995. – 43 с.
4. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти : учеб. пособие для вузов в двух томах / С.М. Вайншток – М., 2004. – Т.2 – 621 с.
5. Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий : автореф. дис. ... канд. техн. Наук / А.Ф. Булатов – Уфа: Б.и., 2015. – 235 с.
6. Временные технические требования ОАО «Газпром» к элементам систем мониторинга геотехнического состояния магистральных трубопроводов на базе волоконно-оптических сенсоров – Введ. 2014-08-01. – 14 с.
7. Глушков Э.И. Опыт ОАО "Нефтеавтоматика" в разработке и внедрении систем обнаружения утечек в трубопроводах / Э.И. Глушков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. –С. 4-8.
8. Земенкова Ю.Д. Эксплуатация магистральных нефтепроводов : учеб. пособие. 2-ое изд. / Ю.Д. Земенкова – ТюмГНГУ, 2001. – 623 с.

					Опытные испытания стационарной системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ямкин А.В.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					108	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 32Б4Д		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

9. Лаптева Т.И., Обнаружение утечек при неустановившемся течении в трубопровода / Т.И. Лаптева, Т.Н. Мансуров // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 1-15.
10. Хасенова Д.Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ / Д.Ф. Хасенова, В.Г. Крец // VII всероссийская научно-техническая конференция «Молодежь и наука». – 2012. – 3 с.
11. ОР-23.040.00-КТН-361-09. Порядок обследования трассы магистрального нефтепровода при возникновении нештатных ситуаций ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2009-08-01– М., 2009 – 9 с.
12. РД 13-32000-КНТ-544-06 Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2011-06-02. – М., 2009 – 19 с.
13. Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов. Монтаж на участке газопровода «Парабель-Кузбасс» Кемеровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск». Раздел 1 «Пояснительная записка» : проектная документация / Общество с ограниченной ответственностью «Технология» ; рук. Н.А. Романов. – Томск, 2015 – 42 с. – Т. 1. – Инв. № 20150701.ТЕХН-00-00-ПЗ.
14. Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов. Монтаж на участке газопровода «Парабель-Кузбасс» Кемеровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск». Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» Подраздел 7.1 «Технологические решения» : проектная документация / Общество с ограниченной ответственностью «Технология» ; рук. Н.А. Романов. – Томск, 2015 – 105 с. – Т. 5.7.1. – Инв. № 20150701.ТЕХН-00-00-ИОС7.1.
15. Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов. Монтаж на участке газопровода «Парабель-Кузбасс» Кемеровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск». Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7.2 «Технологические решения. Автоматизация. Информационное обеспечение» :

					Список используемых источников	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проектная документация / Общество с ограниченной ответственностью «Технология» ; рук. Н.А. Романов. – Томск, 2015 – 105 с. – Т. 5.7.2.1. – Инв. № 20150701.TEXH-00-00-ИОС7.2.1.

16. Carpenter F. Including false positives boosts PLDS performance efficiencies / F. Carpenter, S. Philip, P. Morgan // Oil & Gas Journal. – 2016. – Vol. 27, № 6. – P. 56-59.

17. Geiger G. State of the art in leak detection and localization / G. Geiger. // Pipeline Technology Conference – Germany, 2006 – 25 p.

18. Супрунчик В.В. Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов / В.В. Супрунчик // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М.2007. – №6. –с.51-54.

19. Свод правил СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы с изменением № 1. – Введ. 2013-07-01. - М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС". – 2013. – 48 с.

20. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / - 20. Тугунов П.И. [и др.] – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002 г.-658 с.

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» – Введ. 2013-11-06 приказом Ростехнадзора № 520. – 41 с.

22. Медведев С.С. Ликвидация аварийных разливов нефти при авариях на подводных переходах нефтепроводов / С.С. Медведев, Н.В. Лебедев, А.С. Ермолаев // Газовая промышленность. – 2005. – № 2. – С. 79-81.

23. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору: офиц. текст: по состоянию на 15 ноября 2015 г. / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – М., 2015. – С. 144-152.

24. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2). [Текст]. – Введ. 1977-01-01. – М.: 1977-01-01. – 24 с.

					Список используемых источников	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. ГОСТ 12.3.002-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности. [Текст]. – Введ. 2016-07-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 14 с.
26. НП-044-18 Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии". [Текст]. – Утверждены Приказом Ростехнадзора от 02.03.2018 N 93. – М.: Стандартинформ, 2018. – 13 с.
27. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ. [Электронный ресурс]. – Одобрен Советом Федерации 11 июля 2008 года. – Электрон. дан. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 21.04.2019 г.
28. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. [Текст]. – Введ. 1991-01-01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1989. – 26 с.
29. ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация». [Текст]. – Введ. 1984-07-01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1983. – 8 с.
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 г. № 485. / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2017. – 36 с.
31. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). [Текст]. – Введ. 1992-07-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 44 с
32. ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая"

					Список используемых источников	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оболочка" (с Изменением N 1). [Текст]. – Введ. 2001-01-09. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 14 с.

33. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97). [Текст]. – Введ. 1997-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996 – 12 с.

34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [Текст]. – Введ. 2001-12-26. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 14 с.

35. ГОСТ 12.3.003-86. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1). [Текст]. – Введ. 1988-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 16 с.

36. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением N 1). [Текст]. – Введ. 1977-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 14 с.

37. ГОСТ 12.3.033-84. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации. [Текст]. – Введ. 1985-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 24 с.

38. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Текст]. – Введ. 1990-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 17 с.

39. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. [Текст]. – Введ. 2001-09-01. – М.: Стандартиформ, 2001. – 23 с.

40. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. [Текст]. – Введ. 2003-01-13. – М.: Стандартиформ, 2003. – 23 с.

					Список используемых источников	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ВРЕМЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ИСМТ

Таблица А.1 – Временные показатели проведения испытаний ИСМТ

Название работы	Трудоёмкость работ									Длительность работ в рабочих днях, Т _{рi}			Длительность работ в календарных днях, Т _{кi}		
	t _{min} , чел- дни			t _{max} , чел- дни			t _{ожi} , чел- дни								
	Руководитель	Инженер ЛЭС	Инженер ПДС	Руководитель	Инженер ЛЭС	Инженер ПДС	Руководитель	Инженер ЛЭС	Инженер ПДС	Руководитель	Инженер ЛЭС	Инженер ПДС	Руководитель	Инженер ЛЭС	Инженер ПДС
Составление, согласование и утверждение программы испытаний ИСМТ	2			7			4			4			5		
Подготовка плана мероприятий по проведению испытаний ИСМТ	3			10			6			6			7		
Подготовка распорядительного документа	5			15			9			9			11		
Испытаний функции «обнаружение утечек» - отверстие		2	2		3	3		2	2		1	2		2	4
испытаний функции «Обнаружение утечек» - трещина		2	2		3	3		2	2		1	2		2	4
испытаний функции «Локация внутритрубных устройств»		4	4		5	5		4	4		2	4		3	6
Испытание функции "Локация внутритрубных устройств" - поиск ВТУ		4	4		5	3		4	4		2	4		3	5

Продолжение таблицы А.1

Ведение журнала опытно-промышленной эксплуатации ИСМТ			30			40			34			34			50
Сведение и анализ полученных результатов	5			10						9			11		
Обобщение и оценка результатов	4			6						10			12		
Оценка эффективности ИСМТ	3			5						10			13		

Таблица А.2 – Календарный план-график проведения работ по проведению испытаний ИСМТ

Вид работ	Исполнители	Тки, кален д. дней	Продолжительность выполнения работ														
			февр.		март			апрель			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Разработка программы испытаний	Руководитель	5															
Организация испытаний	Руководитель	18															
Проведение испытаний	Инженеры ЛЭС, ПДС	19															
Проведение опытно-промышленной эксплуатации	инженер ПДС	50															
Обобщение и оценка результатов	Руководитель	11															
Оформление отчета	Руководитель	25															

 – руководитель
 – инженер

