

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Чжао Фумин



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ГАЗА
НА ТРУДНОДОСТУПНЫХ УЧАСТКАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Специальность 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Палаев А.Г.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК ГАЗА В ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДАХ.....	12
1.1 Перспективы методов обнаружения подземных полиэтиленовых труб и коммуникаций.....	12
1.2 Методы обнаружения утечек отрицательной волны давления	17
1.3 Метод обработки согласованных полей возникновения утечки	27
1.4 Выводы по главе 1	32
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ УТЕЧЕК В ГАЗОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАБОТКИ СОГЛАСОВАННЫХ ПОЛЕЙ.....	35
2.1 Метод неопределенности в переходном сигнале.....	35
2.2 Модель напора в частотной области	39
2.3 Разработка алгоритма обработки согласованных полей возникновения утечки	40
2.4 Выводы по главе 2.....	41
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	44
3.1 Обоснование выбора технологии распределённого волоконно-оптического зондирования	44
3.2 Создание новых или модификация существующих оборудования и технологий	48
3.2.1 Архитектура аппаратно-программного решения.....	48
3.2.2 Алгоритмическое обеспечение системы.....	49
3.3 Экспериментальные исследования методов обнаружения утечек с помощью распределённого акустического зондирования и распределённого температурного зондирования	53

3.4 Оценка эффективности предложенных решений	57
3.5 Обработка данных, локализация и формирование отчётности	62
3.6 Выводы по главе 3	65
ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОВ И ИХ ВАЛИДАЦИЯ	68
4.1 Описание практических испытаний и прототипов	68
4.2 Анализ данных, полученных в результате экспериментов	71
4.3 Определение параметров надёжности и точности методов	74
4.4 Оптимизация процессов обнаружения утечек с учётом экономических и экологических аспектов	77
4.5 Расчётная оценка экономической эффективности внедрения технологии	79
4.6 Внедрение и тестирование методов в условиях реальной эксплуатации распределительных газопроводов	83
4.7 Выводы по главе 4	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91
ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения	111

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Полиэтиленовые газораспределительные трубопроводы широко используются в городских системах газоснабжения. Основными преимуществами полиэтиленовых газовых труб (ПЭ) являются устойчивость к коррозии, нулевые электрохимические потери, отсутствие протечек в термоплавких соединениях, высокая гибкость и сейсмоустойчивость, и срок службы более 50 лет, а также значительно более низкие затраты на комплексную эксплуатацию и техническое обслуживание, чем у металлических труб. По мере увеличения протяженности распределительной сети и усложнения условий монтажа проверить состояние трубопровода в некоторых местах, особенно под землей и в труднодоступных местах, становится все труднее. В этих труднодоступных местах утечка природного газа опасна, поскольку может привести к несчастным случаям, взрывам и пожарам, что приведет к потере газа, а также к потерям газа, связанным с выбросами метана в окружающую среду.

Традиционные и общепризнанные методы мониторинга, такие как объезд шоссе, локальное измерение давления, использование мыльного раствора, одного датчика и копание только в выбранных местах, обычно не могут полностью контролируемую в условиях плотной городской застройки, связи с другими перекрестками, неглубокой укладки, транспортных средств и оборудования выбрасывают большие количества газа в магистраль, а также в тех случаях, когда трубопровод не может быть открыт. В таком случае становится необходимым распределенный метод непрерывного мониторинга и обеспечения контроля без вскрытия трубопровода, который не нарушает целостность стенки полиэтиленовой трубы в течение суток. Подходящим решением является распределенный волоконно-оптический мониторинг, при котором оптическое волокно, размещенное на трубопроводе, действует как датчик по всей длине участка вдоль трубопровода, используется в качестве датчика по всей длине участка.

Совместное применение распределенного акустического контроля DAS (Distributed Acoustic Sensing — распределённое акустическое зондирование), DTS

(Distributed Temperature Sensing — распределённое температурное зондирование) и проверки по отрицательной волне давления позволяет фиксировать разные признаки одной утечки: виброакустическую подпись струи, изменение давления в виде отрицательной волны и изменение температуры, связанную с эффектом Джоуля–Томсона. Такой контроль по нескольким каналам дает основу для повышения надежности обнаружения и уменьшения числа ложных тревог.

Поэтому улучшение методов поиска утечек газа на участках с трудным доступом распределительных полиэтиленовых газопроводов, с учетом объединения расчетных моделей, способов обработки сигналов и распределенного волоконно-оптического контроля, является важной задачей для науки и практики, которая важна для повышения промышленной, экологической безопасности и безопасности эксплуатации газораспределительных сетей.

Большое значение эта технология имеет для повышения безопасности эксплуатации газораспределительных сетей. Раннее обнаружение утечки, автоматическая передача сигнала тревоги в диспетчерскую систему и уточнение места дефекта позволяют сократить время выхода газа без контроля, уменьшить риск накопления взрывоопасной смеси газа с воздухом, уменьшить зону аварийных работ и уменьшить риск влияния утечки на население, персонал и окружающую среду.

Степень разработанности темы исследования

В России и за рубежом уже разработано много методов поиска подземных коммуникаций и определения места утечек в трубопроводах. Для поиска линии трассы полиэтиленовых труб используются георадары, магнитометры, электромагнитные локаторы, акустические и оптические средства, а также инерциальные навигационные системы. Для выявления утечек используются методы отрицательной волны давления, низкочастотной и ультразвуковой акустики, инфракрасного контроля, газоаналитический контроль, дроновые обследования, а также различные варианты волоконно-оптического мониторинга.

Существенный вклад в развитие методов анализа переходных процессов, обнаружения утечек по отрицательной волне давления и обработки согласованных

полей внесли X. Wang, M.S. Ghidaoui, S. Meniconi, B. Brunone, A. Keramat, M. Waqar, A. Sharifi и другие исследователи. Ими были предложены подходы к локализации утечек по переходным сигналам давления, метод обработки согласованного поля, а также способы повышения точности расчёта координаты утечки при наличии шумов и погрешностей модели. Полученные результаты подтвердили возможность применения волновых методов для поиска утечек в трубопроводах. Однако для распределительных полиэтиленовых газопроводов, особенно в городской среде, эти методы имеют ограничения, связанные с изменением скорости волны, влиянием внешних помех, неоднородностью грунта и разными условиями прокладки трубопровода.

В последние годы наиболее перспективной областью стала интеграция распределённых волоконно-оптических технологий с расчётными и статистическими методами обработки данных. Однако имеющиеся решения чаще рассчитаны либо на один физический канал измерения, либо на магистральные трубопроводы и не всегда учитывают особенности полиэтиленовых распределительных сетей. Это небольшие диаметры, мелкое заложение, наличие помех от строительства и транспорта, разные свойства грунтов, сложность установки приборов с врезкой в трубу.

Таким образом, несмотря на наличие большого числа исследований, пока недостаточно проработана общая методика для обнаружения и определения места утечек на участках с трудным доступом распределительных полиэтиленовых газопроводов, которая объединяет распределённый многоканальный мониторинг, расчётные модели утечки и устойчивые алгоритмы обработки сигналов от нескольких датчиков.

Объект исследования – распределительные полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые в системах городского газораспределения.

Предмет исследования – обнаружение и локализация утечек газа на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых газопроводов.

Цель работы – повысить эффективность обнаружения утечек газа на участках с трудным доступом распределительных полиэтиленовых газопроводов

чтобы повысить уровень промышленной и экологической безопасности их эксплуатации.

Идея работы – выявление утечек газа на участках с трудным доступом путем совмещения распределенного акустического и температурного волоконно-оптического мониторинга с расчетной верификацией событий по отрицательной волне давления и последующей анализом данных от нескольких датчиков.

Задачи исследования:

1. Провести анализ опыта в России и за рубежом, литературы и патентов в области обнаружения утечек и локализации подземных полиэтиленовых газопроводов на участках с трудным доступом.

2. Изучить возможности существующих методов поиска подземных коммуникаций и утечек, определить их преимущества и ограничения для городским распределительным сетям.

3. Провести теоретическое изучение переходных процессов, отрицательной волны давления и согласованной обработки полей возникновения утечки, уточнить параметры, влияющие на точность локализации.

4. Обосновать структуру комплексной системы обнаружения утечек на основе распределенного волоконно-оптического контроля DFOS (Distributed Fiber-Optic Sensing — распределенное волоконно-оптическое зондирование) с применением каналов DAS + DTS с применением телеметрии давления и расхода для проверки событий.

5. Разработать математические модели и алгоритмы обработки сигналов для оценки скорости утечки, интерпретации акустических и температурных аномалий, определения координаты дефекта и расчёта показателей эффективности.

Научная новизна работы:

1. Установлены пространственно-временные закономерности формирования акустического отклика и температурной аномалии в зоне утечки газа, характеризующие связь между моментом развития утечки, координатой дефекта и параметрами регистрируемых сигналов.

2. Разработаны алгоритмы обработки и мультисенсорного объединения диагностических сигналов распределённого акустического и температурного зондирования, а также алгоритмы валидации результатов обнаружения утечек по показателям вероятности обнаружения, времени обнаружения и ошибки локализации, обеспечивающие обоснованный выбор конфигурации системы и порогов срабатывания.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ по пункту 4 «Методы и средства информационных технологий, моделирования, мониторинга, прогнозирования, интеллектуального инжиниринга и управления, автоматизации и роботизации, стандартизации и цифровизации технологических процессов проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики, ремонта сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта с целью повышения эффективности, надёжности и безопасности использования отраслевого потенциала и ресурса трубопроводных конструкций».

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработаны модели формирования акустических и температурных диагностических признаков утечки газа на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых газопроводов, позволяющие учитывать влияние параметров трубопровода, грунта и условий эксплуатации.

2. Разработаны алгоритмы обработки и мультисенсорного объединения данных распределённого акустического и температурного волоконно-оптического мониторинга, обеспечивающие обнаружение и локализацию утечек газа.

3. Результаты диссертационного исследования приняты к внедрению на предприятии ЗАО «Балтийская Жемчужина» в виде методических рекомендаций

по мониторингу утечек газа на распределительных полиэтиленовых газопроводах, что подтверждено актом о внедрении результатов диссертации от 15.12.2025 г.

4. Разработана программа для расчёта утечек газа в полиэтиленовых газопроводах с помощью распределённого волоконно-оптического мониторинга (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025690988, Приложение А).

Методология и методы исследования

Методологическую основу работы составили анализ научной литературы и патентных источников, методы математического моделирования переходных процессов в трубопроводе, элементы теории распространения волн и согласованной обработки полей, методы цифровой обработки сигналов, численное моделирование процессов истечения и переноса газа, а также экспериментальные исследования на полигоне и опытно-эксплуатационная проверка на распределительных сетях.

В работе использованы методы анализа переходных сигналов, вейвлет-преобразования, частотного и временно-частотного анализа, расчёты характеристик отрицательной волны давления, методы выделения акустических и температурных признаков, статистические критерии качества детектирования, а также алгоритмы мультисенсорной классификации и фьюжн-аналитики. Для оценки эффективности применены показатели POD (Probability of Detection — вероятность обнаружения), FAR (False Alarm Rate — вероятность ложных срабатываний), TTD (Time-to-Detect — время обнаружения), LE (Localization Error — ошибка локализации), а также сопоставление с традиционными способами контроля.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработан и обоснован комплексный метод распределённого акустического и температурного волоконно-оптического мониторинга, обеспечивающий достоверное обнаружение и локализацию дефектов герметичности на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых

газопроводов при воздействии эксплуатационных и техногенных помех, а также совместную обработку данных.

2. Использование разработанного комплексного метода обнаружения и локализации утечек на основе совместного применения распределённого акустического и распределённого температурного волоконно-оптического мониторинга обеспечивает повышение вероятности обнаружения утечки до 98 % и ограничение ошибки локализации до 1,97 м без увеличения времени обнаружения

Степень достоверности результатов исследования

1. Достоверность результатов обеспечена использованием современных теоретических подходов к анализу переходных процессов и обработке сигналов, применением согласованных математических моделей, сопоставлением расчётных и экспериментальных данных, а также проверкой полученных решений на полигоне и в условиях реальной эксплуатации.

2. Результаты подтверждены воспроизводимостью экспериментальных серий, сопоставлением данных от нескольких каналов наблюдения, верификацией событий по телеметрии давления и расхода, а также соответствием выводов современным представлениям о механизмах истечения газа, распространения акустических возмущений и формировании температурных аномалий в грунте.

Апробация результатов исследования проведена на 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных; за последние 3 года принято участие в 3 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных:

1. The XIX International forum-contest of students and young researchers «Topical issues of rational use of natural resources» (22-26 May 2023, Saint Petersburg).

2. Международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового Океана» (7-8 ноября 2023 года, г. Тюмень).

3. The 17th Conference on New Technologies in Nondestructive Testing 2025 (13.07-17.07.2025, Harbin, China).

4. The 5th International Conference on Detection Technology and Intelligence System (DTIS 2025) (12-14 December 2025, Nanchang, China).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, анализе отечественных и зарубежных источников по теме диссертации, выборе и обосновании направления совершенствования методов контроля, разработке структуры комплексной системы мониторинга, участии в формировании расчётных и алгоритмических решений, проведении экспериментальных исследований, обработке и интерпретации результатов, а также в подготовке публикаций по теме диссертации.

Публикации

Результаты диссертационного исследования отражены в 4 печатных работах (пункты списка литературы № 4, 5, 108, 109), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (пункт списка литературы № 6, Приложение А).

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 150 наименований, и 2 приложений. Диссертация изложена на 112 страницах машинописного текста, содержит 35 рисунков и 12 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК ГАЗА В ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

1.1 Перспективы методов обнаружения подземных полиэтиленовых труб и коммуникаций

Для определения местоположения подземных полиэтиленовых трубопроводов применяются различные методы инструментальной диагностики [3, 98, 136]: георадиолокационный, магнитометрический, электромагнитный, акустический и др.

Георадар представляет собой устройство, основанное на излучении и регистрации электромагнитных волн высокой частоты. Метод широко применяется при поиске подземных коммуникаций и неметаллических трубопроводов. Пример такого оборудования показан на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Передвижной георадар производства IDS GeoRadar (Италия) [66]

Магнитометр представляет собой прибор для измерения магнитного поля и магнитных свойств материалов. В инженерной практике он применяется для поиска подземных объектов и уточнения их места [1, 57, 113]. Пример магнитометра приведён на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Магнитометр производства JW Fishers (США) [2]

Электромагнитный локатор используют для обнаружения подземных объектов, включая трубопроводы, кабельные линии и другие инженерные коммуникации. Поиск основан на фиксации изменений электромагнитного поля в грунте. Пример электромагнитного локатора приведён на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Электромагнитный локатор производства GeoScan (Канада) [51]

Электромагнитный локатор позволяет определять положение трубопровода и глубину его залегания. Другие методы, включая акустические и оптические средства, применяются с учётом условий местности и требований к точности диагностики.

Каждый рассмотренный прибор имеет свои преимущества и технические ограничения [74]. Общая характеристика существующих средств обнаружения подземных полиэтиленовых трубопроводов и коммуникаций показана в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сравнение разных устройств обнаружения подземных ПЭ-трубопроводов и коммуникаций [74]

Устройство	Описание	Преимущества	Ограничения
Георадар	Использование электромагнитных волн для измерения изменений в плотности грунта	Может обнаружить газопроводы на небольшой глубине	Ограниченная эффективность на глубоких глубинах или при наличии металлических препятствий
Магнитометр	Использование магнитного датчика для измерения магнитного поля земли	Эффективен для обнаружения металлических газопроводов на глубоких глубинах	Магнитные аномалии могут быть вызваны другими объектами, что может затруднить точное определение местоположения газопровода
Электромагнитный локатор	Использование электромагнитных волн для обнаружения металлических объектов	Может обнаружить газопроводы на небольшой глубине	Ограниченная эффективность на глубоких глубинах или при наличии металлических препятствий

Несмотря на ограничения отдельных устройств, совместное применение нескольких методов позволяет получить более полную характеристику подземного объекта и повысить достоверность его локализации [110, 138].

Существующие методы поиска подземных труб и коммуникаций

Метод трассировки с помощью шлейфа

Данный метод используется для обнаружения и определения местоположения ПЭ трубопровода [92]. В качестве шлейфа используется металлический провод.

При использовании метода трассировки сигнал передаётся по шлейфу на приёмное устройство, после чего данные о местоположении объекта обрабатываются на компьютере. Основным недостатком метода является вероятность обрыва провода и необходимость предварительной подготовки трассы.

Метод акустической диагностики

При помощи специально модулированной звуковой волны можно определить местоположение подземного ПЭ трубопровода [4, 147]. Волны передаются через объект исследования на камеру, которая подключена к

переносному модулю, где собираются данные о силе звуковых волн и их характеристиках; принцип акустической диагностики представлен на рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Акустическая диагностика [55]

Недостаток метода - с помощью метода сложно определить с точностью глубину залегания объекта.

Метод электромагнитной трассирующей линии

Метод электромагнитной трассирующей линии похож на принцип работы электромагнитной индукции. Во время обнаружения на поверхности неметаллической трубы в качестве трассирующей линии укладывается металлический провод с оголенным концом, через внешний передатчик которого, проходит ток [55]. Электромагнитный сигнал, генерируемый металлическим проводом, может быть обнаружен датчиками, которые устанавливаются на поверхности земли и определено местоположение, глубина залегания и направление неметаллического трубопровода.

В соответствии с различными принципами генерации магнитного поля в металлических проводах метод электромагнитной трассирующей линии можно разделить на метод прямого подключения и метод индукции, схема которых представлена на рисунке 1.5.

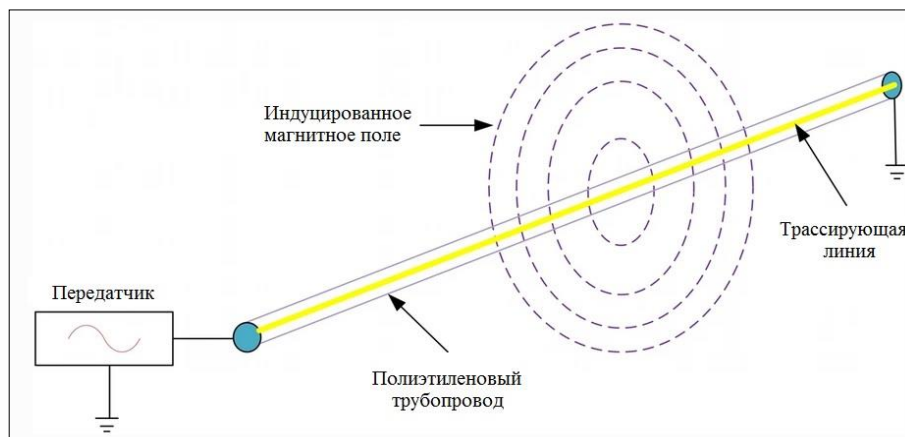


Рисунок 1.5 – Метод прямого подключения (составлено автором)

Инерционный гироскоп

При помощи инерционного гироскопа можно точно измерить и вывести трехмерные координаты трубопровода [116] в зависимости от перемещения установленных датчиков положения самого трубопровода; типичная схема приведена на рисунке 1.6.

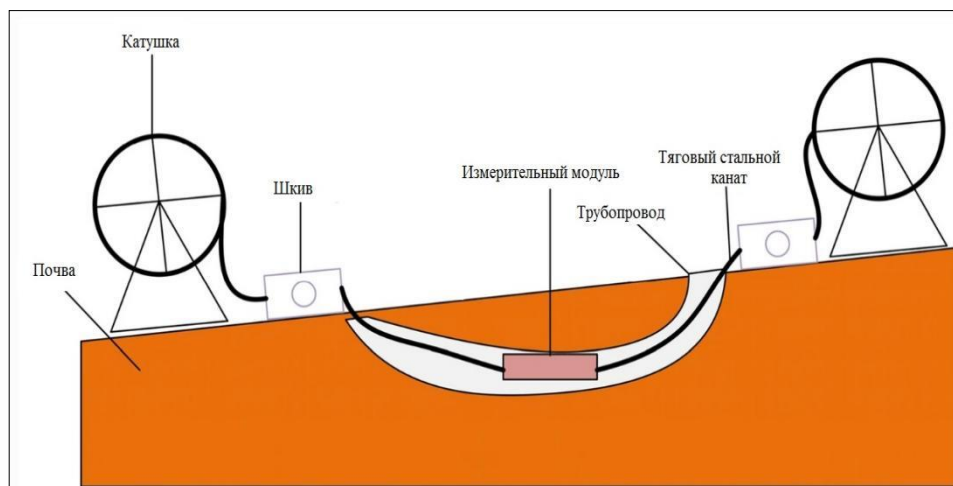


Рисунок 1.6 – Типичная схема инерционного гироскопа (составлено автором)

При использовании гироскопа полученные измерения передаются на всю систему локации при одновременном обеспечении направления оси вращения системы.

Гироскопы бывают: оптические, с микроэлектромеханической системой, полусферические резонансные и пр. В настоящее время существуют крупногабаритные инерциальные навигационные устройства с высокой тактической точностью и малогабаритные (диаметром менее 25 см).

Недостатки метода. Сложные подготовительные работы. Необходимо остановить внутреннюю среду, такую как вода, газ, нефть, чтобы запустить в трубопровод с двух концов измерительную систему. При этом существует необходимость усовершенствовать этот метод при помощи решения следующих задач [25]:

1. Необходимо прописать алгоритм определения местоположения инерциального гироскопа с линейным трендом для полной инерциальной навигации.

2. В алгоритме редуцированной инерциальной сенсорной системы используется модель более низкого порядка и меньшая вычислительная сложность, поэтому развитием данного исследования является решение поставленных задач, которые рассматриваются в последующих разделах работы.

1.2 Методы обнаружения утечек отрицательной волны давления

При возникновении утечки газа в трубопроводе в зоне дефекта происходит локальное снижение давления. Возмущение распространяется от места нарушения герметичности в обе стороны в виде отрицательной волны давления. Установив датчики давления в начале и конце контролируемого участка, можно зарегистрировать момент прихода волны к датчикам и по разности времени определить координату утечки. Принципиальная схема метода приведена на рисунке 1.7 [25, 54].



Рисунок 1.7 – Принципиальная схема обнаружения утечек волной отрицательного давления [25]

Предположим, что (t_a) и (t_b) — время прихода отрицательной волны давления к начальному и конечному датчикам соответственно, c ; (a) — скорость распространения отрицательной волны давления в газе, м/с; Δt — разница времени

между получением отрицательной волны давления в начале и конце, $\Delta t = t_a - t_b$. Тогда координата утечки определяется по формуле (1.1):

$$x = (L + a \cdot \Delta t) / 2, \quad (1.1)$$

Из уравнения для определения положения точки утечки можно видеть, что для точного нахождения точек утечки ключевое значение имеет определение времени, когда отрицательная волна давления достигает концов датчика, и точное вычисление времени распространения отрицательной волны давления [2, 57].

Технология обнаружения утечек с использованием технологии отрицательного давления обычно предполагает, что скорость распространения отрицательной волны в газопроводе определяется как постоянная величина, то есть считается, что скорость распространения отрицательной волны в газопроводе обычно равна скорости звука в транспортируемой газовой среде, в то время как на самом деле величина этой скорости в работающем трубопроводе зависит от плотности газовой среды, давления, удельной теплоемкости, материала трубопровода и скорости течения транспортируемой среды и не является постоянной величиной. Поэтому использование формулы (1.1) для локализации обязательно приведет к большой ошибке в локализации [19]. В связи с тем, что окружающая среда, в которой функционирует трубопровод, неизбежно подвержена некоторым помехам, таким как электромагнитные помехи, изменение режима работы и т.д.

Следовательно, давление, полученное датчиком, сопровождается большим количеством шума, что делает очень трудным точное определение точки резкого падения давления. Одновременно точное определение точки резкого падения давления определяет чувствительность и надежность обнаружения утечки, а также точность, что в свою очередь влияет на точность локализации [5].

Следовательно, для повышения точности обнаружения и локализации утечки необходимо учитывать изменение скорости распространения волны, шумы измерительной аппаратуры и влияние эксплуатационных режимов газопровода.

Отрицательная волна распространяется со скоростью, традиционно считаемой равной скорости распространения звука в среде газопровода [26].

Однако на практике из-за постоянных изменений в состоянии системы, рабочих условиях и других факторах скорость распространения отрицательной волны далеко не остается постоянной, поэтому использование этого значения для локализации обязательно приведет к значительной погрешности локализации.

Согласно закону сохранения энергии, скорость распространения отрицательной волны может быть выражена по формуле (1.2):

$$v = \sqrt{(P / \rho)}, \quad (1.2)$$

где v – скорость отрицательной волны давления, м/с; P – давление, Па; ρ – плотность газа, кг/м³.

В реальном применении газопроводов обладают именно этими характеристиками, что позволяет увидеть, что скорость распространения давления в основном зависит от плотности и коэффициента сжимаемости жидкости. Как известно, плотность газа сильно зависит от давления и температуры, а коэффициент сжимаемости газа также имеет большое значение для этих двух физических величин. С развитием газотранспортных технологий транспортировка газа через трубопроводы идет в направлении увеличения диаметра и давления; кроме того, учитывая длинные расстояния транспортировки и изменение температуры, исследование скорости распространения давления должно учитывать влияние давления и температуры на плотность и коэффициент сжимаемости жидкости [55, 116, 147].

С учётом движения газа в трубопроводе скорость распространения возмущения давления относительно датчиков на разных концах участка будет различаться. Для датчика, расположенного со стороны входа, эффективная скорость распространения волны принимается равной $v - u$, а для датчика со стороны выхода — $v + u$. Тогда время прихода сигнала к датчикам определяется по формулам (1.3) и (1.4):

$$t_a = x / (v - u), \quad (1.3)$$

$$t_b = (L - x) / (v + u), \quad (1.4)$$

где u — скорость потока газа, м/с. В инженерных расчётах допускается использовать среднюю скорость потока на рассматриваемом участке трубопровода [25].

Подставляя выражения (1.3) и (1.4) в формулу (1.1), получаем скорректированное выражение для определения координаты утечки по формуле (1.5):

$$x = [\Delta t \cdot (v^2 - u^2) + L \cdot (v - u)] / (2v), \quad (1.5)$$

где Δt — разность времени регистрации отрицательной волны давления двумя датчиками.

При локализации утечки важно правильно определить момента возникновения характерного изменения давления, обусловленного нарушением герметичности трубопровода. Именно точность выделения этого момента определяет достоверность расчёта временной разности прихода сигнала и, поэтому точность определения координат дефекта. В реальных условиях эксплуатации на результаты измерений воздействуют внешние и внутренние помехи, включая электромагнитные наводки, колебания режима работы трубопровода и шумы измерительной аппаратуры. Наличие таких факторов снижает чувствительность системы регистрации и затрудняет выделение информативного участка сигнала, связанного с утечкой. По этой причине одной из ключевых задач метода отрицательной волны давления является надёжное обнаружение точки резкого изменения давления в зашумлённом сигнале. Для решения этой задачи целесообразно применять методы вейвлет-преобразования, обладающие высокой эффективностью при подавлении шума и локализации нестационарных сигналов во временной и частотной областях.

Основной принцип подавление шума с вейвлет-трансформацией заключается в пошаговом разложении собранного сенсором комплексного сигнала на вейвлет-коэффициенты, постепенно устраняя шумовые сигналы высоких частот, обрабатывая коэффициенты вейвлетов с помощью пороговых значений и, наконец, восстанавливая сигнал с применением реконструкции, получая таким образом полезный сигнал без шумов.

Одной из ключевых задач вейвлет-трансформации является выбор порогового значения и его квантование для получения сигналов отрицательных волн, демонстрирующих резкое падение давления, что напрямую влияет на качество обработки сигнала.

Существует три основных метода обработки шума в рамках вейвлетного снижения уровня шума: принудительная обработка шума, стандартная обработка с порогами и обработка с заданным мягким (или жестким) порогом [28].

Вейвлет-трансформация, обладающая хорошей локализацией как во временной, так и в частотной областях, способно фокусироваться на любых деталях объекта и поэтому называется «микроскопом» математического анализа. Путем использования временной двухшкальной характеристики непрерывного вейвлет-трансформации можно эффективно обнаружить особенности сигнала. Принцип заключается в том, что, используя коэффициент Липшица (Lipschitz), который характеризует локальные свойства функции в математике в качестве меры, когда коэффициент Липшица $\alpha > 0$ в окрестности сингулярной точки сигнала, модуль максимума непрерывного вейвлет-трансформации увеличивается с увеличением масштаба; при $\alpha < 0$ уменьшается с увеличением масштаба. Коэффициент Липшица, соответствующий шуму, сильно меньше 0, а коэффициент Липшица, соответствующий пределу сигнала, больше или равен 0, поэтому с помощью вейвлет-трансформации можно различить шум и предел сигнала, эффективно обнаруживая пределы сигнала в условиях сильного шума [28, 31, 35].

Применение оптимизированного алгоритма обнаружения утечек для симуляционного расчёта точек утечек в газопроводах. Данные о газопроводе следующие: общая длина газопровода $L = 162$ км, диаметр газопровода $800 \times 10,8$ мм, начальное давление 9 МПа при 45 °С, конечное давление 5,6 МПа при 35 °С. Предполагается, что утечки произошли на расстояниях 29 км, 102 км и 152 км от начала газопровода; характеристики исследования приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики исследования трубопровода (по данным автора)

Точка утечки	Фактическое расстояние, км	Результаты симулирования t/s	Оригинальный алгоритм		Алгоритм оптимизации	
			Точка 1 (Расстояние от начала), км)	Относительная погрешность (%)	Точка 2 (Расстояние от начала), км	Относительная погрешность (%)
Точка утечки 1	29	265.80	31.04	7.03	28.93	0.24
Точка утечки 2	102	91.60	99.52	2.43	101.94	0.06
Точка утечки 3	152	364.15	148.93	2.02	152.19	0.13

Процесс повреждения полиэтиленового трубопровода можно упростить до расчёта плотности, который может быть рассчитан с помощью универсальной теоретической функции и модифицированной функции плотности [31]. Предположим, что A - масса полиэтилена на единицу площади равна M_{to} , масса, полученная с помощью универсальной теоретической функции, равна M_a [35], а масса, полученная с помощью модифицированной функции плотности, равна M_b , тогда процесс расчёта повреждения полиэтиленового трубопровода показан в формуле (1.6):

$$f(\rho) = \sum \alpha \cdot \frac{\overline{M_a + M_b}}{B(M_{to}) \cdot V} + A(\zeta), \quad (1.6)$$

где α – коэффициент плотности полиэтиленового трубопровода изменяется в зависимости от трещин, усталости, ползучести, степени сцепления и т.д.; ρ — плотность трубы, кг/м³; $f(\rho)$ — функция повреждения трубопровода; $A(\zeta)$ — функция корректировки плотности; $B(M_{to})$ — универсальная функция плотности; V — объем трубопровода, м³; ζ — скорректированный коэффициент трубопровода.

Для обнаружения повреждений полиэтиленового трубопровода необходимо рассчитать характеристическое дисперсионное уравнение ненаправленной волны в трубопроводе, а также установить уравнение смещения и уравнение выражения напряжений для одновременной направленной волны в трубопроводе. Среди них методы построения характеристического дисперсионного уравнения делятся на

методы матрицы переноса и глобальный матричный метод [61]. Метод матрицы переноса, вычисляя граничные характеристики ненаправленных волн, постепенно исключает неизвестные в уравнении и получает решение дисперсионной характеристики. Метод глобальной матрицы заключается в создании большой матрицы, объединении всех значений нелинейных направленных волн и объединении характеристик каждой частоты направленной волны для получения окончательного результата вычисления. Поскольку метод глобальной матрицы имеет более широкий спектр применения, позволяет вычислять собственные значения дисперсии в различных режимах и обладает большей устойчивостью, в данной работе для решения этой задачи выбран метод глобальной матрицы. Предполагая, что внутренний диаметр полиэтиленовой трубы равен 90 мм (0,09 м), распространение нелинейных направленных волн в трубе должно удовлетворять уравнению равновесия смещений Навье, результаты которого представлены формулой (1.7):

$$\mu \cdot d^2 + (\lambda + \mu)d = \rho \frac{\partial^2 d}{\partial t^2}, \quad (1.7)$$

Среди них – распространение смещения нелинейных направленных волн в трубопроводе (примечание: оно не направленное). В реальном процессе испытаний нелинейная направленная волна будет подвергаться воздействию внешних факторов, поэтому для разложения нелинейной направленной волны используется закон Гельмгольца, а результаты вычислений показаны в формуле (1.8):

$$\begin{cases} F_{rm}(x) = [A_m \cdot \mu \cdot d^2 + \frac{B_m \cdot (\lambda + \mu) \cdot d}{r}] \cdot \cos n\theta \cdot \cos(\omega t + kz) \\ F_{\theta m}(x) = [\frac{C_m \cdot \mu \cdot d^2}{r} + D_m \cdot (\lambda + \mu) \cdot d] \cdot \sin n\theta \cdot \cos(\omega t + kz) \\ F_{zm}(x) = [\frac{E_m \cdot \mu \cdot d^2}{r} + F_m \cdot (\lambda + \mu) \cdot d] \cdot \cos n\theta \cdot \cos(\omega t + kz) \end{cases} \quad (1.8)$$

где F_{rm} , $F_{\theta m}$, F_{zm} — соответственно радиальная, окружная и осевая составляющие смещения частиц стенки трубопровода при распространении направленной волны; n — окружной порядок моды; m — порядковый номер моды, соответствующий номеру ветви дисперсионной кривой; A_m , B_m , C_m , D_m , E_m , F_m — амплитудные коэффициенты, определяемые из граничных условий; $(\lambda + \mu)$ — коэффициенты

Ламе материала трубы; d — внутренний диаметр трубы, м; r — радиальная координата, м; θ — окружная координата; ω — круговая частота, рад/с; k — волновое число, м⁻¹; z — осевая координата, м.

При $n = 0$ и отсутствии окружной составляющей смещения $F_{\theta m} = 0$ направленная волна относится к продольным модам $L(0, m)$; при $(n = 0)$ и отсутствии радиальной и осевой составляющих смещения $F_{rm} = F_{zm} = 0$ — к крутильным модам $T(0, m)$; при $(n1)$, когда смещения зависят от окружной координаты θ , формируются изгибные моды $F(n, m)$. Здесь n и m — безразмерные индексы мод. Согласно формуле (1.8), можно построить уравнение дисперсии направленной волны полиэтиленового трубопровода, результат которого представлен формулой (1.9):

$$[c_{ij}]_{6 \times 6} [A, B, A_1, B_1, A_2, B_2]^T = [0, 0, 0, 0, 0, 0]^T \quad (1.9)$$

Среди них результаты в матрице связаны с волновым числом k и угловой частотой, а коэффициенты конкретных элементов являются комплексными. Кроме того, коэффициент связан с размером, плотностью, модулем Юнга и коэффициентом Пуассона [63]. В дополнение к этому, решение коэффициента в формуле (2.4) зависит от длины волны, толщины стенки трубы h и частоты сдвига стенки трубы, поэтому можно получить только приближенное решение, когда показано, что в трубопроводе присутствует продольный направленный волновой режим, когда показано, что в трубопроводе присутствует поперечный направленный волновой режим, когда показано, что в трубопроводе присутствует изгибный направленный волновой режим.

При утечке из подземного газопровода звуковой сигнал утечки на стенке трубы определяется потерями энергии при столкновении газа с грунтом и стенкой трубы, причем эти потери энергии в основном обусловлены потерей кинетической энергии газа [78].

Путем создания имитационной модели утечки из подземного газопровода, моделирования полей потока в воздухопроводах и подземных трубопроводах с различной пористостью грунта, получения данных о влиянии подземной среды и пористости грунта на поле утечки из трубопровода [80], анализа закономерностей

влияния изменений подземной среды и пористости грунта на потерю кинетической энергии при утечке газа [108] были получены характеристики изменения звукового сигнала утечки на стенке трубы [81]. Модель утечки из подземного газопровода представлена на рисунке 1.8 и включает трубу с отверстиями, газовую зону внутри трубы и грунтовую зону в верхней части трубопровода [37].

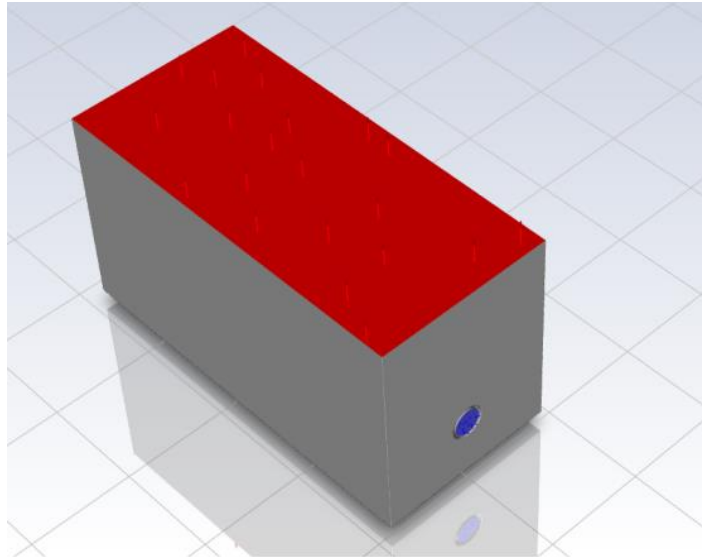


Рисунок 1.8 – Модель утечки газа из подземных трубопроводов [108, 109]

Общая длина трубопровода составляет 1300 мм, внешний диаметр — 110 мм, толщина стенки — 10 мм. Утечка находится в середине трубопровода, диаметр утечки — 3 мм. Для создания модели утечки в трубопроводе и моделирования поля конвекции использовалось программное обеспечение Fluent [109].

В результате моделирования и сравнения стандартных уравнений $k-\alpha$ и $k-\omega$ было установлено, что уравнение $k-\alpha$ лучше предсказывает пограничный слой стенки в месте утечки, поэтому было выбрано уравнение $k-\alpha$. Для анализа распределения давления в месте утечки и распределения скорости потока утечки в трубопроводе в различных режимах работы было получено стабильное поле потока для утечки в различных режимах работы с использованием аналоговых расчётов в стабильном состоянии. Среда в трубопроводе — природный газ, стенка трубы — полиэтилен; давление установлено относительно, давление в трубопроводе составляет 0,4 МПа, в грунтовой зоне находится пористая среда, коэффициент пористости — 0,7 мм. Границы задаются следующим образом [109]: граница входа трубопровода — это входное давление, граница выхода и верхняя граница зоны

грунта — это выходное давление; стенки трубы заданы стандартно, коэффициент шероховатости равен 0,01.

Для предотвращения вторичной катастрофы в результате утечки газа из газопровода в городе и скорейшего восстановления нормального газоснабжения первоочередной задачей является быстрое обнаружение и устранение места утечки. В данной главе представлен метод обнаружения утечек подземных газопроводов в городах. Этапы применения метода следующие: выбор подходящего метода определения местоположения скважины на основе анализа характеристик пласта (например, предварительное определение пористости и проницаемости пласта по типу пласта). Расположите отверстия для закачки воздуха и пробоотборные скважины, затем пробурите скважину в грунт с помощью бурового механизма.

Соединяя стержни с помощью взрывозащищенного вентилятора и помещая стержни в отверстия для подачи воздуха, газоанализатор подключают к детекторному стержню и помещают в детекторное отверстие, как показано на рисунке 1.9.

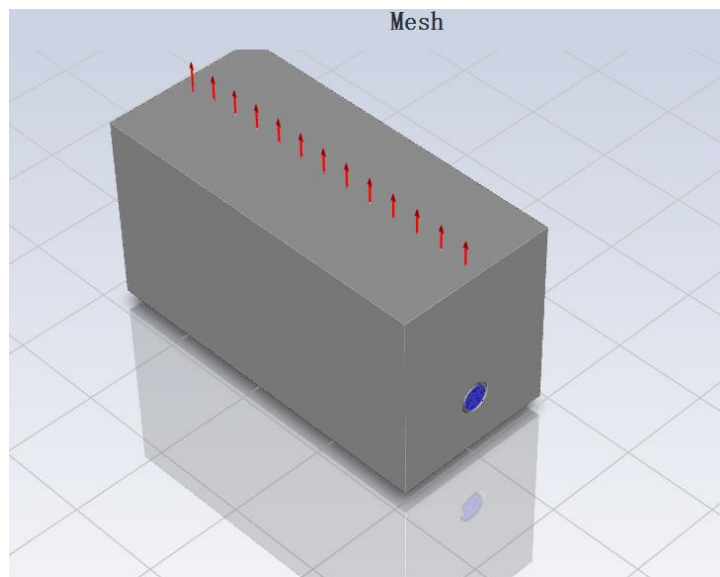


Рисунок 1.9 – Модель утечки газа из подземных трубопроводов из скважин после бурения; Mesh — расчётная сетка [109]

Одновременно запускают воздушный компрессор и измеряют концентрацию газа с помощью анализатора; примеры распределения концентрации до и после вакуумного отсоса приведены на рисунках 1.10 и 1.11.

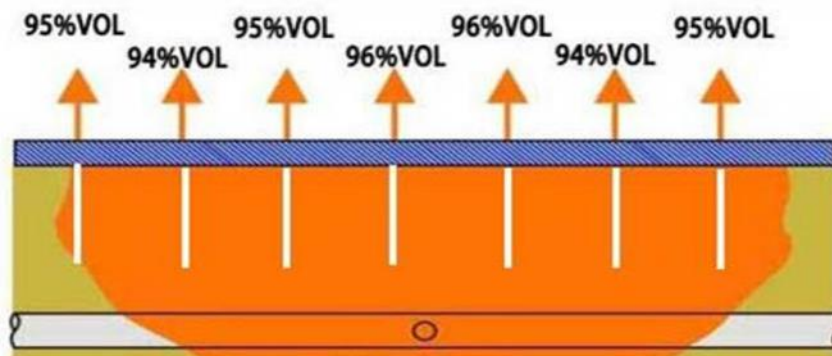


Рисунок 1.10 – Концентрация газа перед началом вакуумного отсоса;

VOL — объёмная доля газа [109]

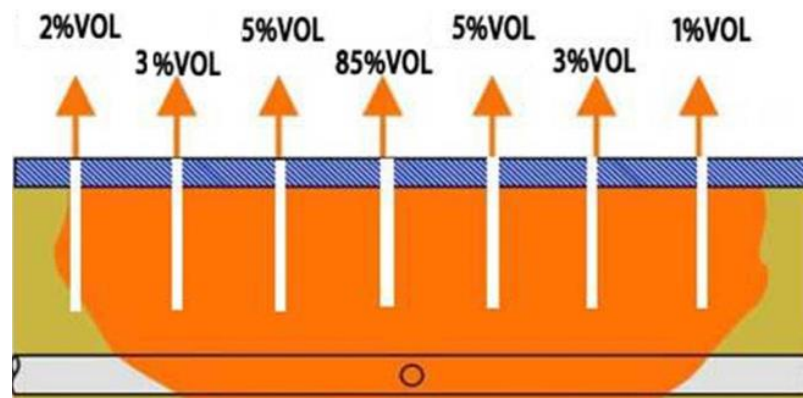


Рисунок 1.11 – Концентрация газа после вакуумного отсоса;

VOL — объёмная доля газа [109]

Для определения мест утечек газа внутри трубопровода используется ультразвуковой датчик, диапазон частот составляет 0,2 МГц – 2 МГц.

1.3 Метод обработки согласованных полей возникновения утечки

Зона обнаружения характеризуется диффузией газа в пласте, а место повреждения трубопровода находится в зоне обнаружения (категория I). Когда место повреждения трубопровода находится в контрольной зоне, кривая зависимости концентрации газа от времени будет стремиться к увеличению, затем к уменьшению и в итоге достигнет ненулевой точки. Это происходит потому, что когда газонагнетательный стержень начинает закачивать воздух, остаточный газ в пласте (т.е. газ, распространяющийся из места утечки в окружающие пласты) и газ, вытекший из места повреждения, совместно направляются в детекторное отверстие, и концентрация газа со временем увеличивается и достигает пиковых значений; со временем весь оставшийся газ в пласте постепенно отводится, и

продолжает вытекать только газ, вытекший из места повреждения трубы. Таким образом, кривая зависимости концентрации газа от времени на более позднем этапе после пика будет демонстрировать ненулевую точку на рисунке 1.12. В то же время, чтобы убедиться в правильности выбора контрольной зоны, следует немедленно вырыть траншею для ремонта трубопроводов в контрольной зоне.

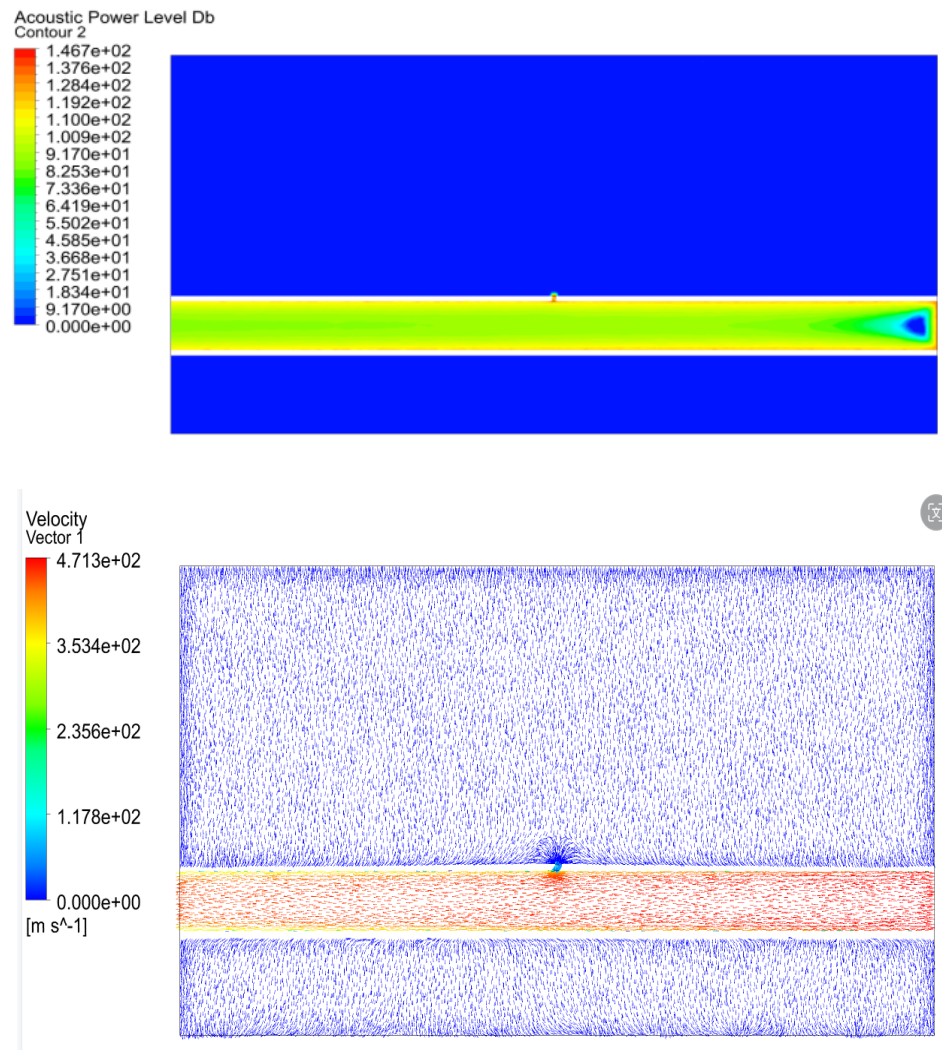


Рисунок 1.12 – Моделирование обнаружения утечки газа с помощью ультразвука;

Acoustic Power Level — уровень акустической мощности, Velocity — скорость

[109]

Газ рассеивается в пласте исследуемой зоны, место повреждения трубопровода находится за пределами зоны (категория II). Когда место повреждения трубопровода находится за пределами контрольной зоны, кривая зависимости концентрации газа от времени будет стремиться к увеличению, затем к уменьшению и в конечном итоге достигнет плато, стремящегося к нулю. Это

связано с тем, что в этой зоне отсутствуют места повреждения труб с постоянной утечкой газа, а остатки газа в пласте быстро рассеиваются, в результате чего в пласте образуется нулевое количество газа. Это обстоятельство указывает на наличие диффузии газа в слоях контрольной зоны, на то, что место повреждения трубопровода находится за ее пределами, что свидетельствует о неправильном выборе контрольной зоны. Следовательно, следует выбрать новую зону обнаружения на рисунке 1.13.

В зоне обнаружения в пласте отсутствует диффузия газа, место повреждения трубопровода находится за пределами зоны (категория III). В этом случае концентрация газа всегда равна нулю, а кривая зависимости концентрации газа от времени представляет собой прямую линию, где кривая зависимости концентрации газа от времени представляет собой горизонтальную прямую, при этом концентрация газа $C(t) = 0$). Это обстоятельство указывает на отсутствие диффузии газа в пласте контрольной зоны, на то, что место повреждения трубопровода находится за пределами зоны, что свидетельствует о неправильном выборе контрольной зоны. Следовательно, следует выбрать новую зону обнаружения.

Метод обнаружения утечек газа изнутри трубопровода с помощью ультразвукового датчика позволяет более детально определить места утечек, что является основанием для проведения земляных работ и ремонта.

А также существует более современное решение - Методы внутритрубной ультразвуковой диагностики позволяют уточнять координаты дефектов и используются как инструмент локализации утечек. Одним из наиболее известных решений данного класса является технология SmartBall, разработанная компанией Pure Technologies (впоследствии интегрированной в структуру Xylem). Общий вид технологии SmartBall представлен на рисунке 1.14.

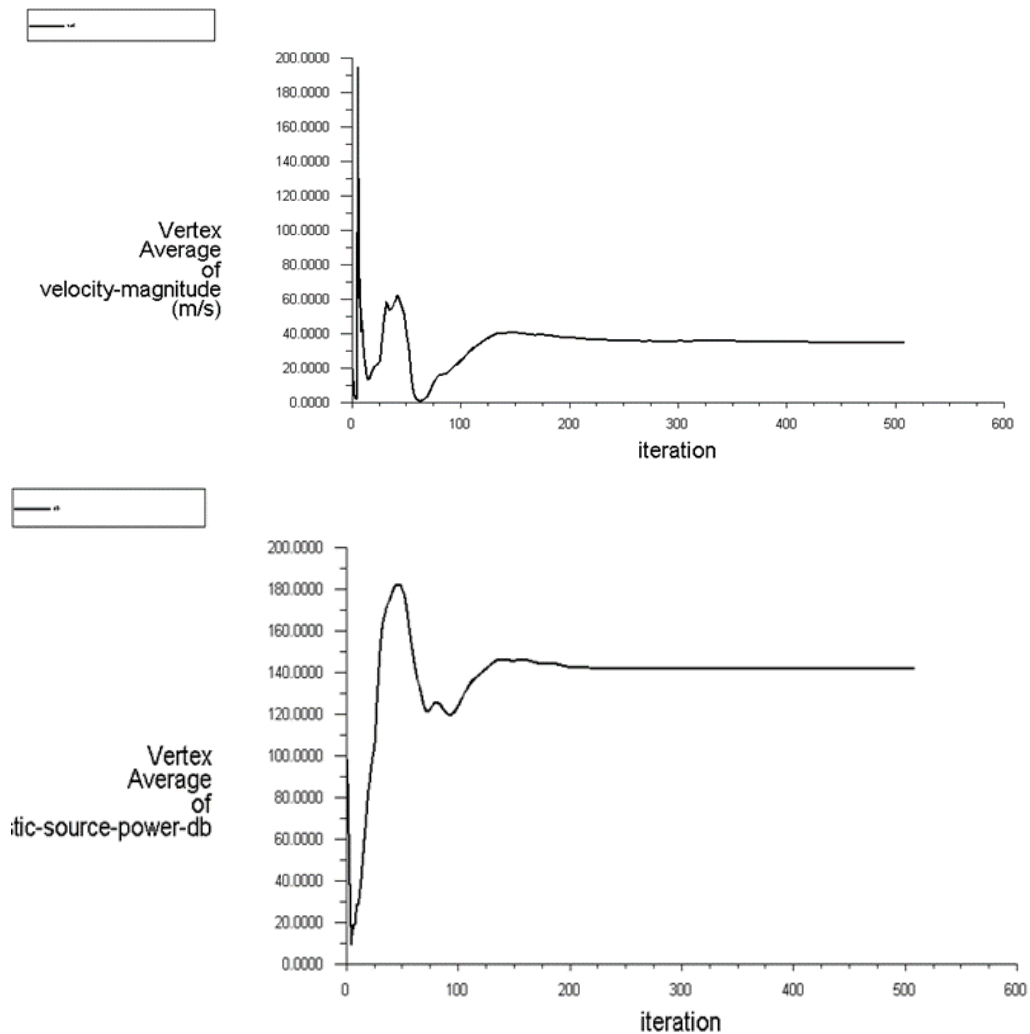


Рисунок 1.13 – Результат моделирования обнаружения утечек газа с помощью ультразвука; velocity-magnitude — модуль скорости, acoustic-source-power — мощность акустического источника, iteration — итерация [109]



Рисунок 1.14 – Технология SmartBall компании Pure Technologies; Pipe Diameter — диаметр трубы, for Oil and Gas — для нефти и газа (составлено автором)

Принцип работы технологии основан на регистрации акустических сигналов, возникающих при истечении газа или жидкости через дефект трубопровода. Устройство представляет собой сферический датчик, перемещающийся внутри трубопровода вместе с потоком транспортируемой среды. В процессе движения датчик фиксирует характерные акустические шумы утечки, обусловленные турбулентным истечением через отверстие. Для определения места дефекта выполняется по нескольким нескольким параметров: времени регистрации акустического сигнала, скорости перемещения диагностического устройства и его привязки к контрольным точкам трассы. В качестве таких точек могут использоваться места запуска и извлечения устройства, а также данные внешних акустических приёмников. Такой подход позволяет обследовать протяжённые участки трубопровода без вскрытия трассы и с высокой точностью определять местоположение дефекта.

Смартбол создан для диагностики водопроводов и магистральных трубопроводов на большом расстоянии и на долгий период, а также в труднодоступных местах, и его применение связано с определенными ограничениями в процессе использования. Ограничения включают в себя: использование оборудования в трубопроводе оборудования, необходимость в соответствующих схемах потока и невозможность постоянного мониторинга. Кроме того, еще необходимо подойти к люку, чтобы ловить Смартбол, вынуть карту памяти и вставить ее в оборудование, чтобы просмотреть обнаруженную информацию. В целом, это сложный процесс, он не может обеспечить онлайн-мониторинг.

Такие акустические методы для диагностики трубопроводов (включая Смартбол) чрезвычайно успешно используются для детальной диагностики и рутинного мониторинга трубопроводов, но поскольку в настоящее время они не могут обеспечить непрерывный мониторинг и раннее предупреждение об утечках, их применение ограничено. Поэтому распределенный волоконно-оптический датчик может обеспечивать непрерывный линейный онлайн мониторинг состояния трубопровода. Сочетание распределенной акустики и измерения температуры

позволяет более быстро выявлять и точно определять утечки на основе акустических и температурных сигналов, чего трудно достичь в полиэтиленовых газораспределительных сетях и других трубопроводах.

1.4 Выводы по главе 1

В главе 1 рассмотрены существующие подходы к поиску подземных полиэтиленовых трубопроводов и инженерных коммуникаций, а также методы обнаружения утечек газа. В работе проанализированы такие средства, как георадар, магнитометр, электромагнитный локатор, акустическая система и инерциальные гироскопические комплексы. И рассмотрены оборудование и методы, которые в настоящее время применяются для решения различных задач. Показано, что эти средства позволяют определять положение подземных инженерных сетей, в том числе и полиэтиленовых трубопроводов, однако каждый метод имеет свои условия применения. Установлено, что каждый из рассмотренных методов имеет преимущества, но одновременно связан с определёнными ограничениями. Эти ограничения зависят от глубины залегания трубопровода, свойств грунта, наличия посторонних объектов и помех, сложности подготовительных работ, требуемой точности определения координат и надёжности получаемых данных. Поэтому применение только одного метода не всегда даёт достаточный результат при диагностике подземных полиэтиленовых газопроводов. Более надёжным является совместное использование нескольких способов контроля, так как это позволяет уточнить положение объекта и уменьшить вероятность ошибки.

Отдельно в главе рассмотрен метод обнаружения утечек по отрицательной волне давления. По анализу показывает, что данный метод может применяться для определения места утечки в трубопроводе, так как он основан на регистрации разности времени прихода волны давления к датчикам, установленным на контролируемом участке. При этом точность метода во многом зависит от правильного определения скорости распространения отрицательной волны давления. В реальных условиях эта скорость не может являться постоянной. На неё влияют давление и температура газа, его плотность, коэффициент сжимаемости, материал трубопровода, а также режим движения газа. Поэтому при

расчёте координаты утечки необходимо учитывать эти факторы, иначе ошибка локализации может быть значительной.

Результаты показывают, что одной из основных причин снижения точности обнаружения утечек является наличие шума и внешних помех, которые не позволяют идентифицировать информационную часть сигнала, соответствующую резкому изменению давления. Поэтому использование метода вейвлет-преобразования является целесообразным, оно позволяет отфильтровать сигнал, уменьшить влияние шума и повысить чувствительность диагностической системы. Результаты рассматриваемого модельного расчета показывают, что по сравнению с традиционным методом расчета использование улучшенных алгоритмов обработки может снизить относительную погрешность определения координат утечки. Описана методика анализа распространения направленных волн, основанная на моделировании динамического процесса движения газа при утечке из подземных полиэтиленовых труб и миграции в грунте.

Доказано, что одной из основных причин снижения точности при обнаружении утечек является наличие шума и внешних помех, которые не позволяют идентифицировать информационный сегмент, соответствующий сигналу о резком изменении давления. В связи с этим целесообразно использование метода вейвлет-преобразования, позволяющего отфильтровать сигнал, ослабить влияние шумовых составляющих и повысить чувствительность диагностической системы. Результаты исследования рассматриваемой модели показывают, что по сравнению с традиционными методами расчета использование усовершенствованных алгоритмов обработки позволяет снизить относительную погрешность определения координат утечки.

Результаты показывают, что характер утечки зависит не только от конструктивных характеристик трубы, но и от гранулометрического состава грунта, физико-механических свойств, режима работы и других факторов. Эти наблюдения подчеркивают важность использования комплексного метода диагностики, который должен включать инструменты отслеживания

трубопроводов, алгоритмы обработки данных измерений и математические модели, описывающие физические явления, связанные с утечками газа.

Смартбол представляет собой акустический сигнал, генерируемый при обнаружении утечек датчиками, перемещающимися по трубопроводу. Доказано, что он очень эффективен при выявлении дефектов в ключевых местах и не требует земляных работ. Однако в то же время было также установлено, что эти методы, по-видимому, носят циклический характер, требуют ввода данных в трубу и не обеспечивают непрерывного мониторинга состояния трубопровода. Таким образом, анализ показывает, что современные методы диагностики, включая методы онлайн-мониторинга, имеют свои ограничения и не могут одновременно обеспечивать непрерывный мониторинг, высокую надежность обнаружения и точное позиционирование утечек в труднодоступных местах.

В целом, анализ показывает, что современные методы диагностики, включая методы онлайн-мониторинга, имеют свои ограничения и не могут обеспечить непрерывный мониторинг, высокую надежность обнаружения и точное позиционирование утечек в труднодоступных местах одновременно. Поэтому необходимо разработать комплексный метод, основанный на распределенном оптическом контроле, мониторинг оптоволокну с использованием распределенной акустики и распределенного измерения температуры.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ УТЕЧЕК В ГАЗОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАБОТКИ СОГЛАСОВАННЫХ ПОЛЕЙ

2.1 Метод неопределенности в переходном сигнале

Влияние неопределенности параметров на распространение переходных волн влияет на точность обнаружения утечек, когда неопределенность коэффициента трения незначительна [40, 41, 131].

Например, установлено, что неопределенность скорости волны и вязкоупругих параметров трубопровода в значительной степени зависит от величины утечки. Однако совместная оценка значительно увеличивает вычислительную сложность и стоимость внедрения такого метода, поскольку обычно задействовано огромное количество дополнительных параметров, которые невозможно смоделировать ввиду их сложности, например, «фантомные флуктуации» измеренного сигнала, которые нельзя объяснить и смоделировать с помощью одномерных переходных волновых уравнений [94, 128, 133].

Поэтому желателен альтернативный подход, который может учитывать эпистемические неопределенности при обнаружении утечек, которая часто возникает из-за внутренних свойств трубопроводной системы: изгибы труб, внутренние частичные закупорки или шероховатость, свойства материала труб, такие как модуль Юнга и вязкоупругие параметры, а также граничные условия.

Поэтому если регулярно проводится тщательный мониторинг, то тогда можно оценить предварительную информацию об эпистемической неопределенности до появления утечки.

В идеале ведение такой документации необходимо начать сразу после постройки системы или путем регулярного мониторинга состояния трубопроводов с помощью переходных испытаний. Предлагается новый метод обработки согласованных полей, который включает информацию об эпистемической неопределенности в процедуру обнаружения утечек в газопроводе. Новый метод обработки согласованных полей не увеличивает вычислительную сложность и стоимость, но обеспечивает более точный результат оценки утечек.

Для анализа используются эталонные переходные данные, полученные при мониторинге трубы в условиях отсутствия утечек и с утечками. схема газопроводной системы приведена на рисунке 2.1.

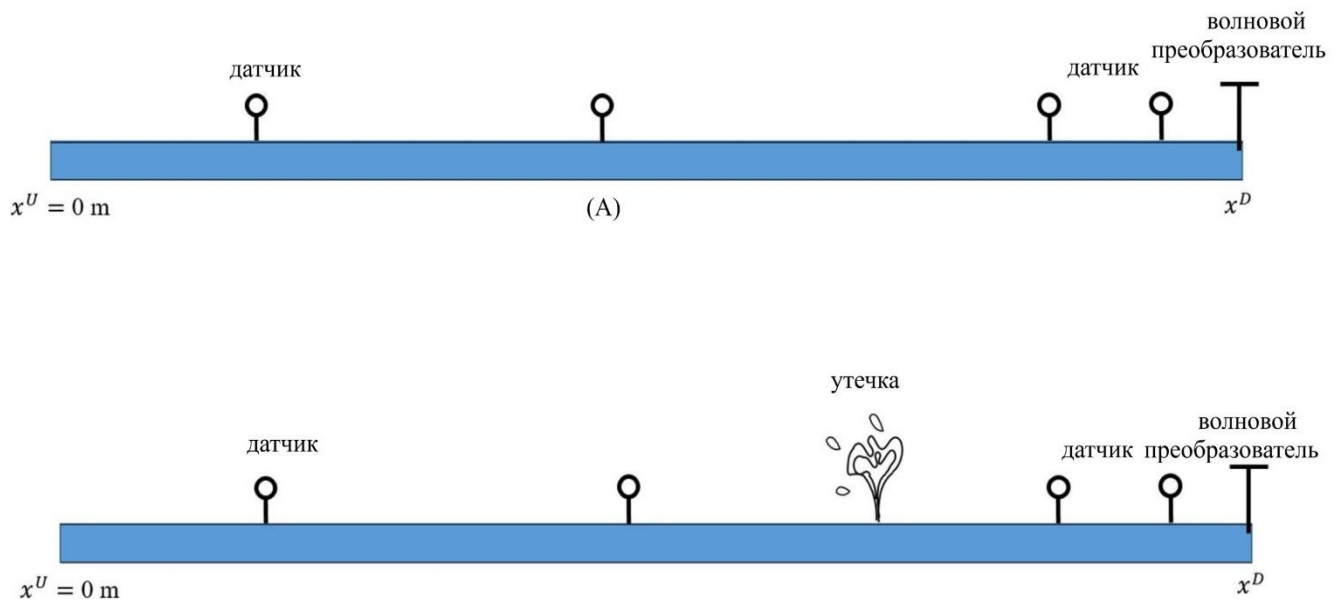


Рисунок 2.1 – Схема газопроводной системы: а — без утечки; б — с утечкой
(составлено автором)

Измеренные значения напора давления, представленные в зависимости от времени или частоты, отображаются по формулам (2.1) и (2.2):

$$h_1 = h_1^{\text{эт.система}} + u_1 + e_1, \quad (2.1)$$

$$h_2 = h_2^{\text{эт.система}}(\theta) + u_2(\theta) + e_2, \quad (2.2)$$

где $h_1^{\text{эт.система}}$ – процессы, происходящие в эталонной системе; u_1 – эмпирическая неопределенность или ошибка при моделировании; e_1 – алеаторная неопределенность или случайный шум с нулевым средним значением; θ – параметр утечки; $h_2^{\text{эт.система}}(\theta)$ – эмпирическая неопределенность; $u_2(\theta)$ – случайный шумовой член.

Предполагается, что члены эпистематической неопределённости инвариантны и не зависят от утечки. В результате преобразования уравнений (2.1) и (2.2) получаем выражения (2.3) и (2.4):

$$h_1 = h_2^{\text{эт.система}} + u + e_1, \quad (2.3)$$

$$h_2 = h_2^{\text{эт.система}}(\theta) + u + e_2, \quad (2.4)$$

Свойство коэффициента и приведено на примере трех газопроводных систем, каждая из которых имеет различные параметры, геометрию, границы, материал труб и метод генерации переходных волн, которые описаны в таблице 2.1. На этих примерах труб эпистемические неопределенности доминируют в разрыве между теоретической моделью и измерениями переходных волн, благодаря чему проявляется инвариантное свойство, которое можно наблюдать в условиях шумовых помех, а также путем усреднения измерений, полученных в ходе нескольких переходных испытаний. Предложенный метод оценки утечки не ограничивается средами с низким уровнем случайного шума.

Таблица 2.1 – Рассмотренные эксперименты на материалах труб (по данным автора)

Параметры	Исследования автора		
	Лаборатория (Пекин)	Лаборатория (Пекин)	Лаборатория (Пекин)
Исходный сигнал	Импульс	Закрытие клапана	Закрытие клапана
Материал трубы	Сталь	ПЭ	ПЭ
Геометрия трубы	Прямой	Спиральный	U-образная форма с углом 90 градусов
Длина трубы	37м	182м	130м
Внутренний диаметр	220 мм	300 мм	145 мм

На рисунке 2.2 представлена схема трубы длиной 37 м, внутренним диаметром 220 мм с имитацией утечки. Первоначально закрытый клапан на выходе генерирует переходные процессы за счет быстрого открытия и последующего закрытия клапана. Таким образом, посылается приблизительная импульсная волна.

Утечка была смоделирована на расстоянии 28 м от начала трубы. Размер утечки характеризовался эффективной площадью отверстия, определяемой по выражению $F = \pi d^2/4$, где F — эффективная площадь отверстия, мм²; d — диаметр имитатора утечки, мм. При диаметре имитатора утечки $d = 2$ мм эффективная площадь утечки составила $F = 3.14$ мм². Таким образом, сигнал флуктуации появляется в первой половине периода (рисунок 2.3).

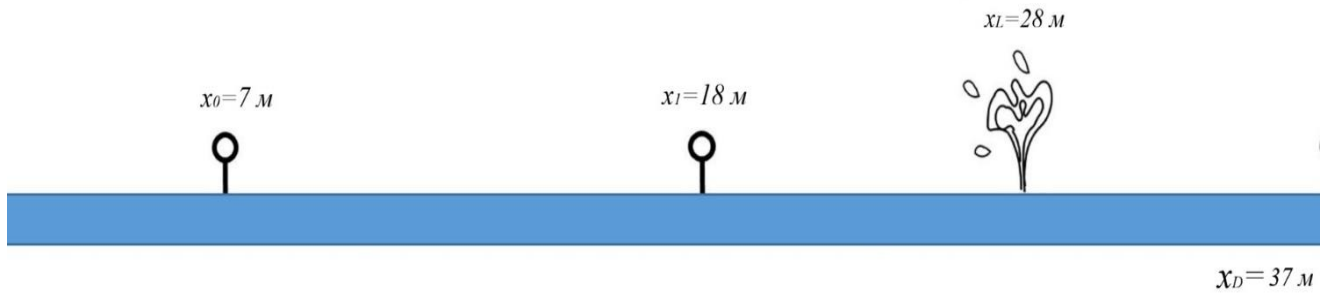


Рисунок 2.2 – Схема утечки газа из газопровода (составлено автором)

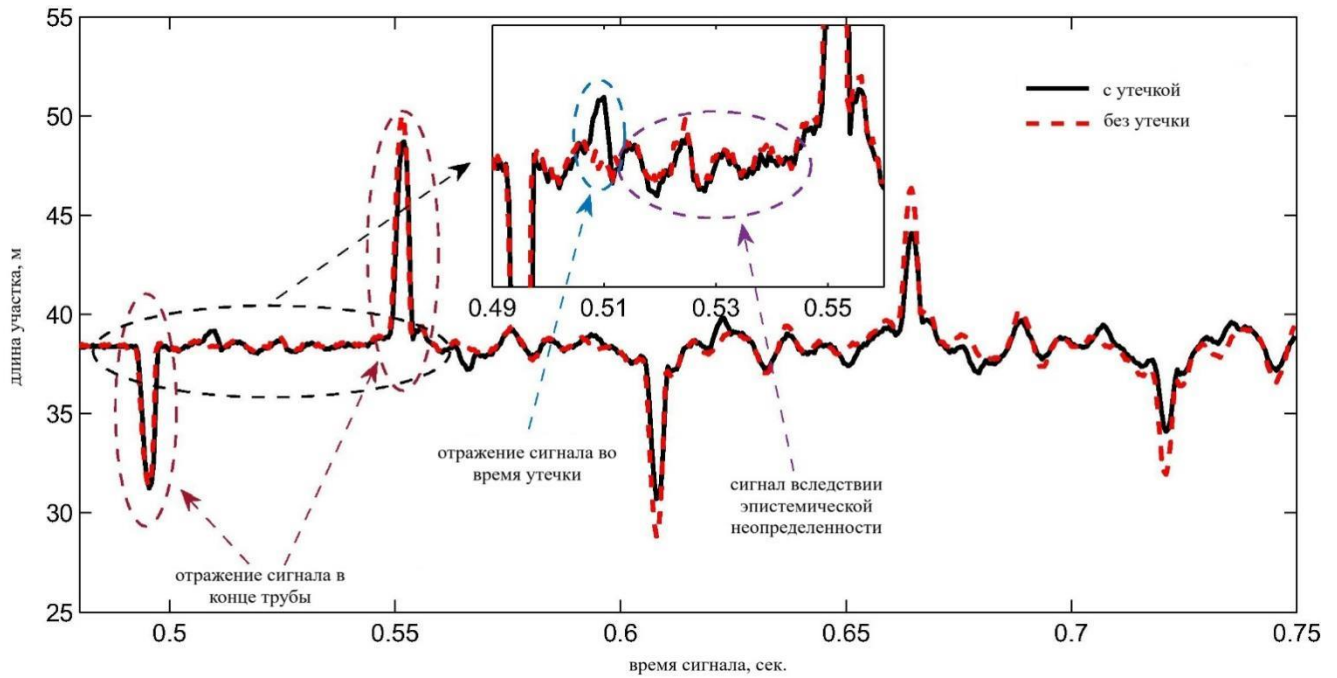


Рисунок 2.3 – Сигнал времени напора в эксперименте I для неповрежденной трубы без утечки и трубы с утечкой (составлено автором)

Остальные флуктуации практически идентичны по характеристикам обоих сигналов, которые невозможно количественно оценить в теоретической переходной модели, и их происхождение неизвестно. Для количественной оценки разницы между случаями отсутствия утечки и наличия утечки с точки зрения эпистемической неопределенности используется относительная ошибка, определяемая по формуле (2.5):

$$\zeta = \frac{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N |h_1(t_n) - h_2(t_n)|}{h_c}, \quad (2.5)$$

где h_1 , h_2 – отсутствие утечки и наличие утечки; h_c – уровень давления остается постоянным, в данном случае давление составляет 0,06 МПа; t_n , $n=1, \dots, N$ –

выбранные временные шаги, здесь берется первая половина круга (примерно от 0,5 с до 0,55 с), исключая интервал, в котором появляется отражение утечки.

2.2 Модель напора в частотной области

Переходная модель с утечкой и без нее в уравнениях (2.1) и (2.2) содержит одинаковый выведенный член эпистемической неопределенности. Напор в частотной области в случаях без утечки и с утечкой определяется по формулам (2.6) и (2.7):

$$h_1 = h_{NL} \left(q_1(x^U) \right) + u + e_1, \quad (2.6)$$

$$h_2 = h_{NL} \left(q_2(x^U) \right) + S^L G \left(x^L q_2(x^U) \right) + u + e_2, \quad (2.7)$$

где h_{NL} — мерный вектор напора в частотной области; G — количество рассматриваемых частот; $q_1(x^U)$, $q_2(x^U)$ — оценочные значения расхода в месте предполагаемой утечки (x^U) — предполагаемая координата утечки; x^L — координата расположения утечки в линейной модели; S^L — параметр, характеризующий размер утечки в линейной модели; $G(x^L q_2(x^U))$ — функция чувствительности модели к возникновению утечки; u — член эпистемической неопределенности; e_1 , e_2 — ошибки измерений для моделей без утечки и с утечкой соответственно.

Метод обработки согласованных полей без учета эпистемической неопределенности предполагает $u = 0$ и использует только для обнаружения утечки. Место утечки определяется путем наилучшего сопоставления данных и ее теоретической модели, что реализуется путем максимизации скалярного произведения по формуле (2.8):

$$\hat{x}_L = \arg \max |B|^2 = \arg \max \left| \langle \Delta h_2, \frac{G(x_L)}{|G(x_L)|} \rangle \right| = \arg \max \frac{\Delta h_2^T G(x_L) |G(x_L)| \Delta h_2^T}{G(x_L) G_h(x_L)}, \quad (2.8)$$

где $G_h(x_L)$ - сопряженное транспонирование вектора. Как только местоположение утечки определено, размер утечки можно оценить с помощью метода наименьших квадратов по формуле (2.9):

$$\hat{S}_L = \frac{G_h(\hat{x}_L) \Delta h_2}{G_h(\hat{x}_L) G_h(\hat{x}_L)}, \quad (2.9)$$

Если $u = 0$, целевая функция в уравнениях (2.8) и (2.9) принимает вид (2.10):

$$|B|^2 = \frac{(S_L G(x_L) + e)^2 G_h(x_L) (S_L G(x_L) + e)}{G_h(x_L) G(x_L)}, \quad (2.10)$$

В этом случае оценка утечки, определяемая уравнением (2.10), является оптимальной в смысле достижения максимального отношения сигнал-шум. Если значение функции не равно нулю, целевая функция, построенная для локализации утечки, принимает вид (2.11):

$$|B|^2 = \frac{(S_L G(x_L) + u + e)^2 G(x_L) G_h(x_L) (S_L G(x_L) + u + e)}{G_h(x_L) G(x_L)}, \quad (2.11)$$

2.3 Разработка алгоритма обработки согласованных полей возникновения утечки

Из уравнения (2.6) можно найти, что является несмещенной оценкой определения утечки. Учитывая это определение u в уравнении (2.7), получаем выражения (2.12) и (2.13):

$$\hat{u} = \mathbf{h}_1 - \mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_1(x^U)). \quad (2.12)$$

$$\mathbf{h}_2 = \mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_2(x^U)) + s^L \mathbf{G}(x^L; \hat{\mathbf{q}}_2(x^U)) + \mathbf{h}_1 - \mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_1(x^U)) - \mathbf{e}_1 + \mathbf{e}_2. \quad (2.13)$$

или

$$\Delta \mathbf{h}_{12} \stackrel{def}{=} \Delta \mathbf{h}_2 - \Delta \mathbf{h}_1 = \mathbf{h}_2 - \mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_2(x^U)) - (\mathbf{h}_1 - \mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_1(x^U))), \quad (2.14)$$

где $\mathbf{h}_i^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_i(x^U))$ — расчётное значение напора давления для i -й модели, m ; M — число датчиков; x_m — координата m -го датчика, m ; ω_j — j -я круговая частота, рад/с; $\hat{q}_i(x^U, \omega_j)$ — оценочный расход утечки, $\text{м}^3/\text{с}$; $m = 1, \dots, M$; $j = 1, \dots, J$. Значения $\mathbf{h}_i^{NL}$ и $\hat{q}_i$ вычисляются по формулам (2.15) и (2.16):

$$\mathbf{h}^{NL}(\hat{\mathbf{q}}_i(x^U)) = \text{vec}\{h^{NL}(\hat{q}_i(x^U, \omega_j), x_m, \omega_j) : m = 1, \dots, M, j = 1, \dots, J\}, \quad (2.15)$$

$$\hat{q}_i(x^U, \omega_j) = \frac{\cosh(\beta_j(x_0 - x^U)) h_i(x^U, \omega_j) - h_i(x_0, \omega_j)}{Z_j \sinh(\beta_j(x_0 - x^U))}. \quad (2.16)$$

Они также используют измерения напора от дополнительного датчика и имеют теоретическое выражение (2.17):

$$\Delta \mathbf{h}_{12} = s^L \mathbf{G}(x^L) + \mathbf{e}_{12}. \quad (2.17)$$

$e_{12}=e_2-e_1$ остается случайной величиной с нулевым средним и дисперсией, где данные величины являются с дисперсиями. Таким образом, на основе принципа предложенного метода можно оценить место и размер утечки по формулам (2.18) и (2.19):

$$\widehat{x^L} = \arg \max_{x^L} \left| B \right|^2 = \arg \max_{x^L} \frac{\Delta \mathbf{h}_{12}^H \mathbf{G}(x^L) \mathbf{G}^H(x^L) \Delta \mathbf{h}_{12}}{\mathbf{G}^H(x^L) \mathbf{G}(x^L)}, \quad (2.18)$$

$$\widehat{s^L} = \frac{\mathbf{G}^H(\widehat{x^L}) \Delta \mathbf{h}_{12}}{\mathbf{G}^H(\widehat{x^L}) \mathbf{G}(\widehat{x^L})}. \quad (2.19)$$

Уравнения (2.8) и (2.18) подразумевают, что предлагаемый метод обработки согласованных полей не изменяет структуру решения (следовательно, не возникает дополнительных вычислительных затрат), а скорее модифицирует входные данные с помощью уравнения (2.14). Что обеспечивает идентификацию неопределенности и включает эти знания в схему обнаружения утечек.

2.4 Выводы по главе 2

Во второй главе выполнены теоретические исследования выявления утечек в газопроводе с использованием метода обработки согласованных полей. Рассмотрено влияние неопределённости параметров переходного сигнала на результаты обнаружения утечки и показано, что при практическом применении на точность диагностики существенное влияние оказывают не только случайные шумовые воздействия, но и эпистемическая неопределённость, связанная с неполнотой сведений о параметрах трубопроводной системы, её геометрии, граничных условиях, свойствах материала труб и особенностях эксплуатации.

Установлено, что традиционный подход к обнаружению утечки, основанный на сопоставлении измеренного переходного сигнала с теоретической моделью без учёта эпистемической неопределённости, может приводить к снижению точности локализации и оценки параметров утечки. Показано, что отличие между экспериментальными и модельными данными определяется не только наличием утечки, но и систематическими расхождениями, обусловленными неизбежной

неопределённостью описания реального объекта. В связи с этим предложен подход, в котором эпистемическая составляющая неопределённости вводится непосредственно в процедуру обработки измерительной информации.

В разделе 2.1 разработано представление переходного сигнала для случаев отсутствия утечки и наличия утечки с выделением составляющих, обусловленных эталонным состоянием системы, эпистемической неопределённостью и случайным шумом. Показано, что при определённых допущениях эпистемическая неопределённость может рассматриваться как инвариантная по отношению к факту наличия утечки, что создаёт основу для её последующей идентификации и компенсации в процессе диагностики.

В разделе 2.2 сформирована модель напора в частотной области, позволяющая перейти от анализа временной реализации сигнала к более устойчивому представлению диагностических признаков. Показано, что описание сигнала в частотной области обеспечивает удобную форму для применения метода обработки согласованных полей и позволяет построить целевую функцию для определения местоположения и условного размера утечки.

В разделе 2.3 разработан алгоритм обработки согласованных полей возникновения утечки, основанный на оценке и исключении вклада эпистемической неопределённости из входных данных.

Показано, что предложенный алгоритм не изменяет принципиальную структуру решения задачи локализации, а модифицирует используемые измерительные данные таким образом, чтобы уменьшить влияние неопределённости на итоговый результат. Это позволяет включить сведения о состоянии системы, полученные в эталонном режиме, в схему диагностики без существенного увеличения вычислительных затрат. Теоретически обосновано, что предложенный метод обеспечивает более корректное разделение эффектов, связанных непосредственно с утечкой, и эффектов, обусловленных неопределённостью параметров трубопроводной системы.

За счёт этого повышается достоверность обнаружения утечки, улучшается устойчивость метода к помехам и уменьшается вероятность ошибочной понимания

переходных процессов. Кроме того, показано, что разработанный подход может применяться для газопроводных систем с различными геометрическими и конструктивными характеристиками.

Таким образом, во второй главе решена важная теоретическая задача, заключающаяся в разработке математической основы метода обнаружения утечек в газопроводе с применением обработки согласованных полей с учётом эпистемической неопределённости.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Обоснование выбора технологии распределённого волоконно-оптического зондирования

Для обнаружения утечек в трубопроводах с применением волоконно-оптических технологий наибольший интерес представляют методы распределённого акустического и распределённого температурного мониторинга, реализуемые на базе оптического волокна. К числу таких методов относятся DAS - Distributed Acoustic Sensing (распределённое акустическое зондирование) и DTS - Distributed Temperature Sensing (распределённое температурное зондирование), позволяющие осуществлять непрерывный контроль протяжённых участков трубопроводной системы по всей длине волоконно-оптической линии.

Технология DAS основана на фиксации изменений фазы обратно рассеянного в оптическом волокне света, возникающих под воздействием внешних механических и акустических изменений. При возникновении утечки в трубопроводе формируются характерные виброакустические колебания, обусловленные истечением газа, взаимодействием потока со стенкой трубы и распространением возмущений через окружающий грунт. Указанные колебания передаются на волоконно-оптический кабель и вызывают изменение фазовых параметров рассеянного сигнала, что позволяет фиксировать факт возникновения утечки, определять координату аномального участка и анализировать динамику развития процесса. Технология DTS предназначена для регистрации пространственно распределённого температурного поля вдоль трассы трубопровода.

Основной принцип заключается в анализе оптических параметров, взаимодействующих со светом обратного рассеяния, которые чувствительны к изменениям температуры в определенных светочувствительных точках оптического волокна. При возникновении утечки газа в поврежденном участке из-за аномальной температуры, термодинамических эффектов расширения газа, теплообмена между трубопроводом, грунтом и окружающей средой, а также изменений температурного режима местности.

Распределенное акустическое зондирование и распределенное температурное зондирование полезны в длинных и труднодоступных трубопроводах, где наличие большого количества отдельных датчиков связано с высокими материальными и эксплуатационными затратами. Основным преимуществом является возможность использования одномодового оптического волокна, которое выполняет функцию удлиненного линейного чувствительного элемента. Реальная реализация таких методов требует использования источников высококогерентного лазерного излучения, высокочувствительных приемных модулей, а также высокоскоростных систем записи и цифровой обработки сигналов.

Диагностические признаки утечки часто незначительны по величине. Транспортные нагрузки, строительные работы, колебания грунта и изменения температуры окружающей среды вызывают внешние помехи. Принцип распределенного оптоволоконного зондирования показан на рисунке 3.1 относительно схемы прокладки полиэтиленового газопровода и кабеля, показанной на рисунке 3.2.

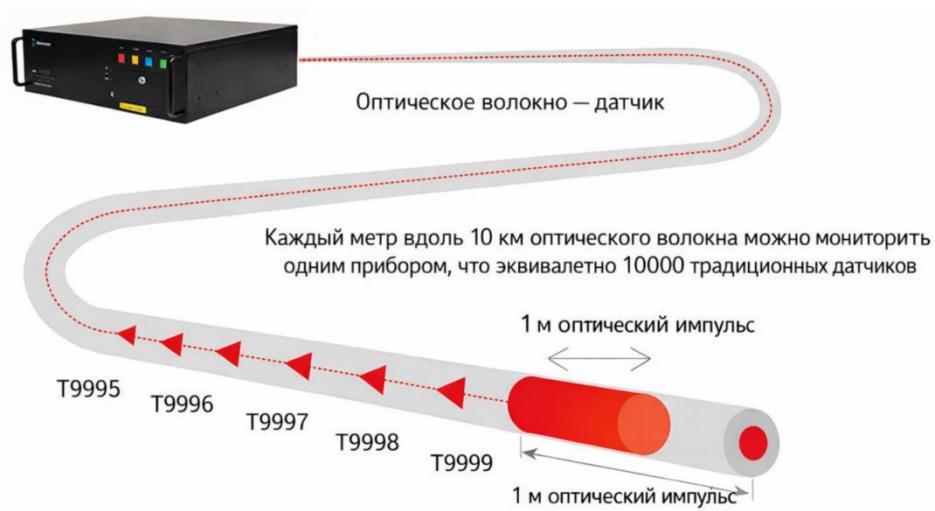


Рисунок 3.1 – Принцип распределённого волоконно-оптического зондирования
(составлено автором)

Акустический канал показывает шум и вибрацию, а температурный канал помогает проверить событие по тепловому признаку.

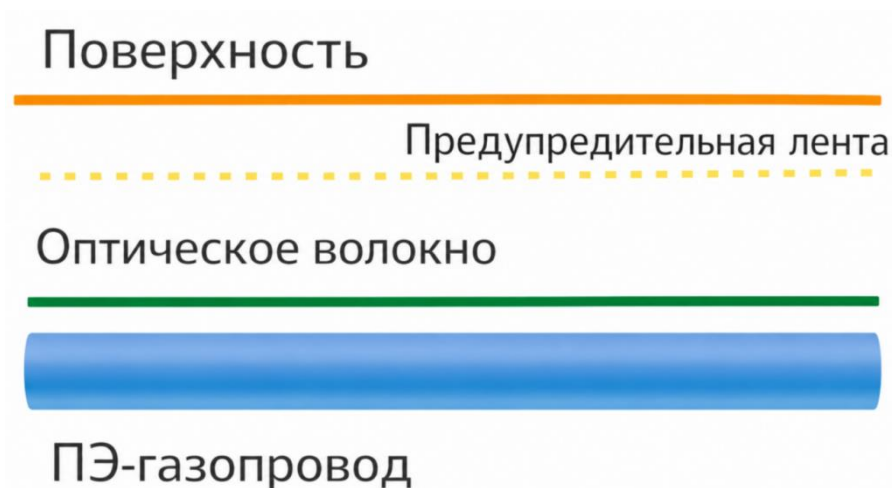


Рисунок 3.2 – Схема укладки кабеля относительно полиэтиленового газопровода
(составлено автором)

Таким образом, совместное применение распределенного акустического зондирования и распределённого температурного зондирования представляет собой перспективное направление повышения надёжности систем обнаружения утечек в трубопроводах. Использование двух взаимодополняющих физических каналов регистрации позволяет повысить достоверность диагностики, сократить вероятность ложных срабатываний, улучшить точность локализации дефекта и обеспечить более полный контроль состояния трубопроводной инфраструктуры в режиме реального времени. Распределительные полиэтиленовые газопроводы ПЭ80 или ПЭ100, как правило, прокладываются на глубине 1-1,8 м и функционируют в условиях сложной городской среды. Трасса газопровода может проходить под проезжей частью, тротуарами, дворовыми территориями, вдоль фасадов зданий, через технологические переходы и зоны с ограничениями на строительные работы.

Особенностью указанных объектов является высокая вариативность внешних факторов, воздействующих на чувствительный элемент. К ним относятся транспортная и строительная вибрация, сезонные колебания температуры, изменения влажности и плотности грунта, а также ограничения по размещению оборудования на поверхности.

Сценарии утечки различаются по размеру дефекта, длительности процесса, геометрии расположения отверстия и типу окружающей среды. По величине

отверстия целесообразно выделять микроутечки размером 0,5-1,0 мм, малые утечки размером 1-3 мм и средние утечки размером 3-7 мм. По времени проявления рассматриваются кратковременные импульсные и долговременные устойчивые утечки. Искусственно сформированное отверстие для имитации утечки показано на рисунке 3.3.



Рисунок 3.3 – Искусственно сформированное отверстие для имитации утечки газа из газопровода (фото автора)

Для практического применения система должна обеспечивать непрерывный линейный контроль протяжённых участков газопровода длиной не менее 40 км на один интеррогатор. Вероятность обнаружения для малых и средних утечек должна составлять не менее 0,9, а частота ложных тревог - не более одной тревоги на 100 км·сут при корректной калибровке алгоритмов.

С эксплуатационной точки зрения принципиальными являются показатели время обнаружения и ошибка локализации. Для распределительных сетей целевым является время обнаружения не более 5 мин, а ошибка локализации - не более 7 м при наличии актуальной геопривязки волокна.

К числу ограничений температурного канала относится инерционность теплообмена в системе «газ - грунт - волокно». Реакция DTS запаздывает

относительно акустического отклика и зависит от влажности, плотности и теплопроводности грунта. Для компенсации данного эффекта предусматривается приоритет быстрого акустического канала распределённого акустического зондирования с последующим подтверждением события по данным распределённого температурного зондирования.

В городских условиях существенную проблему составляет высокий уровень фоновых вибраций. Проезд автотранспорта, работа строительной техники и локальные технологические воздействия формируют сложное акустическое поле, из-за чего требуется использование адаптивной фильтрации, картирования шумовых зон и контекстной аналитики.

3.2 Создание новых или модификация существующих оборудования и технологий

3.2.1 Архитектура аппаратно-программного решения

В качестве чувствительного элемента предлагается использовать одномодовое оптическое волокно стандарта G.652D, размещаемое в одной траншее с газопроводом в непосредственной близости от трубы. Конкретное положение волокна определяется типом применяемого мониторинга, свойствами грунта и требуемой чувствительностью системы. Считывание данных выполняется интеррогаторами распределённого акустического зондирования и распределённого температурного зондирования, работающими разнесённо по времени на одном оптическом волокне. Для канала распределённого акустического зондирования используется режим ϕ -OTDR (ϕ -OTDR, Phase-sensitive Optical Time Domain Reflectometry) — фазочувствительной оптической рефлектометрии во временной области с длиной измерения 5-20 м и пространственным шагом 1-10 м. Для канала распределённого температурного зондирования применяется рамановская рефлектометрия во временной области с шагом 0,5-1,0 м и температурным разрешением до 0,1-2,0 °C в зависимости от времени интеграции.

Программная часть решения включает модуль предобработки сигналов, библиотеку признаков, классификатор событий, подсистему геопривязки, журнал событий и интерфейс передачи тревожных сообщений в системе диспетчерского

управления и сбора данных. Дополнительным источником верификации служат телеметрические данные по давлению и расходу на узлах сети, используемые для подтверждения фронта отрицательной волны давления. Конвейер обработки сигналов и выдачи тревог представлен на рисунке 3.4, общий вид оборудования и лабораторного стенда — на рисунке 3.5.

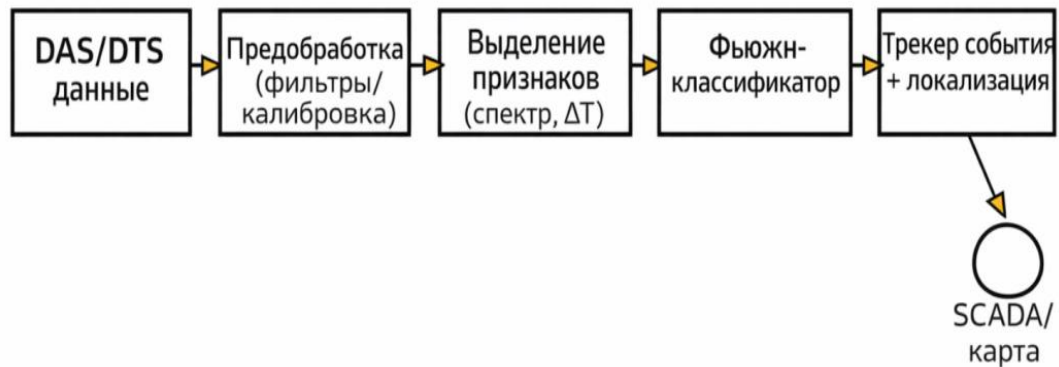


Рисунок 3.4 – Конвейер обработки сигналов и выдачи тревог
(составлено автором)



Рисунок 3.5 – Общий вид оборудования и лабораторного стенда для регистрации сигналов (составлено автором)

3.2.2 Алгоритмическое обеспечение системы

Распределённое акустическое зондирование основано на регистрации продольных деформаций оптического волокна, возникающих под воздействием акустических колебаний, индуцированных утечкой газа в трубопроводе и

окружающем грунте. В общем виде фазовый отклик для участка волокна длиной GL может быть представлен по формуле (3.1):

$$\Delta\varphi(t, z) \approx (4\pi n / \lambda) \cdot e_l(t, z) \cdot GL \quad (3.1)$$

где n — показатель преломления, безразмерная величина; λ — длина волны зондирующего импульса, м; $e_l(t, z)$ — продольная деформация волокна, обусловленная акустическим воздействием, безразмерная величина; GL — длина участка волокна, м; $\Delta\varphi(t, z)$ — фазовый отклик, рад.

Для количественного анализа акустического сигнала используется энергетический критерий, определяемый как интегральная характеристика сигнала во временном окне наблюдения. В дискретной форме энергия сигнала в точке с координатой z определяется по формуле (3.2):

$$E(z) = \sum_{n=1..N} |x_f(z, t_n)|^2 \cdot \Delta t \quad (3.2)$$

где $x_f(z, t_n)$ - амплитуда акустического сигнала в точке z в момент времени t_n ; $|x_f(z, t_n)|^2$ - вклад сигнала в энергию; Δt - шаг дискретизации; N - число отсчётов во временном окне.

В расчётном примере используется нормированная форма временного сигнала по формуле (3.3):

$$s(t_n) = [0, 3, 42, 68, 86, 115] \quad (3.3)$$

Сумма квадратов нормированного сигнала вычисляется по формуле (3.4):

$$0,53^2 + 0,73^2 + 1,00^2 + 0,67^2 + 0,40^2 = 2,4227 \quad (3.4)$$

При шаге дискретизации $\Delta t = 1,5$ с выражение для энергии принимает вид по формуле (3.5):

$$E(z) = A(z)^2 \cdot 2,4227 \cdot 1,5 = A(z)^2 \cdot 3,63405 \quad (3.5)$$

Пространственное распределение амплитуды акустического сигнала вдоль трубопровода моделируется гауссовой функцией (3.6):

$$A(z) = A_0 \cdot \exp(-(z - z_0)^2 / (2\sigma^2)) \quad (3.6)$$

где A_0 - максимальная амплитуда сигнала; z_0 - координата утечки; σ - параметр ширины зоны распространения акустического воздействия. В рамках моделирования принимаются следующие значения параметров: $A_0 = 0,15$; $z_0 = 50$ м; $\sigma = 8$ м.

Для точки утечки $z = z_0$ амплитуда принимает максимальное значение $A(50) = 0,15$, а соответствующая энергия сигнала рассчитывается по формуле (3.7):

$$E(50) = 0,15^2 \cdot 3,63405 = 0,08177 \quad (3.7)$$

Из таблицы 3.1 видно, что максимальное значение энергии достигается в точке $z = 50$ м, что соответствует предполагаемой координате утечки. Поэтому для канала распределенного акустического зондирования локализация утечки выполняется по положению максимума энергетического признака. Параметр σ определяет пространственную протяжённость зоны акустического воздействия и отражает распространение виброакустических колебаний в грунте. Распределённое температурное зондирование основано на регистрации изменения температуры вдоль оптического волокна, обусловленного утечкой газа.

Таблица 3.1 – Расчётные значения амплитуды и энергии сигнала DAS (по данным автора)

Расстояние от начальной точки z , м	Максимальная амплитуда $A(z)$	Энергия сигнала $E(z)$
40	0,06868	0,01714
42	0,09098	0,03008
44	0,11323	0,04659
46	0,13237	0,06368
48	0,14538	0,07681
50	0,15000	0,08177
52	0,14538	0,07681
54	0,13237	0,06368
56	0,11323	0,04659
58	0,09098	0,03008
60	0,06868	0,01714

Температурное распределение вдоль трубопровода аппроксимируется гауссовым профилем:

$$T(z) = T_0 - A \cdot \exp(-(z - z_0)^2 / (2\sigma^2)) \quad (3.8)$$

где T_0 - фоновая температура, °C; A - амплитуда температурной аномалии, °C; z_0 - координата утечки, м; σ - параметр ширины температурной аномалии, м.

В рассматриваемой модели принимаются следующие значения: $T_0 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$; $z_0 = 50\text{ м}$; $\sigma = 3,0\text{ м}$.

Амплитуда температурной аномалии определяется по формуле (3.9):

$$A = T_0 - T(z_0) = 20 - 18,2 = 1,8\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.9)$$

С учётом найденной амплитуды выражение для температурного профиля принимает вид по формуле (3.10):

$$T(z) = 20 - 1,8 \cdot \exp(-(z - 50)^2 / 18) \quad (3.10)$$

По таблице 3.2 известно, что минимум температуры наблюдается в точке $z = 50\text{ м}$, где формируется центр температурной аномалии. Параметр $\sigma = 3,0\text{ м}$ определяет локальный характер температурного провала и обеспечивает более узкую зону отклика по сравнению с акустическим каналом.

Совместное использование распределённого акустического зондирования и распределённого температурного зондирования позволяет объединить преимущества обоих каналов: высокое быстродействие распределённого акустического зондирования и более высокую пространственную селективность распределённого температурного зондирования. Для этого вводится объединённый критерий локализации, формируемый на основе нормированных признаков обоих каналов.

$$\bar{E}(z) = E(z) / E_{\max}; \quad \tilde{T}(z) = \Delta T(z) / \Delta T_{\max} \quad (3.11)$$

$$S(z) = w_1 \cdot \bar{E}(z) + w_2 \cdot \tilde{T}(z) \quad (3.12)$$

$$\hat{z} = \arg \max S(z) \quad (3.13)$$

где $\bar{E}(z)$ — нормированная энергия акустического сигнала, безразмерная величина; $\tilde{T}(z)$ — нормированная температурная аномалия, безразмерная величина; $E_{\max}$ — максимальное значение энергии сигнала; $\Delta T_{\max}$ — максимальная температурная аномалия, $^{\circ}\text{C}$; w_1 и w_2 — весовые коэффициенты, безразмерные, $w_1 + w_2 = 1$; $S(z)$ — объединённый критерий локализации, безразмерная величина; $\hat{z}$ — оценка координаты утечки, м.

Таблица 3.2 – Расчётные значения температурной аномалии и температуры DTS (по данным автора)

Расстояние от начальной точки z , м	Разница температуры $\Delta T(z)$, °C	Измерительная температура $T(z)$, °C	Температура транспортируемой среды, °C
40	0.02	19.98	20
42	0.06	19.94	20
44	0.25	19.75	20
46	0.74	19.26	20
48	1.45	18.55	20
50	1.80	18.20	20
52	1.44	18.56	20
54	0.74	19.26	20
56	0.27	19.73	20
58	0.06	19.94	20
60	0.02	19.99	20

При равноправном учёте обоих каналов принимается $w_1 = w_2 = 0,5$. Поскольку в расчётном примере максимум энергии распределённого акустического зондирования и минимум температурного профиля распределённого температурного зондирования совпадают в точке $z = 50$ м, объединённый критерий также достигает максимума в данной координате. Это подтверждает согласованность двух каналов и показывает, что совместное использование распределённого акустического зондирования и DTS распределённого температурного зондирования позволяет повысить достоверность обнаружения и точность локализации утечки.

3.3 Экспериментальные исследования методов обнаружения утечек с помощью распределённого акустического зондирования и распределённого температурного зондирования

Эксперименты проводились согласно составленному плану эксперимента. Эксперименты проводились на участке проект строительства и реконструкции газораспределительной сети природного газа в районе Ичжоу города Хами (КНР).

Экспериментальная проверка разработанных методов выполнялась на специальном полигоне с полиэтиленовым газопроводом ПЭ100 SDR11 DN110 длиной 40-60 м. На трассе были организованы три узла моделируемых утечек, соответствующие различным вариантам положения и размера дефекта на поверхности трубы.

Глубина заложения газопровода составляла около 1,5-1,8 м, а засыпка формировалась из песка и суглинка для воспроизведения типичных эксплуатационных условий. На этапе предварительной отработки в систему подавались воздух и азот, а в ходе основных испытаний - инертная газовая смесь. Диапазон давлений составлял 0,2-0,6 МПа.

В качестве альтернативных эталонных средств контроля применялись термопары, манометры, расходомеры, геофоны и средства регистрации фронта отрицательной волны давления. Такой набор измерений позволял не только фиксировать факт утечки, но и сопоставлять оптоволоконные сигналы с независимыми опорными данными. Основные этапы подготовки экспериментального участка представлены на рисунках 3.6–3.12.



Рисунок 3.6 – Подготовка траншеи под газопровод (фото автора)



Рисунок 3.7 – Подготовка траншеи под газопровод, глубина 1,7 м (фото автора)



Рисунок 3.8 – Выполнение стыковой сварки полиэтиленового газопровода в полевых условиях (фото автора)



Рисунок 3.9 – Фрагмент подготовки экспериментального участка с моделируемым дефектом на полиэтиленовой трубе (фото автора)



Рисунок 3.10 – Закрепление волоконного кабеля на газопроводе (фото автора)



Рисунок 3.11 – Укладка газопровода с волоконным кабелем (фото автора)



Рисунок 3.12 – Вид газопровода с волоконным кабелем на экспериментальном участке (фото автора)

3.4 Оценка эффективности предложенных решений

Оценка эффективности разработанной системы выполняется по совокупности технических и эксплуатационных показателей, отражающих

чувствительность, скорость реакции, точность локализации и устойчивость к внешним воздействиям. Для сопоставления различных алгоритмических конфигураций используется единый набор критериев и стандартизованная схема расчёта.

Частота ложных тревог рассчитывается как отношение числа ложных срабатываний к произведению длины мониторируемого участка на время наблюдения. Рабочая точка алгоритма выбирается по результатам ROC-анализ (Receiver Operating Characteristic)- и PR-анализ (Precision–Recall) с учётом стоимости ошибок двух типов: пропуска реальной утечки и необоснованного выезда аварийной бригады.

ROC- и PR-анализ использовались для выбора оптимальных порогов срабатывания системы распределённого акустического зондирования и распределённого температурного зондирования и оценки компромисса между вероятностью обнаружения утечек и количеством ложных тревог. Ключевые метрики оценки эффективности приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Ключевые метрики оценки эффективности разработанной системы (по данным автора)

Определение	Целевое значение
Вероятность обнаружения заданного сценария утечки	$\geq 0,9$ ((90%))
Частота ложных тревог на 100 км·сут	≤ 1
Время от начала утечки до выдачи тревоги	$\leq 1-5$ мин
Ошибка локализации места утечки	< 7 м
Протяжённость участка на один интеррогатор	До 40 км

План валидации включает серию контролируемых утечек на полигоне с использованием жиклёров диаметром 2–5 мм, диапазона давлений 0,2-0,6 МПа, различных типов грунта и имитации техногенных помех. Наряду с базовыми испытаниями выполняются «слепые» серии, в которых оператор не знает времени и координаты открытия дефекта.

В канале распределённого акустического зондирования утечка проявляется как локальный рост энергии сигнала и изменение спектральной структуры в

области 100-800 Гц. При открытии дефекта наблюдается резкое нарастание вибраций, после чего формируется характерная стационарная регистрация струи газа. Примеры временной регистрации и спектрограмм для слабой и сильной утечки представлены на рисунках 3.13–3.16.

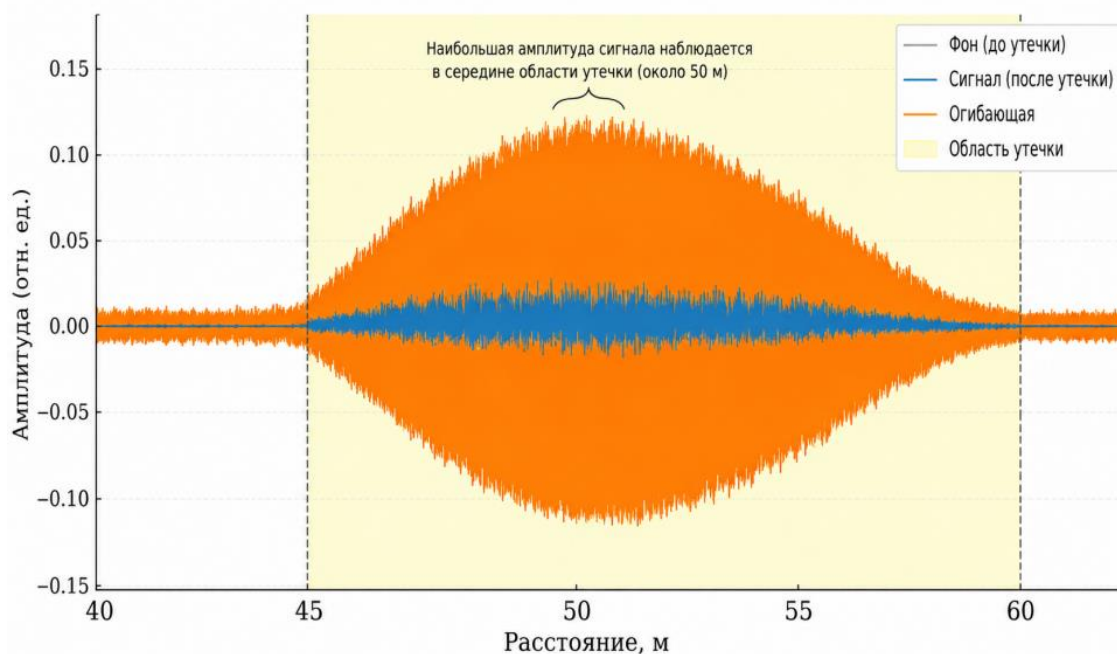


Рисунок 3.13 – Временная регистрация акустического сигнала слабой утечки
(составлено автором)

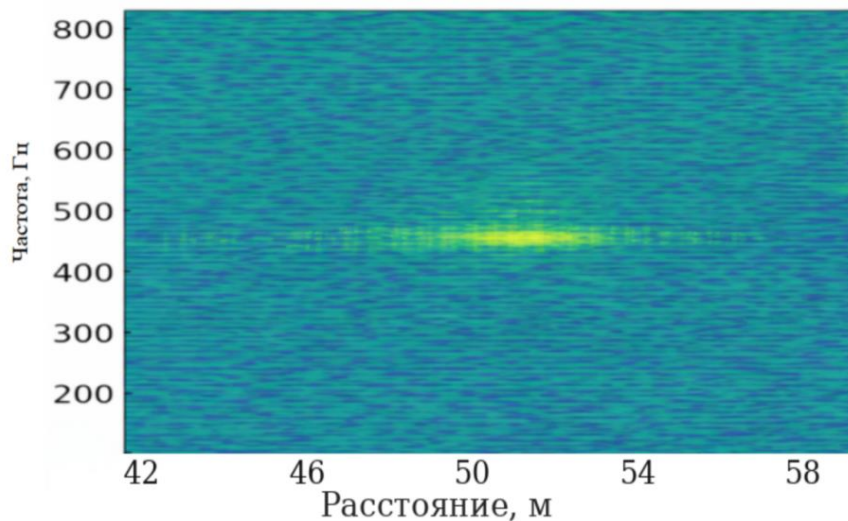


Рисунок 3.14 – Примеры временных реализаций и спектрограммы сигнала слабой утечки в канале DAS (составлено автором)

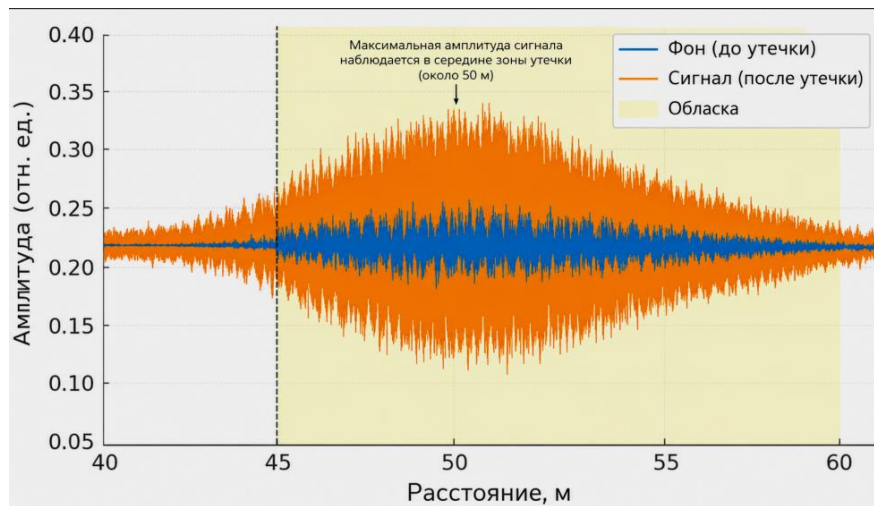


Рисунок 3.15 – Временная регистрация акустического сигнала сильной утечки
(составлено автором)

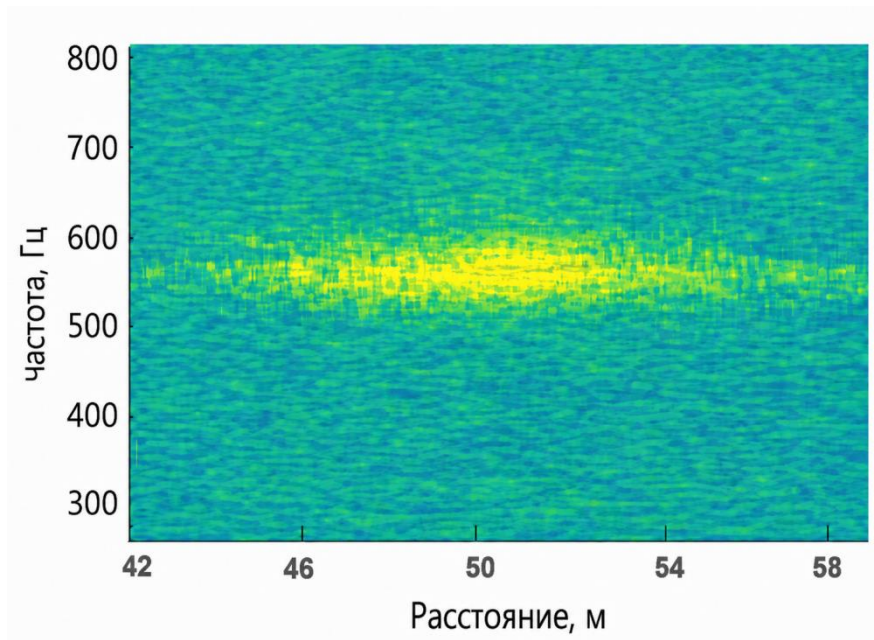


Рисунок 3.16 – Примеры временных реализаций и спектрограммы сигнала
сильной утечки в канале DAS (составлено автором)

В канале распределённого температурного зондирования утечка сопровождается образованием локального «холодного пятна» вблизи точки дефекта. По мере развития утечки амплитуда температурного изменения возрастает, а затем после прекращения истечения происходит монотонное восстановление температуры к фоновому уровню.

Для температурного отклика, регистрируемого системой DTS, была принята модель локального температурного понижения в зоне утечки, формирующего так называемое «холодное пятно» вдоль координаты трубопровода, или по-другому -

зона падения температуры. В рамках расчётного эксперимента длина контролируемого волоконно-оптического кабеля принималась равной 60 м, пространственный шаг системы DTS - 0,5 м, а интервал опроса - 1 мин. Фоновая температура системы «грунт - кабель» до возникновения утечки задавалась равной $T_0 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Координата предполагаемой утечки принималась $z_0 = 50\text{ м}$.

Временной сценарий эксперимента включал три этапа: фоновый режим, активную утечку и восстановление температурного поля после её прекращения. Ожидаемая временная постоянная восстановления температуры принималась в диапазоне $\tau \approx 25\text{--}35\text{ мин}$, что соответствует правдоподобию теплообмену в системе «трубопровод - грунт - оптическое волокно». Для сопоставительного анализа были рассмотрены три условных режима, характеризующихся различной интенсивностью температурной аномалии: слабый, базовый и сильный. Предложенная модель позволяет в аналитической форме описать как пространственную структуру температурной аномалии в зоне утечки, так и её временную динамику.

DTS-профили температуры и восстановление температуры в центре утечки представлены на рисунках 3.17 и 3.18.

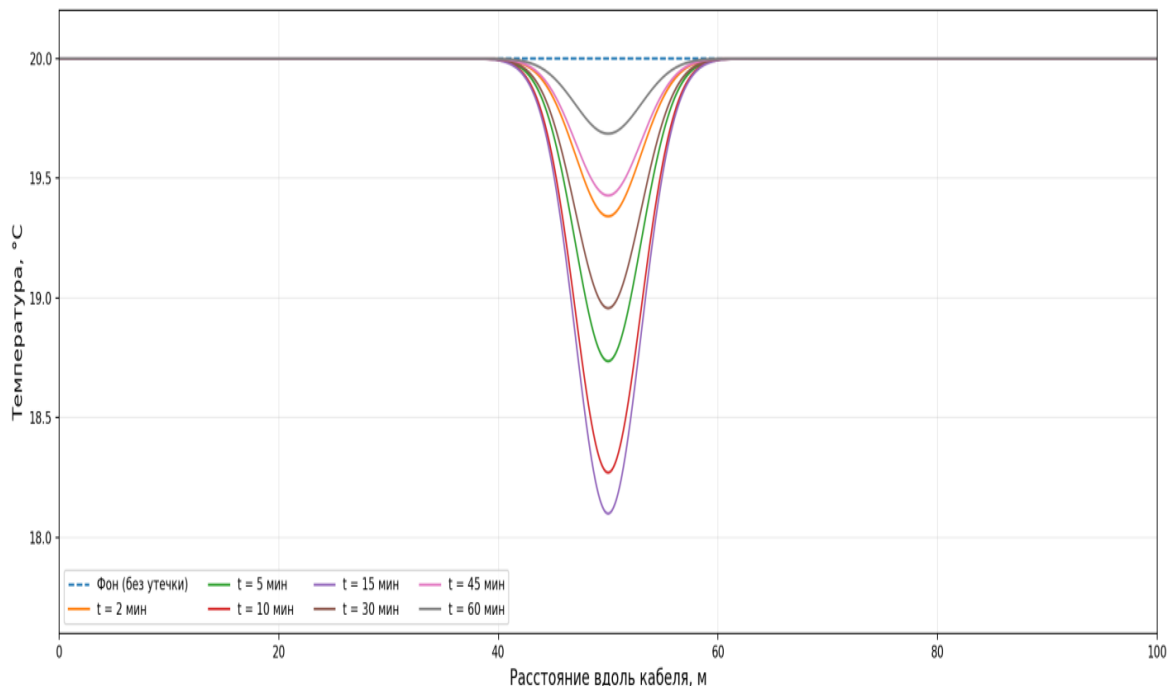


Рисунок 3.17 – DTS-профили температуры вдоль кабеля: формирование и восстановление зоны падения температуры (составлено автором)

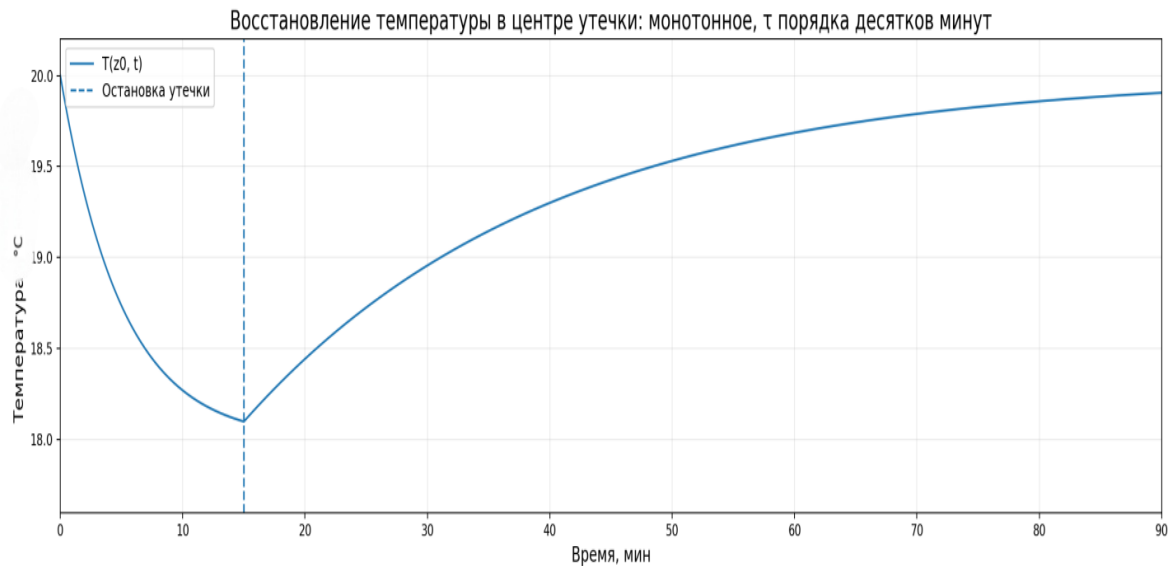


Рисунок 3.18 – Восстановление температуры в центре утечки
(составлено автором)

3.5 Обработка данных, локализация и формирование отчётности

Локализация события в акустическом канале выполняется по максимуму энергии, кросс-корреляции в пределах области интереса и согласованности с распространением фронта отрицательной волны давления. В температурном канале координата утечки определяется по центру масс отрицательной аномалии с учётом регуляризации по пространственной протяжённости. Итоговая координата формируется как взвешенная оценка по данным обоих каналов с использованием коэффициентов, зависящих от отношения сигнал/шум и качества временного согласования.

Результаты обработки выводятся на карту контролируемого участка в виде пикета или географической координаты, сопровождаются меткой уровня уверенности, указанием канала подтверждения и временем регистрации события. Для инженерного анализа формируются отчёты с примерами пространственно-временных паттернов, расчётом метрик и сопоставлением с телеметрией давления и расхода. Формулы расчёта итоговых средних показателей сведены в таблицу 3.4.

Из представленного расчёта следует, что итоговые значения 0,95; 0,91; 0,98 для вероятности обнаружения, 0,8; 2,68; 1,49 мин для среднего времени реакции и $\pm 3,98$; $\pm 2,98$; $\pm 1,97$ м для ошибки локализации могут быть получены как

взвешенные средние по трём сериям испытаний при числе запусков порядка 30-35 в каждом условии.

Таблица 3.4 – Формулы расчёта итоговых средних показателей (по данным автора)

Показатель	Формула расчёта	Пример для итоговой таблицы КРІ
Вероятность обнаружения	$P_{\text{det}} = \frac{\sum_i N_{\text{det},i}}{\sum_i n_i}$	Для DAS: $31+32+34 / 33+34+35 = 97/102 \approx 0,95$; для DTS: $29+31+33 / 33+34+35 = 93/102 \approx 0,91$; для DAS + DTS: $32+33+35 / 33+34+35 = 100/102 \approx 0,98$
Среднее время реакции	$\bar{t} = \frac{\sum_i N_{\text{loc},i} t_i}{\sum_i N_{\text{loc},i}}$	Для DAS : $(31 \cdot 0,9 + 32 \cdot 0,8 + 34 \cdot 0,7) / 97 \approx 0,8$ мин Для DTS: $(29 \cdot 3,1 + 31 \cdot 2,7 + 33 \cdot 2,3) / 93 \approx 2,68$ мин для DAS + DTS: $(32 \cdot 1,7 + 33 \cdot 1,5 + 35 \cdot 2,6) / 100 \approx 1,49$ мин
Средняя ошибка локализации	$\overline{\Delta x} = \frac{\sum_i N_{\text{loc},i} \Delta x_i}{\sum_i N_{\text{loc},i}}$	Для DAS : $(31 \cdot 4,4 + 32 \cdot 4,0 + 34 \cdot 3,6) / 97 \approx 3,98$ м Для DTS: $(29 \cdot 3,4 + 31 \cdot 3,0 + 33 \cdot 2,6) / 93 = 2,98$ м Для DAS + DTS: $(32 \cdot 3,4 + 33 \cdot 2,0 + 35 \cdot 1,6) / 100 = 1,97$ м

где n_i — общее число испытаний в i -й серии; $N_{\text{det},i}$ — число успешно обнаруженных событий; $N_{\text{loc},i}$ — число успешно локализованных событий; t_i — среднее время реакции в i -й серии; Δx_i — средняя ошибка локализации в i -й серии.

На основании полученных данных разработан набор практических предложений, призванных укрепить эффективность внедрения систем распределённого волоконно-оптического контроля на существующих и планируемых газораспределительных сетях.

1. При проектировании новых сегментов газопроводов рекомендуется совмещать прокладку оптического кабеля и самого трубопровода в одной траншее, на близких глубинах. Важно обеспечить плотное уплотнение засыпки, предотвращая образование воздушных карманов, которые могут негативно сказаться на качестве регистрации диагностических сигналов.

2. После завершения монтажных работ необходимо провести точную геодезическую привязку волоконно-оптической линии. Для этого следует использовать трассопоисковое оборудование и систему реперных точек, расположенных с интервалом 100–200 метров. Документация, отражающая линейную привязку, должна своевременно обновляться на протяжении всего срока службы.

3. Для поддержания стабильности получаемых данных рекомендуется проводить сезонную калибровку температурного канала и периодическую оценку акустической реакции на специально выделенных участках. При проведении этих мероприятий следует опираться на эталонные воздействия и использовать сертифицированные температурные датчики.

4. В алгоритмах, отвечающих за обнаружение аномалий, целесообразно применять динамически изменяющиеся пороговые значения, учитывающие суточные колебания условий эксплуатации.

5. Для повышения надёжности функционирования системы в процессе эксплуатации необходимо обеспечить двусторонний режим опроса линии, дублирование источников питания и каналов передачи данных. Также следует регулярно контролировать уровень затухания оптического сигнала с помощью OTDR-диагностики.

6. Сигналы тревоги, генерируемые системой мониторинга, должны быть интегрированы в общую систему диспетчерского управления, сбора информации и технического обслуживания. Это позволит рассматривать результаты мониторинга как неотъемлемую часть комплексной системы управления газораспределительной сетью. Сравнение эффективности с традиционными методами приведено в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Сравнение эффективности с традиционными методами (по данным автора)

Параметр	Традиционные методы	DFOS-мониторинг
Время выявления	12-24 ч	1-4 мин
Локализация утечки	$\pm 200-500$ м	± 2 м
Охват контролируемого участка	0,5-1 км	до 40 км
Ложные тревоги	Высокая вероятность	Низкая вероятность
Эксплуатационные расходы	Высокие	Умеренные

Из таблицы 3.5 видно, что системы распределенного волоконно-оптического контроля (DFOS) существенно превосходят традиционные методы по ключевым показателям эффективности. Наибольший выигрыш достигается по времени

выявления и точности определения места утечек, что обеспечивает более оперативное реагирование и снижение рисков аварийных ситуаций.

Кроме того, DFOS-системы позволяют контролировать значительно более протяжённые участки трубопровода при меньшем уровне ложных тревог и умеренных эксплуатационных затратах, что делает их перспективным решением для мониторинга труднодоступных участков полиэтиленовых газопроводов объектов.

3.6 Выводы по главе 3

В этой главе выполнены экспериментальные исследования разработанной системы обнаружения утечек на основе технологий распределённого волоконно-оптического зондирования с применением каналов распределенного акустического зондирования и распределённого температурного зондирования.

Проведённые исследования охватили обоснование выбора технологии, разработку аппаратно-программной архитектуры, построение алгоритмов обработки сигналов, организацию экспериментального полигона и количественную оценку эффективности предложенных решений.

Показано, что применение комбинированного волоконно-оптического мониторинга является обоснованным для задач контроля распределительных полиэтиленовых газопроводов, которые работают в условиях городской среды и ограниченного доступа к трассе. Показано, что применение одномодового оптического волокна стандарта G.652D в качестве чувствительного элемента, размещённого в одной траншее с газопроводом, обеспечивает возможность непрерывного линейного контроля на значительной протяжённости без необходимости установки большого количества локальных датчиков.

Разработанная архитектура аппаратно-программного решения включает измерительные каналы распределенного акустического зондирования и распределённого температурного зондирования, подсистему предобработки сигналов, модуль выделения признаков, блок фьюжн-классификации, трекер событий и подсистему локализации с передачей результатов в систему диспетчерского управления. Показано, что такая структура обеспечивает

последовательный переход от регистрации первичных сигналов к формированию тревожного сообщения с привязкой к координате дефекта и пригодна для интеграции в действующие системы телеметрии и система диспетчерского управления и сбора данных.

В ходе алгоритмических исследований установлено, что в акустическом канале распределенного акустического зондирования наиболее информативными являются признаки, связанные с локальным ростом энергии сигнала и изменением спектральной структуры в полосе 100–800 Гц, особенно в диапазоне 300–450 Гц, где устойчиво проявляется виброакустическая подпись истечения газа. Для температурного канала DTS показано, что утечка регистрируется в виде локального «холодного пятна», формирующегося под действием эффекта Джоуля–Томсона и последующего теплообмена в системе «газ – грунт – волокно». Показано, что амплитуда и пространственно-временная протяжённость температурной аномалии определяются расходом газа, коэффициентом Джоуля–Томсона и теплофизическими свойствами грунта.

Экспериментальная проверка работоспособности предложенных решений выполнена на специальном полигоне с полиэтиленовым газопроводом ПЭ100 SDR11 DN110, на котором были организованы контролируемые сценарии утечки с различными размерами отверстий, диапазоном давлений 0,2–0,6 МПа, а также с учётом вариации внешних условий и техногенных помех. Проведённые серии испытаний, включающие примерно 30–35 запусков в каждом условии, позволили сформировать репрезентативную выборку для расчёта итоговых показателей работы системы. По результатам обработки экспериментальных данных установлено, что для акустического канала вероятность обнаружения составила 0,95, среднее время реакции — 0,8 мин, а средняя ошибка локализации — $\pm 3,98$ м. Для температурного канала получены значения 0,91, 2,68 мин и $\pm 2,98$ м соответственно. Наилучшие результаты показала комбинированная схема распределенного акустического зондирования + распределённого температурного зондирования, для которой вероятность обнаружения достигла 0,98, среднее время

реакции составило 1,49 мин, а средняя ошибка локализации уменьшилась до $\pm 1,97$ м.

Полученные показатели подтверждают, что совместная обработка акустических и температурных данных позволяет повысить достоверность обнаружения, снизить влияние помех и улучшить точность пространственной идентификации утечки.

Показано, что комбинированный подход распределенного акустического зондирования и распределённого температурного зондирования превосходит применение каждого канала по отдельности по совокупности технических и эксплуатационных характеристик. Канал распределенного акустического зондирования обеспечивает наиболее быстрое реагирование на начало утечки, тогда как канал распределённого температурного зондирования выполняет функцию дополнительного подтверждения и пространственной проверки события за счет регистрации температурной аномалии. За счёт такой взаимодополняемости повышается устойчивость системы к ложным тревогам и внешним воздействиям, характерным для городской среды.

Таким образом, результаты главы подтверждают работоспособность, техническую реализуемость и высокую эффективность разработанной системы обнаружения утечек на основе распределенного волоконно-оптического контроля. Экспериментально доказано, что предложенные аппаратные и алгоритмические решения обеспечивают выполнение целевых требований по вероятности обнаружения, времени реакции и точности локализации и могут рассматриваться как основа для дальнейшего практического внедрения на распределительных полиэтиленовых газопроводах.

ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОВ И ИХ ВАЛИДАЦИЯ

4.1 Описание практических испытаний и прототипов

Переход от расчётных положений и алгоритмических решений к инженерному применению требовал проверки системы в условиях, максимально приближённых к реальной эксплуатации. С этой целью была сформирована программа практических испытаний, включавшая полигонную часть и этап опытной эксплуатации на действующих участках распределительной сети.

В качестве базовой технологической платформы был принят подход, основанный на распределённом волоконно-оптическом зондировании), реализованном по двум физическим каналам: распределённому акустическому зондированию и распределённому температурному зондированию. Для акустического канала в работе использовался принцип phase-sensitive Optical Time Domain Reflectometry, ϕ -OTDR (фазочувствительной оптической рефлектометрии во временной области, обеспечивающий регистрацию виброакустических возмущений по всей длине чувствительного волокна. Выбор именно такой архитектуры был обусловлен тем, что на труднодоступных участках газопровода, находящихся под проезжей частью, в дворовых территориях, вблизи зданий и инженерных пересечений, применение большого числа точечных датчиков технически затруднено и экономически неэффективно.

В отличие от локальных средств контроля распределённый мониторинг позволяет контролировать значительную протяжённость трубопровода непрерывно, при минимальном вмешательстве в существующую инфраструктуру. Для проведения исследований был сооружен опытный полигон, представляющий собой участок полиэтиленового газопровода. Труба, изготовленная из полиэтилена ПЭ100 с соотношением наружного диаметра к толщине стенки SDR11, имела диаметр 110 мм и общую протяженность около 60 метров. Она была проложена в траншее на глубине от 1,0 до 1,8 метра.

Основная цель при проектировании полигона заключалась в максимальном приближении условий испытаний к реальным условиям эксплуатации

распределительных газовых сетей. Для достижения этой цели были задействованы разнообразные варианты засыпки и типы грунта, в первую очередь песчаные и суглинистые.

Это поможет проанализировать влияние различных теплофизических и механических свойств от окружающей среды на акустические и температурные характеристики. Когда вдоль трубопровода прокладывается одномодовый волоконно-оптический кабель, он служит функциональным компонентом распределенного зондирования. Было учтено его положение относительно трубопровода, что позволило обеспечить стабильную и точную регистрацию акустических и температурных характеристик предварительного места утечки. Еще и обеспечивает повторяемость результатов даже при повторных испытаниях. Формируя поры разного размера в разных местах в виде техногенных утечек, становится возможным учитывать особенности газотранспортного механизма на земле или даже под рекой, под различным покрытием дорог. При рассмотрении геометрии дефекта также анализируются акустические характеристики и температура. Для моделирования утечки из сопел различных размеров, можно воспроизвести мельчайшие утечки, а также характер утечек малого и среднего размера. Давление от 0,2 до 0,6 МПа во время испытания соответствует нормальным условиям эксплуатации трубопровода в газораспределительной сети во время пусконаладочной работы. Во время испытания используются воздух и азот. Давление и температура максимально похоже на реальное условие эксплуатации, это обеспечивает безопасность эксперимента и позволяет оценить чувствительность разработанного алгоритма.

Прототип, разработанный для различных условий течения газа, включает в себя блок распределенного акустического зондирования с частотой записи не менее 1 кГц. Он также включает в себя распределенную систему измерения температуры с шагом пространственной выборки от 0,5 до 1 метра и разрешением по температуре до 0,1°C. Набор вспомогательных измерительных приборов, включая манометры, расходомеры, термопары, глобусы и высокоскоростную

регистрирующую систему, предназначен для регистрации фронта волны отрицательного давления.

Наличие нескольких каналов измерительной информации позволяет не только зафиксировать возникновение утечки, но и зафиксировать и сравнить показания волоконно-оптической системы с эталонными. Измерение становится основой для абсолютной проверки разработанного алгоритма и последующей оценки его точности.

Программная часть прототипа обеспечивает полный цикл обработки данных: синхронный сбор сигналов по двум каналам, сборную фильтрацию, калибровку, определение признаков информационных характеристик, областей интереса, принятие решений о наличии событий, отсутствии той или иной функции системы, принятие решения о наличии утечки не основано на благодаря единственной функции, но набору акустических и температурных каналов и решающей роли соответствующего события, в соответствии с этой архитектурой надежность идентификации событий была значительно повышена.

Основным преимуществом разработанного прототипа является сочетание двух каналов физического контроля. В канале распределенной акустической батиметрии анализируется виброакустический сигнал об утечке газа и отрицательный волнообразный перепад давления, возникающий при нарушении герметичности. Локальное падение температуры, регистрируемое в распределенном канале измерения температуры, связано с эффектом Джоуля-Томсона при расширении газа в зоне утечки и последующем теплообмене в системе грунтовых волокон газопровода. Такое сочетание не только увеличивает вероятность обнаружения, но и значительно сокращает количество ложных тревог, поскольку только при согласовании нескольких физических признаков событие считается правильным. После завершения строительства полигона опытный образец был испытан в реальных условиях на пригородной части газораспределительного трубопровода. Особенности этих мест являются реальными факторами практического применения: из-за сильных помех состояние

почвы оставляет желать лучшего, а доступ к шоссе затруднен. Основные параметры фактического испытания и прототипа приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные параметры практических испытаний и прототипа (по данным автора)

Параметр	Принятое значение / характеристика
Тип объекта	Распределительный ПЭ-газопровод ПЭ100 SDR11 DN110
Длина полигона	Около 60 м
Глубина заложения	1,0–1,8 м
Рабочее давление	0,2–0,6 МПа
Типы грунта	Песок, супесь, суглинистая засыпка
Чувствительный элемент	Одномодовое волокно G.652D
Канал DAS	φ-OTDR, частота регистрации не менее 1 кГц
Канал DTS	Пространственный шаг 0,5–1,0 м, температурное разрешение до 0,1 °C
Опорные измерения	Манометры, расходомеры, термопары, геофоны, регистрация NPW

В результате практические эксперименты были проведены по всей цепочке внедрения разработанных подходов. Начиная с симуляции контролируемых утечек в полигонных условиях, мы перешли к проверке устойчивости созданного прототипа в реальной газораспределительной инфраструктуре. Это позволило создать условия для дальнейших испытаний и проверить, насколько точно и надёжно работают предложенные методы на практике.

4.2 Анализ данных, полученных в результате экспериментов

Анализ экспериментальных данных показал, что акустический и температурный каналы реагируют на утечку по-разному. При этом их совместное использование позволяет получить более полное представление о процессе выхода газа. При появлении дефекта акустический сигнал возникает почти сразу, так как утечка сопровождается шумом и вибрацией в зоне повреждения. Температурное изменение проявляется позже, поскольку охлаждение газа сначала передаётся стенке трубопровода, затем грунту и оптическому волокну. Поэтому акустический канал целесообразно использовать для быстрого обнаружения факта утечки, а температурный канал — для уточнения её места и подтверждения события.

По данным результата DAS, при контролируемой утечке мы наблюдаем, что энергия сигнала возрастает в диапазоне частот 100-800 Гц. В диапазоне частот 300-

450 Гц мы получили наилучшую оценку. В этом диапазоне эффект разделения между сигналом, генерируемым утечкой газа, и фоновым шумом еще лучше. В случае утечки средней или высокой интенсивности акустический отклик особенно заметен, и запись всей системы производится с высокой точностью.

При возникновении небольшой утечки амплитуда сигнала будет скорректирована до относительно низкого уровня. Однако с помощью спектрального анализа мы можем увидеть некоторую вибрацию, которая отличается от обычной фоновой вибрации. Поэтому спектральные характеристики используются в качестве дополнительных показателей для других методов диагностики. Это особенно важно, когда трудно определить, есть ли утечка, которая находится только в пределах определенной амплитуды. По данным результата DTS, основной особенностью утечки является локальное понижение температуры. Во время основной серии испытаний в зоне тестирования, обозначенной как 50 м, температура дефектной детали упала до 18,2°C, для сравнения - фоновое значение составило около 20°C.

Положение этой зоны в целом совпадает с местом дефекта. После прекращения утечки температура постепенно возвращается к исходному уровню. Это ещё раз может подтверждать, что зафиксированные изменения связаны именно с выходом природного газа из трубопровода. Сравнение двух каналов показало их разные преимущества. Канал DAS быстрее реагирует на утечку и очень хорошо фиксирует акустический сигнал, однако он также чувствителен к внешним вибрациям, например, к движению транспорта и строительным шумам. Канал DTS почти не реагирует на кратковременные внешние воздействия, но работает медленнее из-за тепловой инерции системы «газопровод — грунт — оптическое волокно». Поэтому температурный канал целесообразно использовать для подтверждения события и уточнения места дефекта. Совместное применение DAS и DTS позволяет частично компенсировать недостатки каждого канала при наличии внешних помех и повысить устойчивость диагностики.

При совместной обработке данных DAS и DTS решение о наличии утечки принимается не только по одному пороговому значению, но и по совокупности

нескольких признаков. Дополнительный учёт данных о давлении и расходе уменьшает вероятность ложных сообщений и повышает возможность правильного обнаружения реальной утечки. И установлено, что тип грунта и положение дефекта влияют на форму регистрируемого сигнала. При изменении условий заложения меняются спектральные признаки акустического сигнала и форма температурной аномалии. В песчаном грунте температурная реакция проявляется быстрее, но снижение температуры обычно выражено сильнее и быстрее проходит. В более плотном и влажном грунте температурная аномалия возможно сохраняться дольше, хотя её амплитуда будет меньше. В таблице 4.2 представлены результаты контролируемых серий испытаний.

Таблица 4.2 – Результаты контролируемых серий испытаний (по данным автора)

Метод	Вероятность обнаружения	Среднее время реакции, мин	Средняя ошибка локализации, м
DAS	0,95	0,80	±3,98
DTS	0,91	2,68	±2,98
DAS + DTS	0,98	1,49	±1,97

Благодаря предварительной стандартизации и методам фильтрации мы повысили стабильность интерпретации экспериментальных данных. В канале распределенного акустического зондирования мы используем полосовые фильтры, методы временного сглаживания, компенсацию неоднородной чувствительности по длине оптического волокна, корреляционный анализ соседних сегментов и методы подавления аномалий, вызванных одиночными импульсными помехами. Измерительный канал DTS должен учитывать фоновую температуру, сезонные изменения, время интеграции сигнала и особенности теплообмена в зоне прокладки трубопровода. За счёт такой обработки формируется адаптивная модель температурного фона. В этом случае аномалия определяется не по одному фиксированному порогу, а по отклонению текущего состояния участка от его нормального температурного режима. Такой подход повышает устойчивость алгоритма к изменениям внешней среды и к естественным колебаниям параметров регистрации.

Важным этапом анализа является подтверждение обнаруженного события по данным телеметрии давления и расхода. При быстром развитии утечки в

трубопроводе возникает отрицательная волна давления. Её регистрация в контрольных точках может использоваться как дополнительный признак утечки и как средство уточнения её координаты. Совместный анализ времени появления события в канале DAS, температурной аномалии в канале DTS, а также изменений давления и расхода позволяет повысить точность распознавания и снизить риск ошибочного принятия внешнего воздействия за аварийную ситуацию. Это подтверждает целесообразность использования телеметрических данных как дополнительного канала проверки. Экспериментальные данные также показывают, что на реакцию системы влияют тип грунта, глубина заложения трубопровода и параметры дефекта.

В местах, где почва более плотная и влажная, амплитуда аномального изменения температуры невелика, но из-за медленного температурного баланса продолжительность больше. На песчаных почвах процесс охлаждения будет происходить быстрее, но температурное поле также восстановится за более короткий промежуток времени. Геометрия дефекта влияет на морфологию звуковой энергии и температурный отклик, что еще раз доказывает необходимость калибровки алгоритма для определения подлинности данного объекта.

4.3 Определение параметров надёжности и точности методов

Для одного из ключевых этапов валидации разработанных методов этого использовалась система показателей эффективности, отражающая основные эксплуатационные требования к системам обнаружения утечек: Probability of Detection, POD (вероятность обнаружения), False Alarm Rate, FAR (частота ложных тревог), Time to Detection, TTD (время обнаружения) и Localization Error, LE (ошибка локализации). Дополнительно анализировались стабильность работы алгоритмов при вариации параметров среды, устойчивость к фоновым техногенным помехам, а также повторяемость результатов на разных сериях испытаний.

Количественная валидация разработанных методов выполнялась по набору показателей, отражающих требования к системам непрерывного мониторинга распределительных газопроводов. В этой работе использовались вероятность

обнаружения, частота ложных тревог, среднее время реакции и ошибка локализации.

Эти показатели позволяют оценить не только чувствительность алгоритма, но и его пригодность для практического применения. Итоговые значения рассчитывались по результатам контролируемых испытаний. При этом среднее время реакции определялось по числу обнаруженных событий, а средняя ошибка локализации — по числу событий, где место утечки было найдено правильно. Так удалось избежать искажения результатов из-за разного числа успешных срабатываний.

В этом случае выражения для расчёта принимают вид по формулам (4.1)–(4.4):

$$P_{\text{det}} = \Sigma N_{\text{det},i} / \Sigma n_i \quad (4.1)$$

$$\bar{t} = \Sigma (N_{\text{det},i} \cdot t_i) / \Sigma N_{\text{det},i} \quad (4.2)$$

$$\Delta \bar{x} = \Sigma (N_{\text{loc},i} \cdot \Delta x_i) / \Sigma N_{\text{loc},i} \quad (4.3)$$

$$\text{FAR} = N_{\text{false}} / (L \cdot T) \quad (4.4)$$

где P_{det} — вероятность обнаружения, безразмерная величина; при представлении в процентах P_{det} умножается на 100 %; $\bar{t}$ — среднее время реакции, мин; Δx_i — средняя ошибка локализации, м; FAR — частота ложных тревог, 1/(км·сут) при L в км и T в сутках; $N_{\text{det},i}$, $N_{\text{loc},i}$, n_i , N_{false} — счётные величины, безразмерные.

По результатам испытаний наилучшие значения были получены для совместной схемы DAS + DTS. Вероятность обнаружения составила 0,98, среднее время реакции — 1,49 мин, а средняя ошибка локализации — $\pm 1,97$ м. Эти значения относятся к контролируемым условиям полигона, где геометрия кабеля, параметры среды и сценарии утечки были известны заранее и использовались для калибровки системы.

В испытаниях в реальных условиях общий эффект от комбинированной схемы сохраняется. Ошибка определения координаты становится больше, чем на полигоне. Это связано с неточной геопривязкой оптического волокна, разным контактом кабеля с грунтом, неоднородной засыпкой траншеи и влиянием рядом расположенных инженерных коммуникаций. Несмотря на эти ограничения,

система имеет практические преимущества по сравнению с традиционными способами поиска утечек, так как позволяет быстрее обнаружить событие и точнее определить участок возможного дефекта.

Для нас важным результатом стало снижение числа ложных срабатываний. При самостоятельной работе акустического канала основными причинами ошибочных сигналов остаются внешние вибрации, связанные с движением транспорта и строительными работами. Подключение температурного канала и проверка по данным телеметрии позволили заметно уменьшить количество таких срабатываний. Это объясняется тем, что случайные акустические помехи обычно не сопровождаются устойчивым изменением температуры в зоне трубопровода.

Надёжность системы во многом зависит от её технической схемы. Применение распределённого оптического волокна как линейного датчика позволяет контролировать длинный участок трубопровода без установки большого числа отдельных датчиков. В ходе опытной эксплуатации система устойчиво работала на линии протяжённостью до 40 км. Дополнительное повышение надёжности обеспечивается за счёт двустороннего сканирования линии, резервирования каналов передачи данных, контроля затухания сигнала и самодиагностики волоконно-оптических трактов.

Также была оценена работа алгоритма при изменении сезонных и погодных условий. Установлено, что суточные изменения температуры грунта, осадки, влажность и вибрационная нагрузка не оказывают существенного отрицательного влияния на чувствительность системы, если предварительно выполнена калибровка и используются адаптивные пороговые значения.

Таким образом, количественные исследования точности и надёжности показывают, что предложенный метод обладает высокими диагностическими возможностями и отвечает требованиям современных систем непрерывного мониторинга газопроводов. Он может быть использован для раннего обнаружения утечек, а также для улучшения процесса принятия решений оператором.

4.4 Оптимизация процессов обнаружения утечек с учётом экономических и экологических аспектов

Ценность предлагаемого подхода определяется не только его точностью диагностики, но и его влиянием на эксплуатационные расходы и экологическую безопасность. Основные капитальные затраты на внедрение связаны с волоконно-оптическим кабелем, блоками опроса DAS и DTS, коммуникациями, энергоснабжением и интеграцией с системой диспетчеризации. Эксплуатационные расходы включают техническое обслуживание оборудования, контроль качества сигнала и периодическую калибровку алгоритмов.

Экономический эффект от использования разработанных методов проявляется в снижении эксплуатационных расходов за счет уменьшения количества ложных выездов, уменьшения объема аварийно-восстановительных работ, уменьшения количества неоправданных земляных работ и ускорения принятия решений в аварийной ситуации. Кроме того, снижаются потери транспортируемого газа и сокращается время, в течение которого дефект остается необнаруженным. Даже при умеренном уровне первоначальных капиталовложений совокупный эффект снижения аварийности, потерь газа и улучшения управляемости эксплуатационными процессами может обеспечить приемлемый срок окупаемости системы, особенно в районах плотной городской застройки, где стоимость земляных работ высока, а возможные последствия чрезвычайных ситуаций наиболее значительны.

С экологической точки зрения применение разработанных методов также является обоснованным. Метан, составляющий основную долю природного газа, относится к числу парниковых газов с высоким климатическим эффектом. По этой причине сокращение времени существования невыявленной утечки непосредственно связано с уменьшением объёма выбросов в атмосферу. Снижение времени обнаружения дефекта по сравнению с традиционными подходами позволяет существенно сократить объём неконтролируемых выбросов газа. Следовательно, внедрение распределённого мониторинга способствует не только

повышению промышленной безопасности, но и улучшению экологических показателей эксплуатации объектов газораспределительной инфраструктуры.

Экономический эффект от применения разработанных методов проявляется в снижении эксплуатационных расходов за счёт уменьшения числа ложных выездов, сокращения объёма аварийно-восстановительных работ, уменьшения количества необоснованных раскопок и более быстрого принятия решений в аварийной ситуации. Кроме того, уменьшаются потери транспортируемого газа и снижается время, в течение которого дефект остаётся необнаруженным. Даже при умеренном уровне первоначальных капитальных вложений совокупный эффект от снижения аварийности, сокращения потерь газа и повышения управляемости эксплуатационными процессами способен обеспечить приемлемый срок окупаемости системы, особенно на участках плотной городской застройки, где стоимость земляных работ высока, а возможные последствия аварийных ситуаций наиболее значимы.

С экологической точки зрения применение разработанных методов также является обоснованным. Метан, составляющий основную долю природного газа, относится к числу парниковых газов с высоким климатическим эффектом. По этой причине сокращение времени существования невыявленной утечки непосредственно связано с уменьшением объёма выбросов в атмосферу. Снижение времени обнаружения дефекта по сравнению с традиционными подходами позволяет существенно сократить объём неконтролируемых выбросов газа. Следовательно, внедрение распределённого мониторинга способствует не только повышению промышленной безопасности, но и улучшению экологических показателей эксплуатации объектов газораспределительной инфраструктуры.

Важным направлением дальнейшей оптимизации является адаптация алгоритмов к конкретным условиям эксплуатации. В городской среде приоритетной задачей становится снижение влияния техногенных акустических помех, тогда как для природных и малодоступных территорий большее значение имеют компенсация температурных дрейфов и учёт изменчивости теплофизических свойств грунта. Использование сезонных базовых линий, карт

фоновой вибрационной активности, а также данных о влажности, плотности и температуре грунта позволяет повысить отношение сигнал/шум, уменьшить число ложных срабатываний и тем самым улучшить как технические, так и экономические показатели системы. Дополнительный потенциал повышения эффективности связан с включением результатов мониторинга в существующую цифровую инфраструктуру эксплуатирующей организации.

Передача тревожных событий в диспетчерские системы, геоинформационные сервисы и базы технического обслуживания позволяет сократить интервал между регистрацией события и принятием инженерного решения. За счёт этого уменьшаются общие эксплуатационные затраты и повышается оперативность реагирования на нештатные ситуации. Практический эффект применения разработанных методов обобщён в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Практический эффект от применения разработанных методов (по данным автора)

Направление эффекта	Проявление эффекта	Практический результат
Технический	Сокращение времени обнаружения и повышение точности локализации	Более быстрое принятие решений и уменьшение зоны поисковых работ
Экономический	Снижение числа ложных выездов и необоснованных раскопок	Сокращение эксплуатационных затрат
Экологический	Уменьшение длительности неконтролируемых утечек	Снижение выбросов метана в атмосферу
Организационный	Интеграция с телеметрией и диспетчерскими системами	Повышение управляемости сети и прозрачности эксплуатации

Следовательно, разработанные методы обнаружения утечек характеризуются не только высокой диагностической результативностью, но и выраженной практической значимостью, поскольку их применение способствует повышению оперативности управления, снижению трудоёмкости аварийно-восстановительных мероприятий и улучшению общей эффективности эксплуатации газораспределительной сети.

4.5 Расчётная оценка экономической эффективности внедрения технологии

Для количественной оценки экономической целесообразности предложенного решения выполнено укрупнённое сравнение затрат на

обнаружение и локализацию утечек газа традиционным способом и с применением распределённого волоконно-оптического мониторинга. Расчёт носит сравнительный характер и предназначен для оценки порядка экономического эффекта; фактические значения затрат должны уточняться по локальным сметам эксплуатирующей организации, протяжённости контролируемого участка, условиям прокладки кабеля и стоимости применяемого оборудования.

В качестве базового объекта принят условный труднодоступный участок распределительного полиэтиленового газопровода протяжённостью 10 км, расположенный в городской или пригородной зоне. Для традиционной технологии учтены регулярные обходы трассы, инструментальные проверки переносными газоанализаторами, повторные выезды для подтверждения сигнала, выборочные земляные работы для уточнения координаты дефекта, потери газа за период запаздывания обнаружения, а также организационные затраты на работу аварийной бригады. Для разработанной технологии учтены капитальные затраты на волоконно-оптическую линию, интеррогаторы DAS и DTS, средства связи и интеграцию с диспетчерским пунктом, а также ежегодные расходы на сервис, калибровку и контроль работоспособности системы.

Сравнение выполнено по приведённым годовым затратам. Для традиционной схемы суммарные затраты определяются по формуле (4.5):

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{обх}} + C_{\text{вер}} + C_{\text{зем}} + C_{\text{ав}} + C_{\text{пот}}, \quad (4.5)$$

где $C_{\text{обх}}$ — затраты на плановые обходы и инструментальное обследование трассы, тыс.руб/год; $C_{\text{вер}}$ — затраты на повторную верификацию предполагаемой утечки, тыс.руб/год; $C_{\text{зем}}$ — затраты на земляные работы и восстановление покрытия, тыс.руб/год; $C_{\text{ав}}$ — организационные затраты аварийного реагирования, тыс.руб/год; $C_{\text{пот}}$ — стоимость потерь газа и сопутствующих экологических последствий за время существования невыявленной утечки, тыс.руб/год.

Для варианта с распределённым волоконно-оптическим мониторингом приведённые годовые затраты рассчитаны по формуле (4.6):

$$C_{\text{во}} = C_{\text{кап}} / T + C_{\text{серв}} + C_{\text{вер,во}} + C_{\text{зем,во}} + C_{\text{пот,во}}, \quad (4.6)$$

где $C_{\text{кап}}$ — капитальные затраты на внедрение системы, тыс. руб; T — расчётный срок службы оборудования, лет; $C_{\text{серв}}$ — ежегодные затраты на обслуживание, связь, электропитание и калибровку, тыс.руб/год; $C_{\text{вер,во}}$ — затраты на контрольные выезды после автоматического срабатывания, тыс.руб/год; $C_{\text{зем,во}}$ — затраты на локальные вскрытия в уточнённой зоне, тыс.руб/год; $C_{\text{пот,во}}$ — остаточные потери газа при сокращённом времени обнаружения, тыс.руб/год. Укрупнённое сравнение годовых затрат приведено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Укрупнённое сравнение годовых затрат на обнаружение и локализацию утечек газа на участке протяжённостью 10 км (по данным автора)

Статья затрат	Традиционная технология, тыс. руб./год	DFOS DAS + DTS, тыс. руб./год	Экономический результат
Плановые обходы трассы и инструментальные обследования	1 080	—	исключаются как основной способ контроля
Повторная проверка и подтверждение предполагаемой утечки	540	270	снижение за счёт автоматической фильтрации событий
Шурфовка, раскопки и восстановление покрытия	600	150	уменьшение зоны поиска и числа необоснованных вскрытий
Аварийно-диспетчерские и организационные затраты	350	450	рост сервисной составляющей компенсируется сокращением аварийных работ
Потери газа и экологические последствия запоздалого выявления	400	100	сокращение времени неконтролируемого истечения
Приведённые капитальные затраты на систему мониторинга	—	1 070	капитальные вложения распределены на расчётный срок службы 7 лет
Итого приведённые годовые затраты	2 970	2 040	экономия 930 тыс. руб./год, или около 31 %

Из таблицы 4.4 следует, что при выбранных расчётных параметрах приведённые годовые затраты традиционной технологии составляют около 2,97 млн руб./год, тогда как при применении распределённого волоконно-оптического мониторинга они снижаются до 2,04 млн руб./год. Экономия составляет 0,93 млн

руб./год, или приблизительно 31 %. Основная часть эффекта формируется не за счёт полного исключения эксплуатационных расходов, а за счёт уменьшения числа повторных выездов, сокращения объёма земляных работ и снижения потерь газа вследствие более раннего обнаружения утечки.

Если рассматривать только эксплуатационную составляющую без ежегодного распределения капитальных затрат, то традиционная схема требует около 2,97 млн руб./год, а эксплуатационные затраты на систему DFOS составляют около 0,97 млн руб./год. В этом случае эксплуатационная экономия достигает 2,0 млн руб./год. При дополнительных первоначальных вложениях в размере 4,8 млн руб. расчётный срок окупаемости определяется как:

$$T_{\text{ок}} = \Delta C_{\text{кап}} / \mathcal{E}_{\text{год}} = 4,8 / 2,0 = 2,4 \text{ года.}$$

Полученное значение показывает, что внедрение технологии может быть экономически оправдано прежде всего на участках с высокой плотностью застройки, ограниченным доступом к трассе, повышенной аварийной опасностью, большим числом пересечений с инженерными коммуникациями и высокой стоимостью земляных работ. На таких объектах даже одно предотвращённое развитие аварийной ситуации либо существенное сокращение зоны вскрытия трассы способно компенсировать значительную часть затрат на систему мониторинга.

Дополнительный эффект связан с повышением безопасности эксплуатации. При традиционной технологии время между фактическим возникновением утечки и её устойчивым выявлением может составлять часы, поскольку обнаружение зависит от периодичности обхода, доступности участка и необходимости ручной верификации. При использовании разработанной системы среднее время реагирования в полевых условиях сокращается до минут. При условной интенсивности утечки $q = 5 \text{ м}^3/\text{ч}$ и времени выявления традиционным способом 8 ч объём неконтролируемого выхода газа составит $V_{\text{тр}} = 40 \text{ м}^3$. При времени обнаружения 2,3 мин объём выхода газа до регистрации события составит $V_{\text{во}} = 5 \cdot 2,3/60 = 0,19 \text{ м}^3$. Следовательно, при одинаковой интенсивности истечения

потенциальный объём неконтролируемого выброса уменьшается более чем на 39 м³ на одно событие.

Снижение объёма неконтролируемого выхода газа имеет не только экономическое, но и промышленно-безопасностное значение. Уменьшается вероятность формирования взрывоопасной газовоздушной смеси в грунте, колодцах, кабельных каналах и других подземных коммуникациях; сокращается продолжительность воздействия опасного фактора на население и эксплуатационный персонал; повышается обоснованность принятия решения о локализации участка, ограничении доступа и направлении аварийной бригады.

Таким образом, экономическая эффективность разработанной технологии формируется совместным действием трёх факторов: сокращением прямых эксплуатационных затрат на поиск утечек, уменьшением косвенных потерь от запоздалого выявления дефекта и повышением уровня промышленной безопасности. Поэтому распределённый волоконно-оптический мониторинг целесообразно рассматривать не только как диагностическую систему, но и как инструмент управления рисками при эксплуатации распределительных полиэтиленовых газопроводов.

4.6 Внедрение и тестирование методов в условиях реальной эксплуатации распределительных газопроводов

Разработанный нами метод был протестирован на предмет его актуальности на текущем участке газораспределительного трубопровода. Этот этап абсолютно необходим, поскольку полевые испытания не могут полностью подтвердить реальную рабочую среду. В процессе реальной эксплуатации мы можем наблюдать внешние помехи, сезонные изменения грунта, различные ограничения на доступ к шоссе и специфические особенности системы диспетчеризации.

Для пилотного внедрения были выбраны участки распределительной сети, расположенные в пригородной зоне и характеризующиеся неоднородными грунтовыми условиями, наличием интенсивных техногенных шумов и ограниченной доступностью для традиционных обследований. Подобные объекты характерны для современных газораспределительных сетей, для которых

первостепенное значение имеют оперативное обнаружение утечек, сокращение объёма земляных работ и уменьшение времени реагирования на нештатные ситуации.

С точки зрения промышленной безопасности предлагаемая нами технология позволяет заранее выявить признаки утечки. Эта цель достигается за счет непрерывного мониторинга маршрута, всестороннего анализа акустических и температурных данных и подтверждения событий, связанных с изменением давления.

Важная цель этого метода - сократить интервал между обнаружением утечки и выездом аварийной бригады на место аварий. Если мы более точно оценим местоположение дефекта, то область поиска будет меньше. Это позволяет быстрее восстанавливать те места, которые необходимо ограничить и снижает вероятность скопления газа в местах прибытия обслуживающего персонала и может привести к несчастным случаям. Аналогичным образом, это также снижает вероятность получения травм обслуживающим персоналом до начала ремонта, это самое главное.

Среднее время отклика системы в полевых условиях составило 2,3 мин. В течение 60-разовым опытным испытанием было зафиксировано 3 случая утечки газа. Каждый случай затем проверялся вручную и подтверждался на месте. Полученные результаты показывают, что система имеет достаточную чувствительность для применения в реальных условиях и при этом не формирует чрезмерного числа ложных сообщений для диспетчера.

При сравнении рассчитанных координат с фактическим положением дефекта установлено, что ошибка локализации составляет 2 – 7 м. Такая точность позволяет сузить зону поиска, быстрее определить место возможной раскопки и уменьшить объём дополнительных проверочных работ. В ходе тестирования система также фиксировала сигналы, связанные не только с утечками, но и с движением транспорта, работой строительной техники и другими внешними воздействиями. Поэтому для отделения полезных сигналов от ложных анализировались

временные, частотные и пространственные признаки зарегистрированных событий.

Результаты показали, что совместное применение временно-частотного анализа, адаптивной фильтрации и многоканальной проверки повышает устойчивость системы к внешним помехам и снижает число ложных сообщений. Это особенно важно для городских условий, где уровень фоновых вибраций заметно меняется в течение суток. На этапе опытным испытанием также учитывались климатические и сезонные факторы. Суточные изменения температуры грунта, осадки и изменение нагрузки на поверхность не оказали существенного влияния на качество обнаружения. После предварительной калибровки адаптивные пороговые значения обеспечивали стабильную работу системы без постоянной ручной настройки. Это подтверждает целесообразность применения адаптивной обработки сигналов и многоканального анализа данных в реальных условиях эксплуатации.

При внедрении системы важно учитывать не только техническую часть, но и главное это порядок её использования в работе эксплуатационных служб. Опыт показал, что одной автоматической регистрации сигналов недостаточно. Необходимо также предусмотреть проверку событий, учёт возможных помех, ведение журнала срабатываний, накопление обучающих данных и передачу подтверждённой информации в аварийно-диспетчерскую службу. Такой порядок работы позволяет точнее интерпретировать данные и быстрее передавать информацию о возможной утечке ответственным специалистам.

По результатам испытаний предложены рекомендации для промышленного применения системы. При строительстве, реконструкции или капитальном ремонте наиболее целесообразно размещать чувствительное оптическое волокно в одной траншее с полиэтиленовым газопроводом. Для повышения надёжности и снижения опасности контроля рекомендуется использовать двустороннее зондирование линии, резервирование основного узла, контроль затухания сигнала и регулярную проверку состояния волоконно-оптического тракта.

Также рекомендуется подключать систему к диспетчерскому комплексу по стандартному протоколу обмена данными с возможностью настройки аварийных сигналов и уровней тревоги. При таком порядке автоматическое обнаружение и последующее подтверждение события позволяют повысить оперативность работы аварийно-диспетчерской службы. В дальнейшем необходимо продолжать анализ накопленных данных и уточнять параметры классификатора. Это позволит не только выявлять отдельные утечки, но и постепенно повышать точность контроля конкретных участков газораспределительной сети.

Таким образом, результаты пилотного проекта подтверждают практическую применимость разработанного метода для контроля распределительных полиэтиленовых газопроводов. Система намного сокращает время реагирования, уточняет зону возможного дефекта, уменьшает число ложных выездов аварийных бригад и создаёт основу для постоянного мониторинга газораспределительной инфраструктуры.

4.7 Выводы по главе 4

В главе 4 была выполнена проверка разработанной технологии в полевых условиях с точки зрения экономического расчета и сравнения с традиционными методами. Рассмотрены результаты полевых испытаний, опытной эксплуатации и оценки работы системы в условиях, близких к реальной эксплуатации газораспределительных сетей.

Полученные результаты показывают, что труднодоступные участки распределительных газопроводов можно эффективно контролировать с помощью двухканальной распределённой волоконно-оптической системы DAS и DTS. В отличие от традиционных методов, такой подход обеспечивает контроль не только в отдельных точках, но и вдоль всего контролируемого участка трубопровода. Это особенно важно для участков, где доступ к трубе ограничен зданиями, дорогами, плотной городской застройкой или другими подземными коммуникациями.

В ходе испытаний установлено, что канал DAS быстрее реагирует на утечку. Он фиксирует акустические сигналы, возникающие при выходе газа через дефект, а также колебания, связанные с изменением давления в трубопроводе после

появления утечки. Канал DTS работает медленнее, однако даёт дополнительную информацию о температурной аномалии в зоне выхода газа. Совместное использование DAS и DTS повышает надёжность обнаружения, так как событие проверяется сразу по двум разным физическим признакам.

Экономический эффект от внедрения системы связан не только с уменьшением потерь газа, но и с сокращением затрат на обслуживание газопровода. При постоянном мониторинге диспетчер получает информацию раньше, поэтому аварийная бригада выезжает уже на более точно определённый участок. Это уменьшает время поиска, количество лишних раскопок и общие затраты на устранение дефекта.

Результаты количественной оценки показывают, что предложенный метод позволяет обнаруживать утечки на ранней стадии и сужать зону поиска дефекта. Совместное применение DAS и DTS помогает выявлять небольшие утечки и уточнять их положение. Это позволяет быстрее организовать работу аварийных служб и уменьшить объём дополнительных проверок и затраты.

Было подтверждено, что разработанная система не только обеспечивает нам техническую поддержку, но и приносит экономические и экологические выгоды, такие как сокращение срока службы места утечки, снижение потерь газа, а также сокращение числа неуместных земляных работ и выездов аварийных бригад.

Полученные результаты пилотного внедрения на существующих участках газораспределительной сети подтвердили возможность интеграции разработанных методов в существующую инфраструктуру диспетчеризации и телеметрии, а также их достаточную зрелость для практического использования. Таким образом, доказано, что предложенные решения могут быть рекомендованы для промышленного внедрения в системах непрерывного мониторинга распределительных трубопроводов из полиэтилена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе решена актуальная научно-техническая задача, связанная с совершенствованием методов обнаружения утечек газа на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых газопроводов. Актуальность исследования определяется необходимостью повышения безопасности, надёжности и экологической эффективности эксплуатации газораспределительных сетей в условиях ограниченного доступа к трассе, плотной городской застройки, мелкого заложения трубопроводов и высокого уровня техногенных помех.

1. Выполнен анализ отечественного и зарубежного опыта в области поиска подземных полиэтиленовых трубопроводов и обнаружения утечек газа. Установлено, что традиционные локальные и периодические методы контроля не обеспечивают требуемого сочетания непрерывности наблюдения, быстроты реакции и точности локализации на труднодоступных участках распределительных сетей.

2. Обоснована структура комплексной системы обнаружения утечек на основе распределённого волоконно-оптического мониторинга, включающей совместное применение каналов DAS и DTS, одномодовый волоконно-оптический кабель, интеррогаторы, программную фьюжн-аналитику, геопривязку событий и верификацию по данным давления и расхода.

3. Разработаны модели формирования акустических и температурных диагностических признаков утечки газа, а также алгоритмы предварительной обработки, выделения информативных признаков и мультисенсорной классификации. Алгоритмы основаны на совместном анализе акустической подписи струйного истечения, фронта отрицательной волны давления и температурной аномалии, обусловленной эффектом Джоуля–Томсона.

4. Разработана методика валидации результатов обнаружения и локализации утечек по показателям вероятности обнаружения, частоты ложных тревог, времени обнаружения и ошибки локализации. Использование указанных критериев

обеспечило объективное сравнение различных конфигураций системы и позволило обосновать выбор рациональных рабочих порогов срабатывания.

5. Экспериментально установлено, что при давлениях 0,3–0,6 МПа в канале DAS устойчиво проявляются диагностические признаки в полосе 100–800 Гц, а в канале DTS регистрируются отрицательные температурные аномалии, параметры которых зависят от диаметра дефекта, давления и свойств грунта.

6. Полученные результаты эксперимента показывают, что совместная обработка данных DAS + DTS обеспечивает вероятность обнаружения 0,98, среднее время реакции 1,49 мин и ошибку локализации около $\pm 1,97$ м. Эти значения подтверждают преимущество комплексной схемы мониторинга по сравнению с одноканальными вариантами и традиционными способами контроля.

7. Применение разработанной технологии на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых газопроводов было оценено с экономической точки зрения. Расчёты выполнены для условного участка газопровода протяжённостью 10 км. Показано, что по сравнению с традиционными схемами обхода трассы, приборного контроля и выборочных земляных работ использование распределённого волоконно-оптического мониторинга может снизить расчётные годовые затраты примерно на 31 %. Годовые эксплуатационные расходы при этом могут быть уменьшены примерно на 2 млн руб. без учёта амортизации капитальных вложений.

Кроме экономического эффекта, важным результатом является повышение промышленной безопасности. Более раннее обнаружение утечки сокращает время неконтролируемого выхода газа, снижает вероятность образования взрывоопасной газовоздушной смеси и позволяет аварийным службам быстрее принять необходимые меры. Предложенная технология может использоваться для повышения безопасности эксплуатации, так как она ускоряет обнаружение утечки, уточняет координату дефекта и сокращает время аварийно-восстановительных работ. Дальнейшее развитие работы связано с проверкой метода на газопроводах разного диаметра и давления. Также необходимо уточнить алгоритмы обработки сигналов DAS и DTS с учётом сезонных изменений грунта и внешних помех.

Отдельным направлением является подключение системы к цифровым диспетчерским платформам и применение методов машинного обучения для классификации сигналов и снижения числа ложных срабатываний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бухин, В.Е. Полиэтиленовые распределительные газопроводы в России / В.Е. Бухин, В.Ю. Карин // Трубопроводы и экология. – 2002. – № 1. – С. 26–28.
2. Магнитометр JW Fishers [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.jwfishers.com/nr/nr241.html> (дата обращения: 16.07.2023).
3. Орехова, Ю.А. Использование инновационных технологий и материалов в транспортировке природного газа / Ю.А. Орехова, И.В. Орехова, Ю.С. Матвеева // Приоритетные направления инновационной деятельности в промышленности. – 2020. – С. 139–141.
4. Палаев, А.Г. Сравнительное исследование методов локализации подземных полиэтиленовых трубопроводов / А.Г. Палаев, **Чжао Фумин**, Ифань Тянь, Бинь Ван, Минян Шао // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 3–4. – С. 23–27. – DOI: 10.24412/0131-4270-2023-3-4-23-27.
5. Палаев, А.Г. Применение технологии обнаружения утечек с помощью отрицательного давления в газопроводах / А.Г. Палаев, **Чжао Фумин**, Ифань Тянь // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2024. – № 3–4. – С. 32–36. – DOI: 10.24412/0131-4270-2024-3-4-32-36.
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025690988 Российская Федерация. Программа для расчета утечек газа в полиэтиленовых газопроводах с помощью распределенного волоконно-оптического мониторинга. Заявка № 2025689632 : заявл. 29.10.2025; опубл. 12.11.2025 / А.Г. Палаев, **Чжао Фумин**; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 254 КБ.
7. Abubakar, A. Systematic literature review and bibliometric analysis of pipeline monitoring and leakage detection techniques / A. Abubakar, [et al.] // Discover Mechanical Engineering. – 2025.

8. Ahmad, Z. Leak detection and size identification in fluid pipelines using a novel vulnerability index and 1-D convolutional neural network / Z. Ahmad, [et al.] // Cogent Engineering. – 2023. – Vol. 10. – P. 2165159. – DOI: 10.1080/23311916.2023.2165159.

9. Anand, V.P. Simultaneous distributed acoustic and temperature sensing for robust leakage detection / V.P. Anand, [et al.] // Proceedings of SPIE. – 2025. – Vol. 13639. – P. 1363915. – DOI: 10.1117/12.3062878.

10. Anand, V.P. Simultaneous distributed acoustic and temperature sensing for robust leakage detection in gas pipelines / V.P. Anand, N. Sasikumar, [et al.] // Proceedings of SPIE. – 2025. – Vol. 13639. – P. 1363915. – DOI: 10.1117/12.3062878.

11. AP Sensing. Distributed Fiber Optic Sensing for Pipeline Monitoring. Brochure. 2025 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.apsensing.com/media/966/download/Brochure_Application_Pipeline_Monitoring_2025-05_EN_lowres.pdf (дата обращения: 26.06.2026).

12. AP Sensing. Liquid Pipeline Monitoring System. Application flyer. 2021 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.apsensing.com/media/977/download/Application_Flyer_Liquid_Pipeline_Monitoring_System_EN_2021-08-23_lowres.pdf (дата обращения: 26.06.2026).

13. AP Sensing. Pipeline Monitoring | Fiber Optic Leak Detection. Technical page [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.apsensing.com/en/application/process-automation-and-pipeline-monitoring/pipeline-monitoring> (дата обращения: 26.06.2026).

14. API. Recommended Practice 1130: Computational Pipeline Monitoring for Liquids. 2nd ed. Washington, DC: American Petroleum Institute, 2022 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1130> (дата обращения: 26.06.2026).

15. API. Recommended Practice 1175: Pipeline Leak Detection–Program Management. 2nd ed. Washington, DC: American Petroleum Institute [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1175> (дата обращения: 26.06.2026).

16. ASME. B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York: American Society of Mechanical Engineers.

17. ASME. B31.8S: Managing System Integrity of Gas Pipelines. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2025.

18. Atmos International. Atmos Wave: Product brochure. Proven leader in negative pressure wave (NPW) leak and theft detection. 2025 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.atmosi.com/media/g5kpiz3i/atmos-> (дата обращения: 26.06.2026).

19. Baratian, A. Probabilistic framework to quantify the seismic resilience of natural gas distribution networks / A. Baratian, H. Kashani // International Journal of Disaster Risk Reduction. – 2022. – Vol. 81. – P. 103282. – DOI: 10.1016/j.ijdr.2022.103282.

20. Baratian, A. Probabilistic framework to quantify the seismic resilience of natural gas distribution networks / A. Baratian, H. Kashani // International Journal of Disaster Risk Reduction. – 2022. – Vol. 81. – P. 103282. – DOI: 10.1016/j.ijdr.2022.103282.

21. Benabid, M.-K. A Practical Distributed Acoustic Sensing Approach for Gas-Pipeline-Leak Detection / M.-K. Benabid // Journal of Petroleum Technology / The Way Ahead. – 2025. [Электронный ресурс]. – URL: <https://jpt.spe.org/twa/a-practical-distributed-acoustic-sensing-approach-for-gas-pipeline-leak-detection> (дата обращения: 26.06.2026).

22. Benabid, M.-K. Leakage Detection Using Distributed Acoustic Sensing in Gas Pipelines / M.-K. Benabid, P. Baumgartner, G. Jin, Y. Fan // Sensors. – 2025. – Vol. 25, No. 16. – P. 4937. – DOI: 10.3390/s25164937.

23. Benabid, M.-K. Easy deployed distributed acoustic sensing system for monitoring the integrity of oil and gas pipelines / M.-K. Benabid, [et al.] // SPE ATCE Proceedings. – 2024. – Paper No. SPE-220999-MS. – DOI: 10.2118/220999-MS.

24. Benabid, M.-K. Easy Deployed Distributed Acoustic Sensing System for Leakage Detection in Gas Pipelines / M.-K. Benabid, A. Garcia-Ceballos, G. Jin, Y. Fan // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2024. – Paper No. SPE-220999-MS. – DOI: 10.2118/220999-MS.

25. Bo, Y. Research progress in cyclic crack round bar test for polyethylene pipes / Y. Bo, Yijiang Liu, Maodong Li, [et al.] // China Plastics. – 2019. – Vol. 33, No. 10. – P. 128.
26. Bukka, S.R. Reduced order model for nonlinear multi-directional ocean wave propagation / S.R. Bukka, Y.Z. Law, H. Santo, E.S. Chan // Physics of Fluids. – 2021. – Vol. 33, No. 11. – DOI: 10.1063/5.0070246.
27. Caravaca, D.S. Ultrasonic phased array inspection of electrofusion joints in polyethylene pipes / D.S. Caravaca, C. Bird, D. Kleiner // Insight – Non-Destructive Testing and Condition Monitoring. – 2007. – Vol. 49, No. 2. – P. 83–86. – DOI: 10.1784/insi.2007.49.2.83.
28. Cavana, M. Smart Gas Network with Linepack Managing to Increase Biomethane Injection at the Distribution Level / M. Cavana, P. Leone // Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 21. – P. 8198. – DOI: 10.3390/en15218198.
29. Cavana, M. Smart Gas Network with Linepack Managing to Increase Biomethane Injection at the Distribution Level / M. Cavana, P. Leone // Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 21. – P. 8198. – DOI: 10.3390/en15218198.
30. Chen, X. Experimental study on the leakage identification for the buried gas pipeline via vibration signals / X. Chen, C. Liu, K. Xiao, [et al.] // Journal of Pipeline Science and Engineering. – 2025. – Vol. 5, No. 2. – P. 100230. – DOI: 10.1016/j.jpse.2024.100230.
31. Chen, Y.M. Debris-flow-induced damage assessment for a submarine pipeline network in regional-scale natural terrain / Y.M. Chen, L.L. Zhang, X. Wei, J.B. Xu, S.X. Fu, C.C. Liao // Engineering Geology. – 2022. – Vol. 311. – P. 106917. – DOI: 10.1016/j.enggeo.2022.106917.
32. Chen, Y.M. Debris-flow-induced damage assessment for a submarine pipeline network in regional-scale natural terrain / Y.M. Chen, L.L. Zhang, X. Wei, J.B. Xu, S.X. Fu, C.C. Liao // Engineering Geology. – 2022. – Vol. 311. – P. 106917. – DOI: 10.1016/j.enggeo.2022.106917.

33. Chen, Z. Detecting Gas Pipeline Leaks in Sandy Soil with Fiber-Optic Distributed Acoustic Sensing / Z. Chen, [et al.] // *Tunnelling and Underground Space Technology*. – 2023. – Vol. 141. – P. 105367. – DOI: 10.1016/j.tust.2023.105367.

34. Cheng, M. Quantitative detection method for small defects in high-attenuation polyethylene pipes based on ultrasonic guided waves and chaos sensitivity / M. Cheng, W. Zhang, H. Li, J. Tian, M. Zheng, H. Ma // *Thin-Walled Structures*. – 2026. – Vol. 224. – Article 114700. – DOI: 10.1016/j.tws.2026.114700.

35. Cui, Y. Research on Damage Assessment of Buried Standard and Carbon-Fibre-Reinforced Polymer Petroleum Pipeline Subjected to Shallow Buried Blast Loading in Soil / Y. Cui, J. Fang, Z. Qu, M.M. Song, J.H. Zhao // *Shock and Vibration*. – 2021. Article 1459260. – DOI: 10.1155/2021/1459260.

36. Cui, Y. Research on Damage Assessment of Buried Standard and Carbon-Fibre-Reinforced Polymer Petroleum Pipeline Subjected to Shallow Buried Blast Loading in Soil / Y. Cui, J. Fang, Z. Qu, M.M. Song, J.H. Zhao // *Shock and Vibration*. – 2021. Article 1459260. – DOI: 10.1155/2021/1459260.

37. Cui, Y. Bayesian network and game theory risk assessment model for third-party damage to oil and gas pipelines / Y. Cui, N. Quddus, C.V. Mashuga // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2020. – Vol. 134. – P. 178–188. – DOI: 10.1016/j.psep.2019.11.038.

38. Cui, Y. Bayesian network and game theory risk assessment model for third-party damage to oil and gas pipelines / Y. Cui, N. Quddus, C.V. Mashuga // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2020. – Vol. 134. – P. 178–188. – DOI: 10.1016/j.psep.2019.11.038.

39. Danyltsiv, B. Analysis of Methods for Leak Detection and Monitoring the Main Gas Pipeline Sections / B. Danyltsiv, O. Khymko // *Energy Engineering and Control Systems*. – 2024. – Vol. 10, No. 2. – P. 73–80. – DOI: 10.23939/jeecs2024.02.073.

40. Duan, H.F. Accuracy and Sensitivity Evaluation of TFR Method for Leak Detection in Multiple-Pipeline Water Supply Systems / H.F. Duan // *Water Resources Management*. – 2018. – Vol. 32. – P. 2147–2164. – DOI: 10.1007/s11269-018-1923-7.

41. Duan, H.F. Uncertainty Analysis of Transient Flow Modeling and Transient-Based Leak Detection in Elastic Water Pipeline Systems / H.F. Duan // Water Resources Management. – 2015. – Vol. 29. – P. 5413–5427. – DOI: 10.1007/s11269-015-1126-4.

42. Duan, H.-F. Accuracy and sensitivity evaluation of TFR method for leak detection in multiple-pipeline water supply systems / H.-F. Duan // Water Resources Management. – 2018. – Vol. 32. – P. 2147–2164. – DOI: 10.1007/s11269-018-1923-7.

43. Duan, H.-F. Uncertainty analysis of transient flow modeling and transient-based leak detection in elastic water pipeline systems / H.-F. Duan // Water Resources Management. – 2015. – Vol. 29. – P. 5413–5427. – DOI: 10.1007/s11269-015-1126-4.

44. Duan, H.-F. System response function-based leak detection in viscoelastic pipelines / H.-F. Duan, P.J. Lee, M.S. Ghidaoui, Y.-K. Tung // Journal of Hydraulic Engineering. – 2012. – Vol. 138, No. 1. – P. 74–85. – DOI: 10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0000495.

45. Duan, Y. Application of pipeline leakage detection based on sound wave propagation and leakage noise response / Y. Duan, [et al.] // Journal of Physics D: Applied Physics. – 2024. 57 [Электронный ресурс]. – URL: <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2024JPhD.57j5102D/abstract> (дата обращения: 26.06.2026).

46. EN 12007–1:2012. Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – Part 1: General functional requirements. Brussels: CEN, 2012.

47. EN 12007–2:2012. Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – Part 2: Specific functional requirements for polyethylene (MOP up to and including 10 bar). Brussels: CEN, 2012.

48. EN 12007–5:2024. Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – Service lines: Specific functional requirements. Brussels: CEN, 2024.

49. FHWA. Underground Utilities – Ground-Penetrating Radar (GPR). Technical resource [Электронный ресурс]. – URL: <https://infotechnology.fhwa.dot.gov/gpr-ground-penetrating-radar-utility-concrete/> (дата обращения: 26.06.2026).

50. Ge, L. Current Trends and Perspectives of Detection and Location for Buried Non-Metallic Pipelines / L. Ge, C. Zhang, G. Tian, X. Xiao, J. Ahmed, G. Wei, Z. Hu, J. Xiang, M. Robinson // Chinese Journal of Mechanical Engineering. – 2021. – Vol. 34. – Article 97. – DOI: 10.1186/s10033-021-00613-z.

51. GeoScan [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.geoscan.ca/> (дата обращения: 16.07.2023).

52. Gong, Y. A Review on Gas Pipeline Leak Detection: Acoustic-Based, Fiber-Optic, and Data-Driven Methods / Y. Gong, [et al.] // Information. – 2025. – Vol. 16, No. 9. – P. 731. – DOI: 10.3390/info16090731.

53. Gueugnaut, D. Acceptance criteria for defects in polyethylene welds, coupling phased array ultrasonic testing and destructive tests / D. Gueugnaut, [et al.] // Journal of Nondestructive Evaluation. – 2025. [Электронный ресурс]. – URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10921-025-01165-1> (дата обращения: 26.06.2026).

54. Guirao, J.L.G. Design and numerical solutions of a novel third-order nonlinear Emden–Fowler delay differential model / J.L.G. Guirao, Z. Sabir, T. Saeed // Mathematical Problems in Engineering. – 2020. – DOI: 10.1155/2020/7359242.

55. Guo, F. Simulation Analysis Methods and Experimental Methods for Rapid Crack Propagation of Polyethylene Pressure Pipe / F. Guo, S.K. Zhang, M.D. Li, [et al.] // China Plastics Industry. – 2014.

56. Guo, F. Simulation Analysis Methods and Experimental Methods for Rapid Crack Propagation of Polyethylene Pressure Pipe / F. Guo, S.K. Zhang, M.D. Li, [et al.] // China Plastics Industry. – 2014. China Plastics Industry / Suliao Gongye, 42(12), 1–4.

57. Guo, Z. Study on Preparation of Ultra-High-Molecular-Weight Polyethylene Pipe of Good Thermal-Mechanical Properties Modified with Organo-Montmorillonite by Screw Extrusion / Z. Guo, R. Xu, P. Xue // Materials. – 2020. – Vol. 13, No. 15. – P. 3342. – DOI: 10.3390/ma13153342.

58. Guo, Z. Study on Preparation of Ultra-High-Molecular-Weight Polyethylene Pipe of Good Thermal-Mechanical Properties Modified with Organo-Montmorillonite by

Screw Extrusion / Z. Guo, R. Xu, P. Xue // *Materials*. – 2020. – Vol. 13, No. 15. – P. 3342. – DOI: 10.3390/ma13153342.

59. Han, Y. A novel methodology for quantitative identification of pipeline leakage and negative pressure wave velocity / Y. Han, X. Feng, M.D. Todd // *Structural Health Monitoring*. – 2023. – Vol. 22, No. 4. – P. 1865–1885. – DOI: 10.1177/14759217221123403.

60. Hinderdael, M. An analytical amplitude model for negative pressure waves in pipeline leakage monitoring / M. Hinderdael, Van Paepegem W., J. Degrieck // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2020. – Vol. 145. – P. 106800. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2020.106800.

61. Hosseini-Toudeshky, H. An investigation on creep life assessment of welded steam pipeline intersection using classical and progressive damage analyses / H. Hosseini-Toudeshky, M. Jannnesari // *Welding in the World*. – 2022. – Vol. 66. – P. 1653–1664. – DOI: 10.1007/s40194-022-01324-2.

62. Hosseini-Toudeshky, H. An investigation on creep life assessment of welded steam pipeline intersection using classical and progressive damage analyses / H. Hosseini-Toudeshky, M. Jannnesari // *Welding in the World*. – 2022. – Vol. 66. – P. 1653–1664. – DOI: 10.1007/s40194-022-01324-2.

63. Hu, Y.J. Dynamic interactions between local energy systems coupled by power and gas distribution networks / Y.J. Hu, J. Liu, X.D. Xu // *Energies*. – 2022. – Vol. 15, No. 22. – P. 8420. – DOI: 10.3390/en15228420.

64. Hu, Y.J. Dynamic interactions between local energy systems coupled by power and gas distribution networks / Y.J. Hu, J. Liu, X.D. Xu // *Energies*. – 2022. – Vol. 15, No. 22. – P. 8420. – DOI: 10.3390/en15228420.

65. Ibrahim, O.M. Experimental study on hydrogen pipeline leakage: negative pressure wave characteristics and inline detection method / O.M. Ibrahim, J. Shin, R. Sikka, P.M. Hansen, K. Vaagsaether // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2024. – Vol. 92. – P. 105452. – DOI: 10.1016/j.jlp.2024.105452.

66. IDS GeoRadar [Электронный ресурс]. – URL: <https://idsgeoradar.com/> (дата обращения: 16.07.2023).

67. IFC. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Gas Distribution Systems. Washington, DC: International Finance Corporation, 2007.<https://www.ifc.org/content/dam/ifc/doc/2000/2007-gas-distribution-systems-ehs-guidelines-en>.

68. IGEM/TD/4 Edition 5. Polyethylene (PE) and Steel Gas Services and Service Pipework. Kegworth: IGEM, 2025.

69. ISO 4437–1:2014. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE) – Part 1: General. Geneva: ISO, 2014.

70. ISO 4437–2:2014. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE) – Part 2: Pipes. Geneva: ISO, 2014.

71. ISO 4437–3:2014. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE) – Part 3: Fittings. Geneva: ISO, 2014.

72. ISO 4437–4:2015. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE) – Part 4: Valves. Geneva: ISO, 2015.

73. ISO 4437–5:2014. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE) – Part 5: Fitness for purpose of the system. Geneva: ISO, 2014.

74. Istrate, I.R. Environmental life cycle assessment of the incorporation of recycled high-density polyethylene to polyethylene pipe grade resins / I.R. Istrate, R. Juan, M. Martin-Gamboa, [et al.] // Journal of Cleaner Production. – 2021. – Vol. 319. – P. 128580. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128580.

75. Istrate, I.R. Environmental life cycle assessment of the incorporation of recycled high-density polyethylene to polyethylene pipe grade resins / I.R. Istrate, R. Juan, M. Martin-Gamboa, [et al.] // Journal of Cleaner Production. – 2021. – Vol. 319. – P. 128580. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128580.

76. Jiang, Z. Application Research of Negative Pressure Wave Signal Denoising Method Based on VMD / Z. Jiang, G. Guo, B. Liu // Applied Sciences. – 2023. – Vol. 13, No. 7. – P. 4156. – DOI: 10.3390/app13074156.

77. Keramat, A. Transient-based leak detection in the frequency domain considering fluid–structure interaction and viscoelasticity / A. Keramat, B. Karney, M.S. Ghidaoui,

X. Wang // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2021. – Vol. 153. – P. 107500. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2020.107500.

78. Kim, J. Structural Integrity Assessment of Defected Gas Pipelines Using a Simplified Ductile Damage Model / J. Kim, C.M. Kim, J.H. Baek, Y.P. Kim, Y. Lee, Y.C. Jang // Journal of Pressure Vessel Technology. – 2022. – Vol. 144, No. 1. – P. 011701. – DOI: 10.1115/1.4050775.

79. Kim, J. Structural Integrity Assessment of Defected Gas Pipelines Using a Simplified Ductile Damage Model / J. Kim, C.M. Kim, J.H. Baek, Y.P. Kim, Y. Lee, Y.C. Jang // Journal of Pressure Vessel Technology. – 2022. – Vol. 144, No. 1. – P. 011701. – DOI: 10.1115/1.4050775.

80. Kimmoun, O. Experiments on uni-directional and nonlinear wave group shoaling / O. Kimmoun, H.C. Hsu, N. Hoffmann, A. Chabchoub // Ocean Dynamics. – 2021. 71(11–12): 1105–1112. – DOI: 10.1007/s10236-021-01485-6.

81. Klahn, M. Mean and variance of the Eulerian and Lagrangian horizontal velocities induced by nonlinear multi-directional irregular water waves / M. Klahn, P.A. Madsen, D.R. Fuhrman // Proceedings of the Royal Society A. – 2021. 477(2256). – DOI: 10.1098/rspa.2021.0516.

82. Korlapati, N.V.S. Review and analysis of pipeline leak detection methods / N.V.S. Korlapati, R.R. Kattamuri, K.V. Sagar, [et al.] // Journal of Pipeline Science and Engineering. – 2022.

83. Li, H.-J. Detecting Pipeline Leakage Using Active Distributed Temperature Sensing: Theoretical Modeling and Experimental Verification / H.-J. Li, H.-H. Zhu, D.-Y. Tan, B. Shi, J.-H. Yin // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2023. – Vol. 135. – P. 105065. – DOI: 10.1016/j.tust.2023.105065.

84. Li, P. Distributed fiber optic sensing data fusion for gas leakage detection / P. Li, [et al.] // ACS Omega. – 2025.

85. Li, Y. Buried PE Pipeline Location Method Based on Double-Tree Complex Wavelet Cross-Correlation Delay / Y. Li, [et al.] // Sensors. – 2024. – Vol. 24, No. 22. – P. 7310. – DOI: 10.3390/s24227310.

86. Li, P. Pipeline polluted gas leakage detection in chemical parks based on the distributed fiber optic sensing data fusion algorithm / P. Li, K. Wang, G. Sun, L. Qin // ACS Omega. – 2025. – Vol. 10, No. 28. – P. 30785–30797. – DOI: 10.1021/acsomega.5c03024.

87. Lin, T. Simulation and experimental study of buried natural gas pipeline leak detection based on sound source characteristics / T. Lin, X. Wang, [et al.] // Thermal Science. – 2024. 28(1A): 101–113.

88. Liu, B. Application of VMD in Pipeline Leak Detection Based on Negative Pressure Wave / B. Liu, Z. Jiang, W. Nie // Journal of Sensors. – 2021. – Vol. 2021. – P. 8699362. – DOI: 10.1155/2021/8699362.

89. Liu, C. A comprehensive review of data processing and target recognition methods for GPR B-scan data / C. Liu, [et al.] // SN Applied Sciences. – 2025. <https://link.springer.com/article/10.1007/s42452-025-06791-y>.

90. Liu, Y. Defect detection for polyethylene pipelines based on ultrasonic-guided waves / Y. Liu, H. Mai, M. Cheng, H. Li, W. Zhang, R. Lin // Journal of Physics: Conference Series. – 2024. – Vol. 2897, No. 1. – Article 012057. – DOI: 10.1088/1742-6596/2897/1/012057.

91. Mahmoud, A.K.L. A comprehensive survey on pipeline monitoring technologies: Advancements, challenges, market opportunities and future directions / A.K.L. Mahmoud, R. Hasan // Journal of Pipeline Science and Engineering. – 2025. – Article 100353. – DOI: 10.1016/j.jpse.2025.100353.

92. McCarthy, M. A simple intrinsic measure for rapid crack propagation in bimodal polyethylene pipe grades validated by elastic-plastic fracture mechanics analysis of data from instrumented Charpy impact test / M. McCarthy, R. Deblieck, [et al.] // Polymer Engineering and Science. – 2017. – Vol. 57, No. 1. – P. 13–21. – DOI: 10.1002/j.1941-9635.2013.tb01002.x.

93. McCarthy, M. A simple intrinsic measure for rapid crack propagation in bimodal polyethylene pipe grades validated by elastic-plastic fracture mechanics analysis of data from instrumented Charpy impact test / M. McCarthy, R. Deblieck, [et al.] // Polymer

Engineering and Science. – 2017. – Vol. 57, No. 1. – P. 13–21. – DOI: 10.1002/pen.24570.

94. Meniconi, S. Anomaly pre-localization in distribution–transmission mains by pump trip: preliminary field tests in the Milan pipe system / S. Meniconi, B. Brunone, M. Ferrante, C. Capponi, C.A. Carrettini, C. Chiesa, D. Segalini, E.A. Lanfranchi // Journal of Hydroinformatics. – 2015. – Vol. 17, No. 3. – P. 377–389. – DOI: 10.2166/hydro.2014.038.

95. Meniconi, S. Anomaly pre-localization in distribution–transmission mains by pump trip: preliminary field tests in the Milan pipe system / S. Meniconi, B. Brunone, M. Ferrante, C. Capponi, C.A. Carrettini, C. Chiesa, D. Segalini, E.A. Lanfranchi // Journal of Hydroinformatics. – 2015. – Vol. 17, No. 3. – P. 377–389. – DOI: 10.2166/hydro.2014.038.

96. Meniconi, S. Leak Detection in a Real Transmission Main Through Transient Tests: Deeds and Misdeeds / S. Meniconi, B. Brunone, M. Ferrante, [et al.] // Water Resources Research. – 2021. – Vol. 57, No. 5. – P. e2020WR027838. – DOI: 10.1029/2020WR027838.

97. Meulman, H. Why Use a DTS System? World Pipelines, 2013 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.yokogawa.com/us/library/resources/media-publications/why-use-a--system-world-pipelines/> (дата обращения: 26.06.2026) / H. Meulman, T. Fukuzawa, D. Eldredge.

98. Miao Wei. Investigation of phased array technology for hot-melt bonding of polyethylene gas pipeline / Miao Wei, Li Chen, Cao Bingbing // Chemical Equipment Technology. – 2023. – Vol. 44, No. 01. – P. 29–32.

99. Miao Wei. Investigation of phased array technology for hot-melt bonding of polyethylene gas pipeline / Miao Wei, Li Chen, Cao Bingbing // Chemical Equipment Technology. – 2023. – Vol. 44, No. 01. – P. 29–32.

100. Moryan, N.C. High Precision Pipeline Leak Detection and Localization Using Pressure Transducer Data / N.C. Moryan // PhD Dissertation. West Virginia University. – 2022. [Электронный ресурс]. – URL: <https://researchrepository.wvu.edu/etd/11479/> (дата обращения: 26.06.2026).

101. Nguyen, D.T. A Reliable Pipeline Leak Detection Method Using Acoustic Emission with Time Difference of Arrival and Kolmogorov–Smirnov Test / D.T. Nguyen, [et al.] // *Sensors*. – 2023. – Vol. 23, No. 23. – P. 9296. – DOI: 10.3390/s23239296.

102. Ni, S.H. Buried pipe detection by ground penetrating radar using time-frequency analysis / S.H. Ni, Y.H. Huang, K.F. Lo // *Construction and Building Materials*. – 2010. 37(4), 440–448. – DOI: 10.1016/j.compgeo.2010.01.003.

103. OptaSense. Detecting Pipeline Leaks with Fiber Optic Sensing in Test Site Conditions. Case study / technical paper. www.optasense.com/detecting-pipeline-leaks-with-fiber-optic-sensing-in-test-site/.

104. OptaSense. Distributed Acoustic Sensing – Fiber Optic Pipeline Monitoring. Technical presentation, 2018 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.houstonpipeliners.net/docs/PAH_2018_11_-_Distributed_Acoustic_Sensing_-_Fiber_Optic_Pipeline_Monitoring.pdf (дата обращения: 26.06.2026).

105. OptaSense. Fiber Optic Pipeline Monitoring System. Technical brochure. 2020 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.optasense.com/documents/Pipeline%20Monitoring_Brochure_Dec2020_Letter.pdf (дата обращения: 26.06.2026).

106. OptaSense. Real-time Pipeline Leak Detection System. Technical page [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.optasense.com/real-time-pipeline-monitoring/leak-detection/> (дата обращения: 26.06.2026).

107. OptaSense. Real-time Pipeline Monitoring: Leak Detection. Technical note [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.optasense.com/real-time-pipeline-monitoring/leak-detection/> (дата обращения: 26.06.2026).

108. Palaev, A.G. A Leak Detection Method for Underground Polyethylene Gas Pipelines Using Simulation Software Ansys Fluent / A.G. Palaev, **Z. Fuming** // *International Journal of Engineering. Transactions B: Applications*. – 2024. – Vol. 37, Issue 8. – P. 1615–1621. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.08b.14.

109. Palaev, A.G. Method for Assessing Damage to Gas Distribution Network Pipelines based on Nonlinear Guided Wave / A.G. Palaev, **Z. Fuming**, T. Yifan //

International Journal of Engineering. Transactions B: Applications. – 2024. – Vol. 37, Issue 5. – P. 852–859. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.05b.04.

110. Patadia, H. Rapid Crack Propagation (RCP) Performance of Unimodal Medium Density Polyethylene (MDPE) Pipe / H. Patadia, K. Lively, M. Lamborn, [et al.] // *Plastics Engineering*. – 2013. – Vol. 69, No. 5. – P. 12–17.

111. Patadia, H. Rapid Crack Propagation (RCP) Performance of Unimodal Medium Density Polyethylene (MDPE) Pipe / H. Patadia, K. Lively, M. Lamborn, [et al.] // *Plastics Engineering*. – 2013. – Vol. 69, No. 5. – P. 12–17.

112. PHMSA. 49 CFR Part 192, Subpart O – Gas Transmission Pipeline Integrity Management. Washington, DC, 2026.

113. Qiliang. Investigation of Switching Characteristics of Asymmetric Nonlinear Directional Coupler / Qiliang, Zhang Aixin, Hua Xiaofeng, Zeng Ran // *Electronic Devices*. – 2011. – Vol. 34, No. 04. – P. 432–434.

114. Rajasekaran, U. Experimental study of machine learning and deep learning methods for leak detection using an acousto-optic sensor / U. Rajasekaran, [et al.] // *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. – 2023.

115. Korlapati, N.V.S. Review and analysis of pipeline leak detection methods / N.V.S. Korlapati, F. Khan, Q. Noor, S. Mirza, S. Vaddiraju // *Journal of Pipeline Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 2, No. 4. – Article 100074. – DOI: 10.1016/j.jpse.2022.100074.

116. Sajid, T. Impact of activation energy and temperature-dependent heat source/sink on maxwell–sutterby fluid / T. Sajid, S. Tanveer, Z. Sabir, [et al.] // *Mathematical Problems in Engineering*. – 2020. – DOI: 10.1155/2020/5251804.

117. Saleem, F. Real-Time Pipeline Leak Detection: A Hybrid Deep Learning Approach Using Acoustic Emission Signals / F. Saleem, [et al.] // *Applied Sciences*. – 2024. – Vol. 15, No. 1. – P. 185. – DOI: 10.3390/app15010185.

118. Shah, J. Guided Wave Ultrasonic Testing for Crack Detection in Polyethylene Pipes: Laboratory Experiments and Numerical Modeling / J. Shah, S. El-Hawwat, [et al.] // *Sensors*. – 2023. – Vol. 23, No. 11. – P. 5131. – DOI: 10.3390/s23115131.

119. Sharifi, A. Genetic algorithm optimization of negative pressure wave pipeline leak detection / A. Sharifi, [et al.] // Scientific Reports. – 2025. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-025-20525-5> (дата обращения: 26.06.2026).

120. Shi, J. CNN based defect recognition model for phased array ultrasonic testing images of electrofusion joints / J. Shi, Y. Tao, W. Guo, J. Zheng // Proceedings of the ASME 2020 Pressure Vessels & Piping Conference, Volume 6: Materials and Fabrication. – Virtual, Online, August 3, 2020. – ASME. – Paper No. PVP2020-21272, V006T06A026. – DOI: 10.1115/PVP2020-21272.

121. Southwest Research Institute. Gas Pipeline Leak Detection Services [Technical information page] [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.swri.org/markets/energy-environment/machinery/fluid-pipeline-modeling-simulation/gas-pipeline-leak-detection-services> (дата обращения: 26.06.2026).

122. Southwest Research Institute. Pipeline Leak Detection Technologies for Methane, Hydrogen and Carbon Dioxide. Technical overview. www.swri.org/markets/energy-environment/oil-gas/fluids-engineering/methane-leak-detection.

123. Stajanca, P. Detection of Leak-Induced Pipeline Vibrations Using Fiber-Optic Distributed Acoustic Sensing / P. Stajanca, S. Chruscicki, T. Homann, S. Seifert, D. Schmidt, A. Habib // Sensors. – 2018. – Vol. 18, No. 9. – P. 2841. – DOI: 10.3390/s18092841.

124. Suarez, P.F. Investigation of Ground Penetrating Radar for Detection of Leaking Pipelines Under Roadway Pavements and Development of Fiber-Wrapping Repair Technique : master's thesis / P.F / P.F. Suarez // Suarez. – University of Central Florida. – 2004. – Electronic Theses and Dissertations, 6122.

125. Tanimola, F. Distributed fibre optic sensors for pipeline protection / F. Tanimola, D. Hill // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2010. 1(4–5): 134–143. – DOI: 10.1016/j.jngse.2009.08.002.

126. Thodi, P. Arctic Pipeline Leak Detection using Fiber Optic Cable Distributed Sensing Systems / P. Thodi, M. Paulin, L. Forster, J. Burke, G. Lanan // OTC Arctic

Technology Conference. – Houston, Texas, USA, February 2014. – Paper No. OTC-24589-MS. – DOI: 10.4043/24589-MS.

127. Troughton, M. Development of an automated phased array ultrasonic inspection system and flaw acceptance criteria for welded joints in polyethylene pipes / M. Troughton, M. Spicer, F. Hagglund // Proceedings of Plastic Pipes XVI. Barcelona, Spain, 24–26 September 2012 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.pe100plus.com/PPCA/Development-of-an-automated-phased-array-ultrasonic-inspection-system-and-flaw-acceptance-criteria-for-welded-joints-in-polyethylene-pipes-p514.html> (дата обращения: 26.06.2026).

128. Wang, X. Identification of multiple leaks in pipeline II: Iterative beamforming and leak number estimation / X. Wang, M.S. Ghidaoui // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2019. – Vol. 119. – P. 346–362. ISSN 0888–3270. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2018.09.020.

129. Wang, X. Identification of Multiple Leaks in Pipeline II: Iterative Beamforming and Leak Number Estimation / X. Wang, M.S. Ghidaoui // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2019. – Vol. 119. – P. 346–362. ISSN 0888–3270. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2018.09.020.

130. Wang, X. Identification of Multiple Leaks in Pipeline: Linearized Model, Maximum Likelihood, and Super-Resolution Localization / X. Wang, M.S. Ghidaoui // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2018. – Vol. 107. – P. 529–548. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2018.01.042.

131. Wang, X. Pipeline leak detection using the matched-field processing method / X. Wang, M.S. Ghidaoui // Journal of Hydraulic Engineering. – 2018. – Vol. 144, No. 6. – P. 04018030. – DOI: 10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0001476.

132. Wang, X. Pipeline Leak Detection Using the Matched-Field Processing Method / X. Wang, M.S. Ghidaoui // Journal of Hydraulic Engineering. – 2018. – Vol. 144, No. 6. – P. 04018030. – DOI: 10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0001476.

133. Wang, X. Matched-field processing for leak localization in a viscoelastic pipe: An experimental study / X. Wang, J. Lin, A. Keramat, M.S. Ghidaoui, S. Meniconi, B.

Brunone // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2019. – Vol. 124. – P. 459–478. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2019.02.004.

134. Wang, X. Pipeline leak localization using matched-field processing incorporating prior information of modeling error / X. Wang, M. Waqar, H. Yan, M. Louati, M.S. Ghidaoui, P.J. Lee, S. Meniconi, B. Brunone, B. Karney // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2020. – Vol. 143. – P. 106849. – DOI: 10.1016/j.ymssp.2020.106849.

135. Wang Zhigang. Investigation of PAUT and DR defect detection in electrofusion welding of polyethylene pipelines / Wang Zhigang, Yang Bo, Li Zhi, Li Wanli, Tang Yuanliang, Liang Jingduan // Non-Destructive Testing. – 2023. – Vol. 47, No. 02. – P. 34–37.

136. Wang Zhigang. Investigation of PAUT and DR defect detection in electrofusion welding of polyethylene pipelines / Wang Zhigang, Yang Bo, Li Zhi, Li Wanli, Tang Yuanliang, Liang Jingduan // Non-Destructive Testing. – 2023. – Vol. 47, No. 02. – P. 34–37.

137. Waqar, M. Time-reversal technique for pipeline defect detection / M. Waqar, [et al.] // Water Science and Technology: Water Supply / related proceedings.

138. Wee, J.W. Modeling and application of discontinuous slow crack growth behaviors of high-density polyethylene pipe with various geometries and loading conditions / J.W. Wee, S.Y. Park, B.H. Choi // Engineering Fracture Mechanics. – 2020. – Vol. 236. – P. 107205. – DOI: 10.1016/j.engfracmech.2020.107205.

139. Wee, J.W. Modeling and application of discontinuous slow crack growth behaviors of high-density polyethylene pipe with various geometries and loading conditions / J.W. Wee, S.Y. Park, B.H. Choi // Engineering Fracture Mechanics. – 2020. – Vol. 236. – P. 107205. – DOI: 10.1016/j.engfracmech.2020.107205.

140. Wen, C. Fiber optic sensing technology in underground pipeline health monitoring: A comprehensive review / C. Wen, S. Hu, J. Wang, H. Fang, X. Xue // Structural Health Monitoring. – 2026. – Vol. 25, No. 1. – P. 630–658. – DOI: 10.1177/14759217241280904.

141. Xerri, W. Three-Dimensional Localization of Buried Polyethylene Pipes Using Acoustic Method / W. Xerri, G. Saracco, S. Ploix, [et al.] // *Sensors*. – 2022. – Vol. 22, No. 24. – P. 9738. – DOI: 10.3390/s22249738.

142. Yao, L. Natural gas pipeline leak detection based on acoustic signal analysis and feature reconstruction / L. Yao, Y. Zhang, T. He, H. Luo // *Applied Energy*. – 2023. – Vol. 352. – P. 121975. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121975.

143. Zayat, A.A. Diversion Detection in Small-Diameter HDPE Pipes Using Guided Waves and Deep Learning / A.A. Zayat, [et al.] // *Sensors*. – 2022. – Vol. 22, No. 24. – P. 9586. – DOI: 10.3390/s22249586.

144. Zhang, A. Research on the positioning of buried polyethylene pipelines considering acoustic-wave attenuation characteristics / A. Zhang, [et al.] // *Scientific Reports*. – 2025. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-025-90726-5> (дата обращения: 26.06.2026).

145. Zhang, H. Location Method of Buried Polyethylene Gas Pipeline Based on Acoustic Signal Ellipse Method / H. Zhang, Y. Li, Z. Xu, A. Zhang, X. Liu, P. Sun, X. Sun // *Sensors*. – 2024. – Vol. 24, No. 22. – P. 7302. – DOI: 10.3390/s24227302.

146. Zhang, J. Review of Pipeline Leak Detection Technologies / J. Zhang, K. Murphy, J. Lewis, M. Twomey, A. Hoffman // *PSIG Annual Meeting*. – 2013. – Paper No. PSIG-1303 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.atmosi.com/media/1412/review-of-pipeline-leak-detection-technologies.pdf> (дата обращения: 26.06.2026).

147. Zhang, S. Affecting Factors and Evaluation Method for Rapid Crack Propagation of Polyethylene Plastics Pipe / S. Zhang, G. Feng, M. Li, [et al.] // *Engineering Plastics Application*. – 2014.

148. Zhang, S. Detection of Gas Pipeline Leakage Using Distributed Optical Fiber Sensors: Multi-Physics Analysis of Leakage-Fiber Coupling Mechanism in Soil Environment / S. Zhang, S. Xie, Y. Li, M. Yuan, X. Qian // *Sensors*. – 2023. – Vol. 23, No. 12. – P. 5430. – DOI: 10.3390/s23125430.

149. Zhang, S.-K. Affecting factors and evaluation method for rapid crack propagation of polyethylene plastics pipe / S.-K. Zhang, F. Guo, M.-D. Li, W.-D. Wu, X.

Tu, S.-J. Zhang, X.-H. Wang // Engineering Plastics Application. – 2014. – Vol. 42, No. 10. – P. 118–120.

150. Zhou, L. Automatic defect detection for electrofusion joints of high-density polyethylene via spatial sequence to sequence attention neural network / L. Zhou, G. Liang, Y. Li, Y. Zheng, L. Zhao, Z.-G. Li // Materials Today Communications. – 2024. – Vol. 40. – Article 109923. – DOI: 10.1016/j.mtcomm.2024.109923.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025690988

**Программа для расчета утечек газа в полиэтиленовых
газопроводах с помощью распределенного волоконно-
оптического мониторинга**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Палаев Александр Григорьевич (RU), Чжао Фумин
(RU)*



Заявка № 2025689632

Дата поступления 29 октября 2025 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 12 ноября 2025 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат 00a570e4f7ad8d531b4b8818e75f29506
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 04.09.2025 по 28.11.2026

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения

Утверждаю

Директор департамента по
Строительству и проектированию
ЗАО «Балтийская жемчужина»
Фэн Шэн
Дата 15.05.2025 г.

М.П

АКТ (СПРАВКА)

о внедрении (использовании) результатов
кандидатской диссертации

Чжао Фумин.

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

фамилия, имя, отчество соискателя ученой степени
по научной специальности (шифр, наименование специальности)

Комиссия (НТС, рабочая, специальная) в составе:

Председатель: Главный инженер О.Н. Андреев

Члены комиссии: заместитель департамента по строительству и проектированию Лу Ицин,
Ведущий инженер по инженерным сетям Е.В. Григорьев.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации по теме «Совершенствование методов обнаружения утечек газа на труднодоступных участках распределительных полиэтиленовых газопроводов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в производственной деятельности ЗАО «Балтийская жемчужина» и его дочерняя компания ООО «Приморский город» при разработке основных технических решений по объектам «Диагностика и реконструкция газопровода среднего давления на Петергофском шоссе и Диагностика и реконструкция газопровода высокого давления на проспекте Героев» в виде:

- экспериментальных данных по исследованию обнаружения утечек газа с помощью современного устройства на труднодоступных участках распределительных газопроводов;
- методик расчета и моделирования утечек газа под различными покрытиями на программном обеспечении Ansys fluent;
- методических рекомендаций по расчету параметров утечек газа по полиэтиленовым газопроводам.
- Инновационный метод мониторинга утечек газа в трубопроводах с использованием проложенного оптоволокну.

Использование указанных результатов позволяет повысить эффективность и точности обнаружения утечек газа (точность обнаружения утечек газа газопроводов на каждый 100 метров увеличивается на 27% - ошибка локализации утечек около 2 метра) на подземных газопроводах и сократить затраты на ремонтную работу путем использования современного устройства и программного обеспечения;

Председатель комиссии

Главный инженер

ЗАО «Балтийская жемчужина»



О.Н. Андреев

Члены комиссии:

Заместитель директора департамента по
строительству и проектированию

ЗАО «Балтийская жемчужина»



Лу Ицин

Ведущий инженер по инженерным сетям

ЗАО «Балтийская жемчужина»



Е.В. Григорьев