

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Сибирский государственный университет путей сообщения»

На правах рукописи



КУТЕНЬ МАРИЯ МИХАЙЛОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССОВ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**

Специальность 05.02.22 – «Организация производства (транспорт)»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, доцент
Бобров Алексей Леонидович

Новосибирск – 2022 г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Анализ организационной и производственной структуры трубопроводного транспорта.....	11
1.1 Организация производственных процессов на трубопроводном транспорте.....	11
1.2 Анализ состояния современных методов диагностики и систем мониторинга объектов трубопроводного транспорта	25
1.3 Структура системы технического обслуживания и ремонта	30
1.4 Выводы к первой главе.....	38
2 Непрерывный мониторинг в системе технического обслуживания и ремонта магистрального трубопровода в процессе эксплуатации	40
2.1 Описание профилактической системы с контролем параметров фактического состояния	40
2.2 Ранжирование участков магистрального трубопровода по степени опасности.....	45
2.3 Изменения в системе технического обслуживания и ремонта.....	51
2.4 Выводы ко второй главе.....	60
3 Организация системы мониторинга с контролем параметров технического состояния трубопроводов.....	62
3.1 Методика проведения экспериментальных исследований	62
3.2 Определение местоположения аварийного участка трубопровода	74
3.3 Организация процесса установки диагноза линейного участка трубопровода по параметрам сигналов системы непрерывного мониторинга ..	82
3.4 Выбор критериев оценки технического состояния дефектных участков трубопроводов	90
3.5 Выводы к третьей главе.....	102

4 Совершенствование процесса технического обслуживания и ремонта магистрального трубопровода в процессе эксплуатации	104
4.1 Моделирование процессов периодической технической диагностики и непрерывного мониторинга	104
4.2 Экономический аспект ликвидации аварий на магистральных трубопроводах	109
4.3 Алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта	116
4.4 Выводы к четвертой главе.....	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение № 2736175	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения ООО «Независимая экспертиза в промышленной безопасности»	151
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения ООО «ТехКон»	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Справка о внедрении ООО «Технология».....	153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Трубопроводный транспорт является наиболее рациональным при перемещении жидких и газообразных веществ. Трубы укладываются в любой местности разного рельефа, через водоемы и в различных погодных и климатических условиях, в том числе в условиях вечной мерзлоты, что значительно позволяет сократить путь и затраты на транспортировку продукта. В настоящее время трубопроводный транспорт занимает первое место по показателям грузооборота, третье место по объему перевозок среди других видов транспорта и является одним из наиболее перспективных и динамично развивающихся.

Процесс эксплуатации магистрального трубопровода является самой длительной по времени, ответственной и опасной стадией жизненного цикла, так как из-за непрерывного использования трубопроводов, высокой производительности и естественном старении возникают отказы и аварии, влекущие за собой выброс транспортируемых продуктов в окружающую среду. Аварии опасных производственных объектов такого рода приводят не только к материальным потерям предприятий по причине потери продукта, затрат на устранение аварий, но и способствуют загрязнению окружающей среды, нередко приводящему к возникновению чрезвычайных экологических ситуаций.

Современная организация производства на трубопроводном транспорте для обеспечения бесперебойной работы транспортировки продукта сопровождается вспомогательными процессами и предполагает наличие системы технического обслуживания и ремонта планово-предупредительного характера. Однако, на наиболее опасных участках трубопроводов резко возрастает вероятность появления течи. С точки зрения экономики, экологии, обеспечения безопасности эксплуатации трубопроводов крайне выгодно обнаруживать опасные участки до наступления отказа с высокой достоверностью в целях снижения ущерба с помощью систем непрерывного мониторинга.

Поэтому поддержание трубопровода в работоспособном состоянии во время эксплуатации целесообразно обеспечивать как периодическими техническими обследованиями, так и с помощью систем непрерывного мониторинга с применением методов неразрушающего контроля. В теории и практике неразрушающего контроля известен метод акустической эмиссии, позволяющий оценивать структурное состояние металлов, параметры коррозии, стадии развития усталостных трещин, которые приводят к деградации трубопроводов.

В этих условиях актуальной задачей является совершенствование технологии современной системы технического обслуживания и ремонта с контролем параметров состояния трубопроводов с применением непрерывного мониторинга для предупреждения отказов, приводящих к чрезвычайным ситуациям.

Степень разработанности темы исследования. Теоретические и прикладные аспекты организационно-технологических процессов на транспорте разрабатывались В.Г. Аковецким, В.Д. Верескуном, Р.С. Гаспарянц, А.П. Дементьевым, Б.Л. Житморским, А.Г. Коржубаевым, В.К. Липским, А.С. Лопатиным, А.Ф. Максименко, В.М. Пермяковым, В.Е. Селезевым, Л.В. Эдером и др.

Вопросы теоретической разработки и реализации методик технического диагностирования объектов трубопроводного транспорта с применением метода акустической эмиссии рассмотрены в работах В. А. Барат, О.В. Башкова, С.А. Бехера, Г.А. Бигуса, С.И. Буйло, И.Ю. Быкова, В.И. Иванова, Н.А. Махутова, Д.Л. Мерсона, В.В. Носова, А.А. Поллока, Л.Н. Степановой, R.L. Reuben и др.

Несмотря на значительное количество работ, посвященных развитию научно-обоснованных теоретических и практических исследований в области производственных процессов на трубопроводном транспорте, вопросы организации и эффективного управления производственным процессом эксплуатации на магистральном трубопроводе пока не получили достаточно подробного освещения. Например, существующие технологии, обеспечивающие непрерывный мониторинг трубопровода, не определяют предотказное состояния

в режиме реального времени, что напрямую влияет на безопасность и экологичность процесса эксплуатации магистральных трубопроводов.

Цель работы – совершенствование производственного процесса эксплуатации трубопроводов для повышения безопасности и экологичности при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

Достижению поставленной цели служат следующие **задачи**:

1) проанализировать теоретические и экспериментальные исследования участка магистрального трубопровода, подверженного непрерывному мониторингу;

2) разработать модель оценки наиболее опасных участков магистрального трубопровода, на которых целесообразно применение постоянного мониторинга с учетом экологического ущерба в случае возникновения чрезвычайной ситуации;

3) экспериментально установить закономерности в показателях технического состояния, основанных на регистрируемых параметрах при непрерывном мониторинге участка магистрального трубопровода;

4) сформировать комплекс мероприятий для совершенствования системы технического обслуживания и ремонта в процессе эксплуатации магистральных трубопроводов;

5) разработать алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков трубопровода с контролем технического состояния.

Объект исследования – производственный процесс эксплуатации магистральных трубопроводов.

Предмет исследования – закономерности и особенности непрерывного мониторинга производственных процессов на трубопроводном транспорте.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1) Усовершенствована система технического обслуживания и ремонта, позволяющая повысить безопасность и экологичность процесса эксплуатации трубопровода за счет предупреждения аварийных ситуаций и снижения финансовых затрат на их ликвидацию.

2) Установлены закономерности в показателях технического состояния на основании измеряемых параметров при мониторинге, которые определяют степень опасности участков трубопроводов и оптимизируют процессы обслуживания и ремонта.

3) Разработаны алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта для опасных участков трубопроводов в эксплуатации с контролем технического состояния.

Теоретическая и практическая значимость работы. Теоретическая значимость исследования заключается в том, что предложенные в работе научно-методические основы организации вспомогательных процессов при эксплуатации магистральных трубопроводов позволяют принимать технические решения при проведении комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков магистрального трубопровода с контролем технического состояния при непрерывном мониторинге.

Практическая значимость работы состоит в предложенном и обоснованном способе определения текущего состояния объекта по показателям технического состояния (Приложение А), которые основаны на измеряемых информативных параметрах при мониторинге. Разработанный способ и устройство для его осуществления (патент на изобретение RU 2736175 от 12.11.2020) позволяют повысить достоверность оценки степени опасности диагностируемого участка за счет восстановления сигналов от развивающихся, потенциально опасных дефектов, приводящих к разрушению и возникновению чрезвычайных ситуаций (Приложение Б, В, Г).

Методология и методы исследования. В ходе исследования использовалась систематизация данных о производственных и сопутствующих процессах эксплуатации на трубопроводном транспорте, анализ отечественных и зарубежных научных трудов. При проведении экспериментальных работ использовались акустико-эмиссионный, тензометрический, визуально-оптический и измерительный методы. Для статистической обработки результатов

применялись методы математической статистики: корреляционный и регрессионный анализ, теория проверки гипотез.

Положения, выносимые на защиту.

1. Система комплексного технического обслуживания и ремонта с использованием непрерывного мониторинга участков магистрального трубопровода с контролем технического состояния, повышающая уровень безопасности и экологичности процесса транспортировки.

2. Подход в организации вспомогательного процесса технического обслуживания и ремонта, основанный на анализе закономерностей в показателях технического состояния, которые количественно повышают безопасность производственного процесса транспортировки, предотвращая воздействие возможных чрезвычайных ситуаций.

Диссертация соответствует пунктам паспорта научной специальности «05.02.22 Организация производства (транспорт)»:

п. 10. Разработка методов и средств мониторинга производственных и сопутствующих процессов.

п. 12. Повышение эффективности организации производства в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций. Обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов и их результатов.

Достоверность результатов работы определяется корректностью поставленных задач, логической согласованностью полученных экспериментальных данных, применением современных средств измерений утвержденного типа, поверенных (калиброванных) в установленном порядке при натурных испытаниях и общепринятых методов обработки результатов. Достоверность подтверждается непротиворечивостью и воспроизводимостью результатов, полученных в ходе исследования, совпадением результатов экспериментов и расчетов, выполненных автором.

Апробация результатов. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: X Международной научно-технической конференции «Политранспортные системы» 15 ноября 2018 г., г. Новосибирск

(СГУПС); V Международной конференции по инновациям в неразрушающем контроле «SibTest-2019» 26-28 июня 2019 г., г. Екатеринбург (ИФМ УрО РАН); XIII Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» 2-6 декабря 2019 г., г. Новосибирск (НГТУ); XXII Всероссийской конференция по неразрушающему контролю и технической диагностике 3-5 марта 2020 г., г. Москва (ЦВК Экспоцентр); IV Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Приборы и методы измерений, контроля качества и диагностики в промышленности и на транспорте» 29-30 октября 2020 г., г. Омск (ОмГУПС); XI Международной научно-технической конференции «Политранспортные системы» 12-13 ноября 2020 г., г. Новосибирск, (СГУПС); Всероссийской конференции с международным участием «Актуальные проблемы метода акустической эмиссии» АПМАЭ-2021 13-16 апреля 2021 г., г. Санкт-Петербург (Университет ИТМО); XXXII Уральской конференции с международным участием «Физические методы неразрушающего контроля (Янусовские чтения)» 30-31 марта 2021 г., г. Екатеринбург (ИФМ УрО РАН); XII Международной научно-практической конференции «Транспортная инфраструктура Сибирского региона» 6-8 октября 2021 г., г. Иркутск (ИрГУПС); IV Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Инновационные проекты и технологии машиностроительных производств» 22 октября 2021 г., г. Омск (ОмГУПС); XV Международной конференции «Механика, ресурс и диагностика материалов и конструкций» 20-24 декабря 2021 г., г. Екатеринбург (ИМАШ УрО РАН).

Личный вклад автора. Формирование структуры и содержания работы, выбор форм представления результатов, проведение анализа современного состояния исследований в области организации и мониторинга производственных процессов. Автором сформулированы цель и задачи исследования, собраны данные о производственных процессах на трубопроводном транспорте, выполнен статистический анализ. Автор приняла непосредственное участие в проведении экспериментальных исследований, провела математическую обработку, разработала алгоритмы организации процессов комплексного технического

обслуживания и ремонта с применением мониторинга технического состояния трубопроводов, проанализировала полученные результаты и сформулировала основные выводы. При участии автора подготовлены основные публикации и осуществлена регистрация объекта интеллектуальной собственности, результаты исследований представлялись на Всероссийских и международных научных конференциях.

Публикации по теме диссертации. По результатам диссертационной работы опубликованы **14** работ, в том числе **три** статьи в изданиях, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ, **три** статьи индексируются в международной реферативной базе Scopus, получен **один** патент РФ на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, приложений. Общий объем составляет 153 страницы, содержит 60 рисунков, 16 таблиц, 4 приложения. Список литературы содержит 168 источников, из которых 50 - на иностранных языках.

1 АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

1.1 Организация производственных процессов на трубопроводном транспорте

Научные принципы организации производства начали развиваться несколько десятков лет назад. Основоположниками разработки методов и средств, положенных в современную теорию и практику организации процессов производства, считаются Ф. Тейлор, Ф. Джилбрет, Г. Эмерсон, А. Файоль, Г. Форд, Г. Чечр, Г. Гант, Г. Мюнстерберг, Ф. Гилберт, С. Томпсон. Отечественными учеными и практиками, формировавшими науку об организации производства, являются Д.К. Советкин, А.К. Гастев, Н.Ф. Чарновский, О.А. Ерманский, Б.Я. Каценбоген, О.И. Непорент, Э.А. Сатель П.М. Керженцев, В.П. Горячкин и Л.В. Канторович. Труды этих ученых определили пути развития организации производства как науки во всех отраслях промышленности, в том числе на трубопроводном транспорте.

Трубопроводный транспорт предназначен для транспортировки грузов непосредственно от мест добычи до районов потребления, хранения и переработки по трубам. Основными грузами, перемещаемыми магистральным трубопроводным транспортом, являются природный газ, нефть и нефтепродукты, а также другие газообразные, жидкие и твердые вещества, переносимые на расстояния от нескольких километров до нескольких тысяч километров [1]. Отличительной особенностью данного вида транспорта является перемещение как самих сред (продукты газовых и нефтяных месторождений, продукты переработки газа и нефти, углеводород, вода и т. д.), так и твердых материалов в несущих средах [2], то есть перемещению подвержен сам продукт, а не транспортное средство.

Магистральные трубопроводы предназначены для транспортировки больших грузопотоков на значительные расстояния от места производителя до места сдачи потребителям или передачи на другой вид транспорта:

железнодорожный, морской или речной. Протяженность магистральных трубопроводов в нашей стране составляет более 250 тыс. км, а в мире – приближается к 2 млн км. Кроме магистральных трубопроводов, предназначенных для транспортировки среды на дальние расстояния, в зависимости от назначения различают технологические (внутренние) трубопроводы, которые используют для транспортировки среды между предприятиями, соединяют различные объекты на промыслах, нефтеперекачивающих станциях и нефтескладах. Трубопроводы местного назначения предназначены для соединения промыслов с головными сооружениями магистрального трубопровода, нефтеперерабатывающих заводов с пунктами сдачи на другой вид транспорта (рисунок 1.1). Отличительной чертой трубопроводного транспорта является большая протяженность и стремительно увеличивающийся охват значительной площади территории [3, 4].

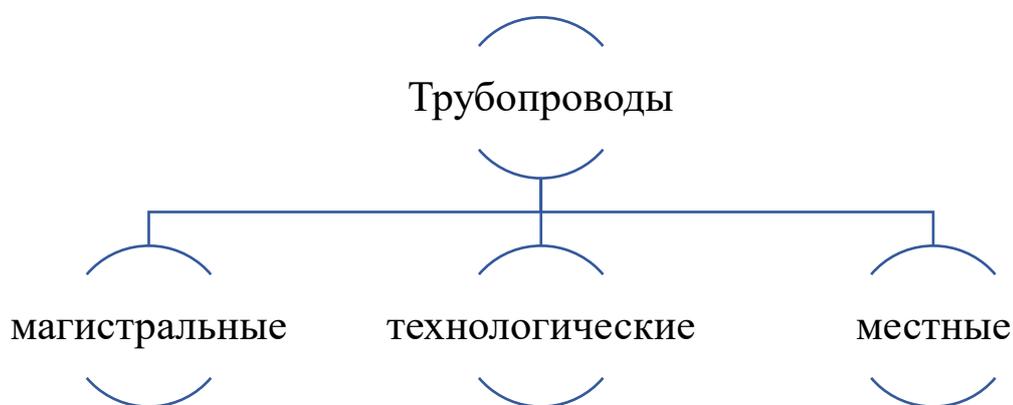


Рисунок 1.1 - Классификация трубопроводов в зависимости от назначения [5]

Согласно статистическим данным Росстата перевозки грузов за три предшествующих года [6] на первом месте с достаточно большим отрывом находится автомобильный транспорт (более 5 млрд тонн), а трубопроводный занимает третье место (1,159 млрд тонн в 2019 г., 1,061 млрд тонн в 2020 г.,

1,141 млрд тонн в 2021 г.) сразу после железнодорожного (1,279 млрд тонн в 2019 г., 1,245 млрд тонн в 2020 г., 1,284 млрд тонн в 2021 г.) с незначительным отрывом от него (рисунок 1.2).

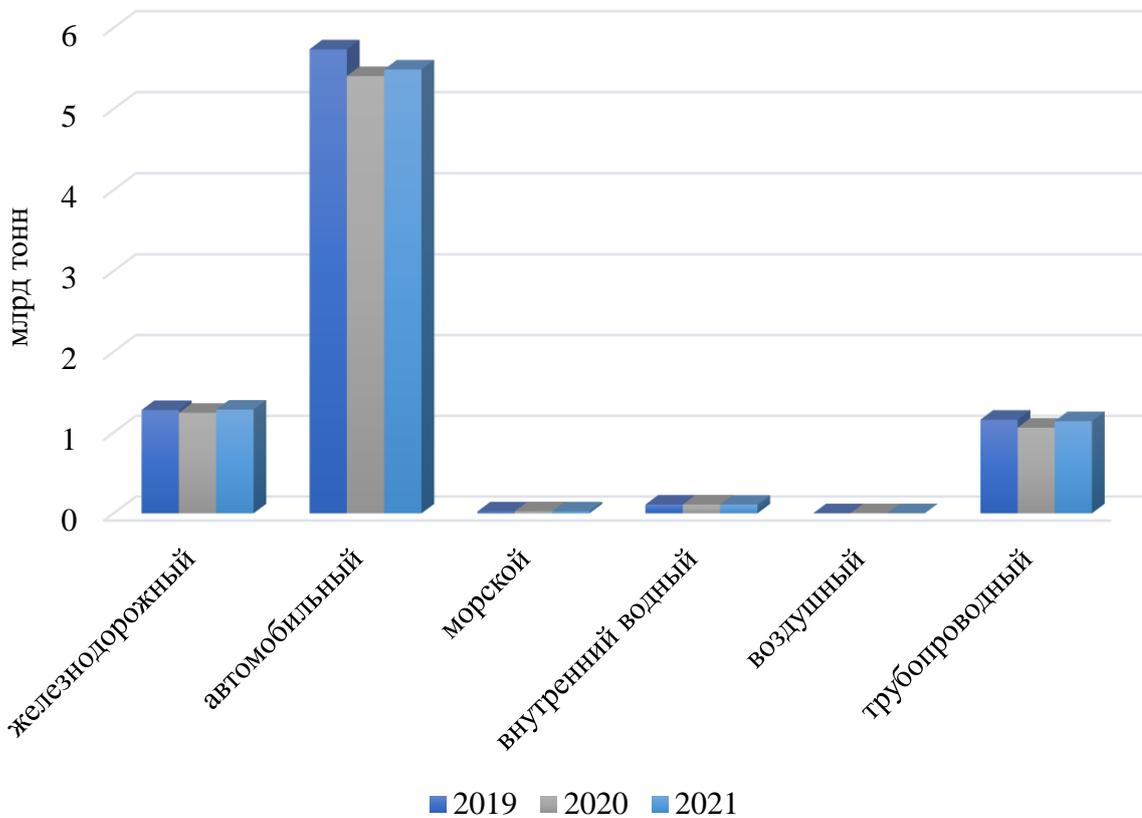


Рисунок 1.2 – Перевозка грузов по видам транспорта за 2019-2021 гг. [6]

При анализе различных видов транспорта важным критерием является грузооборот – объем грузовых перевозок, выражающийся произведением массы перевезенного за определенное время груза на расстояние перевозки [7]. По показателю грузооборота трубопроводный транспорт занимает первое место 46,9 %, незначительно опережая железнодорожный на 0,2 % и с большим преимуществом отрываясь от автомобильного в 10 раз (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Грузооборот по видам транспорта за I полугодие 2021 г. [6]

Таким образом, транспортировка грузов на сегодняшний день осуществляется различными видами транспорта, а именно, железнодорожный, автомобильный, морской, внутренний водный, воздушный и трубопроводный. Наиболее рациональным для перемещения жидких и газообразных веществ является трубопроводный транспорт, который занимает первое место по грузообороту и третье место по объему перевозок.

Трубопроводный транспорт нашел широкое применение в различных областях промышленности, таких как, например, нефтегазовая, нефтяная, наряду с другими видами транспорта. Данный фактор обусловлен возможностью укладки труб в любой местности разного рельефа, через водоемы и в различных погодных и климатических условиях, в том числе в условиях вечной мерзлоты [8, 9, 10]. В следствие чего значительно сокращается путь транспортировки продукта, снижается себестоимость и сохраняется качество за счет полной герметизации труб. Именно поэтому трубопроводный транспорт в настоящее время является одним из наиболее эффективных, экологичных, перспективных и динамично развивающихся видов транспорта [11, 12]. Кроме того, преимуществом является полная автоматизация и непрерывность процессов налива, перекачки, транспортировки и слива [13], поскольку исключается промежуточный процесс перегрузки продукта, присущий остальным видам транспорта.

В качестве недостатков трубопроводного транспорта можно выделить узкую направленность, так как номенклатура транспортируемых продуктов сильно ограничена, и вероятность возникновения значительных экологических проблем ввиду истощения природных ресурсов [14, 15]. мощного постоянного потока перекачиваемого продукта и естественного старения труб, несвоевременной замены аварийных участков, приводящие к разгерметизации трубы и выбросу продукта в окружающую среду [16, 17, 18, 19].

Согласно российским строительным нормам [20] магистральные трубопроводы в основном прокладываются подземным способом за исключением особых случаев допускается наземная (по поверхности земли в насыпи) и надземная укладка (на специальных железобетонных или стальных опорах).

Подземные трубопроводы составляют 98 % от общей протяженности магистральных трубопроводов, поскольку таким образом наблюдается небольшое влияние изменяющейся температуры окружающей среды на материал стенок труб, уменьшается вероятность повреждения труб под воздействием внешних сил (например, наземный транспорт, животные, ветровые нагрузки), сохраняются участки земли для рационального использования и сельскохозяйственных работ. В нашей стране подземная укладка магистральных трубопроводов возможна во всех районах кроме зон вечной мерзлоты, так как процесс транспортировки осуществляется при положительной температуре продукта, то возможно оттаивание грунта вокруг трубопровода и, как следствие, значительные смещения, деформации и разрушения участков трубы [21, 22]. Кроме того, сложности наблюдаются при прокладке трубопроводов под водой через горные реки.

На Крайнем Севере в районах вечной мерзлоты трубопроводы прокладываются наземным и надземным способами, в следствии чего наблюдается негативное влияние окружающей среды на материал стенок труб, которые изготавливаются из высокопрочных металлов, устойчивых к резко отрицательным температурам, или помещаются в защитные теплоизоляционные кожухи [23, 24, 25]. Поэтому процесс монтажа линейной части трубопровода

также, как и надежной эксплуатации требует определенных навыков. Сложность заключается в высокой трудоемкости и недостаточном уровне автоматизации этих процессов.

Подразделение магистральных трубопроводов [20] зависит от давления, условного диаметра, от сложности и ответственности. В магистральных нефтепроводах давление обычно составляет 5-7,5 МПа. Подразделение на классы в зависимости от условного диаметра трубы:

I – от 1000 до 1200 мм включительно;

II – от 500 до 1000 мм включительно;

III – от 300 до 500 мм включительно;

IV – менее 300 мм.

Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы и их участки имеют 4 категории в зависимости от сложности и ответственности, наиболее ответственной считается категория В (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Категории магистрального нефтепровода, нефтепродуктопровода и их участков [20]

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность (m)	Пример расположения
В	0,660	Переходы через водные преграды, болота III типа
I	0,825	Переходы через автомобильные и железные дороги; в горной местности при укладке в тоннелях; внутри зданий и в пределах территории компрессорных станций, нефтеперекачивающих станций; пересечения с линиями электропередач

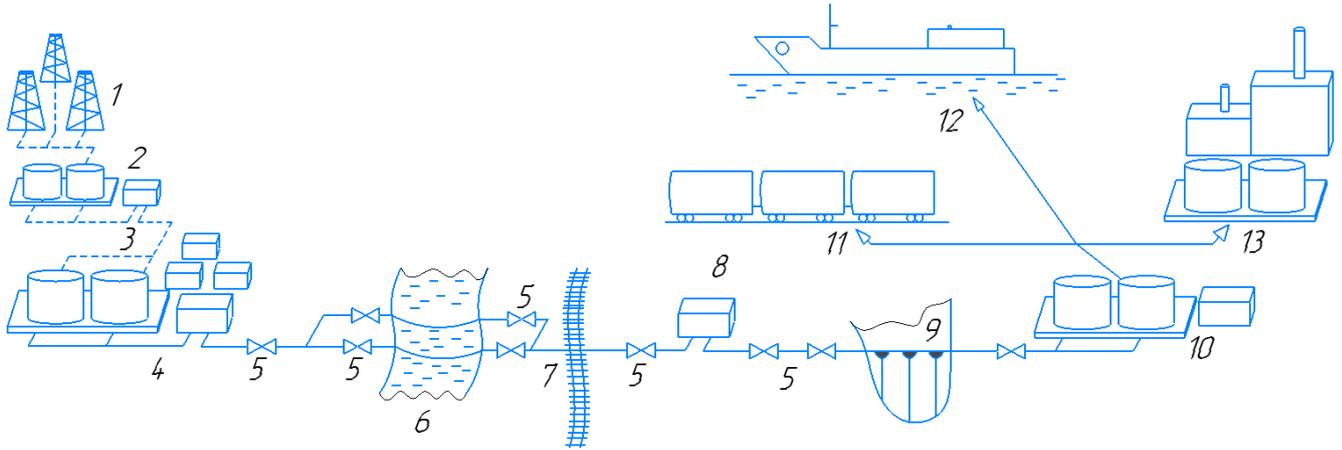
		напряжением 500 кВ и более
II	0,825	На территории многолетнемерзлых грунтов; в горной местности при укладке на полках; болота I, II типа; пересечения с линиями электропередач напряжением 330-500 кВ
III	0,990	Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи; в пустынях и барханных песках; пересечения с линиями электропередач напряжением до 300 кВ

В настоящее время линейная часть трубопровода подразделяется на участки, каждый из которых имеет свою категорию ответственности, установленную исходя из расчетного коэффициента условий работы трубопровода на прочность, устойчивость и деформативность. Однако, такое деление магистрального трубопровода и его участков не учитывает важную экологическую составляющую, значительно влияющую на затраты в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Непрерывная и ритмичная деятельность предприятий транспорта нефти достигается с помощью организации производственных и сопутствующих процессов, слаженного эффективного труда рабочих и управления этими процессами [26, 27, 28]. Управление процессами на предприятии осуществляется в сложной, вероятностной и динамично развивающейся среде [29, 30]. Необходимость управления заключается в обеспечении течения процессов в заданных параметрах, определении направлений и темпов развития предприятий транспорта нефти [31].

Характер организации производственных процессов на предприятиях трубопроводного транспорта [32, 33, 34] определяется органическим взаимодействием нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих

промышленностей с потребителями. Основным производственным процессом является транспортирование нефти из начального пункта - района промысла, до конечного пункта, например нефтеперерабатывающего завода, железнодорожных, морских или речных пунктов налива (рисунок 1.4-1.5).



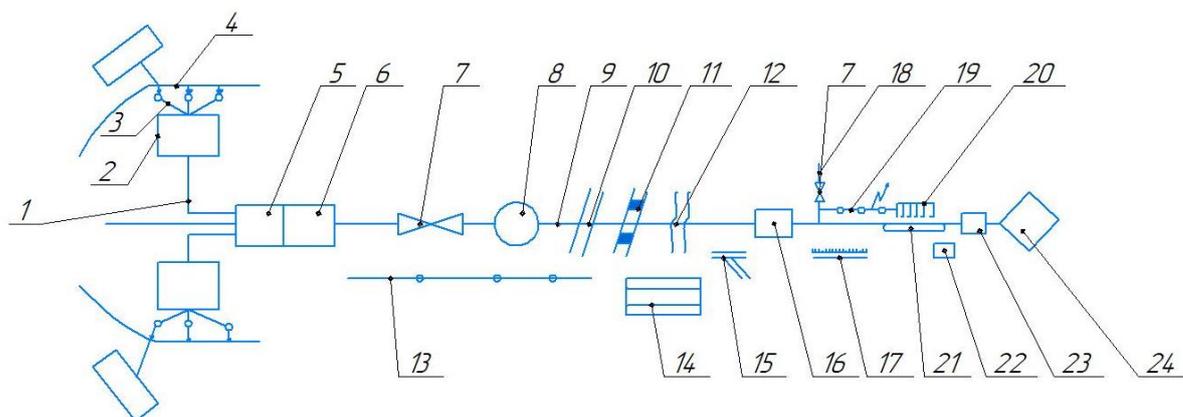
1 – промыслы; 2 – нефтесборный пункт и установки комплексной подготовки нефти; 3 – подводящие трубопроводы; 4 – головная насосная перекачивающая станция и резервуарный парк; 5 – линейная задвижка; 6 – подводный переход; 7 – переход под железной дорогой; 8 – промежуточная насосная перекачивающая станция; 9 – надземный переход через овраг; 10 – нефтебаза; 11-13 – пункты сдачи нефти на железнодорожный, водный транспорт, нефтеперерабатывающий завод

Рисунок 1.4 – Схема сооружений магистрального нефтепровода [35]

Таким образом, из районов промысла нефть от скважин перемещается по индивидуальным нефтепроводам и поступает на нефтесборные пункты, при которых находятся установки комплексной подготовки нефти. Необходимость процесса комплексной подготовки нефти обусловлена тем, что нефть из скважин поступает не в чистом виде и имеет значительное количество примесей, в качестве которых может быть вода, попутный газ и прочие различные частицы. Поэтому процесс комплексной подготовки нефти заключается в отстаивании, обезвоживании, удалении примесей в виде песка, глины, газа, микроорганизмов и минеральных солей, которые снижают качество нефтепродуктов и негативно влияют на оборудование, что значительно сокращает срок его эксплуатации.

Кроме того, процесс очистки положительно влияет на упрощение, безопасность и экономичность дальнейшего процесса транспортировки, поскольку в результате очистных операций уменьшается вес и объем нефти и нефтепродуктов, избавление от газовых примесей способствует снижению взрывоопасности транспортируемого продукта, а отсутствие солей продляет срок службы трубопроводов, что приводит к эффективному снижению экономических затрат на процессы транспортирования, хранения нефти и нефтепродуктов, а также обслуживания трубопроводов.

После этого нефть по подводящим трубопроводам подается на головную насосную станцию, имеющую резервуарный парк объемом, равным 2-3 суткам производительности трубопровода, и в магистральный трубопровод.



1 – нефтесборные промысловые трубопроводы; 2 – нефтесборный пункт; 3 – нефтяная скважина с нефтепроводом; 4 – нефтепроводы с насосами; 5 – головные сооружения с резервуарами; 6 – головная насосная станция; 7 – запорная арматура; 8 – камера приема и пуска скребка; 9 – магистральный нефтепровод; 10 – переход через естественную или искусственную преграду; 11 – переход через железную или автодорогу; 12 – переход через водную преграду; 13 – линии технологической связи; 14 – аварийный запас труб; 15 – эксплуатационная дорога с подъездом; 16 – промежуточная насосная станция с резервуарами; 17 – защитное сооружение; 18 – отвод к промежуточному потребителю; 19 – линия электропередачи; 20 – система электрохимической защиты; 21 – лупинг (параллельный участок трубопровода); 22 – вертолетная площадка; 23 – конечная насосная станция с резервуарами; 24 – конечный потребитель

Рисунок 1.5 – Схема состава магистрального нефтепровода [36]

В статьях [37, 38] рассмотрены стадии жизненного цикла трубопровода, по мнению авторов эксплуатация линейной части магистрального трубопровода является самой длительной по времени стадией жизненного цикла магистрального трубопровода, продолжительность равна или в ряде случаев даже может превышать нормативный срок службы. Также стадия эксплуатации относится к одному из самых ответственных и опасных этапов жизненного цикла в магистральном трубопроводном транспорте, на котором возможно возникновение утечек.

Процесс эксплуатации линейной части магистрального трубопровода может характеризоваться пятью техническими состояниями, основным из которых является работоспособное состояние (91 %), когда значения всех параметров, отвечающих за поддержание заданных функций, соответствует требованиям нормативной документации. Около 5 % общего времени эксплуатации принадлежит отказам, авариям и чрезвычайным ситуациям. Нарушение работоспособного состояния определяется отказом. Техническое обслуживание и ремонт может проводиться как без остановки процесса эксплуатации участка трубопровода, со снижением производительности, так и с частичным временным прекращением работы, например, при замене труб на отдельных участках трубопроводов. При возникновении неконтролируемого выброса транспортируемого продукта в окружающую среду появляются утечки, возможны воспламенения и взрывы, так линейная часть магистрального трубопровода переходит в аварийное состояние, которое может привести к возникновению чрезвычайной ситуации, влекущей за собой ущерб окружающей среде, угрозу жизни людей, значительные материальные потери организаций (рисунок 1.6).

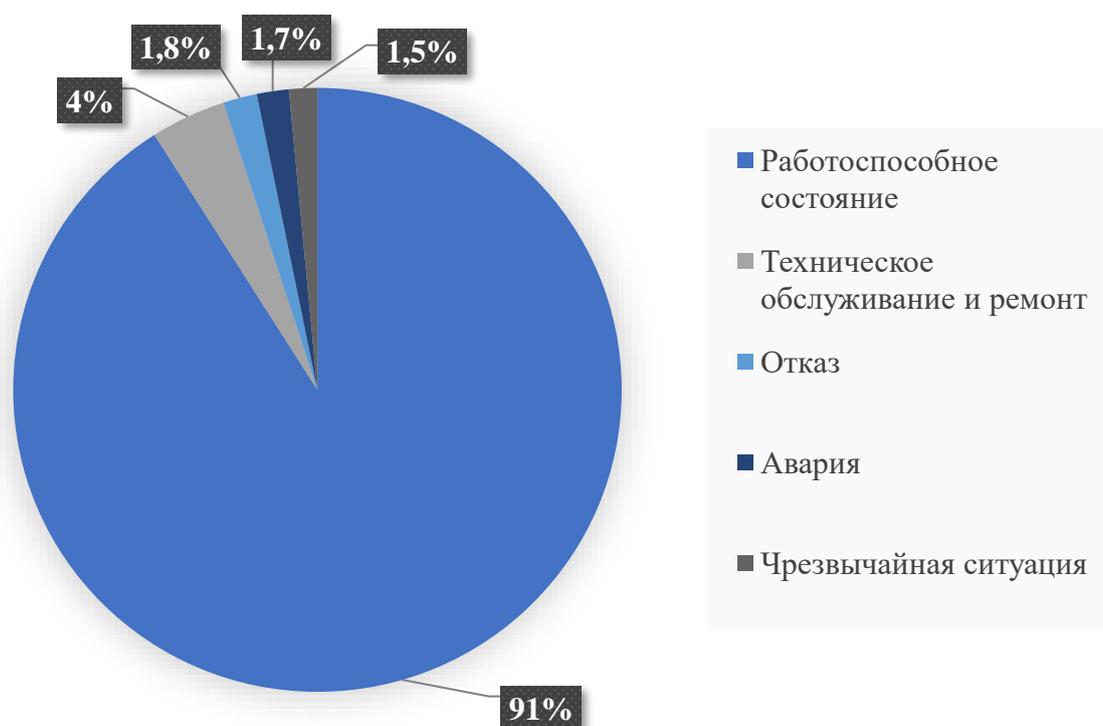


Рисунок 1.6 – Среднее время нахождения линейной части магистрального трубопровода в процессе эксплуатации в различных технических состояниях [39]

По мнению авторов А.В. Макарова и М.А. Лежнева [40] характер аварии может зависеть от разных факторов: категория трубопровода, профиль трассы, вид транспортируемого продукта, климатические условия и т.д. Например, при одном порыве нефтепровода в окружающую среду выбрасывается примерно около 2 тонн нефти, а площадь загрязнения занимает в среднем 1000 м². Места утечек загрязняющих веществ при эксплуатации участков трубопроводов, наиболее подверженных механическим повреждениям и высоким эксплуатационным нагрузкам, в течение длительного промежутка времени могут оставаться не локализованными и тем самым причинять огромный ущерб всем экологически значимым объектам окружающей среды.

В статьях [41, 42] представлен метод акустической эмиссии, основанный на регистрации акустических волн, испускаемых объектом контроля при протекании гидродинамических явлений при протекании жидкости или газа через сквозную несплошность, и применяемый для обнаружения мест утечек на основании непрерывного потока зарегистрированных и проанализированных данных.

Применение процессного подхода описано в работах А.Н. Воронина и В.К. Липского. Рассматриваемый инструмент позволяет наглядно выявить процессы и их взаимосвязи, которые отображаются в графической форме, позволяющей облегчить восприятие и оценить вероятность возникновения аварий [43]. На ряду с этим, графический метод зарекомендовал себя весьма содержательным, лаконичным и информативным. Именно процессы обеспечивают как создание качественной услуги, а значит и безопасности, так и возникновение, например, аварий, то есть – потери качества.

Основной производственный процесс транспортировки нефти и нефтепродуктов заключается в добыче, очистке, поступлении нефти в нефтепровод, прохождении через нефтеперекачивающие станции и получении конечным потребителем. Сопутствующие процессы эксплуатации магистральных трубопроводов представляют собой технологический, переместительный и вспомогательный процессы. Последний связан с обслуживанием и поддержанием работоспособного состояния. На рисунке 1.7 в графической форме приведены производственный и сопутствующие процессы на примере линейной части магистрального нефтепровода.

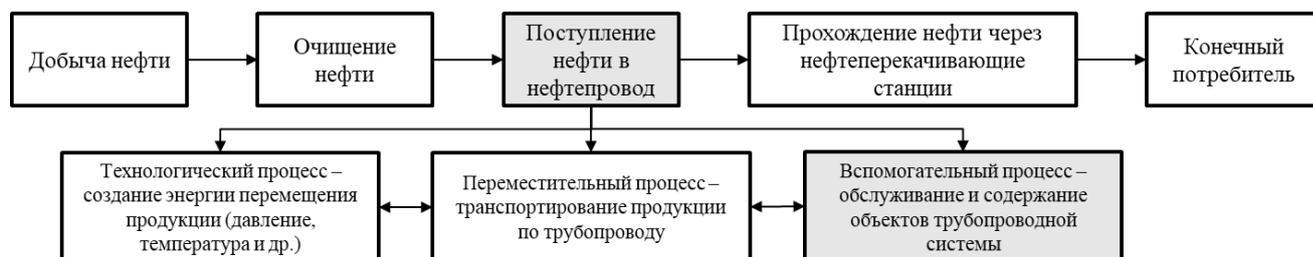


Рисунок 1.7 – Производственный и сопутствующие процессы транспортировки нефти и нефтепродуктов

На первом уровне декомпозиции согласно принципам системного подхода в управлении эксплуатация линейной части магистрального трубопровода представляет собой последовательно-параллельную сеть процессов [44], включающих в себя техническое обслуживание и ремонт, техническую диагностику, текущий и капитальный ремонты (рисунок 1.8).

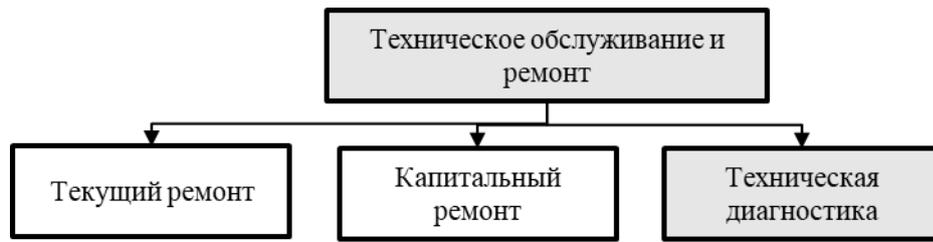


Рисунок 1.8 – Процесс технического обслуживания и ремонта

Второй уровень декомпозиции процесса эксплуатации позволяет разобрать все осуществляемые процессы более детально (рисунок 1.9). Таким образом, техническая диагностика включает сеть процессов, осуществляемых ежемесячно (техническое воздействие D_0), с определенной периодичностью (техническое воздействие D_1) или с применением инструментов (техническое воздействие D_2).



Рисунок 1.9 – Процесс технического обслуживания и ремонта

Ежемесячная диагностика подразумевает патрулирование и осмотр трассы трубопровода [45], включающие пешие обходы, объезды с применением транспортных средств, облеты трассы с применением технических средств. При необходимости трасса очищается, например, от кустарников, обеспечивается защита от размыва и обнажения, контролируются работы электрохимической защиты и запорной арматуры. Также комплекс диагностических мероприятий, осуществляемых на стадии эксплуатации, подразумевает измерение и контроль параметров, например температура, давление и вибрация в режиме реального времени, получаемых в результате непрерывного мониторинга с помощью стационарных встроенных датчиков.

С периодической диагностикой осуществляются осмотры подводных переходов, включая береговые и пойменные участки трубопроводов через реки, не требующие водолазного осмотра, и овраги с целью выявления утечек и оголенных участков; осмотры общего состояния наземных и воздушных переходов; осмотры пересечений с железными и автомобильными дорогами.

Инструментальная диагностика содержит операции внутритрубной диагностики, подразумевающей комплекс работ, проведенных с целью контроля геометрии трубы, выявления трещин и коррозии при помощи внутритрубных инспекционных приборов. Интервалы времени проведения обследований зависят от дефектности участка трубопровода по результатам предыдущего обследования и варьируются от 1 года до 5 лет [46]. Таким образом, по результатам внутритрубной диагностики рассчитывается интервал времени до проведения следующей внутритрубной диагностики и в процессе эксплуатации трубопровода имеет тенденцию к сокращению ввиду постепенной усталости, износа материала и развитию коррозии. По результатам внешнего дефектоскопического обследования и оценки состояния изоляционного покрытия осуществляется оценка технического состояния трубопровода, уточняется местоположение дефектного участка, выбирается вид и метод ремонта, выполняются ремонтные работы. Кроме того, проводится электрометрическое обследование для определения состояния системы защиты от коррозии металла и коррозионной опасности среды, а также определяется положение трубопровода в пространстве и возможные отклонения глубины залегания от проектных значений, измеряются горизонтальные смещения.

Заключительным этапом технической диагностики части магистрального трубопровода является прогнозирование остаточного ресурса работы [47, 48], безаварийного состояния и выдача рекомендаций, связанная с выборочным ремонтом и реконструкцией труб.

1.2 Анализ состояния современных методов диагностики и систем мониторинга объектов трубопроводного транспорта

Активное развитие трубопроводного транспорта началось во второй половине XX века. Несмотря на мировой и отечественный опыт эксплуатации объектов трубопроводного транспорта и значительные достижения в области проектирования, строительства и эксплуатации, в связи с непрерывностью использования, высокой производительностью, а также естественным старением трубопроводы подвержены авариям и отказам [13, 49, 50, 51].

Эксплуатация трубопроводного транспорта осуществляется при высоком внутреннем давлении, поэтому при нарушении герметичности вследствие появления различных типов дефектов (усталостная трещина, коррозия и др.) или утечек происходит нарушение целостности трубопроводов, что приводит к объемному выбросу транспортируемых продуктов в окружающую среду. Аварии опасных производственных объектов такого рода приводят не только к материальным потерям предприятий по причине потери продукта, затрат на устранение аварий, но и способствуют загрязнению окружающей среды, нередко приводящим к возникновению чрезвычайных экологических ситуаций [52, 53, 54].

В статье [55] проводился анализ причин аварий, ведущих к нарушению герметичности опасных производственных объектов. Принято считать, что наиболее опасными являются дефекты, имеющие различную природу происхождения. Любой этап жизненного цикла трубопровода, начиная с производства труб, осуществления строительно-монтажных работ при установке и заканчивая процессом эксплуатации, может сопровождаться образованием дефектов разных типов.

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, прогнозирования ресурса и своевременного предотвращения аварий применяются комплексные решения по совершенствованию технического

обслуживания и ремонта [56] основанные на проведении систематического контроля трубопроводных систем.

Подробные исследования по основным причинам возникающих аварий приведены в работе [13] и представлены на рисунке 1.10.



Рисунок 1.10 – Статистика аварий трубопроводных систем [13]

Таким образом, до 57 % аварий возникает в результате металлургических дефектов труб, образовавшейся коррозии, нарушений структуры материалов и конструкций вследствие длительной эксплуатации. Проводимые перед вводом в эксплуатацию гидравлические испытания при повышенном давлении не исключают вероятность возникновения отказа [57, 58, 59]. Поэтому своевременное диагностирование и устранение возможных причин возникновения аварий при эксплуатации линейной части трубопровода является актуальной задачей.

В работах [60, 61] представлен распространенный вид технической диагностики, которая проводится изнутри трубы без вскрытия протяженных участков трубопровода с целью определения наличия, характера, местоположения дефектов металла с помощью внутритрубного прибора, работа которого основана на разных методах неразрушающего контроля. Полученная информация при

прохождении устройства по трубопроводу позволяет произвести оценку технического состояния диагностируемого объекта [62, 63], на основании которой определяются безопасные технологические режимы, устанавливается необходимость и последовательность ремонтных работ на участке трубопровода. Более того, на основании такой информации возможно планировать сроки капитального ремонта и прогнозировать остаточный ресурс трубопровода.

Подробные исследования приведены в работах [64, 65, 66], описывающих как преимущества, так и ограничения применения внутритрубного инспекционного устройства. Кроме принципиальных ограничений этого метода существуют технические трудности его применения. Во-первых, данный вид обследования достаточно дорогой. Во-вторых, его применение возможно только на относительно новых магистральных трубопроводах, в которых на этапе конструирования предусмотрены камеры пуска и приема внутритрубного устройства. Поэтому использование внутритрубной диагностики в большом объеме возможно только после полной реконструкции трубопроводов. Более того, отмечается недостаточность проработанности методического обеспечения, осуществляющего обработку и оценку результатов обследования, а также прогноз состояния линейной части трубопровода. В-третьих, отличительной особенностью внутритрубного диагностирования в ряде случаев является полное опорожнение исследуемого участка. Кроме того, имеются ограничения по радиусу прохождения по трубопроводу с конструктивно сложными переходами и особенностями.

В настоящее время техническая диагностика осуществляется наружно с применением методов неразрушающего контроля [67, 68, 69, 70, 71, 72, 73], которые проводятся для верификации данных внутритрубной диагностики, а также на участках с отсутствием диагностической информации и с конструктивными особенностями (рисунок 1.11).

Периодические обследования методами неразрушающего контроля	внутритрубная диагностика
	акустико-эмиссионный
	визуально-измерительный
	ультразвуковой
	ультразвуковая толщинометрия
	магнитопорошковый
	капиллярный
	тепловизионный
	радиационный
	магнитометрический
	вибродиагностический
	радиационный
	тепловизионный
Непрерывный мониторинг	волоконно-оптический

Рисунок 1.11 – Методы технической диагностики трубопроводов [53]

Периодические приборные обследования проводятся в соответствии с ежегодными планами диагностических работ, обеспечивающими надежную и безопасную эксплуатацию [53]. Периодичность работ зависит от возраста участка трубопровода, конструкции, месторасположения, взрыво/пожароопасности транспортируемого продукта, а также технического состояния на момент планирования. Кроме того, учитываются затраты на проведение диагностических обследований, их эффективность и стоимость средств диагностики.

Активно развивающимся [74, 75, 76, 77, 78, 79] является непрерывный мониторинг состояния целостности и исправности трубопровода на основании анализа различных параметров, собранных с аппаратных и программных средств, которые устанавливаются непосредственно на трубопроводе. Постоянный мониторинг осуществляется с целью быстрого обнаружения возникающих утечек, на этом этапе обслуживающий персонал имеет информацию о характере и координатах дефектного участка. Наиболее распространённые методы дистанционной диагностики основаны на перепадах давления, образующихся при

разгерметизации трубы, сравнении расходов транспортируемого продукта в начале и конце участка с допустимыми нормами.

Непрерывный мониторинг проводится в режиме реального времени, без нарушения целостности трубопровода и без остановки его работы. Управление процессами осуществляется оператором централизованно из единого рабочего места. Главным преимуществом является возможность диагностирования труднодоступных участков трубопровода, обеспечивающая безопасность и надежность работы трубопровода в целом. Отличительной чертой считается относительно быстрое обнаружение и оповещение об образовавшихся утечках, влияющих на время устранения последствий аварии и снижение ущерба.

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов необходима надежная система непрерывного дистанционного мониторинга технического состояния объектов трубопроводного транспорта [80], позволяющая не только обнаруживать возникшие утечки, но и предупреждать их [81, 82] на стадии зарождения и роста дефектов металла различного типа.

Перспективным методом [83, 84, 85, 86] неразрушающего контроля для системы непрерывного дистанционного мониторинга является акустическая эмиссия, основанная на генерации волн напряжений, которые возникают в материале вследствие внезапной перестройки структуры. Так, источником акустической эмиссии может быть процесс деформирования, связанный с ростом дефектов разных типов: усталостная трещина, зона пластической деформации, коррозионное растрескивание и др. Непредвиденное движение источника акустической эмиссии вызывает возникновение волн напряжений, распространяющихся в материале. При этом возможна активизация уже имеющихся источников акустической эмиссии в материале объекта контроля. Упругие колебания фиксируются неподвижно установленными на поверхность объекта приемными преобразователями, в которых преобразуются в электрические сигналы, усиливаются и передаются регистрирующей аппаратуре для дальнейшего анализа, обработке и интерпретации. Таким образом, метод акустической эмиссии широко используется в разных отраслях промышленности,

особенно на опасных производственных объектах, по причинам экономичности и безопасности, поскольку направлен не только на предотвращение возникновения чрезвычайной ситуации на этапе зарождения дефекта, но и способен следить за ростом и развитием обнаруженных несплошностей в диагностируемом материале.

1.3 Структура системы технического обслуживания и ремонта

В статьях [87, 88] рассмотрена система технического обслуживания и ремонта объектов трубопроводного транспорта, представляющая собой совокупность гармонично функционирующих средств, технической и технологической документации и исполнителей, поддерживающих и восстанавливающих качественную работоспособность трубопровода (рисунок 1.12).

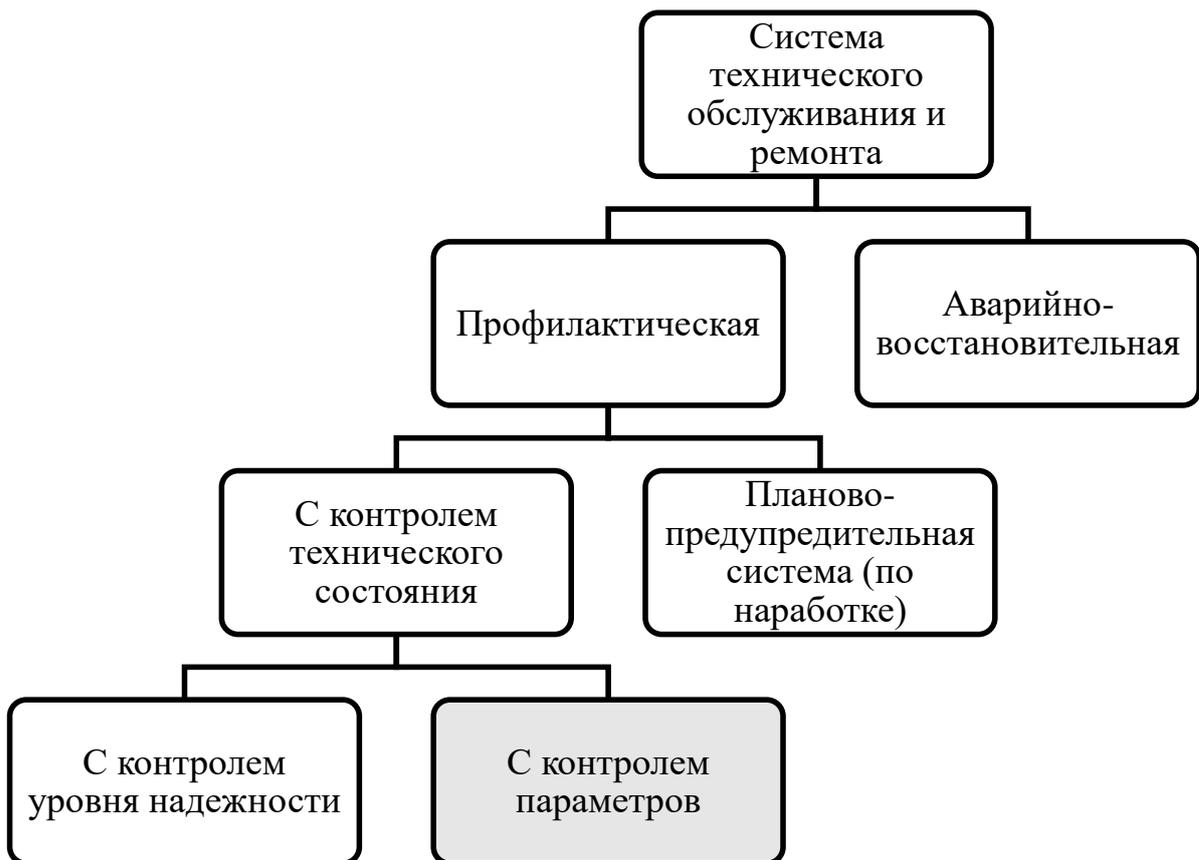


Рисунок 1.12 – Схема системы технического обслуживания и ремонта на магистральном трубопроводе [89]

Наиболее простой системой является аварийно-восстановительная [90], при которой работоспособность восстанавливается только после наступления отказа. Такая система не требует специальных организационных мероприятий, проведения технического обслуживания и ремонта после отказа, выполнения плановых работ по капитальному ремонту. Недостатком аварийно-восстановительной системы является невозможность предупреждения отказа, а следовательно, и исключения возможности возникновения аварийной ситуации, сопровождающейся длительными простоями и значительными затратами на ремонт. Кроме того, система не предусматривает возможность управления техническим состоянием трубопровода.

В настоящее время наиболее широкое применение имеет профилактическая система планово-предупредительного ремонта, в основу которой, начиная с 1930-х гг. были положены работы отечественных авторов А. П. Владзиевского, М. О. Якобсона, Н. А. Афанасьева, С. А. Новикова, Н. Н. Синягина, Ю. С. Борисова, С. А. Калмыкова и др. Данная система подразумевает комплекс планируемых организационно-технических мероприятий по содержанию, контролю, обслуживанию и ремонту. Отличительной чертой системы является плановый характер, предполагающий определение состава, объема, характера и периодичности проведения обслуживающих и ремонтных мероприятий заблаговременно, и профилактическая предупредительная особенность, направленная на выполнение обслуживающих и ремонтных работ до наступления отказа.

Подробные исследования предупредительного характера работы по времени наработки приведены в работах [91, 92, 93]. К основным преимуществам данной системы относятся простота и четкость ее реализации, достигаемые за счет планирования и строго учета, что дает возможность управления техническим состоянием трубопровода с установленной периодичностью. Система позволяет предупреждать отказы и прогнозировать остаточный ресурс. На ряду с этим система планово-предупредительного ремонта обладает и недостатками, связанными с плановыми заменами труб, 40-60 % ресурса которых не

использовано. Более того, при такой системе не исключаются отказы между техническими воздействиями, а самое главное - не учитывается фактическое состояние трубопровода, что приводит к избыточным затратам на обслуживание и ремонт.

Теоретические основы профилактической системы с контролем технического состояния были предложены в работах [94, 95] в 1960-х годах. Оказалось, что в 77-92 % случаев отказов определение момента предупредительного технического обслуживания и ремонта по величине наработки не имеет смысла, поскольку невозможно спрогнозировать приближение отказа по величине наработки, при этом ориентироваться необходимо на фактическое состояние трубопровода. Так возник новый подход к проведению технического обслуживания и ремонта, ориентированный на контроль уровня надежности [96, 97].

Более совершенной и динамично развивающейся является профилактическая система с контролем параметров фактического состояния объекта [98, 99, 100]. Основная идея системы заключается в определении взаимосвязи возможных технических неисправностей трубопровода с диагностическими параметрами, подлежащими контролю. Большая часть дефектов, возникающих в материале трубы, имеет характерные диагностические признаки и параметры, свидетельствующие о наличии и развитии дефектов, нередко приводящих к отказу. В качестве диагностических признаков при этом могут выступать параметры давления, температуры, объема расходов транспортируемого продукта на определенном участке. Например, при образовании утечки наблюдается падение давления, изменение температурного режима и уменьшения зарегистрированного объема транспортируемого продукта. Таким образом, непрерывный мониторинг параметров, характеризующих работоспособное состояние трубопровода, позволяет вовремя обнаружить изменения, происходящие в техническом состоянии трубопровода, и осуществить работы по техническому обслуживанию и ремонту в необходимые сроки, когда

наблюдается несоответствие значений параметров требуемым диапазонам, свидетельствующим о невозможности дальнейшей эксплуатации.

Благодаря этому возможно осуществить устранение отказов путем применения методов, используемых при контроле технического состояния трубопровода по результатам технической диагностики, выявление дефектных участков и оптимизацию сроков проведения ремонтных работ [101]. Внедрение профилактической системы с контролем параметров фактического состояния трубопровода позволяет увеличить эффективность производства от 2 до 10 %, улучшить условия труда путем планирования распределения кадров, запасных труб и элементов магистрального трубопровода, инструментов и устранить нарушения экологических требований. Считается, что усредненные расходы на ремонт при аварийных ситуациях примерно в 10 раз выше стоимости ремонта трубопровода в случае своевременного обнаружения дефекта.

Такой подход к техническому обслуживанию и ремонту позволяет установить связь условий эксплуатации и технических воздействий, оценивающих фактическое состояние [102], а также снизить затраты избыточных воздействий, минимизировать ненужное обслуживание и ремонт за счет увеличения межремонтных временных интервалов. При этом сохраняется прогнозирование и планирование объемов технического обслуживания и ремонта дефектных участков трубопровода. В такой системе предупредительный характер обеспечивается постоянным наблюдением за объектом – непрерывным мониторингом.

Затраты на внедрение в производство профилактической системы с контролем параметров фактического состояния имеют значительные капитальные вложения и окупаются, как правило, за относительно короткий промежуток времени. Изначально непрерывный мониторинг распространяется исключительно на особо опасные и ответственные диагностируемые объекты, затем находит более широкое применение с ростом экономического эффекта и положительного опыта реализации внедряемой системы. Анализ удельных эксплуатационных расходов при переходе с аварийно-восстановительной системы технического

обслуживания и ремонта к профилактической планово-предупредительной или с контролем параметров фактического состояния одних и тех же объектов для некоторых отраслей промышленности представлен на рисунке 1.13.

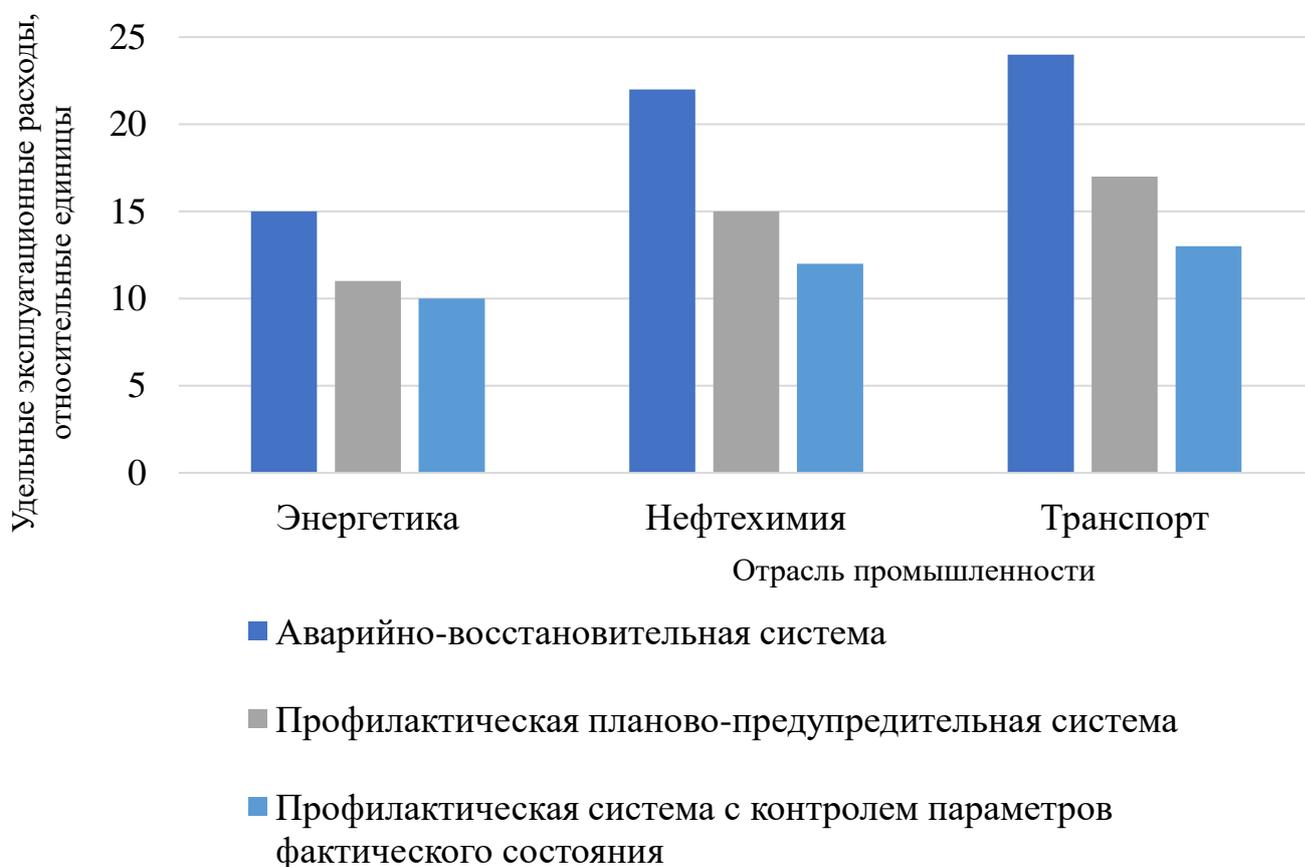


Рисунок 1.13 – Удельные эксплуатационные расходы на системы технического обслуживания и ремонта в разных отраслях промышленности

Таким образом, удельные эксплуатационные затраты имеют тенденцию к сокращению при переходе с аварийно-восстановительной системы технического обслуживания и ремонта на профилактическую планово-предупредительную систему примерно в 1,5 раза, а на профилактическую систему с контролем параметров фактического состояния – практически в 2 раза. Наглядное уменьшение затрат особенно выражено в нефтехимической промышленности при транспортировке нефти и нефтепродуктов и на транспорте [103].

Однако в текущей системе непрерывного мониторинга объектов трубопроводного транспорта все регистрируемые параметры направлены на обнаружение в основном утечек, то есть факта нарушения целостности металла.

Более того, отсутствуют регистрируемые параметры, направленные на наблюдение за ростом и развитием дефектного участка в режиме реального времени, что позволило бы предотвратить механические изменения материала трубопровода, приводящие к аварийному состоянию, произвести вовремя техническое обслуживание и ремонт, предотвратив отказное состояние объекта, и тем самым осуществить выработку максимально возможного ресурса трубопровода.

Отрицательным моментом внедрения системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию является необходимость в оснащении предприятий диагностическим оборудованием и квалифицированным персоналом. На сегодняшний день организация производства на трубопроводном транспорте требует анализа и пересмотра применяемых систем технического обслуживания и ремонта, дополнения показателей технического состояния в профилактической системе с контролем параметров, приводящих к изменению структуры и функций подразделений технической диагностики трубопроводов при планировании и проведении работ.

Производственная структура подразделений технической диагностики [104] на трубопроводном транспорте зависит от ряда факторов, таких как, например диаметр трубы, протяженность трубопровода, количество и мощность перекачивающих станций, уровень автоматизации производственных процессов.

Контроль технического состояния, техническая диагностика трубопроводов в процессе эксплуатации осуществляются специальными бригадами, организационная структура отдела технической диагностики представлена на рисунке 1.14. Основной задачей специальных бригад является обеспечение надежной, безопасной эксплуатации трубопроводов [105, 106], которая достигается посредством проведения периодических осмотров (ревизий) и освидетельствований, неразрушающего контроля, определения механических свойств металла и сварных соединений, исследования структуры и химического состава металла, проверки соответствия материалов нормативным требованиям и т.д.

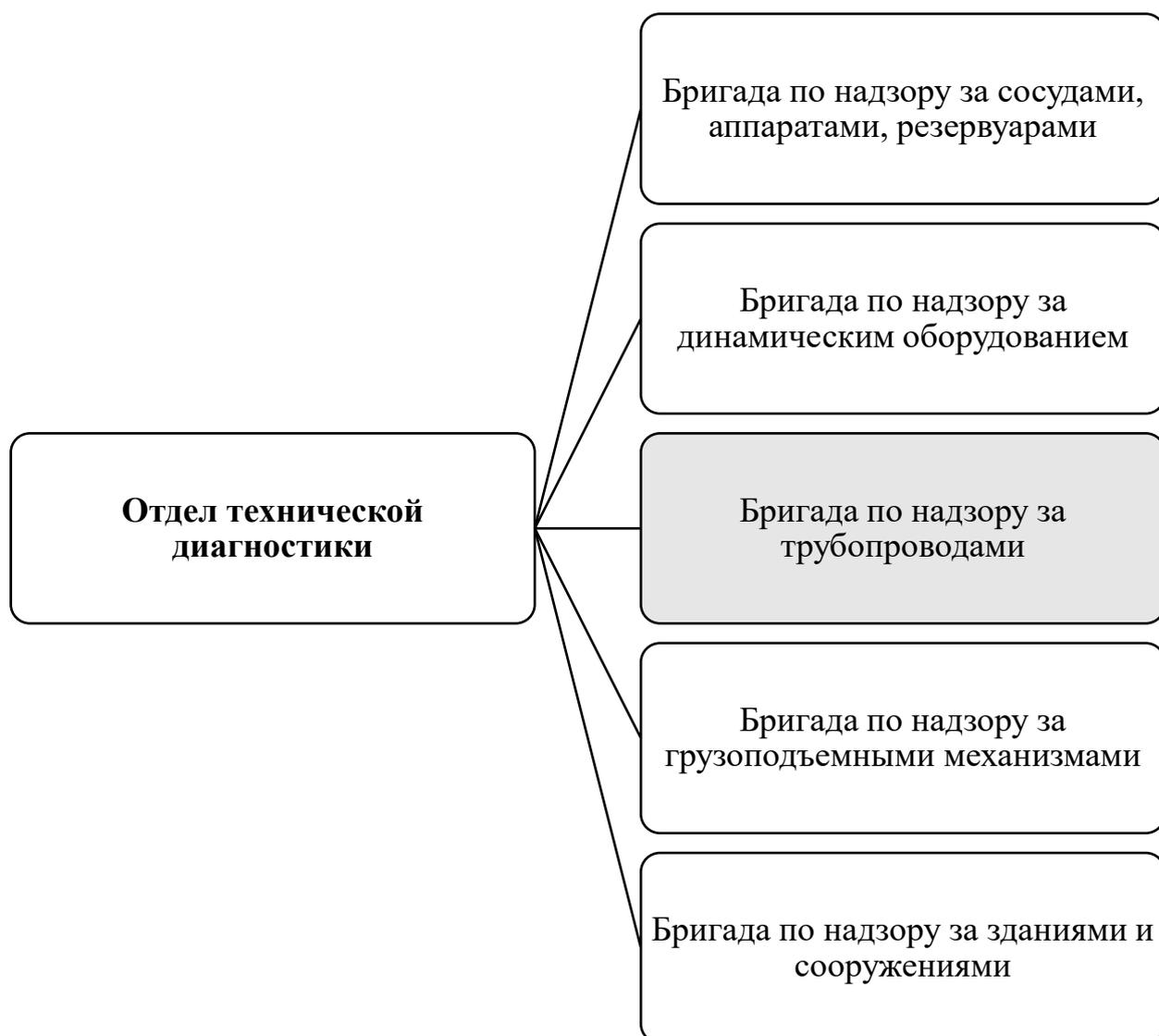


Рисунок 1.14 – Организационная структура отдела технической диагностики трубопроводов [107]

Для обеспечения безопасной эксплуатации совместно с системой технической диагностики используют лаборатории периодического действия, осуществляющие технический контроль и диагностику, организационная структура отдела приведена на рисунке 1.15.

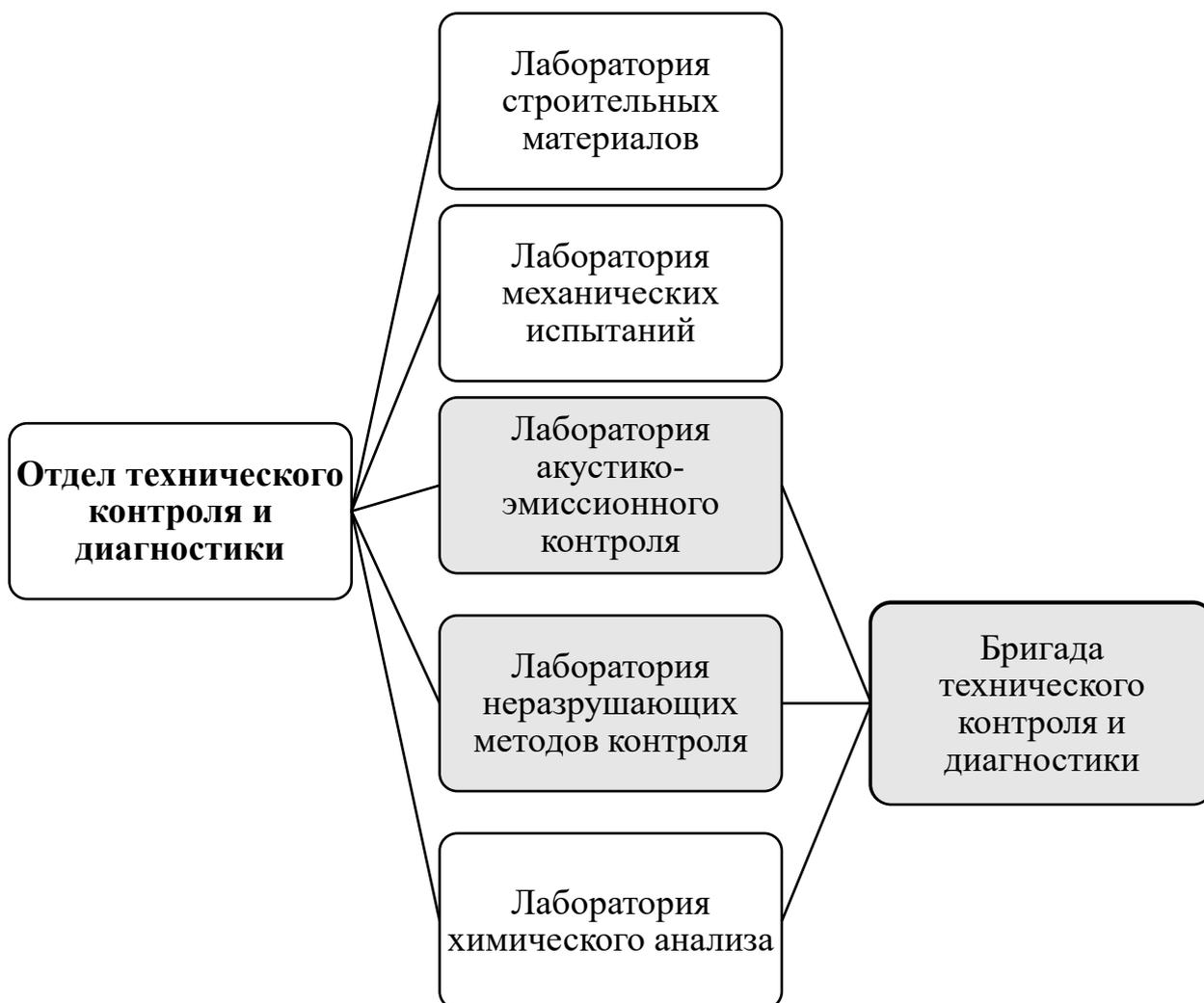


Рисунок 1.15 – Организационная структура по периодическому контролю и диагностике трубопроводов [107]

Периодическое проведение ревизии является основным процессом, обеспечивающим безопасную эксплуатацию магистральных трубопроводов. По результатам ревизии оценивается состояние трубопровода, а также возможность и условия его дальнейшей эксплуатации. Сроки проведения ревизии указываются в соответствующей нормативно-технической документации и обеспечивают безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода. Отдельное внимание при проведении периодической ревизии уделяется особо опасным участкам,

работающим в сложных условиях, где значительно возрастает вероятность максимального износа линейной части трубопровода вследствие, например, развивающейся коррозии, трещин.

Совершенствование производственного процесса и внедрение новых методов и методик организации вспомогательного процесса обслуживания и содержания объектов трубопроводной структуры [108], влияющих на изменение функций подразделений технического обслуживания и ремонта при организации работ, является актуальной задачей.

1.4 Выводы к первой главе

Анализ отечественных и зарубежных научных трудов в области организации производственных и сопутствующих процессов на трубопроводном транспорте показал, что магистральные трубопроводы относятся к опасным производственным объектам, требующим повышенной безопасности, которая достигается за счет эффективного управления основными и вспомогательными процессами. Основным производственным процессом эксплуатации магистрального трубопровода является транспортировка нефти и нефтепродуктов, который заключается в их перемещении по системе магистральных нефтепроводов.

Для обеспечения безопасной и бесперебойной работы трубопроводного транспорта необходимо обслуживание и содержание участков трубопроводной системы в исправном состоянии, что характерно для вспомогательного процесса технического обслуживания и ремонта.

Существующая система технического обслуживания и ремонта имеет планово-предупредительный характер, обусловленный определением состава, объема, характера и периодичности проведения обслуживающих и ремонтных мероприятий заблаговременно до наступления отказа. Существенным недостатком является плановая замена труб, 40-60 % ресурса которых не использовано. Более того, при такой системе не исключаются отказы между техническими воздействиями, а самое главное - не учитывается фактическое

состояние трубопровода, что приводит к избыточным затратам на обслуживание и ремонт.

Перспективным направлением является использование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию. Принцип работы системы заключается в определении взаимосвязи возможных технических неисправностей трубопровода с диагностическими параметрами, подлежащими контролю в процессе непрерывного мониторинга. В качестве диагностических признаков используются параметры давления, температуры, объема расходов транспортируемого продукта на определенном участке, обеспечивающие регистрацию факта произошедшей утечки и не способствующие определению предотказного состояния.

Актуальным вопросом остается совершенствование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию с применением технологии непрерывного мониторинга производственного процесса эксплуатации магистрального трубопровода.

2 НЕПРЕРЫВНЫЙ МОНИТОРИНГ В СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1 Описание профилактической системы с контролем параметров фактического состояния

К объектам трубопроводного транспорта предъявляются высокие требования, поскольку большинство из них эксплуатируются в условиях повышенного давления. Постоянный контроль за техническим состоянием является неотъемлемой частью безопасной эксплуатации. Поэтому совершенствование профилактической системы с контролем параметров фактического состояния через непрерывный мониторинг объектов трубопроводного транспорта является актуальной задачей.

Система непрерывного мониторинга является многоканальной, принцип работы основан на неразрушающем методе контроля акустической эмиссии [109] заключающемся в регистрации упругих колебаний, возникающих при изменениях структуры металла, например, при развитии коррозии, усталостных трещин, что позволяет обнаруживать участки будущего отказа трубопровода, отслеживать развитие дефектов, прогнозировать остаточный ресурс, тем самым предотвращая образование утечек. В случае же возникновения течи система непрерывного мониторинга автоматически определяет место аварии в короткое время, что значительно снижает и трудовые, и финансовые затраты.

Для реализации процесса непрерывного мониторинга трубопровода необходима установка многокомпонентных приемных преобразователей непосредственно на поверхность трубы (рисунок 2.1). На предполагаемое место закрепления многокомпонентного приемного преобразователя наносится слой контактной жидкости, обеспечивающий акустический контакт, и их положение остается неподвижным на протяжении всего процесса мониторинга. Целесообразное расстояние между многокомпонентными приемными преобразователями друг относительно друга составляет 3 м, при этом система

непрерывного мониторинга позволяет обнаруживать участки будущего разрушения и отслеживать развитие дефектов [110], предотвращать отказы, образование утечек, в случае же возникновения утечки локализовать место аварии в короткое время.

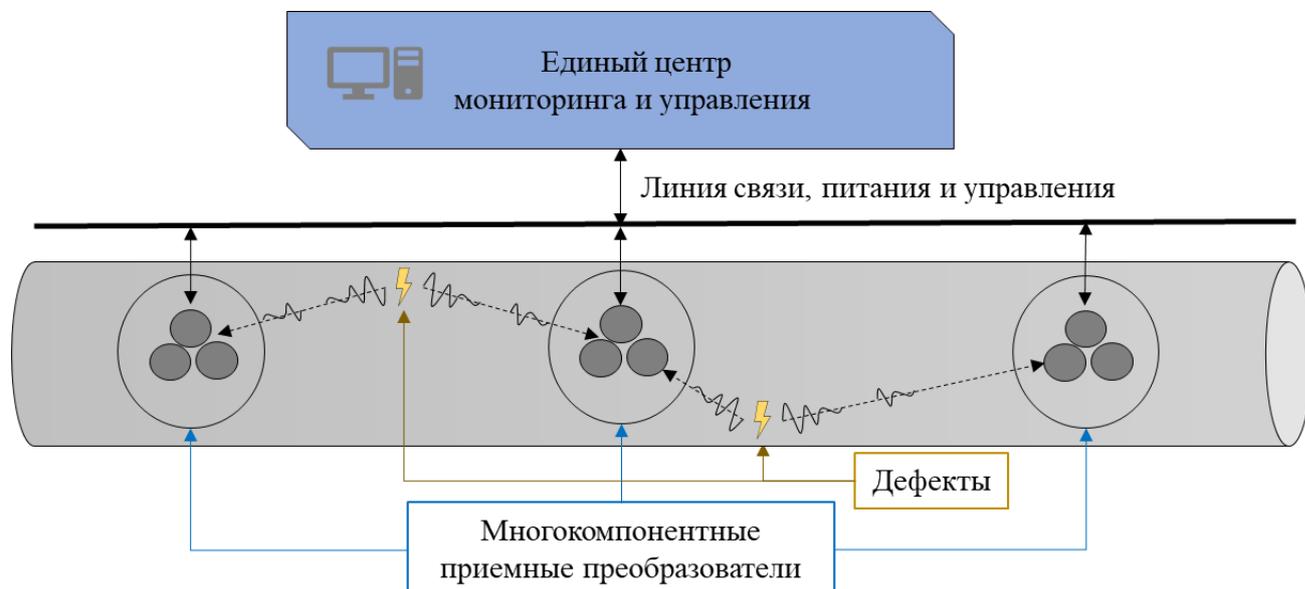


Рисунок 2.1 – Применение системы непрерывного мониторинга на опасном участке трубопровода

Для локализации дефектов используются сигналы акустической эмиссии [111], амплитуды которых превышают заранее установленный пороговый уровень. После регистрации многокомпонентными приемными преобразователями акустической эмиссии сигналы усиливаются и поступают на входы аналого-цифровых преобразователей, обрабатываются высокочастотными и/или низкочастотными фильтрами и оцифровываются при установленной частоте дискретизации и разрядности. Обычно считается, что сигналы акустической эмиссии являются шумоподобными и высокочастотными и фиксируются приемными преобразователями на достаточно большом расстоянии от источника относительно длины волны.

На этапе строительства трубопровода вдоль трассы прокладываются линии связи, электроснабжения, систем управления, контроля сигнализации и автоматики контрольно-измерительных приборов. Имеется единый центр

мониторинга и управления, где принимается, хранится и обрабатывается вся информация с контрольно-измерительных приборов, включая датчики давления и температуры, по которым оператор принимает решение о работоспособном состоянии трубопровода. Для питания системы непрерывного мониторинга и передачи данных на большие расстояния в центр, где будет осуществляться их обработка и хранение, возможно использование уже существующих проложенных линий связи и электроснабжения. Операторы, работающие в едином центре мониторинга и управления, прошедшие обучение и переподготовку, способны также следить за данными, получаемыми с многоканальной системы непрерывного мониторинга [112].

Основные технические и метрологические характеристики системы непрерывного мониторинга представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные технические и метрологические характеристики системы непрерывного мониторинга

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений координат дефекта по осям X и Y, мм	от 100 до 1200
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений координат дефекта при нормальной температуре окружающего воздуха (20 ± 10) °C, %	± 12
Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений координат дефекта при изменении температуры окружающего воздуха от минус 20 °C до плюс 50 °C, %	± 12
Рабочая полоса частот, кГц	от 100 до 800
Частота дискретизации аналого-цифрового преобразователя, кГц	$2 \cdot 10^3$
Амплитуда импульсов блока имитатора сигналов акустической эмиссии, В	от 20 до 119
Частота следования импульсов блока имитатора сигналов акустической эмиссии, Гц	от 0,25 до 8
Длительность импульсов блока имитатора сигналов акустической эмиссии, мкс	150 ± 50
Напряжение питания сети переменного тока системы/многокомпонентного преобразователя акустической эмиссии, В	от 187 до $242/12 \pm 0,5$

Частота питания сети переменного тока системы/многокомпонентного преобразователя акустической эмиссии, А	50±1/0,03
Габаритные размеры многокомпонентного преобразователя акустической эмиссии с встроенным предусилителем (высота, длина, ширина), мм	15x40x40
Габаритные размеры измерительной платы (длина, ширина), мм	250x130
Масса многокомпонентного преобразователя акустической эмиссии, кг	0,195
Диапазон рабочих температур, °С	-55...120
Относительная влажность воздуха, %	95
Атмосферное давление, кПа	85-105

Немаловажную роль в достоверности результатов непрерывного мониторинга в системе технического обслуживания и ремонта магистрального трубопровода в процессе эксплуатации играет программное обеспечение, которое используется для регистрации и обработки сигналов, определения местоположения источников излучения - дефектов. Как правило программное обеспечение для анализа зарегистрированных данных разрабатывается непосредственно производителями акустико-эмиссионных систем, которые используются для непрерывного мониторинга (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Программное обеспечение системы непрерывного мониторинга

Наименование программного обеспечения	Описание	Производитель
AES51, AES30	Программы предназначены для систем цифровых акустико-эмиссионных диагностических для измерений координат различных внутренних и сквозных дефектов (коррозия, течь, трещина) по результатам вычислений расстояний до них на основе измерений параметров сигналов акустической эмиссии в процессе диагностики технического состояния различных конструкций	ФГБОУ ВО СГУПС (г. Новосибирск)

Корал	Комплексная программа для обработки результатов диагностики линейных объектов большой протяженности - магистральных нефтегазопроводов	ООО научно-производственная фирма «Диатон» (г. Москва)
A-Line, A-Line MON	Программное обеспечение для многоканальных акустико-эмиссионных комплексов и систем автономного мониторинга опасных участков магистральных нефтегазопроводов	«Интерюнис-ИТ» (г. Москва)
AEWin, Noesis, Noesis, Line-Focus	Программное обеспечение для систем, предназначенных для регистрации в режиме реального времени, отображении и постобработки данных акустической эмиссии, полученных при инспекции промышленных объектов	MISTRAS (США)
VisualAE, VisualTR, VisualClass	Программное обеспечение для акустико-эмиссионной диагностики, позволяющее представлять результаты в виде двух/трехмерных диаграмм, графиков, таблиц.	Vallen Systeme (Германия)

Для унификации работ по диагностике определенных технологических объектов и снижения трудозатрат актуальны разработки узкоспециализированного программного обеспечения для многоканальных акустико-эмиссионных систем мониторинга. Например, научным центром ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с ООО «Стратегия НК» было разработано программное обеспечение «AE Strategy. Pipeline» [113], позволяющее осуществлять контроль магистральных газопроводов по соответствующей методике. Программное обеспечение позволяет обеспечить единый подход не только к проведению подготовительных операций, проведению диагностики и оценке полученных результатов, но и формировать отчетную документацию, что существенно упрощает проведение процесса диагностики, обеспечивает единообразие, а также автоматизирует процесс обработки данных и значительно повышает достоверность полученных диагностических результатов.

Для расчета необходимого количества многокомпонентных приемных преобразователей N , обеспечивающих непрерывный мониторинг линейного участка магистрального трубопровода были введены условные обозначения и получена формула:

$$N = \frac{L-x}{x}, \quad (2.1)$$

где L - длина линейного участка трубопровода, м; x - расстояние между многокомпонентными приемными преобразователями, м.

Причем, следует отметить, что рекомендуется установка многокомпонентных приемных преобразователей от начала диагностируемого участка трубы на расстоянии x для их рационального расположения по всей длине. Таким образом, при непрерывном мониторинге состояния линейного участка магистрального трубопровода длиной 1 км и установке многокомпонентных приемных преобразователей через 3 м необходимо $N = \frac{1000-3}{3} = 333$ многокомпонентных приемных преобразователя.

2.2 Ранжирование участков магистрального трубопровода по степени опасности

Категории участков согласно документу [20] формируются на основании коэффициента условий работы трубопровода m , при расчете которого учитываются характеристики прочности, устойчивости и деформативности. Данный коэффициент показывает возможное несоответствие принятой расчетной схемы реальной конструкции.

Наиболее опасными участками считаются трубопроводы категории В, к которым относятся:

- подземные и надземные переходы через водные судоходные преграды;
- подземные переходы через несудоходные водные преграды шириной по зеркалу воды в межень равной 25 м и более;
- подземные и надземные переходы через поймы рек;

- подземные и наземные переходы через болота III типа;
- узлы пуска и приема очистных устройств на переходах через водные преграды.

Выбор участка магистрального трубопровода для непрерывного мониторинга является многофакторной задачей, для решения которой использовалось имитационное моделирование как один из эффективных методов исследования сложных систем, когда натурный эксперимент не оправдан, поскольку требует больших как экономических затрат, средств, так и временных ресурсов [114]. Поэтому в процессе исследования была разработана имитационная модель оценки наиболее опасного участка магистрального трубопровода на основе комплексного коэффициента K_B , который учитывает не только условия работы трубопровода, но и влияние возникновения возможных аварийных ситуаций и экологическую составляющую ущерба:

$$K_B = E \cdot P \cdot m, \quad (2.2)$$

где E – величина ущерба в экологической сфере при возникновении аварии на линейной части магистрального трубопровода; P – вероятность безотказной работы; m – коэффициент условий работы трубопровода.

Выбор методики оценки риска возникновения аварии на магистральном трубопроводе является залогом успешной и эффективной организации процессов, направленных на предотвращение чрезвычайной ситуации, определение местоположения аварии и устранение ее последствий. Категорирование магистральных трубопроводов с учетом оценки рисков при прогнозировании последствий аварий в том числе для экологической сферы обеспечивает безопасность при эксплуатации магистральных трубопроводов [115, 116, 117, 118]. Величина ущерба в экологической сфере при возникновении аварии на линейной части магистрального трубопровода рассчитывалась по методике, приведенной в [119]. При этом учитывался ущерб, причиненный гидросфере (подводные переходы через судоходные/несудоходные реки, ручьи, каналы; категории водного объекта; расстояние от оси трубы до водного объекта; характер ландшафта), литосфере (характеристика земельных угодий, поглощающая

способность грунта, экономическая значимость земельных угодий в зависимости от административного района, назначение земельных угодий), атмосфере и биосфере (наличие ценных видов животного мира). Ранжирование линейной части магистрального трубопровода на участки осуществляется по каждому отдельному фактору, влияющему на возможные последствия аварийной ситуации, и индивидуально для каждого участка трассы по формуле:

$$E = \sum_{i=1}^4 q_i \cdot E_i, \quad (2.3)$$

где q_i – весовой коэффициент фактора; E_i – балльная оценка фактора возможных последствий от аварий.

Для оценки величины ущерба в экологической сфере использовались группы факторов и значения весовых коэффициентов, приведенных в методике определения возможных аварийных последствий на линейной части магистрального трубопровода [119], основанной на балльном методе и опирающейся как на нормативную документацию в области расчета ущерба в сфере экологии от загрязнения составляющих компонентов геосферы, так и на опыт многолетней эксплуатации трубопроводов. При расчетах было условно принято, что величина ущерба в экологической сфере при возникновении аварии на линейной части магистрального трубопровода выражается в долях единицы и соответственно изменяется от 0 до 1.

В качестве функции распределения отказов во времени применительно к трубопроводам широко используется экспоненциальная зависимость, поскольку учитывается наработка ремонтируемых участков трубопровода между отказами при установленном режиме эксплуатации с учетом большого количества возможных отказывающихся элементов в трубопроводе за счет его значительной протяженности. Таким образом, вероятность безотказной работы определялась по формуле [120, 121]:

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (2.4)$$

где λ – интенсивность возникновения аварий; t – интервал времени.

В теории надежности интенсивность аварийных отказов является одним из количественных показателей безотказной работы для невозстанавливаемых

объектов и представляет собой вероятность отказа в единицу времени. Для восстанавливаемых объектов такой величиной считается параметр потока отказов, когда наработка на отказ является случайным событием, при этом работоспособность объекта восстанавливается путем замены непригодных элементов/частей на исправные. Изменение параметра потока отказов во времени для опасных объектов трубопроводного транспорта как для восстанавливаемых изделий подразделяется на три принципиальных участка, на первом из которых осуществляется значительно быстрое нарастание параметра, что связано с приработкой, второй описывается убыванием и стабилизацией параметра, что характерно для нормальной работы в процессе эксплуатации, на третьем участке отмечается рост параметра из-за износа, накопленных эксплуатационных дефектов и усталостных повреждений. Именно на третьем участке изменяющегося во времени потока отказов происходит остановка эксплуатируемого объекта трубопроводного транспорта для проведения капитального ремонта. Согласно документу [122] среднестатистическая интенсивность возникновения аварий для конкретной трассы магистрального трубопровода рассчитывалась по формуле:

$$\lambda = 0,33 \cdot \lambda_{\text{ср}} \cdot F_n, \quad (2.5)$$

где $\lambda_{\text{ср}}$ – среднестатистическая по отрасли интенсивность аварий за последние 5 лет; F_n – балльная оценка участка трубопровода.

Статистические данные аварий за период с 2016 г. по 2020 г. на магистральных нефтепроводах по сведениям Ростехнадзора приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Статистические данные аварий на магистральных нефтепроводах за 2016-2020 гг.

Год	Количество аварий	Протяженность магистральных нефтепроводов, тыс. км
2016	1	54,87
2017	2	54,94
2018	3	55,00
2019	3	54,00
2020	2	54,80

Балльная оценка для участка магистрального нефтепровода выбиралась из таблицы П.2.2 [123], значения которой сформированы в зависимости от срока эксплуатации, с учетом старения материала труб и на основании влияющих групп факторов на степень риска возникновения аварийной ситуации. К влияющим группам факторов отнесены внешние антропогенные воздействия, коррозия, конструктивно-технологические факторы, природные воздействия, дефекты тела трубы и сварных швов (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Влияющие группы факторов

Группа фактора	Влияющие воздействия в группе
Внешние антропогенные воздействия	Внешние факторы, влияющие на вероятность повреждения участка магистрального нефтепровода со стороны третьих лиц (минимальная глубина заложения подземной трубы, уровень антропогенной активности, состояние охранной зоны, частота патрулирования)
Коррозия	Условия, способствующие образованию коррозии (наличие устройств электрохимической защиты, состояние изоляционного покрытия, коррозионная активность грунта)
Конструктивно-технологические факторы	Учет возможных нагрузок и воздействий в проектных решениях конструкции (отношение фактической толщины стенки к требуемой, усталость металла, гидравлический удар, системы телемеханики и автоматики).
Природные воздействия	Природные воздействия (перемещение грунта, размыв перехода, тип грунта)
Дефекты тела трубы и сварных швов	Результаты внутритрубной диагностики (количество, размеры и тип дефектов)

Внутритрубная диагностика обеспечивает контроль геометрии трубы, выявление трещин и коррозии металла. При этом учитываются интервалы

времени, прошедшие после последней диагностики, принятые меры, количество, плотность и тип дефектов, обнаруженных с помощью внутритрубного устройства. Срок проведения внутритрубной диагностики варьируется от 1 года до 5 лет [124, 125, 126].

Коэффициент условий работы трубопровода выбирается по таблице 1.1 в зависимости от категории трубопровода или его участка. Таким образом, интенсивность возникновения аварий выражается также в долях единицы и изменяется от 0 до 1.

По результатам моделирования была разработана классификация категорий участков магистрального трубопровода, учитывающая влияние вероятности безотказной работы и экологический фактор в случае возникновения аварии (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Категории участков магистрального нефтепровода по степени опасности

Категория участка нефтепровода	Комплексный коэффициент (K_B)	Обязательные и рекомендуемые участки нефтепровода для непрерывного мониторинга
В	0,58	Переходы через водные преграды, болота III типа
I	0,74	Переходы через автомобильные и железные дороги; в горной местности при укладке в тоннелях; внутри зданий и в пределах территории компрессорных станций, нефтеперекачивающих станций; пересечения с линиями электропередач напряжением 500 кВ и более
II	0,74	На территории многолетнемерзлых грунтов; в горной местности при укладке на полках; болота I, II типа; пересечения с линиями электропередач напряжением 330-500 кВ
III	0,95	Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи; в пустынях и барханных песках; пересечения с линиями электропередач напряжением до 300 кВ

Таким образом, были скорректированы категории участков нефтепровода по комплексному коэффициенту, учитывающему не только характеристики прочности, устойчивости и деформативности, но и экологическую составляющую ущерба при возникновении аварии и вероятности безотказной работы. Разница III категории между комплексным коэффициентом и коэффициентом условий работы не превысила 5 %, а отличие категорий В, I и II составляет более 10 %. Поэтому применение системы непрерывного мониторинга целесообразно на участках трубопроводов небольшой протяженности в обязательном порядке для категорий В, в рекомендательном - для I и II категорий.

2.3 Изменения в системе технического обслуживания и ремонта

Применение метода непрерывного мониторинга в профилактической системе технического обслуживания и ремонта с контролем параметров фактического состояния участка магистрального трубопровода, находящегося в эксплуатации, позволит упразднить диагностические операции другими методами неразрушающего контроля, например, ультразвуковым, капиллярным, вихретоковым, магнитопорошковым и др., а также ежедневные осмотры контролируемого участка трассы. Кроме того, предлагается сокращение числа проведения внутритрубных диагностик для наиболее опасных участков, где в результате выявлено наибольшее количество дефектов, и интервал проведения следующей внутритрубной диагностики составляет менее одного года, путем внедрения метода непрерывного мониторинга, который позволит следить за развитием дефектов до истечения ресурса участка трубы. Данные изменения по оптимизации технологического процесса направлены на повышение качества процесса транспортировки и позволят вовремя предотвращать утечки, приводящие к возникновению аварий и чрезвычайных ситуаций, сократить затраты на проведение ежесменной диагностики и приборные обследования, что повлияет и на периодическое техническое обслуживание и ремонт.

Перечень работ технических воздействий и частота их проведения в системе технического обслуживания и ремонта представлены в таблице 2.6. При переходе

на профилактическую систему с контролем технического состояния по контролируемым параметрам при непрерывном мониторинге (таблица 2.6, п. 10) возможно исключение ряда операций (таблица 2.6, п. 1.1, 6.1, 7.1).

Таблица 2.6 – Перечень работ технических воздействий и частота их проведения в системе технического обслуживания и ремонта

Перечень работ		Технические воздействия			Частота проведения
		Д ₀	Д ₁	Д ₂	
1. Плановый осмотр	1.1 Обход трассы трубопровода, визуальная проверка герметичности	+	-	-	ежедневно
	1.2 Осмотр на герметичность сварных соединений на камерах пуска и приема очистного устройства, запорной арматуры, воздушных переходов	+	-	-	раз в два дня
2. Сбор информации о техническом состоянии	2.1 Контроль давления в нефтепроводе по показаниям приборов	+	-	-	раз в два дня
3. Осмотр подводных переходов	3.1 Осмотр береговых и пойменных участков переходов через реки, не требующие водолазного осмотра, овраги	-	+	-	раз в месяц
4. Осмотр воздушных переходов	4.1 Осмотр общего состояния наземных и воздушных переходов	-	+	-	раз в месяц
5. Осмотр пересечений с железными и автомобильными дорогами	5.1 Осмотр пересечения нефтепроводом железных и шоссейных дорог	-	+	-	раз в месяц
6. Внутритрубная диагностика	6.1 Определение наличия, характера, местоположения дефектов металла с помощью внутритрубного прибора	-	-	+	раз в год
7. Наружное диагностирование	7.1 Проводится с целью верификации данных	-	-	+	2 раза в год

методами неразрушающего контроля	внутритрубной диагностики, на участках с отсутствием диагностической информации и с конструктивными особенностями методами: визуальный и измерительный; ультразвуковой; ультразвуковая толщинометрия; акустико-эмиссионный; капиллярный; магнитопорошковый; магнитометрический; вибродиагностический; радиационный; тепловизионный				
8. Электрометрическая диагностика	8.1 Определение состояния системы защиты от коррозии металла, коррозионной опасности среды	-	-	+	раз в 3 года
9. Определение положения трубопровода в пространстве и отклонения от проекта	9.1 Определение отклонений глубины залегания трубопровода от проектных значений, измерение горизонтальных смещений	-	-	+	раз в год
10. Непрерывный мониторинг	10.1 Определение технического состояния участка трубопровода в режиме реального времени по регистрируемым сигналам	+	+	+	постоянно

Перечень работ технических воздействий и частота их проведения в существующей системе технического обслуживания и ремонта планово-предупредительного характера представлены в графической форме (рисунок 2.2), которая является предпочтительной и более наглядной для восприятия.

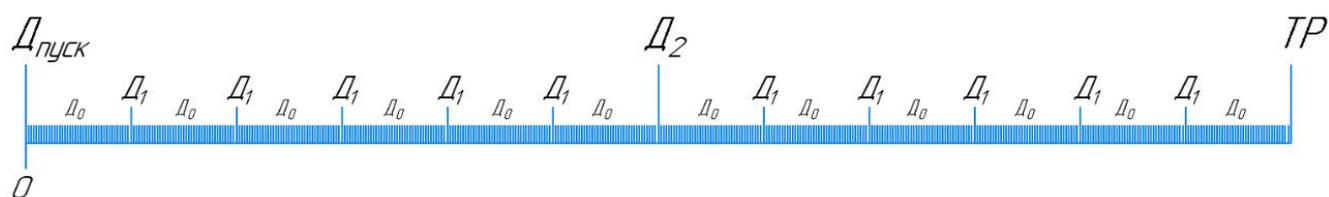


Рисунок 2.2 – График планово-предупредительной системы технического обслуживания и ремонта

Таким образом, при проведении непрерывного мониторинга на участке трубопровода нет необходимости в ежедневных обходах трассы с целью визуальной проверки герметичности, что позволит сократить частоту проведения технических воздействий D_0 в два раза, то есть плановый осмотр будет осуществляться ни каждый день, а раз в два дня.

Проведение внутритрубной диагностики необходимо для вновь введенных в эксплуатацию магистральных трубопроводов и не потребуется для участков, подлежащих непрерывному мониторингу, который обеспечивает постоянное наблюдение за образованием и развитием дефектов металла, что позволит упразднить ежегодное проведение внутритрубной диагностики для определения наличия дефектов, так как это возможно отследить мгновенно по показаниям системы непрерывного мониторинга. Также для линейных участков магистрального трубопровода, подверженных непрерывному мониторингу, исключается наружное диагностирование с применением совокупности методов неразрушающего контроля, которое проводится два раза в год с целью подтверждения результатов внутритрубной диагностики, а также на конструктивно сложных участках трубопровода, где невозможно проведение внутритрубной диагностики и, как следствие, отсутствует диагностическая информация. На основании вышеизложенного значительно уменьшается объем работ и трудоемкость при проведении технических воздействий D_2 с применением специализированного оборудования за счет исключения внутритрубной диагностики и наружного обследования методами неразрушающего контроля (рисунок 2.3).

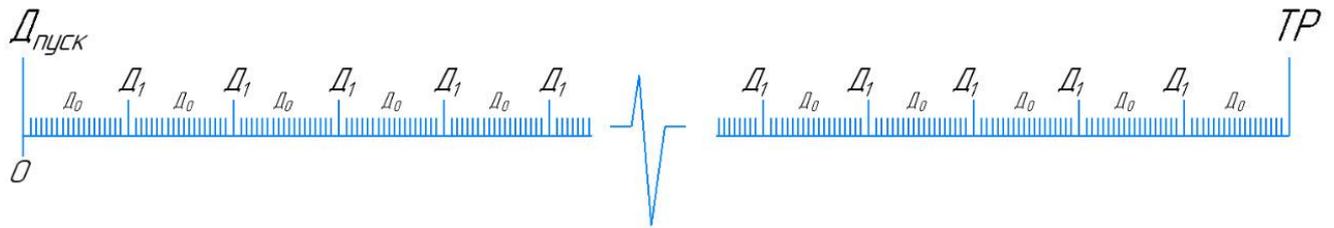


Рисунок 2.3 – График системы комплексного технического обслуживания и ремонта с непрерывным мониторингом состояния

Следует отметить, что при переходе на систему комплексного технического обслуживания и ремонта с непрерывным мониторингом состояния магистрального трубопровода увеличится период времени между текущими и капитальными ремонтами, осуществляемыми по фактическому состоянию.

При оценке технико-экономической эффективности применения непрерывного мониторинга на участке магистрального трубопровода рассчитывалась сравнительная экономическая эффективность периодической технической диагностики, включая внутритрубную диагностику, внешние обследования методами неразрушающего контроля, ежедневные осмотры, и непрерывного мониторинга с учетом текущих затрат, входящих в себестоимость, затрат на проведение диагностики и единовременных затрат на внедрение усовершенствованного метода непрерывного мониторинга.

Наружное диагностирование методами неразрушающего контроля проводится с целью верификации данных внутритрубной диагностики, на участках с отсутствием диагностической информации и с конструктивными особенностями с применением методов неразрушающего контроля [127]: визуальный и измерительный, ультразвуковой, ультразвуковая толщинометрия, акустико-эмиссионный, капиллярный, магнитопорошковый, магнитометрический, вибродиагностический, радиационный, тепловизионный.

Приведенные затраты Z характеризуют полные затраты общественного труда на внедрение усовершенствованного метода непрерывного мониторинга в системе технического обслуживания и ремонта и рассчитываются по формуле:

$$Z = C + E_H \cdot K, \quad (2.6)$$

где C – себестоимость; $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент эффективности; K – капитальные вложения.

Общая формула для расчета сравнительной экономической эффективности:

$$\mathcal{E} = (Z_1 - Z_2) \cdot N, \quad (2.7)$$

где Z_1 и Z_2 – приведенные затраты на единицу продукции, подвергающейся диагностике с помощью существующих методов и нового; N – количество диагностируемых участков магистрального трубопровода.

Отметим особенности формулы 2.7 применительно к расчету эффективности применения комплексной системы технического обслуживания и ремонта с контролем параметров. Прежде всего, стоит учесть, что вспомогательный процесс технического обслуживания и ремонта входит в процесс производства. При расчете экономического эффекта от применения непрерывного мониторинга необходимо из общепроизводственных затрат выделить затраты на мониторинг и те технологические процессы, которые в результате изменяются. Тогда при расчете сравнительного экономического эффекта разность затрат по двум вариантам определится разностью приведенных затрат на техническую диагностику и связанные с ней технологические процессы, а неизменная часть затрат не учитывается, так как при вычитании сокращается. Такой подход учитывает важную особенность непрерывного мониторинга как средства повышения качества процесса транспортировки. Затраты непрерывного мониторинга, сделанные в процессе производства, проявляются длительное время в процессе эксплуатации магистрального трубопровода.

В связи с этим сравнительная экономическая эффективность покажет сокращение эксплуатационных расходов, в частности уменьшение ремонтов и простоев трубопровода, охарактеризует выигрыш от увеличения ресурса работы трубопровода в результате совершенствования процесса технического обслуживания и ремонта при эксплуатации.

Капитальные затраты на внедрение непрерывного мониторинга K складываются из цены нового оборудования и стоимости сопутствующих работ (транспортные, монтажные расходы):

$$K = C + K_T, \quad (2.8)$$

где C - оптовая цена нового оборудования; K_T - стоимость сопутствующих работ.

Годовой фонд рабочего времени T_2 рассчитывается согласно формуле:

$$T_2 = D \cdot t_{см} \cdot K_{см} \cdot K_3, \quad (2.9)$$

где D - число рабочих дней в году; $t_{см}$ - продолжительность смены, ч; $K_{см}$ - коэффициент сменности; K_3 - коэффициент использования.

Суммарные текущие затраты определялись по формуле, руб:

$$C = \Phi + Z_m + Z_{об} + Z_{со} + Z_{ам} + Z_p + Z_{эл}, \quad (2.10)$$

где Φ - затраты на заработную плату; Z_m - затраты на материалы; $Z_{об}$ - дополнительные затраты на оборудование и комплектующие; $Z_{со}$ - затраты на спецодежду и средства защиты; $Z_{ам}$ - затраты на амортизацию средств диагностики; Z_p - затраты на ремонт средств диагностики; $Z_{эл}$ - затраты на электроэнергию.

Затраты на заработную плату рассчитывались по формуле, руб:

$$\Phi = \Phi_q \cdot N_p \cdot T_2, \quad (2.11)$$

где Φ_q - тарифная ставка рабочего, руб./ч; N_p - число рабочих, занятых в проведении диагностики, чел.; T_2 - время в течение одного года, которое рабочий будет занят выполнением диагностических операций, ч.

Затраты на материалы Z_m определялись по установленным нормативам их расхода с учетом реализации отходов (контактная жидкость, ветошь, скребки, щетки, наждачная бумага, мел, краска и т.д.).

В дополнительных затратах на оборудование и комплектующих $Z_{об}$, учитывалась поверка средств измерений, приобретение быстро изнашиваемых комплектующих (рулетки, преобразователи, кабели и т.д.).

Затраты на рабочую одежду и средства защиты $Z_{со}$ учитывались средние затраты на спецодежду и средства защиты в год на одного человека с учетом летнего и зимнего периодов.

Амортизационные отчисления рассчитывались по формуле, руб:

$$Z_{ам} = \sum 0,01 \cdot H_{ам} \cdot K_i, \quad (2.12)$$

где $H_{ам}$ – годовой норматив амортизационных отчислений, % ($H_{ам}=0,5\%$); K_i – капитальные затраты на различные виды основных фондов.

Среднегодовые затраты на текущий ремонт оборудования рассчитывались по формуле, руб.

$$Z_p = 0,01 \cdot C_a \cdot H_p, \quad (2.13)$$

где H_p – затраты на текущий ремонт, % от стоимости аппаратуры C_a .

Затраты на электроэнергию:

$$Z_{эл} = K_u \cdot T_z \cdot C_{эл} \cdot W, \quad (2.14)$$

где K_u – коэффициент использования оборудования по мощности; T_z – годовой фонд рабочего времени, ч; $C_{эл}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; W – суммарная установленная мощность потребления электроэнергии, кВт.

Показатели для расчета затрат на организацию комплексной системы технического обслуживания и ремонта приведены в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Показатели для расчета затрат на организацию изменений в системе технического обслуживания и ремонта

Наименование показателей	Непрерывный мониторинг	Внутрирубная диагностика	Наружные обследования методами неразрушающего контроля	Ежедневные осмотры
1 Количество специалистов	4	4	4	2
2 Оплата труда				
2.1 специалистов неразрушающего контроля и линейных обходчиков, руб./ч	194	2500	694,4	500
2.2 премия специалистов, %	15			
2.3 налог на заработную плату, %	30,2			
3 Оборудование				
3.1 Стоимость оборудования, тыс. руб.	10000	1750	3200	-
3.2 Количество, шт.	333	5	10	-
3.3 Стоимость поверки, тыс. руб.	300	100	200	-
3.4 Межповерочный интервал, лет	1	1	1	-
3.5 Потребляемая энергия, кВт·ч	5,9	4,8	4,8	4,8
3.6 Стоимость индикаторных средств, тыс. руб. за кг	-	-	9,8	-
3.7 Концентрация магнитной суспензии г/литр	-	-	35	-
3.8 Расход индикаторного средства на один	-	-	2,3	-

участок трубопровода, литр (кг)				
3.9 Стоимость ветоши, тыс. руб./м ²	-		0,02	-
3.10 Расход ветоши, м ² в смену	-		5	-
3.11 Стоимость комплекта вспомогательных средств диагностики, тыс. руб.	31,92	2,3	43,1	-
3.12 Стоимость комплекта средств зачистки, тыс. руб.	0,04	-	0,04	-
3.13 Периодичность замены средств зачистки, мес.	6	-	6	-
3.14 Стоимость контактной жидкости, тыс. руб. за литр	0,1	-	0,1	-
3.15 Расход контактной жидкости на один участок трубопровода, литров	0,1	-	7,1	-
3.16 Транспортные расходы, тыс. руб.	-	10	10	-
4 Спецодежда				
4.1 Стоимость комплекта рабочей одежды, тыс. руб.	-		18	
4.2 Периодичность замены комплекта, лет	-		2	
4.3 Стоимость средств защиты, тыс. руб.	-	0,4	0,4	0,4
4.4 Периодичность замены средств защиты, лет	-	2	2	2
5 Годовой фонд рабочего времени				
5.1 Количество смен в сутки, шт.	4	1	1	1
5.2 Продолжительность смены, ч	6	8	8	8
5.3 Время обеденного перерыва, ч	0,8			
5.4 Количество рабочих дней	270	5	4	135

Расчет экономической эффективности применения метода непрерывного мониторинга в системе технического обслуживания и ремонта приведен в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Экономическая эффективность применения непрерывного мониторинга

Наименование показателей	Непрерывный мониторинг	Внутрирубная диагностика	Наружные обследования методами неразрушающего контроля	Ежедневные осмотры
1 Капитальные вложения, тыс. руб.	10000	1760	3220	1200
2 Текущие затраты, тыс. руб.				
2.1 Годовой фонд рабочего времени, ч	1620	40	32	1080
2.2 Затраты на заработную плату, тыс. руб.	1882,286	598,920	598,920	617,084
2.3 Расходы на материалы, тыс. руб.	2,32	1,72	17,32	1,51
2.4 Расходы на оборудование, тыс. руб.	396	100,6	285,1	-

2.5 Затраты на спецодежду и средства защиты, тыс. руб.	-	72	72	72
2.6 Амортизационные отчисления, тыс. руб.	50	8,8	16,2	6,0
2.7 Расходы на ремонт, тыс. руб.	5	0,875	1,61	0,60
2.8 Затраты на электроэнергию, тыс. руб.	43,5	0,7	0,7	0,7
2.9 Суммарные текущие затраты, тыс. руб.	2247,593	3691,577		
ИТОГО затрат, тыс. руб.	3747,593	4441,577		
3 Годовая экономическая эффективность применения непрерывного мониторинга, тыс. руб.	693,984			

Экономическая эффективность при применении непрерывного мониторинга в комплексной системе технического обслуживания и ремонта с контролем параметров составит более 690 тыс. рублей в год. Дополнительный эффект будет получен за счет уменьшения недобраковки линейных участков магистральных трубопроводов методом непрерывного мониторинга. Наличие дефектного участка в эксплуатации ведет к возникновению аварийной обстановки и выходу из строя трубопровода, что приводит не только к дополнительным расходам, связанным с простоями, ремонтом, но и штрафными санкциями за экологический ущерб. Каждая авария может приводить к затратам от сотен тысяч рублей до нескольких миллионов. Поскольку согласно данным статистики Ростехнадзора более десяти участков магистральных трубопроводов в год выходят из строя из-за дефектов металла, то проблема повышения надежности системы технического обслуживания и ремонта является весьма актуальной.

2.4 Выводы ко второй главе

В профилактической системе технического обслуживания и ремонта с контролем параметров фактического технического состояния участка магистрального трубопровода используется многоканальная система непрерывного мониторинга, работа которой основана на регистрации в режиме реального времени сигналов, возникающих в металле трубы при образовании и развитии дефектов – будущих отказов трубопровода. Система непрерывного

мониторинга позволяет следить за ростом дефектов до истечения срока эксплуатации, прогнозировать остаточный ресурс и предотвращать утечки, нередко приводящие к чрезвычайным ситуациям. При диагностике опасного участка магистрального трубопровода протяженностью до 1000 м потребуется 333 многокомпонентных приемных преобразователя с учетом дистанции 3 м при установке на трубе, что обеспечит автоматическую локализацию аварийного участка в короткое время в случае возникновения утечки.

В работе была разработана имитационная модель оценки наиболее опасного участка магистрального трубопровода на основе комплексного коэффициента, учитывающему не только характеристики прочности, устойчивости и деформативности, но и экологическую составляющую ущерба при возникновении аварии и вероятности безотказной работы. Разница III категории между комплексным коэффициентом и коэффициентом условий работы не превысила 5 %, а отличие категорий В, I и II составляет более 10 %. Поэтому применение системы непрерывного мониторинга целесообразно на участках трубопроводов небольшой протяженности в обязательном порядке для категорий В, в рекомендательном - для I и II категорий.

Применение метода непрерывного мониторинга в профилактической системе технического обслуживания и ремонта с контролем параметров фактического состояния участка магистрального трубопровода, находящегося в эксплуатации, позволяет сократить ежедневные осмотры диагностируемого участка трассы, инструментальные наружные и внутренние обследования методами неразрушающего контроля. При этом частота плановых осмотров диагностируемого участка сократится в два раза, значительно уменьшится объем работ и трудоемкость инструментальной диагностики, увеличатся временные интервалы между текущими и капитальными ремонтами, проводимыми по фактическому техническому состоянию, чем и обуславливается экономическая эффективность применения непрерывного мониторинга. Данные изменения направлены на оптимизацию процесса технического обслуживания и ремонта, повышение качества производственного процесса транспортировки.

3 ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА С КОНТРОЛЕМ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Организация процесса мониторинга как параллельного вспомогательного процесса обслуживания линейной части трубопровода требует решить несколько важных технических проблем:

- организация и обеспечение мониторинга 100 %-ного объема, что позволит оперативно определять участки, в которых материал труб деградирует быстрее относительно остальных;
- обеспечить приемлемую чувствительность к дефектным участкам, позволяющую использовать регистрируемые параметры диагностической системой для определения технического состояния каждого такого участка трубопровода;
- определить параметры технического состояния каждого участка трубопровода, позволяющие с высокой точностью определять степень опасности дефекта и обеспечивающего более полную выработку ресурса и предотвращение утечек.

3.1 Методика проведения экспериментальных исследований

Для сплошного мониторинга линейной части магистрального трубопровода целесообразно использовать акустико-эмиссионный метод неразрушающего контроля, который активно используется для поиска утечек в аварийно-восстановительной системе обслуживания трубопроводов [128, 129, 130].

Однако для успешного использования данного метода для мониторинга состояния трубопровода необходимо экспериментально определить чувствительность к развивающимся дефектам и наиболее показательные параметры оценки состояния, корректирующие интенсивность транспортирования нефтепродуктов и формирующие эффективное планирование и организацию процесса транспортирования.

Эксперименты проводили на фрагментах труб, изготовленных из стали Ст 20, типовой для изготовления трубопроводов. Основные геометрические параметры представлены на рисунке 3.1, а. Конструкция фрагмента включает в себя трубу, соединенную с днищами с помощью ручной дуговой сварки, которая выполнялась по ГОСТ 5264-80. Сварное соединение показано на рисунке 3.1, б; сварной шов – типа У6.

Предварительно до начала проведения испытаний фрагмент трубы устанавливался в вертикальное положение и заполнялся водой, занимаемый объем составил $0,04 \text{ м}^3$. Герметичность объекта обеспечивалась болтовыми соединениями диаметрами 10 мм и 20 мм, расположенными в верхнем и нижнем днище (рисунок 3.1, вид А-А).

Расчет фрагмента трубы на прочность осуществлялся предварительно по ГОСТ 32388-2013 отдельно для цилиндрической части фрагмента трубы и днищ.

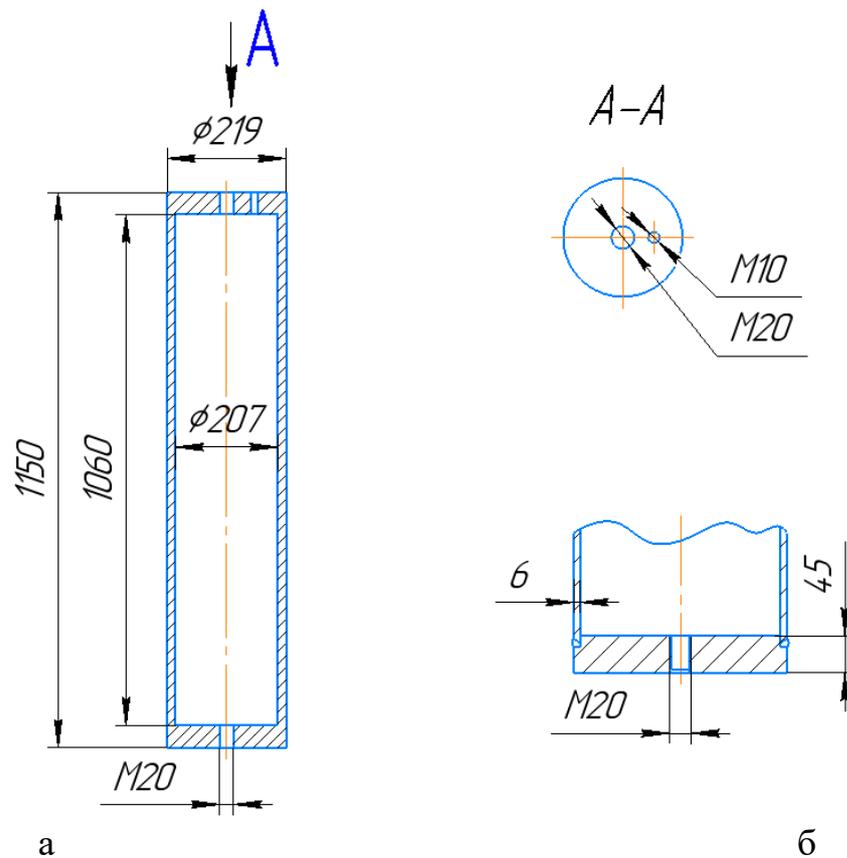


Рисунок 3.1 –Чертеж фрагмента трубы: а – в разрезе; б – сварной шов типа У6

Расчет толщины цилиндрической части фрагмента трубы S , работающей под внутренним избыточным давлением, осуществлялся по формулам:

$$S \geq S_p + C, \quad (3.1)$$

где S_p – расчетная толщина стенки трубы, мм; C – суммарная прибавка к толщине стенки трубы, мм; S_p определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P}, \quad (3.2)$$

где P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа; D – внутренний диаметр трубы, мм; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа; φ – коэффициент прочности сварного шва.

По результатам прямых многократных измерений фактическая толщина стенки трубы S составила 6 мм. Суммой прибавок к расчетным толщинам стенок C принято пренебречь, поскольку расчет производился на фактическую толщину стенки трубы. Расчетное внутреннее избыточное давление P для элементов трубы было принято равным рабочему давлению, которое соответствует 0,8 МПа. Внутренний диаметр трубы D (рисунок 3.1, а) составляет 207 мм. За допускаемое напряжение $[\sigma]$ приняли значение условного предела текучести 280 МПа. По типу сварного соединения и виду выполняемой сварки определен коэффициент прочности сварного шва φ , равный 0,65.

Таким образом, расчетная толщина стенки трубы S_p составила 4,6 мм, что меньше фактической толщины стенки S , то есть условие выполняется.

Допускаемое внутреннее избыточное давление на стенки трубы рассчитывали по формуле:

$$P_d = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (S - C)}{D + (S - C)}. \quad (3.3)$$

Расчет толщины стенки плоских круглых днищ, подверженных внутреннему избыточному давлению, осуществлялся по формулам:

$$S_1 \geq S_{1p} + C, \quad (3.4)$$

где S_{1p} – расчетная толщина стенки днища, мм;

$$S_{1p} = K \cdot K_0 \cdot D_p \cdot \sqrt{\frac{P}{\varphi \cdot [\sigma]}}, \quad (3.5)$$

где K – коэффициент, зависящий от конструкции плоских днищ; K_0 – коэффициент ослабления плоских днищ отверстием; D_p – расчетный диаметр днища, мм;

Фактическая толщина стенки днища S_1 составляет 45 мм (рисунок 3.1, б). Расчетный диаметр днища D_p равен внутреннему диаметру трубы D , мм.

Коэффициент K определялся в зависимости от конструкции плоских днищ (рисунок 3.1, б) по формуле:

$$\frac{S-c}{S_1-c} < 0,25. \quad (3.6)$$

Коэффициент ослабления плоских днищ отверстием K_0 рассчитывался отдельно для нижнего днища, имеющего одно отверстие по формуле:

$$K_0 = \sqrt{1 + \frac{d}{D_p} + \left(\frac{d}{D_p}\right)^2}, \quad (3.7)$$

где d – диаметр отверстия в днище, равный 20 мм.

А для верхнего днища, имеющего два отверстия, коэффициент ослабления K_0 рассчитывался по формуле:

$$K_0 = \sqrt{\frac{1 - \sum \left(\frac{d_i}{D_p}\right)^3}{1 - \frac{\sum d_i}{D_p}}}, \quad (3.8)$$

где d_1 и d_2 – диаметры отверстий в днище (20 мм и 10 мм).

Допускаемое внутреннее избыточное давление, оказываемое на плоские днища, определяли по формуле:

$$P_d = \left(\frac{S_1-c}{K \cdot K_0 \cdot D_p}\right)^2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi. \quad (3.9)$$

Так, согласно расчетам, допускаемое внутреннее избыточное давление для цилиндрической части фрагмента трубы составило 8 МПа, для нижнего днища с одним отверстием - 19,5 МПа, для верхнего днища с двумя отверстиями - 18,4 МПа.

Для исследования акустической эмиссии и поведения поврежденных участков трубы под избыточным давлением каждый участок нагружали в зависимости от состояния поврежденного участка до давления 15...20 МПа.

При нормальных внешних условиях (температура испытания 20 °С, нормальное атмосферное давление 760 мм. рт. ст.) механические свойства стали Ст 20 - предел текучести $\sigma_{0,2}$ составил 280 МПа, а предел прочности σ_B – 430 МПа.

На фрагмент трубы было установлено две акустические антенны в виде прямоугольников со сторонами 980x360 мм и 140x160 мм, вторая из которых располагалась вблизи искусственного дефекта. Каждая антенна состояла из четырех приемных полосовых преобразователей акустической эмиссии (преобразователь), работающих на частоте 100–700 кГц. Напряжения, возникающие в процессе испытаний, в материале объекта фиксировали поперечно расположенные тензорезисторы (рисунок 3.2).

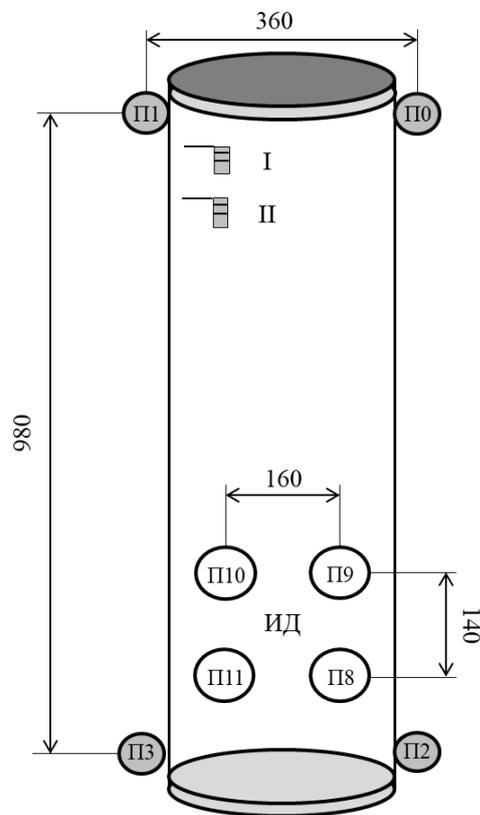


Рисунок 3.2 – Схема расположения акустических антенн и тензорезисторов на фрагменте трубы с искусственным дефектом (П10-П11 – преобразователи акустической эмиссии; I, II – тензорезисторы; ИД – искусственный дефект)

Для регистрации, обработки и хранения, а также оценки сигналов, полученных с преобразователей, использовали многоканальную цифровую акустико-эмиссионную систему СЦАД 16.03 (№ 18892-05 в Госреестре) [131,

132]. Калибровка чувствительности каналов осуществлялась путем излома грифеля карандаша (имитатор Су-Нильсена). Аппаратные настройки в программе системы задавались предварительно до начала эксперимента (коэффициент усиления - 200, порог селекции – 3). Запись сигналов происходила одновременно по восьми каналам с частотой дискретизации 2 МГц. Сигналы с тензорезисторов измеряли с помощью быстродействующей тензометрической системы «Динамика-3» (№ 66938-17 в Госреестре) с частотой дискретизации 64 кГц, основные параметры и характеристики которой содержатся в [133]. Калибровка тензорезисторов осуществлялась с применением магазина сопротивлений

Испытания фрагмента трубы проводили при гидравлической нагрузке, давление нагнетали с помощью ручной насосной станции. Фото экспериментальной установки представлено на рисунке 3.3.

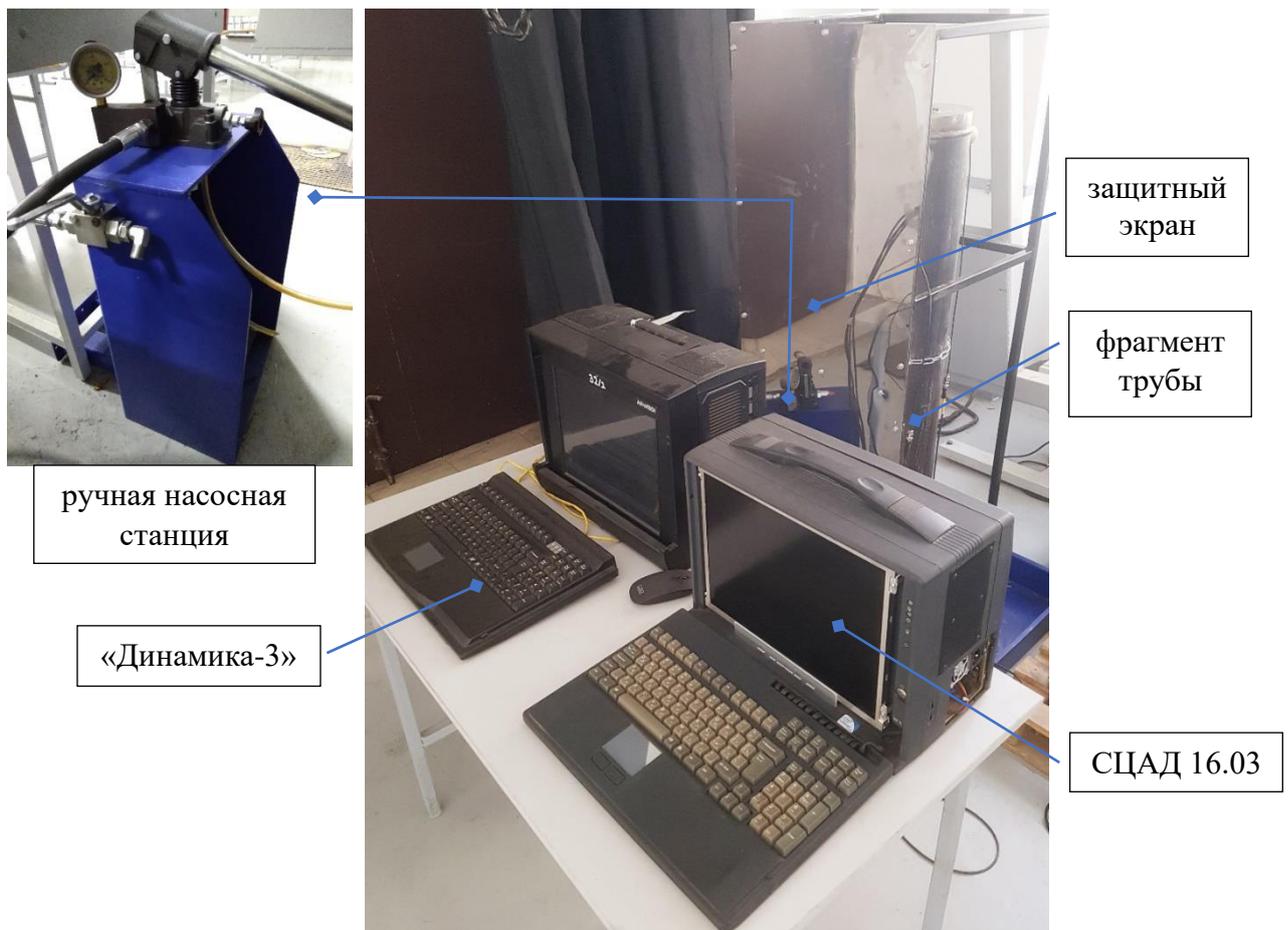


Рисунок 3.3 – Вид экспериментальной установки

Нагрузению подвергались как бездефектные фрагменты труб, так и с концентраторами напряжений различной формы и конфигурации в виде нормально ориентированных к поверхности пропилов (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Сводная таблица по видам и параметрам искусственных дефектов

Фрагмент трубы №	Количество и вид искусственных дефектов	Параметры искусственного дефекта	
		Длина, мм	Глубина, мм
1	1 пропил	65	2,5-5,7
2	2 пропила, пересекающихся под углом 90°	60, 130	2,2-5,2
3	2 пропила, пересекающихся под углом 90°	20, 30	2,0-5,2
4	Группа пропилов в виде прямоугольной «решетки», 1 засверловка	80x100; 7,6	- 3,7
5	Группа пропилов в виде прямоугольной «решетки»	110x120;	-

Искусственные дефекты предварительно наносили на цилиндрическую часть фрагмента трубы при помощи угловой шлифовальной машины, а также ручной дрели с диаметром сверла 7,6 мм. В процессе испытания глубину искусственных дефектов постепенно увеличивали (рисунок 3.4).

В ходе проведенного экспериментального исследования для дальнейших испытаний применяли преимущественно концентраторы напряжения в виде «решетки», состоящей из группы пропилов, с целью получения, накопления и оценки наибольшего количества диагностической информации.

Гидравлические нагрузки осуществляли со скоростью 3...5 МПа/мин. Статическое нагружение фрагмента трубы было реализовано при помощи ручной насосной станции. Нагружения бездефектных объектов осуществлялось в три этапа с увеличением нагрузки от 0 до 15 МПа, при этом этап полки (сохранение постоянного уровня давления) выдерживался около 2 минут. Время каждого

испытания составило около 12 минут. Максимальные напряжения металла, зафиксированные тензорезисторами, находились в области упругой деформации и не превышали 222 МПа (рисунок 3.5).

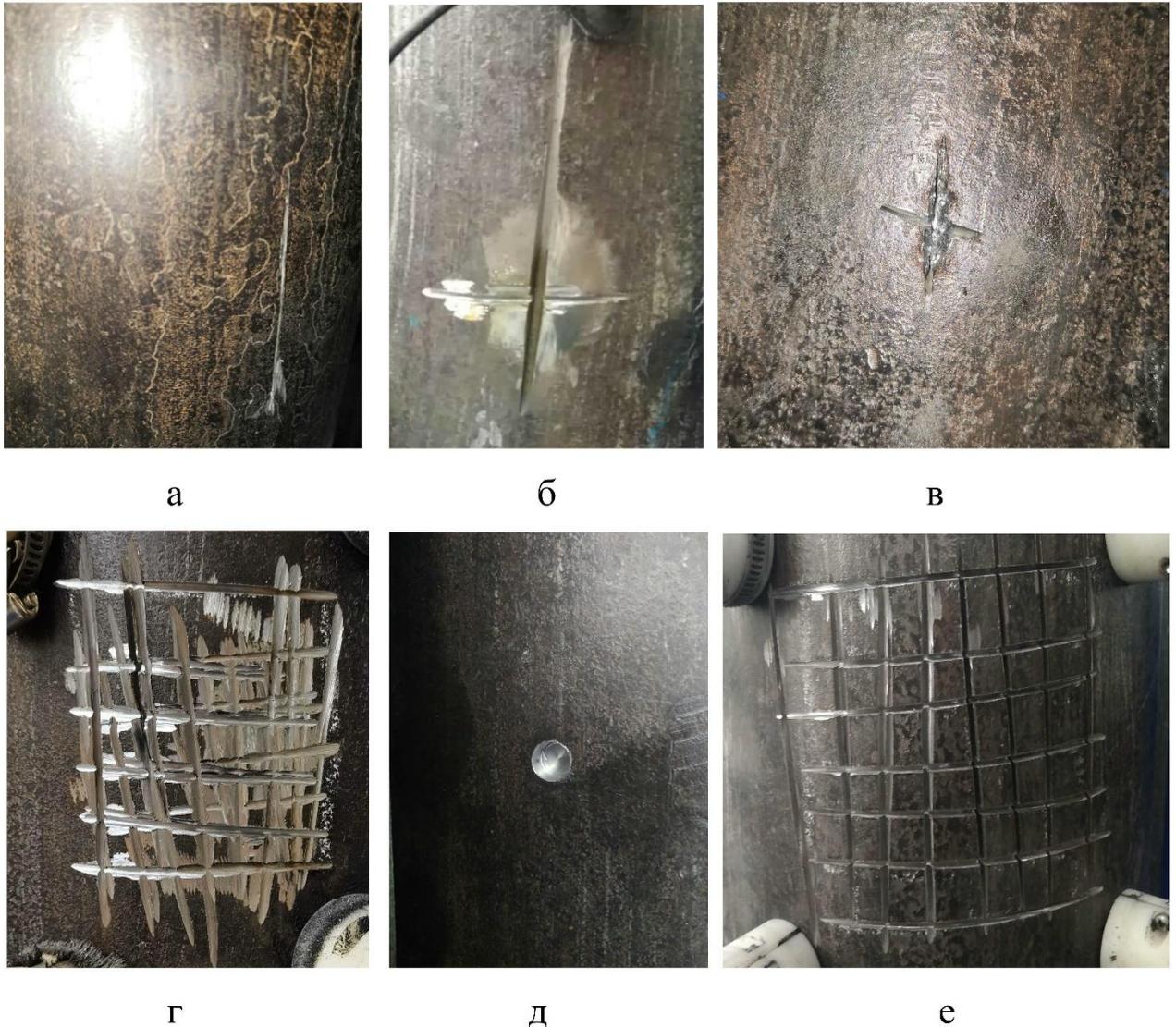


Рисунок 3.4 – Участки труб с искусственными дефектами различной формы и ориентации

Значительный рост активности сигналов наблюдается на этапах увеличения нагрузки, а также при ее снятии, что можно объяснить изменениями, связанными с перестройкой структуры в металле. При этом низкая активность сигналов наблюдается на этапах постоянного давления (полках).

Активность сигналов находилась на интервале времени каждые 10 с по формуле:

$$\dot{N}_i = \frac{N_i}{t_i}, \quad (3.10)$$

$$t_i = t_k - t_n,$$

где N_i – число сигналов; t_n, t_k – начало и конец интервала времени t_i , с.

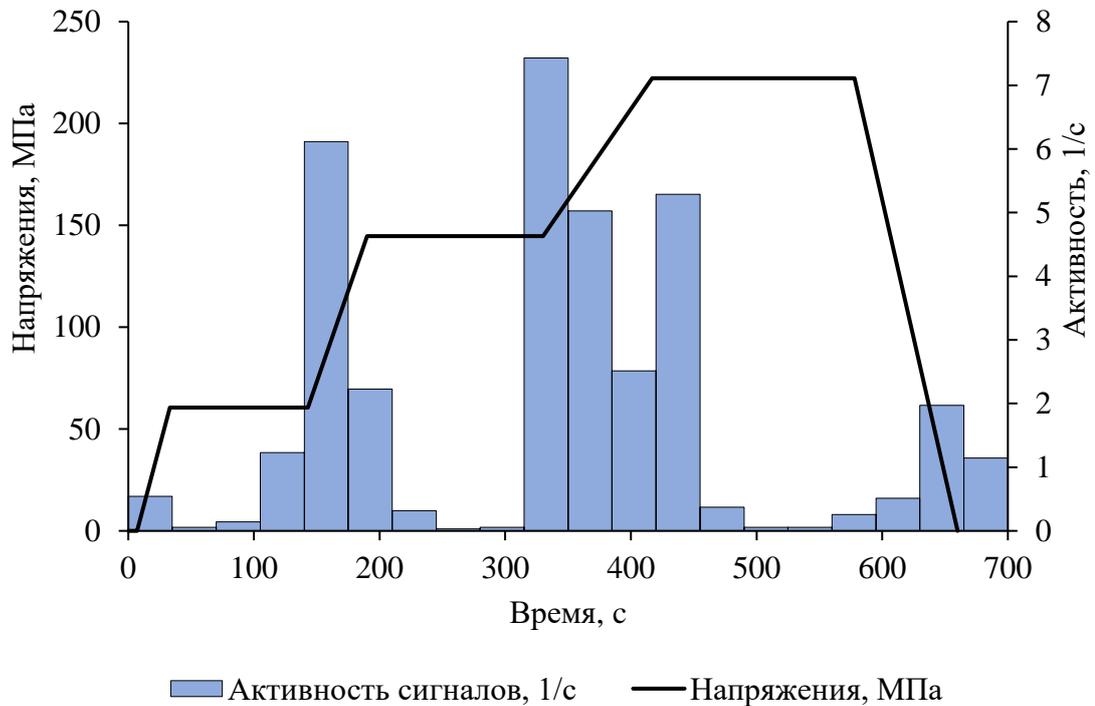


Рисунок 3.5 – Схема гидростатического нагружения фрагмента трубы и изменение активности сигналов образца № 4

На рисунке 3.6 приведен внешний вид искусственного ослабления участка до и после его разрушения, а на рисунке 3.7 график изменения суммарного счета активности сигналов и создаваемое гидростатическое давление при испытании фрагмента трубы с искусственным дефектом в виде «решетки», нанесенным угловой шлифовальной машиной.

Фрагмент трубы нагружали в течение 4 минут поэтапно. На I этапе нагрузку увеличивали от 0 до 10 МПа, на II этап выдерживали постоянную нагрузку (полка) в течение 1 минуты, а на III этапе увеличивали давление до 14 МПа. Вследствие чего произошло нарушение герметичности трубы и разрушение.

При обработке информации, полученной с тензорезистора, и синхронизации тензометрической и акустико-эмиссионной систем удалось определить момент разрушения, что соответствует времени – 176 с. На графике можно отметить изменение наклона кривой суммарного счета сигналов после разрушения. Таким образом, зона IV соответствует времени пластического деформирования и разрушения дефектного участка с образованием течи.

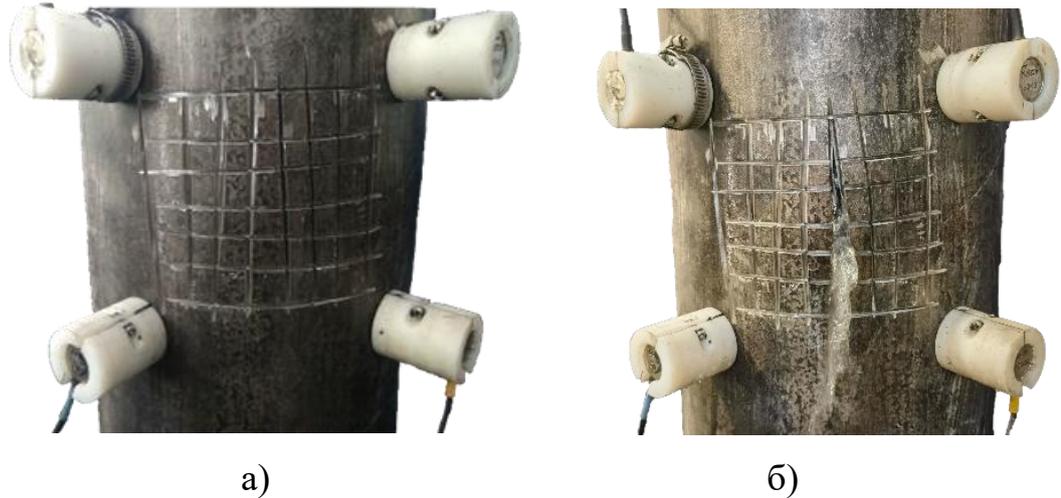


Рисунок 3.6 – Вид дефектного участка и расположение приемных преобразователей перед началом испытаний (а) и после образования течи (б)

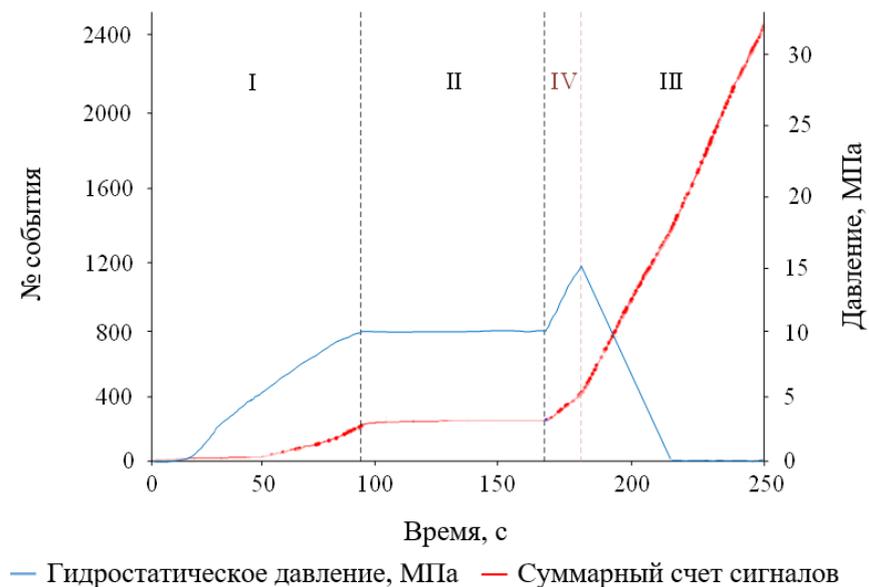


Рисунок 3.7 – Накопление суммарного счета сигналов акустической эмиссии и гидростатического давления при нагружении фрагмента трубы с концентратором в виде «решетки» до разрушения

После проведения испытаний до разрушения и регистрации всех источников акустической эмиссии было идентифицировано три значимых зоны, каждая из которых относится к дефектным участкам. Полученные карты локаций источников акустической эмиссии на образце № 5 (рисунок 3.8) позволяют условно выделить области зарегистрированных событий как в зоне искусственно нанесенного концентратора напряжений (зона 2), так и в зонах сварных соединений (зоны 1 и 3). Кроме того, полученные сигналы проанализировали с точки зрения максимального значения амплитуды и построили распределение числа сигналов по относительной к пороговому значению величине амплитуды U/U_n (рисунок 3.9). Следует отметить, что аналогичная картина и по локации источников, и по амплитудному распределению сигналов наблюдалась при испытаниях всех исследуемых образцов, отличие было только в части количества зарегистрированных сигналов из указанных зон. Однако качественно картина результатов для разных образцов была одинакова.

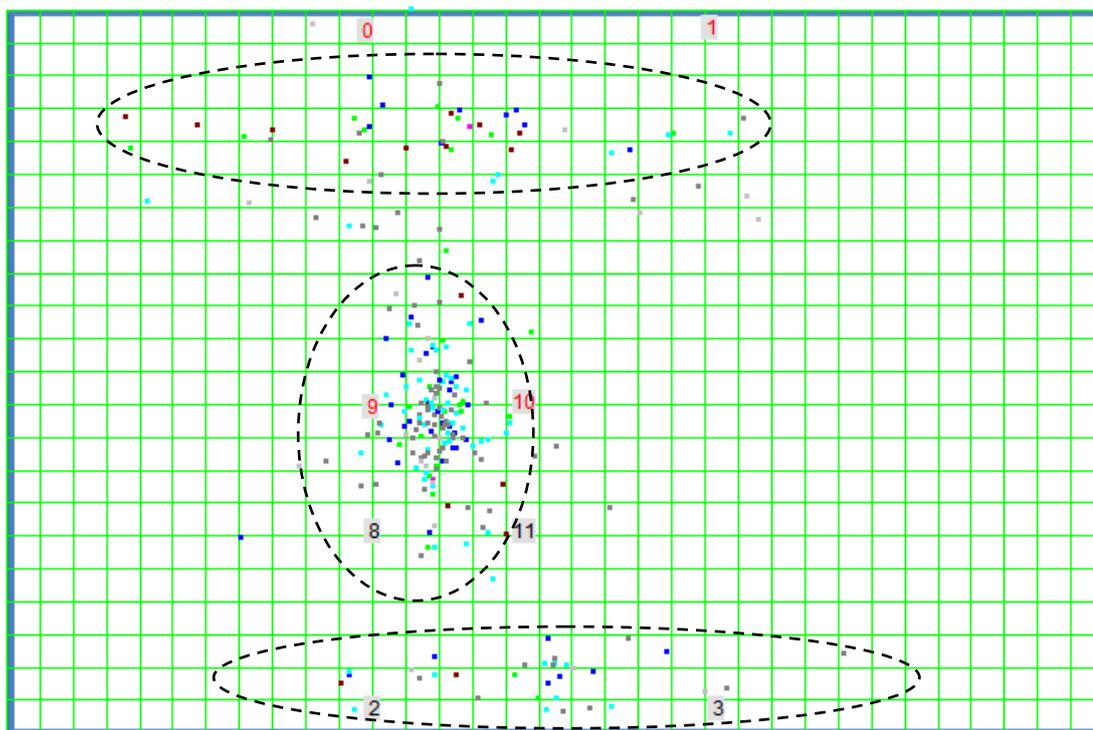


Рисунок 3.8 – Локация основных источников на трубе (а), где 1 и 3 – участки сварных соединений, 2 – ослабленный участок, в котором произошел разрыв

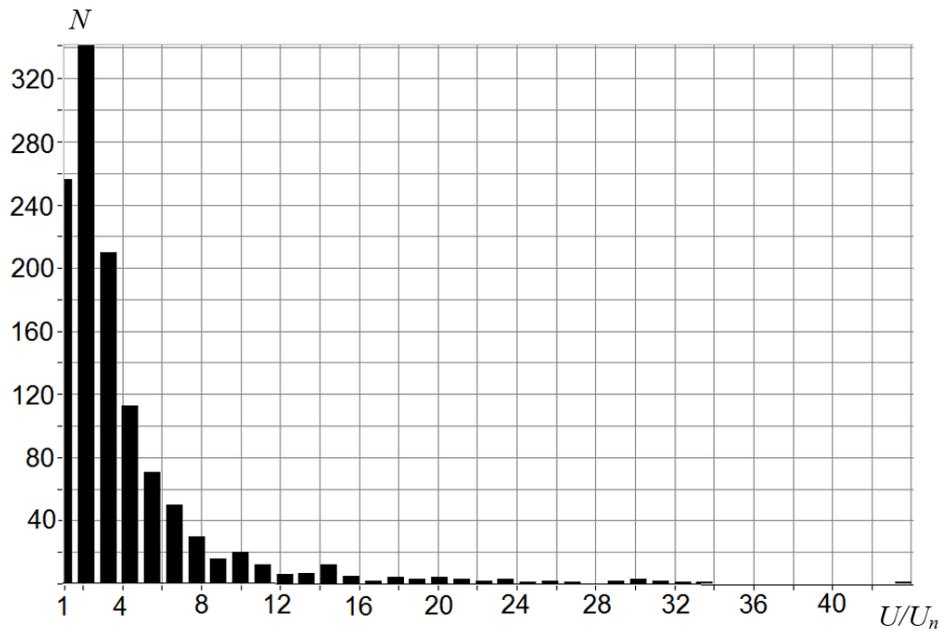
По результатам обработки можно сказать, что в зоне 2 на образце трубы № 5 была зарегистрирована большая часть событий акустической эмиссии, а именно 1196 событий, что позволяет надежно выделять источник на фоне из зон сварных соединений, из которых зарегистрировано соответственно 1034 и 509 событий. Число сигналов из области сварных соединений связано с качеством сварных соединений и релаксацией внутренних напряжений в этих областях под избыточной испытательной нагрузкой. Отличием сигналов из области релаксации напряжений в сварном соединении (рисунок 3.9, б) является большее число низкоамплитудных сигналов по сравнению с ослабленной областью развивающегося искусственного дефекта.

Следует отметить, что после опрессовки трубного участка и снятия внутренних напряжений число сигналов из области сварных соединений резко падает и немного превышает общий шум, формирующийся из случайных сигналов, не образующих устойчивых источников акустической эмиссии.

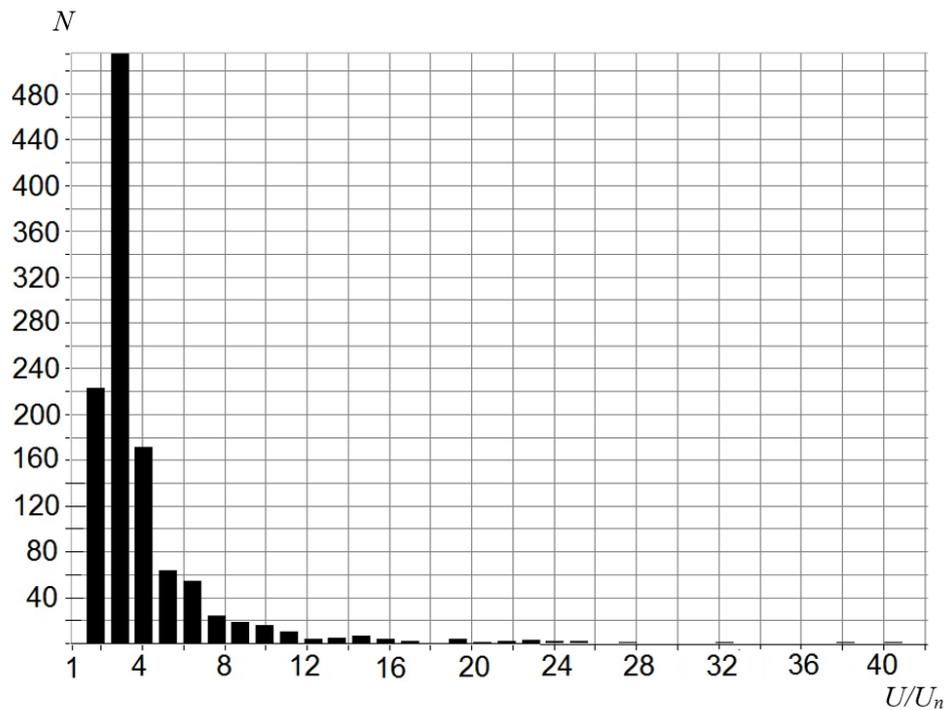
В то же время развивающиеся изменения в локальной ослабленной области, в которой затем происходит разрушение, устойчиво испускают сигналы акустической эмиссии на всем протяжении испытаний и служат индикатором опасного дефекта.

Полученные результаты исследований показывают, что акустико-эмиссионный метод позволяет и успешно идентифицировать различные значимые источники акустической эмиссии как потенциальные участки разрушения и утечек, и разделять их по параметрам.

Однако, для мониторинга необходимо минимизировать количество приемных преобразователей, так как от этого зависит и стоимость оборудования, и затраты на его обслуживание.



а)



б)

Рисунок 3.9 – Относительное амплитудное распределение количества сигналов из области разрыва (б)

3.2 Определение местоположения аварийного участка трубопровода

Определение координат источников акустической эмиссии является одной из основополагающих задач проведения диагностики [134, 135] для

своевременной идентификации потенциально опасного участка или уже случившейся утечки. Использование многокомпонентного приемного преобразователя позволит осуществлять локацию на заданном участке используя только один комбинированный преобразователь, что значительно сократит их количество при контроле, а также благоприятно повлияет в целом на возможность определения координат источников акустической эмиссии в протяженных объектах с частичным доступом к поверхности.

Прежде всего, следует определить расстояние, на котором целесообразно устанавливать приемные преобразователи. Для этого были использованы сигналы, зарегистрированные при испытании образцов трубопроводов, полученные от реальных дефектов. Зависимость относительного снижения амплитуды сигналов между парами преобразователей, которые находились на разном и определенном расстоянии до источника приведены на рисунке 3.10.

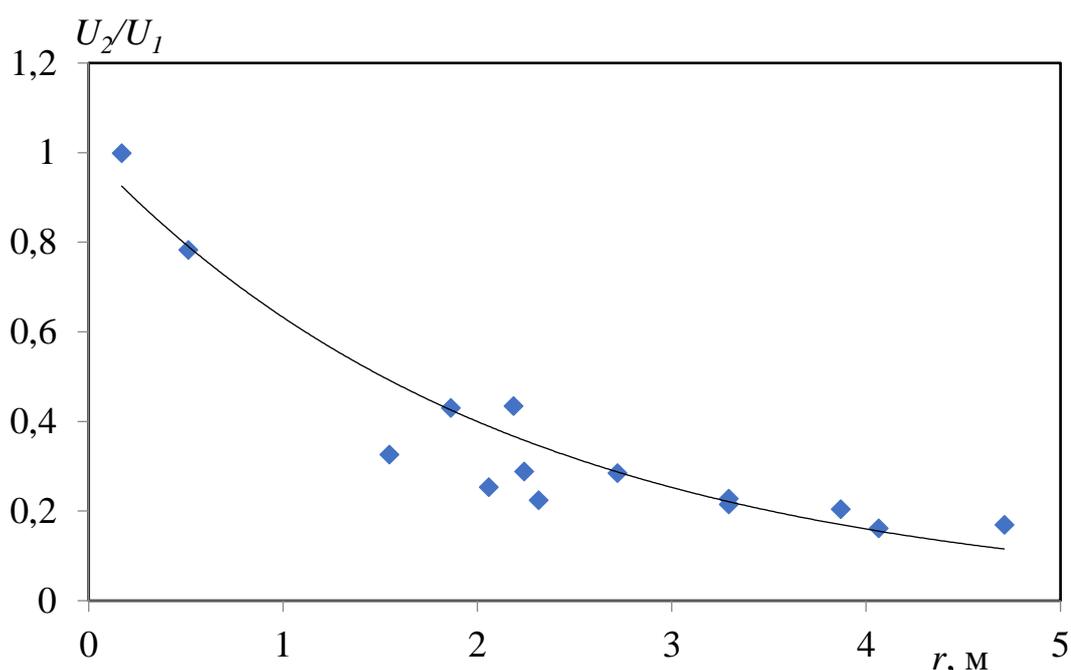


Рисунок 3.10 – Зависимость отношения амплитуд, принятых преобразователем, находящимся ближе к источнику U_1 и дальше от источника U_2 , от разницы в расстоянии до источника r

Как видно из экспериментальных данных, среднее значение коэффициента ослабления сигналов составило $0,46 \text{ м}^{-1}$, при этом коэффициент корреляции был

0,875. Эти данные показывают, что падение максимальной амплитуды сигнала в два раза происходит примерно через 1,5 м, в три раза – через 2,4 м, в четыре раза – через 3 м.

Таким образом, учитывая уровень чувствительности и надежность регистрации сигналов, можно выбрать необходимое и достаточно большое расстояние между преобразователями. Логично использовать расстояние 3 м, так как сигнал, находящийся между двумя комбинированными преобразователями, уменьшится в два раза, таким образом, мы зарегистрируем все сигналы, амплитуда которых больше $2U_{п}$ (двойного порогового уровня чувствительности системы), что вполне удовлетворительно.

Как известно [136], на форму сигналов акустической эмиссии, регистрируемых приемными преобразователями, влияет много факторов. Поэтому на объектах многие из этих факторов одинаковы и не оказывают влияние. Так для оценки некоторых параметров можно использовать корреляционные связи с информативными параметрами, такими как длительность переднего фронта, длительность заднего фронта и длительность сигнала. В ходе дальнейшей работы более подробно было исследовано влияние расстояния на такой параметр, как время нарастания переднего фронта волны (рисунок 3.11), представляющий собой интервал времени от начала сигнала до момента времени, когда сигнал достигает максимального значения по амплитуде:

$$t = t_1 - t_0, \quad (3.11)$$

где t_1 – время наступления максимального значения амплитуды сигнала; t_0 – время начала сигнала.

Для реализации данного способа на этапе калибровки чувствительности каналов на контролируемом объекте необходимо дополнительно определять такие параметры, как время нарастания переднего фронта волны на различных расстояниях от многокомпонентного приемного преобразователя (рисунок 3.12), при этом соблюдаются условия: $t_1 < t_2, r_1 < r_2$.

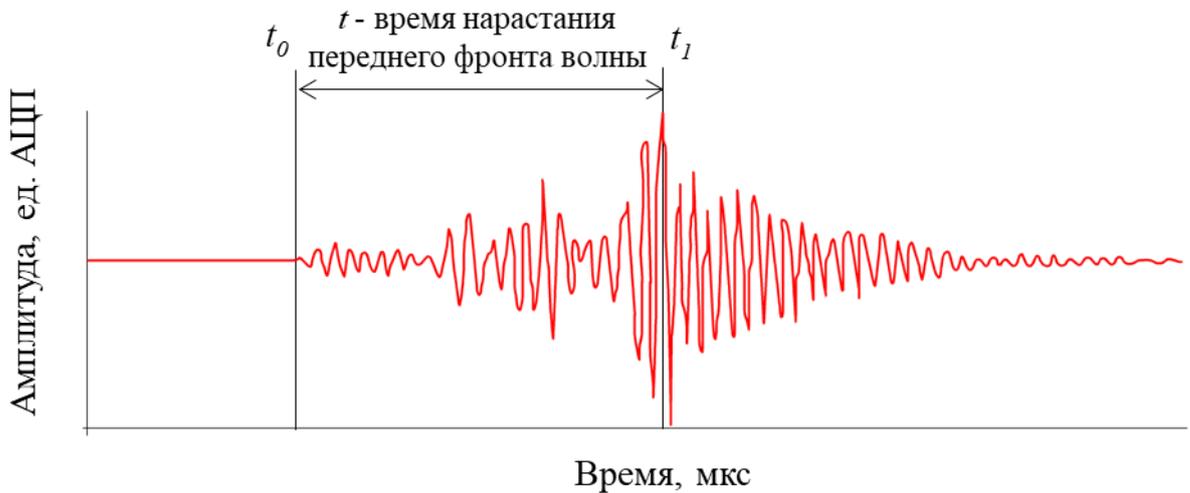


Рисунок 3.11 – Типичная форма сигнала акустической эмиссии, зарегистрированная приемным преобразователем от развивающегося источника.

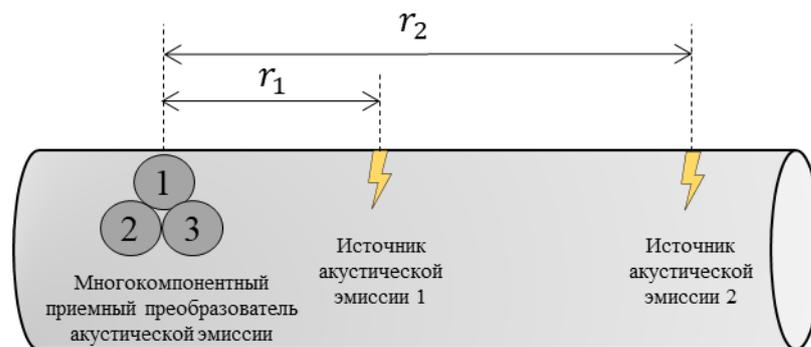
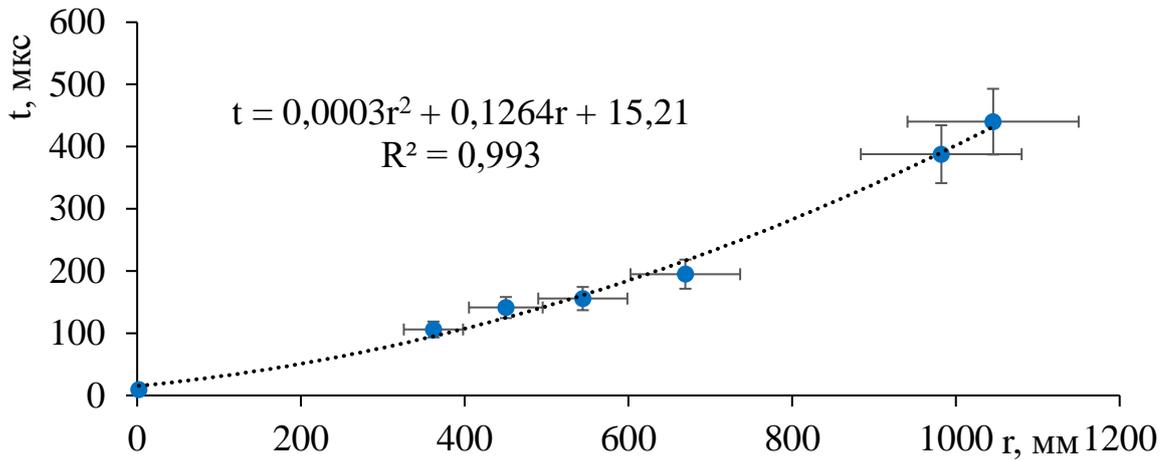
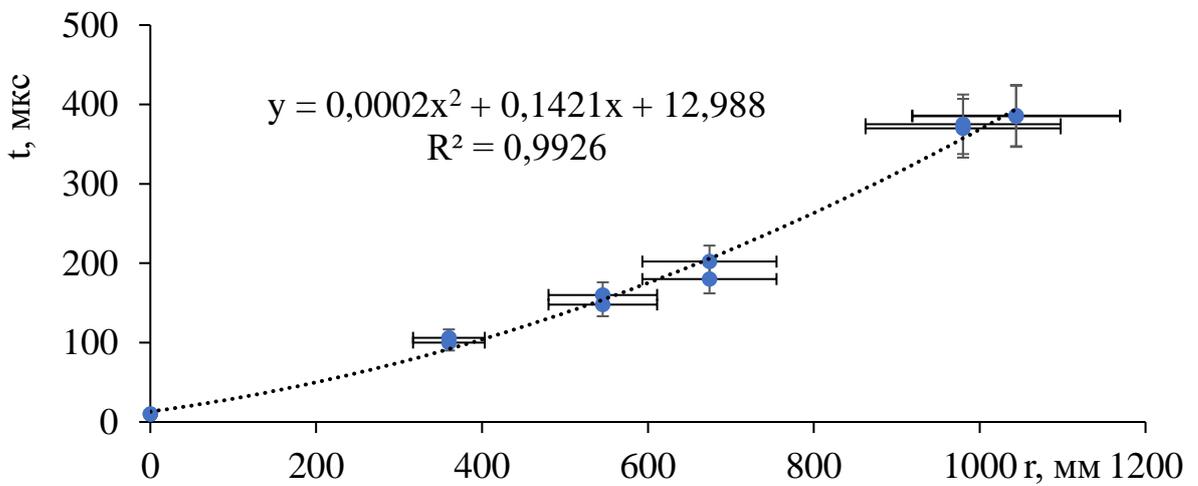


Рисунок 3.12 – Определение времени нарастания переднего фронта волны на разных расстояниях при проведении калибровки чувствительности каналов на контролируемом объекте

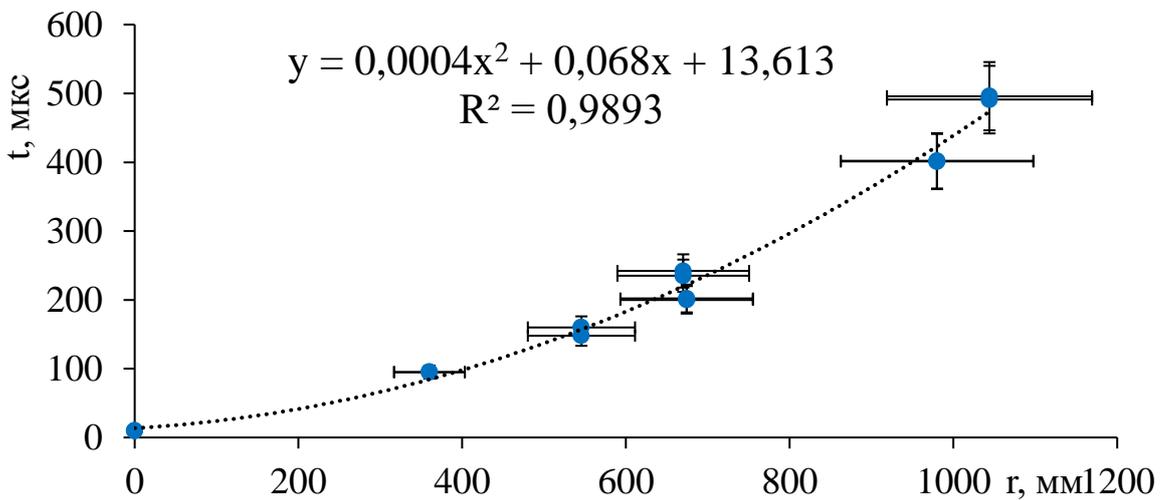
Полученная корреляционная зависимость изменения времени нарастания переднего фронта волны от расстояния, пройденного волной от источника акустической эмиссии до некоторых приемных преобразователей, использованных при экспериментах на участке трубопровода приведена на рисунке 3.13. Так как расстояние до источников в пределах эффективного радиуса приема достаточно небольшое, то эту зависимость можно описать с помощью полиномиальной функции времени нарастания от расстояния до источника.



а)



б)



в)

Рисунок 3.13 – Изменение времени нарастания переднего фронта волны в зависимости от пройденного волной расстояния от источника акустической эмиссии до приемного преобразователя № 1 (а), № 2 (б) и № 3 (в)

На протяжении всех исследуемых случаев функция сохраняла полиномиальный закон распределения (квадратичная функция с коэффициентом корреляции превышающем 0,99). При этом погрешность определения времени нарастания переднего фронта волны не превышала 10 %, а расстояния, пройденного волной от источника до приемного преобразователя – 12 %. Полученная корреляционная зависимость может быть положена в основу способа определения местоположения дефекта, излучающего дискретные волны, одним многокомпонентным приемным преобразователем.

Корреляционную зависимость времени нарастания переднего фронта волны и расстояния необходимо определять при калибровке чувствительности каналов или по заранее полученным экспериментальным данным отдельно для каждого диагностируемого объекта, отличающегося по форме, конструкции и материалу, с целью учета затухания ультразвуковых волн при прохождении расстояния от источника акустической эмиссии до ближайшего приемного преобразователя. Заранее определенную зависимость возможно использовать в процессе непрерывного мониторинга для определения координат дефектов по алгоритму, который приведен на рисунке 3.14.

Таким образом, при появлении сигналов система мониторинга автоматически определяет времена нарастания переднего фронта волны. После этого данные параметры сопоставляются с заранее определенной корреляционной зависимостью и по графику определяется расстояние от приемного преобразователя до места, где произошло событие акустической эмиссии.

При этом координаты источника определяются по формулам:

$$x_d = l \cdot \cos \alpha, \quad (3.12)$$

$$y_d = l \cdot \sin \alpha, \quad (3.13)$$

где l – расстояние, пройденное волной от источника до многокомпонентного приемного преобразователя; α – угол направления распространения волны в многокомпонентном приемном преобразователе.



Рисунок 3.14 – Алгоритм определения местоположения аварийного участка трубопровода при непрерывном мониторинге

Угол направления распространения волны в многокомпонентном приемном преобразователе α (рисунок 3.15) определяется по формуле, приведенной в патенте на изобретение группы авторов С. А. Бехера и Т. В. Сыч, по разности фаз сигналов на каждом из преобразователей [137]:

$$\alpha = \arctan\left(\sqrt{3} \cdot \frac{\varphi_{21} - \varphi_{31}}{\varphi_{21} + \varphi_{31}}\right), \quad (3.14)$$

где φ_{21} - разность фаз сигналов на преобразователях 2 и 1; φ_{31} - разность фаз сигналов на преобразователях 3 и 1.

Опираясь на результаты проведенных исследований, можно сделать вывод о том, что погрешность определения координат дефектов данным способом не превышает 12 %, что на 2 % выше традиционных методов локации, которые составляют не более 10 %. Поэтому данный способ локации целесообразно применять в случае ограниченного доступа к контролируемой поверхности (защитный или изоляционный кожух, земляное полотно), поскольку один многокомпонентный приемный преобразователь занимает меньшую площадь по сравнению с акустической антенной. Кроме того, при мониторинге протяженных

объектов возможно сокращение числа приемных преобразователей, что является немаловажным при расчете затрат на проведение контроля.

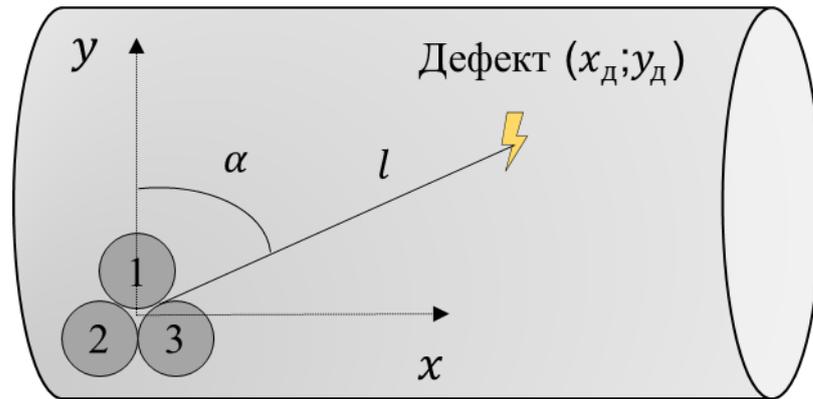


Рисунок 3.15 – Схема размещения группы преобразователей акустической эмиссии

Характерной особенностью и ограничением данного способа оценки расстояния по связи со временем нарастания переднего фронта сигналов является то обстоятельство, что для каждого приемного преобразователя зависимость немного отличается от других, и поэтому для повышения точности определения расстояния калибровочную кривую на объекте необходимо определять для каждого приемника отдельно [138].

Используя предлагаемую методику, можно с погрешностью не более 6 % относительно расстояния между приемными преобразователями определять участки развивающихся дефектов с целью отслеживания состояния дефектов. А при достижении критического состояния оперативно устранять их. При возникновении аварийных ситуаций места утечек определяются с абсолютной погрешностью не более 0,5 м в режиме реального времени. Таким образом, время обнаружения утечек будет сокращено в среднем на 2 часа, что влечет существенное уменьшение объема вытекающих нефтепродуктов и сокращение убытков на восстановление природной экосистемы.

3.3 Организация процесса установки диагноза линейного участка трубопровода по параметрам сигналов системы непрерывного мониторинга

Учитывая то обстоятельство, что чувствительность к дефектам – источникам акустической эмиссии, находящимся на различном расстоянии от приемников, различна в силу затухания и расхождения ультразвуковых волн, возникает техническая необходимость выравнивать чувствительность статистическим методом, то есть найти способ восстанавливать потоковые параметры.

Стадии развития усталостной трещины или процесса деформирования металла, более того, прогнозирование поведения дефектного участка объекта контроля возможно определять по потоковым характеристикам дискретной акустической эмиссии, к которым относятся число импульсов N , активность \dot{N} [139], суммарный счет N_{Σ} , скорость суммарного счета Σ , а также по энергетическим параметрам, а именно амплитуда U и энергия E [140, 141, 142, 143].

В результате обработки информации, полученной за все время испытаний, были проанализированы признаки сигналов, которые несут информацию об источнике. Для этого использовали оцифрованные пакеты сигналов, которые благодаря локации удалось разделить на несколько групп: сигналы, полученные из области искусственного дефекта, а также около него, связанные с упругой, а затем пластической деформацией, и сигналы, вызванные единичными локальными дискретными изменениями в структуре сварных соединений в процессе упругого деформирования металла.

В дальнейшем определялась частота появления сигналов, зарегистрированных из области концентратора напряжений, по амплитудам. Полученные результаты можно представить в виде гистограммы распределения условной частоты появления сигналов в каждом диапазоне амплитуд в полулогарифмических координатах (рисунок 3.16).

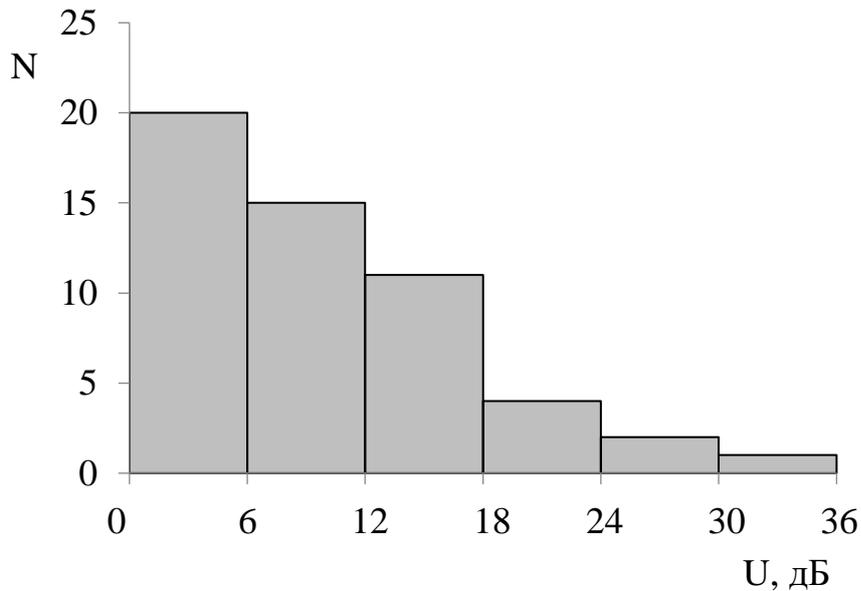


Рисунок 3.16 – Распределение частоты появления сигналов по амплитудам

Для того, чтобы определить закономерность амплитудного распределения, данные, имеющие большое число сигналов акустической эмиссии, можно представить в виде непрерывной функции плотности вероятности появления сигналов в конкретном амплитудном диапазоне. В ходе дальнейшей работы рассчитывалось среднее экспериментальное значение плотности вероятности $p(U)$ появления сигналов в каждом интервале амплитуд по формуле:

$$p(U) = \frac{N_{U(i)-U(i-1)}}{U(i)-U(i-1)}, \quad (3.15)$$

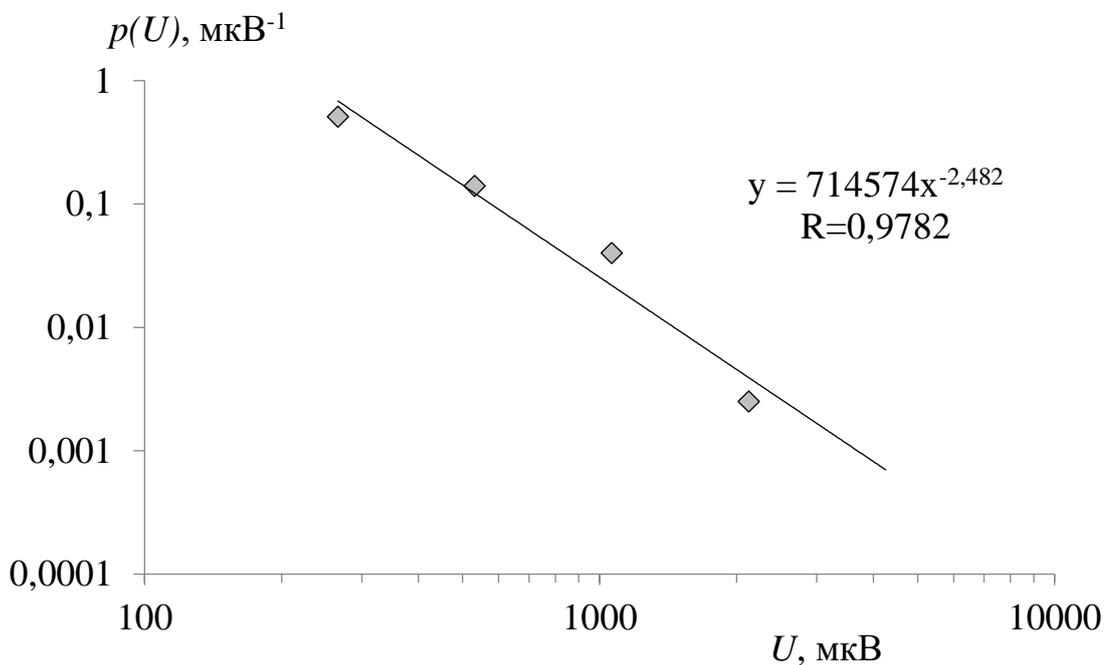
где $N_{U(i)-U(i-1)}$ – число сигналов в диапазоне амплитуд от значения $U_{(i-1)}$ до значения $U_{(i)}$, i – порядковый номер амплитудного интервала.

Для дальнейших исследований использовали амплитудные диапазоны, возрастающие в два раза с увеличением значений амплитуд. Графики зависимости плотности вероятности появления сигналов в амплитудном диапазоне для разных этапов развития трещины представлены на рисунке 3.17 и 3.18 в логарифмических координатах. Рост длины трещины возможно охарактеризовать с помощью коэффициента интенсивности напряжений (КИН) $K_{ин}$, который определяет напряженно-деформированное состояние и смещения вблизи вершины трещины. Расчет КИН для развивающейся во времени трещины

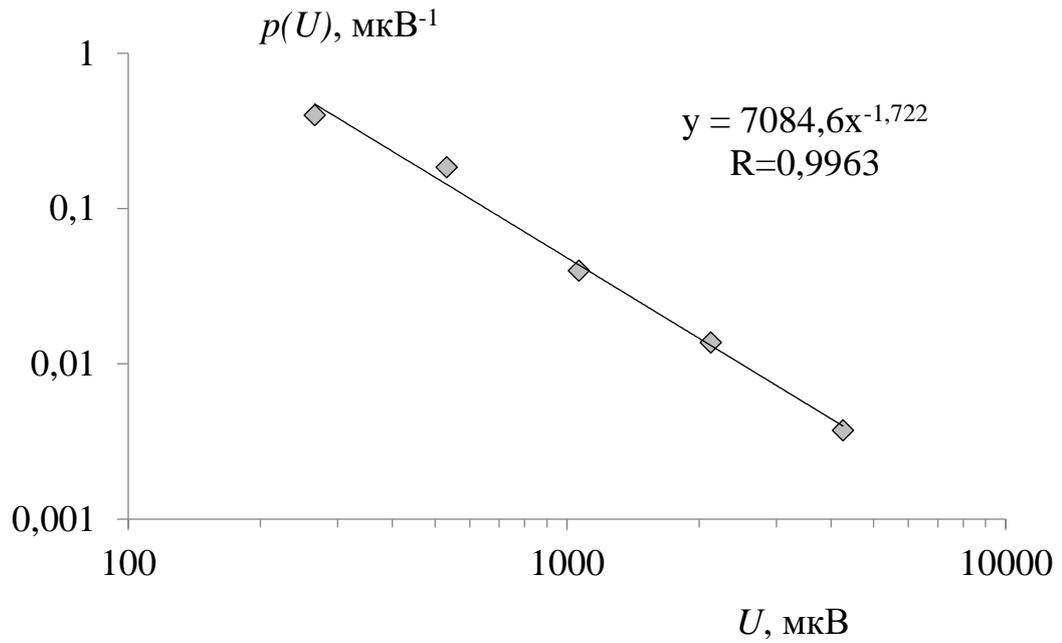
производился по методике, приведенной в п. 5.1 стандарта [144], погрешность расчета составила не более 1 %.

Для анализа с целью получения более точных параметров амплитудного распределения выбирались активные локализованные источники акустической эмиссии, количество зарегистрированных сигналов от которых превышало 300, а сигналы с амплитудами менее 10 мкВ, а также не локализованные из области развивающегося дефекта не учитывались.

Результаты контроля образцов с реальными развивающимися усталостными трещинами показывают, что степень опасности дефекта достаточно сложно оценить по амплитуде, а значит и по энергии (рисунок 3.17, а-в) в силу неизменности характера распределения на разных стадиях развивающейся трещины. Однако, отличительными чертами обладает распределение на стадиях пред разрушением объекта, который находится в критическом состоянии (рисунок 3.17, г).



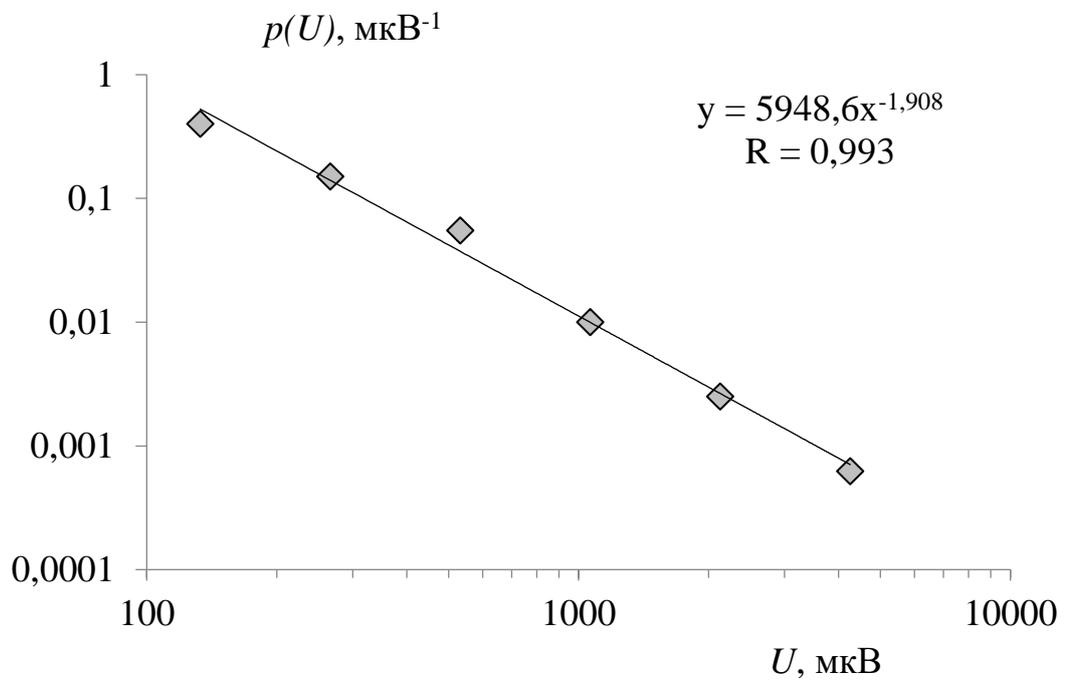
а)



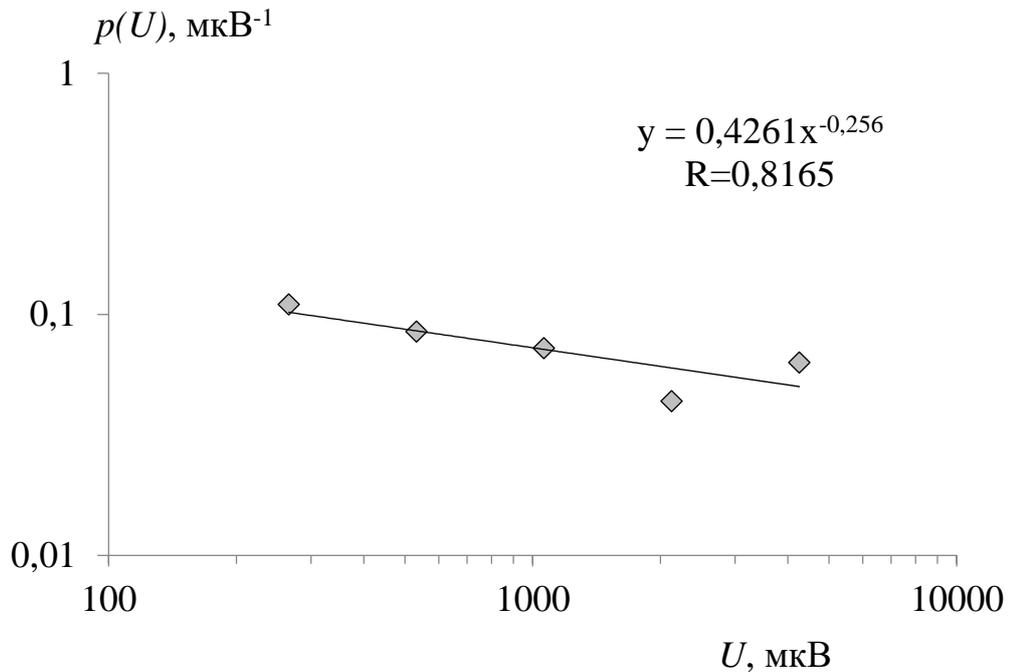
б)

Рисунок 3.17 – Зависимость плотности вероятности появления сигналов от амплитуды на стадии равномерного роста усталостной трещины:

а) $K_{un}=53,51 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^{-0,5}$; б) $K_{un} = 55,60 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^{-0,5}$



а)



б)

Рисунок 3.18 – Зависимость плотности вероятности появления сигналов от амплитуды на стадии ускоренного роста усталостной трещины:

а) $K_{un}=63,93 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^{-0,5}$; б) $K_{un}=68,01 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^{-0,5}$

При деформировании образцов и реальных объектов зависимость частоты появления сигналов дискретной акустической эмиссии, полученной от развивающегося источника, от амплитуды в ряде случаев описывается экспоненциальной функцией, как, например, в работе [145], в которой развитие трещины наблюдалось в стеклянном образце или степенным законом, приведенным, например, в работе [146], полученным на стальных образцах.

Распределение плотности вероятности появления сигналов в амплитудном интервале можно описать с помощью степенной функции:

$$p(U) = A \cdot U^n, \quad (3.16)$$

где A – множитель степенной зависимости, n – показатель степенной зависимости.

Все проанализированные случаи показывают, что распределения сигналов по амплитудам независимо от объема, в котором происходит развитие источников, имеют степенной вид с довольно высоким коэффициентом корреляции равным 0,98-0,99, при этом $U > 100 \text{ мкВ}$, $n < 0$.

Акустические волны с расстоянием имеют свойство затухать. Коэффициент затухания для каждого объекта, материала определяется отдельно экспериментальным путем. Так, на разных расстояниях от приемного преобразователя имитируется источник акустической эмиссии путем, например, излома грифеля карандаша и фиксируется амплитуда волны (рисунок 3.12), при этом $U_1 > U_2, r_1 < r_2$.

Таким образом, по полученным данным амплитуд сигналов от источников, находящихся на разных расстояниях от приемного преобразователя, определяется корреляционная функция затухания волны с расстоянием (рисунок 3.19).

На основе сравнения амплитуд волн источников, которые находятся на разных расстояниях, рассчитывается коэффициент ослабления амплитуды волны k по формулам:

$$\begin{cases} U_1 = \frac{U_0}{r_1^b} e^{-\delta r_1} \\ U_2 = \frac{U_0}{r_2^b} e^{-\delta r_2} \end{cases}; \quad (3.17)$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{r_2^b}{r_1^b} e^{-\delta(r_1-r_2)} = k, \quad (3.18)$$

где $U_1(U_2)$ – амплитуда волны, проходящая расстояние от источника 1 (2) до приемного преобразователя; U_0 – истинная амплитуда волны; $r_1(r_2)$ – расстояние от источника 1 (2) до приемного преобразователя; b – показатель, зависящий от формы фронта волны ($b=0,5$); δ – коэффициент затухания; k – коэффициент ослабления амплитуды U_1 относительно амплитуды U_2 .

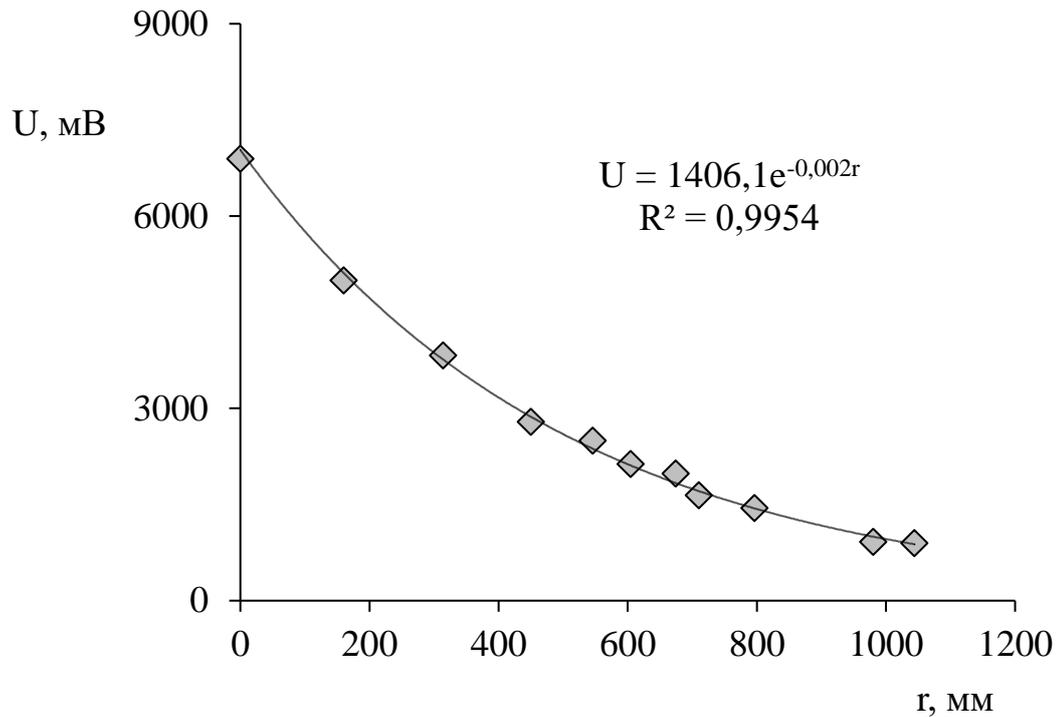


Рисунок 3.19 – Корреляционная функция затухания волны с расстоянием

Используя степенное распределение плотности вероятности появления сигналов от амплитуды, возможно восстановить суммарное число сигналов на заданном уровне чувствительности с учетом коэффициента ослабления амплитуды волны. Для этого графическим способом определяются минимальная амплитуда, при которой воспроизводится степенное распределение плотности вероятности сигналов U_{Π} (рисунок 3.20), тем самым исключается возможность попадания в анализ низкоамплитудных сигналов, и минимальная амплитуда порога срабатывания системы U_k , зависящая от местонахождения источника относительно приемного преобразователя и экспериментально определенного для данного объекта контроля коэффициента затухания ультразвуковых волн на пути от источника до приемного преобразователя, которая вычисляется по формуле:

$$U_k = \frac{U_{\Pi}}{k}, \quad (3.19)$$

где U_k - минимальная амплитуда порога срабатывания системы; U_{Π} - минимальная амплитуда, при которой воспроизводится степенное распределение плотности вероятности сигналов.

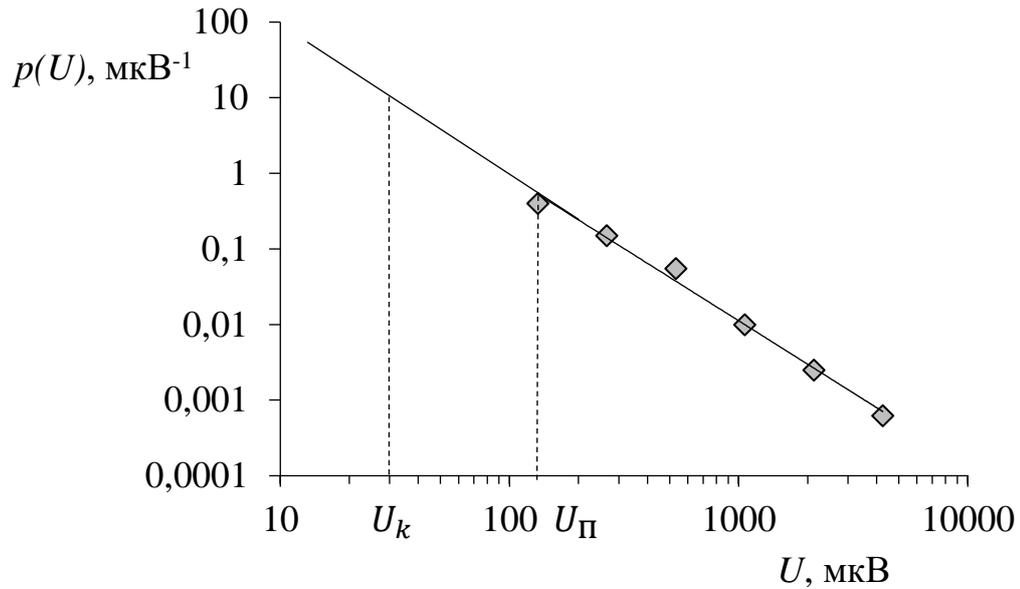


Рисунок 3.20 – Способ восстановления суммарного числа сигналов на заданном уровне чувствительности

По сигналам, превышающим минимальную амплитуду, при которой воспроизводится степенное распределение плотности вероятности сигналов акустической эмиссии, то есть при $U > U_{\text{п}}$, определялись параметры степенного распределения, а именно множитель A и показатель степенной зависимости n . Сигналы, находящиеся в диапазоне амплитуд $U_k \leq U \leq U_{\text{п}}$ также необходимо учитывать и использовать при определении степени опасности источника. В дальнейшей обработке информации не учитываются сигналы, амплитуда которых ниже минимальной амплитуды порога срабатывания системы $U < U_k$. Восстановленное число сигналов акустической эмиссии от источника определяется по формуле:

$$N_{\text{в}} = \int_{U_k}^{\infty} p(U) dU, \quad (3.20)$$

где $N_{\text{в}}$ – восстановленное число сигналов акустической эмиссии.

Восстановление сигналов в окрестности каждого приемного преобразователя необходимо для обеспечения одинаковой чувствительности для всех дефектов – источников акустической эмиссии на линейном участке трубопровода при непрерывном мониторинге, что способствует повышению

достоверности оценки степени развития различных дефектов, находящегося на разных стадиях роста [147].

3.4 Выбор критериев оценки технического состояния дефектных участков трубопроводов

Результаты акустико-эмиссионного контроля могут иметь разную трактовку в зависимости от выбранных систем классификации источников акустической эмиссии и критериев оценки технического состояния объекта, которые в свою очередь зависят от механических и акустико-эмиссионных свойств металла. Принятие решения о техническом состоянии объекта осуществляется на основании результатов, включающих в себя следующие информативные параметры сигналов: число импульсов, суммарный счет, скорость счета, амплитуда, энергия, активность, концентрация источника и др. [148]. На данных о параметрах сигналов основываются и система классификации, и существующие критерии оценки технического состояния объекта [149].

Процесс деградации различных металлов при акустико-эмиссионном контроле сопровождается возникновением эффекта Кайзера или Фелисити [150, 151]. Эффект Кайзера связан с отсутствием активности источников в материале на фиксированном уровне чувствительности до тех пор, пока не будет превышен уровень предварительно приложенной нагрузки, что свидетельствует о выполнении процесса упругой деформации. Эффект Фелисити заключается в возникновении значительного количества сигналов при повторном нагружении, напряжения которого не превышает значений предварительно приложенных нагрузок.

В процессе обработки данных был рассчитан показатель Load Ratio (L_R), который является критическим параметром для мониторинга, по формуле:

$$L_R = \frac{B}{A}, \quad (3.21)$$

где B – нагрузка при определенном количестве сигналов; A – максимальное значение предварительной нагрузки.

Было замечено, что показатель Load Ratio уменьшается по мере накопления напряжений. Кроме того, данное соотношение обратно пропорционально снижению активности во время нагружения до тех пор, пока приложенная нагрузка не будет выше предыдущего уровня нагружения (рисунок 3.21), также известного как эффект Кайзера.

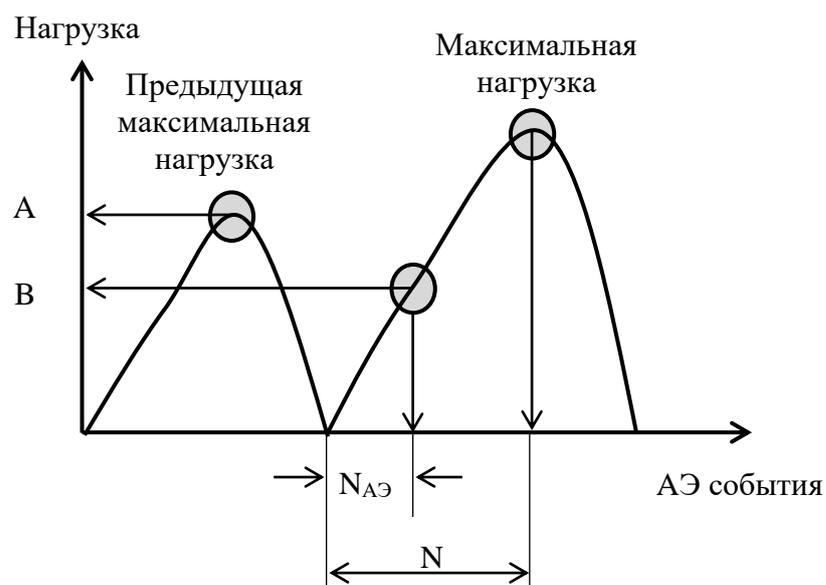


Рисунок 3.21 – Показатель Load Ratio [152]

Расчет показателя Calm Ratio (рисунок 3.22) осуществлялся путем сопоставления значений активности на участке с постоянной величиной нагрузки (или при снятии нагрузки) и общего числа сигналов, зарегистрированных во время нагружения [152]:

$$C_R = \frac{D}{C}, \quad (3.22)$$

где D – нагрузка при определенном количестве сигналов; C – максимальное значение предварительной нагрузки.

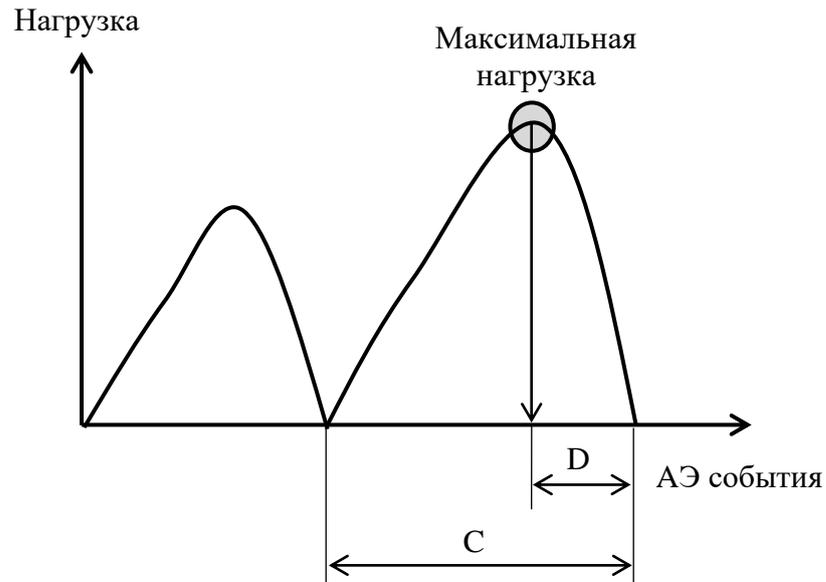


Рисунок 3.22 – Показатель Calm Ratio [153]

Рассчитанные показатели, зависящие от циклов нагружения и выдержки, нашли своё применение в методе Load-Calm, который заключается в построении графика, позволяющего классифицировать возникающие события акустической эмиссии по степени опасности, а именно незначительная, средняя и тяжелая степень разрушения [153, 154]. При обработке экспериментальных данных одного из образцов было обнаружено 7 источников, относящихся к средней степени опасности (рисунок 3.23).

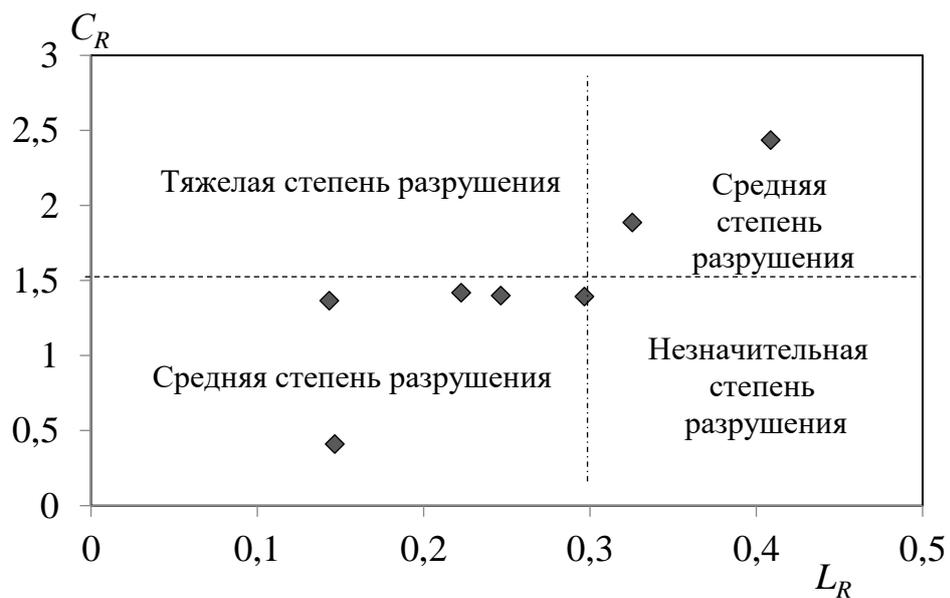


Рисунок 3.23 – График показателя Load-Calm

При анализе показателей Load Ratio и Calm Ratio в зависимости от роста КИН наблюдается нестабильность параметров. Показатель Load Ratio варьируется в пределах от 0,1 до 0,45 (рисунок 3.24, а); значение показателя Calm Ratio изменяется от 0 до 2,5 (рисунок 3.24, б). Значения показателей изменялись у разных образцов.

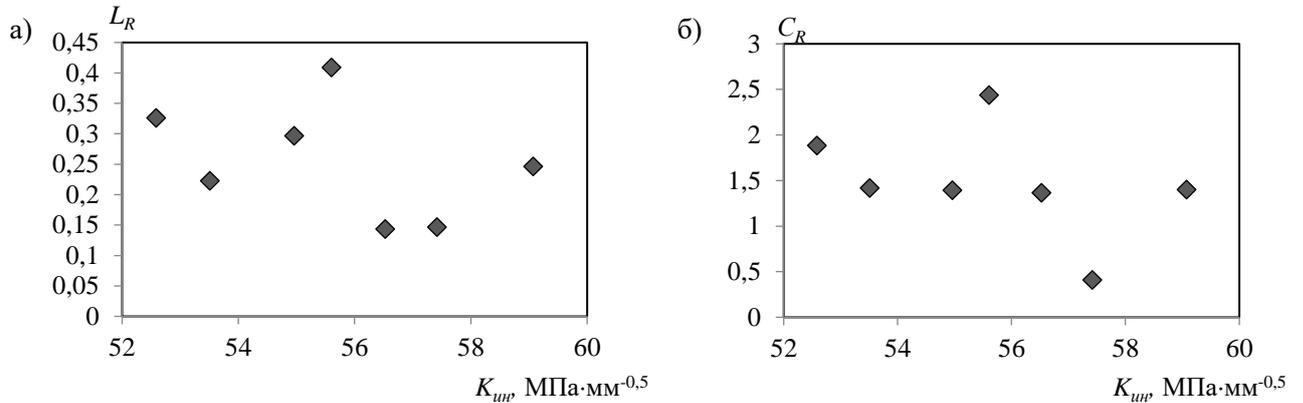


Рисунок 3.24 – Зависимость показателей Load Ratio и Calm Ratio от КИН

Увеличение КИН и рост длины трещины характеризуется повышением суммарного счета зарегистрированных сигналов и суммарной энергии при статической нагрузке (рисунок 3.25, а). Но в ряде случаев можно отметить понижение или повышение этих параметров, что объясняется неоднородной структурой материала объекта, описанной в работе [155].

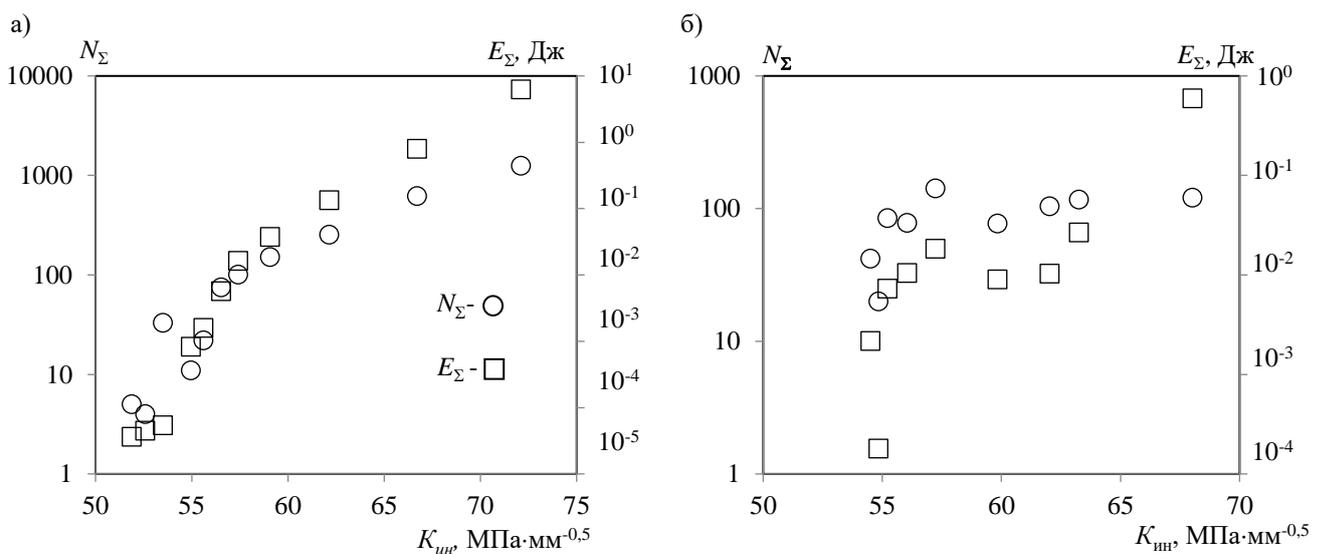


Рисунок 3.25 – Показатели суммарного счета и суммарной энергии для образцов из литой стали для разных образцов

В то же время для разных образцов параметры сигналов, такие как суммарный счет и суммарная энергия колеблются более, чем на порядок (рисунок 3.25, б), что характеризует их поведение нестабильностью, а также значительной погрешностью при применении данных в качестве результатов для оценки состояния развивающейся трещины.

Для бездефектных объектов при их статическом нагружении были построены амплитудные распределения в зависимости от числа импульсов непосредственно при увеличении нагрузки от 0 до 15 МПа (рисунок 3.26, а-в) и при разгрузке объекта (рисунок 3.26, г).

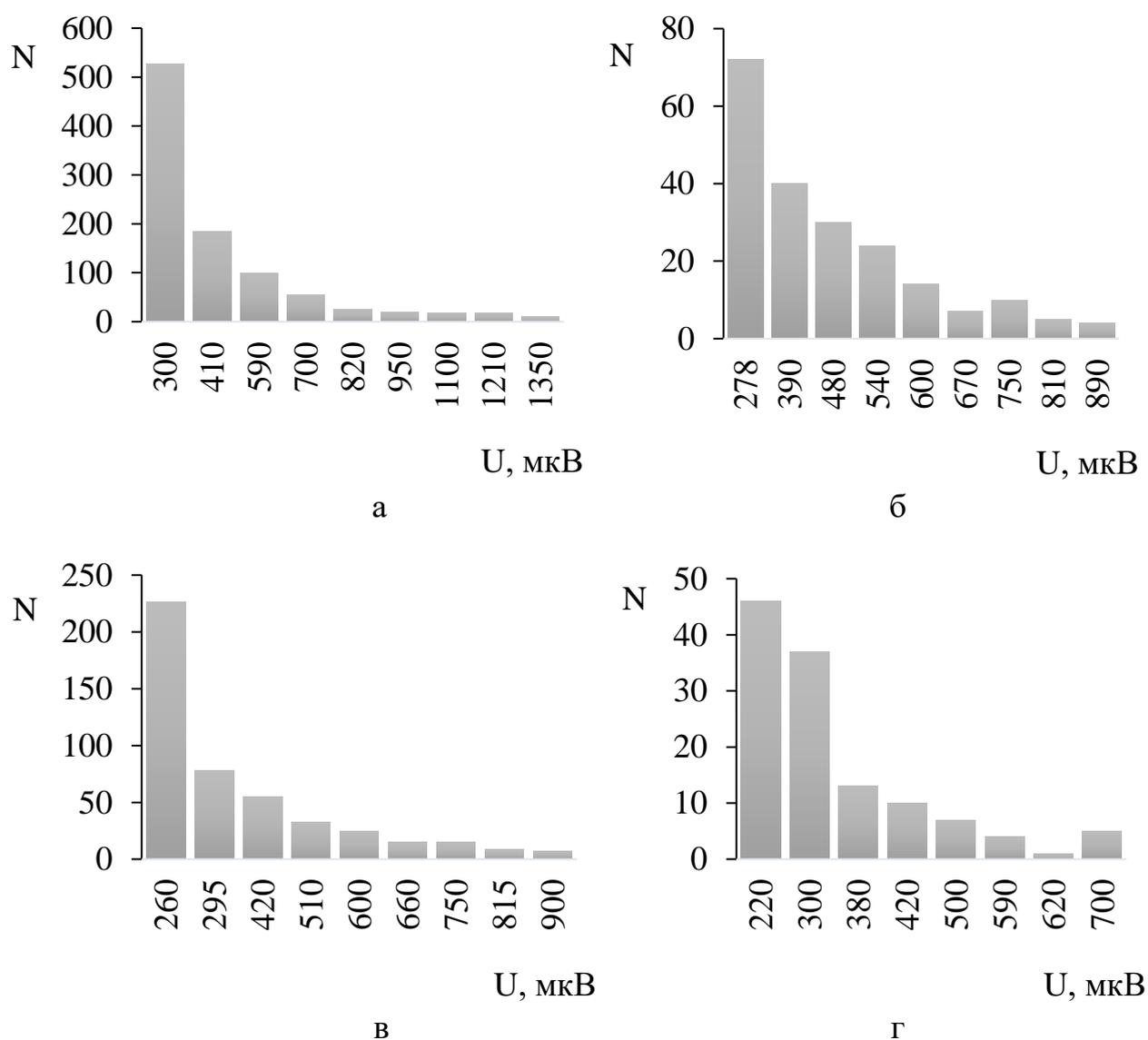


Рисунок 3.26 - Зависимость числа импульсов от амплитуд сигналов при статическом нагружении: а – до 5 МПа; б – до 10 МПа; в – до 15 МПа; г – при снятии нагрузки

Результаты исследований показывают, что характер распределения сохраняется на всех этапах нагружения, а также при снятии величины нагрузки. Таким образом, зависимости числа импульсов от амплитуд сигналов, вероятно, будут иметь аналогичный вид характера распределения и другие объекты без выраженных развивающихся дефектов [156].

Одним из широко используемых параметров акустической эмиссии является активность, рассчитываемая по формуле (3.10). При вычислениях применялись следующие интервалы: $i=0,1 \cdot P_{max}$. Так, испытание делилось на 10 равных интервалов, на каждом из которых определялось среднее значение активности, а затем выбиралась максимальная из всех полученных значений в течение всего испытания (рисунок 3.27).

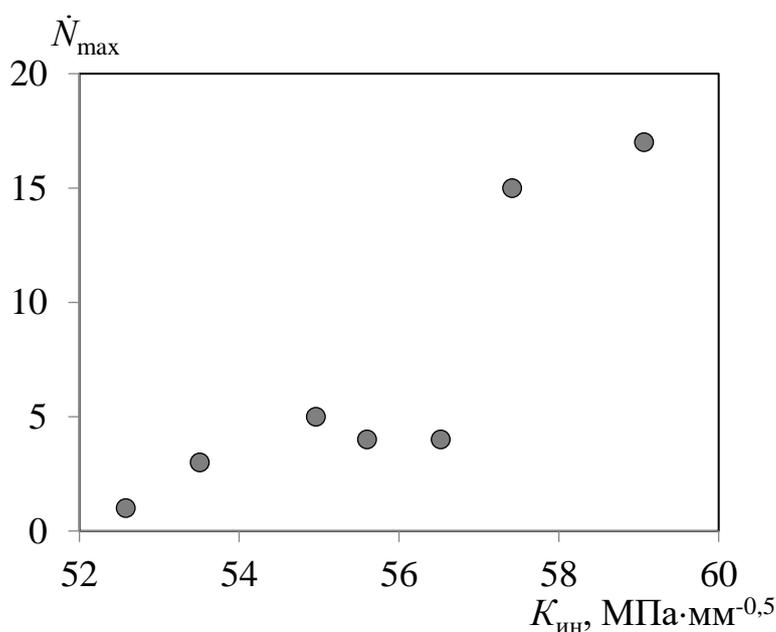


Рисунок 3.27 – Динамика изменения максимальной активности источника интегрального критерия от КИН

Рассчитанный параметр можно назвать дифференциальной активностью. Активность источников сигналов рассчитывается для каждой зоны при использовании интегрального критерия.

При выборе локально-динамического критерия рассчитывают параметр приращения нагрузки или напряжений по формуле:

$$W_i = \frac{E_{\Sigma i}}{F_i}, \quad (3.23)$$

где $E_{\Sigma i}$ – суммарная энергия сигналов; F_i – интервал приращения нагрузки.

А затем рассчитывается величина V_{cp} по формуле:

$$V_{cp} = \frac{\sum_1^{N_{\Sigma}} \frac{E_{i+1}}{E_i}}{N_{\Sigma}}, \quad (3.24)$$

где E_i – энергия предыдущего события; E_{i+1} – энергия последующего события; N_{Σ} – суммарный счет.

Зависимость рассчитанной величины V_{cp} локально-динамического критерия на разных этапах роста усталостной трещины приведена на рисунке 3.28.

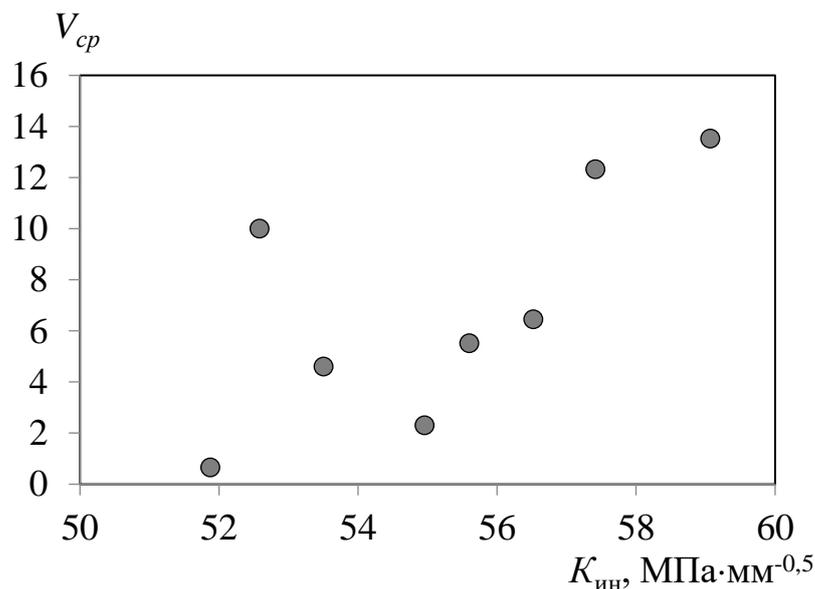


Рисунок 3.28 – Динамика изменения величины V_{cp} локально-динамического критерия от КИН

Интегрально-динамический критерий подразумевает расчет коэффициента концентрации источника C_k (рисунок 3.29) по формуле:

$$C_k = \frac{N_{\Sigma k}}{R^2}, \quad (3.25)$$

где $N_{\Sigma k}$ – суммарный счет актов акустической эмиссии, принятых от k -того источника за всё время испытаний; R^2 – средний радиус источника, включающий координаты отдельных актов, которые задействованы в формировании источника.

По аналогии возможно рассчитать концентрацию источника по энергии C_{kE} :

$$C_{kE} = \frac{E_{\Sigma k}}{R^2}, \quad (3.26)$$

где $E_{\Sigma k}$ – суммарная энергия актов акустической эмиссии, принятых от k -того источника за всё время испытаний.

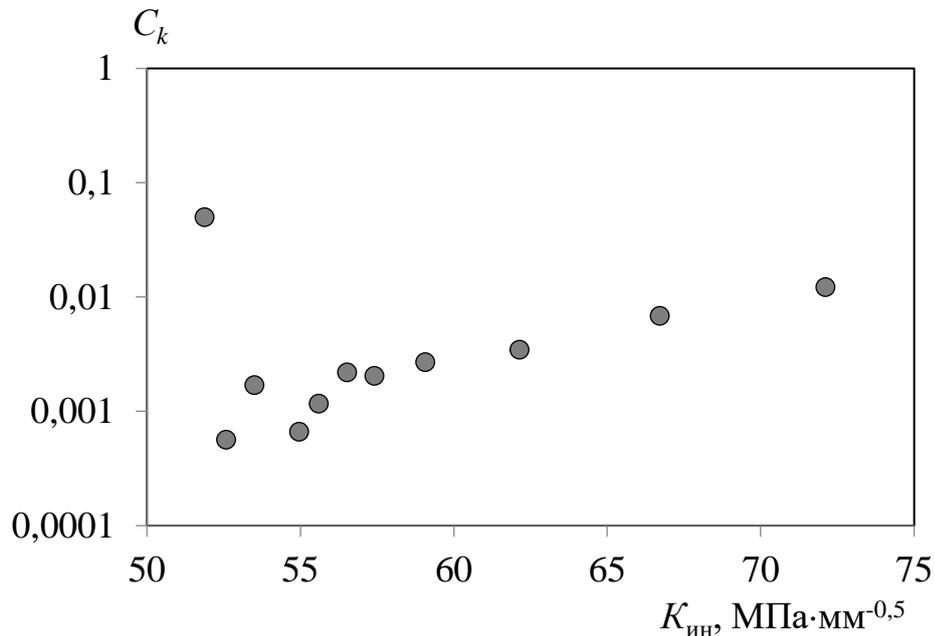


Рисунок 3.29 – Динамика изменения концентрации источника акустической эмиссии C_k интегрально-динамического критерия от КИН

Подробный расчет оценки технического состояния объекта приведен в патенте на изобретение [147], обнаруженные источники акустической эмиссии классифицировались по рангам с применением интегрально-динамического критерия.

Амплитуда сигналов является одним из основных параметров, связанных с процессом разрушения. При использовании амплитудного критерия (рисунок 3.30) рассчитывается среднее значение амплитуды за выбранный интервал времени наблюдения:

$$U_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n U}{n}, \quad (3.27)$$

где U – амплитуда сигнала; n – количество сигналов.

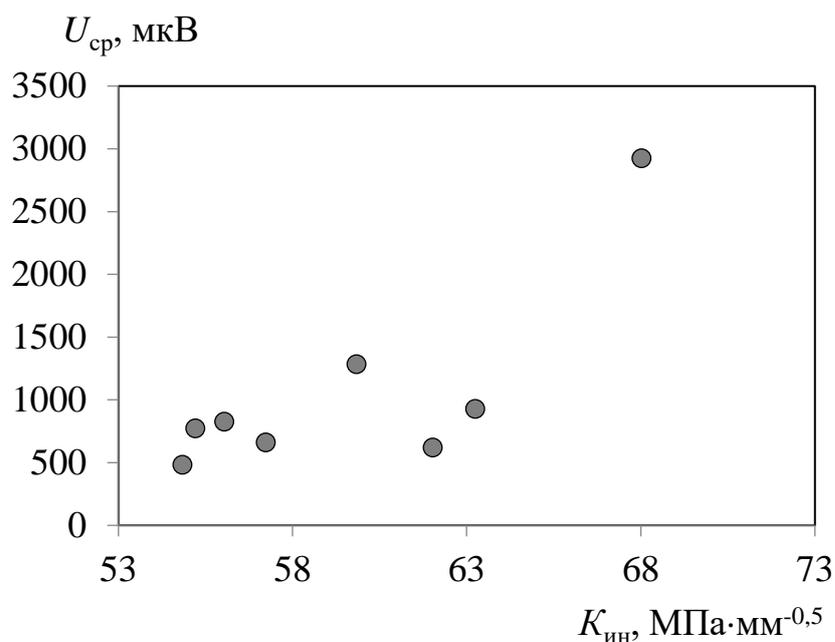


Рисунок 3.30 – Динамика изменения средней амплитуды от КИН

При этом амплитуда корректируется с учетом затухания сигналов при распространении в материале. Классификация источников осуществляется путем сравнения значений средней амплитуды и граничного значения допустимой амплитуды, определяемой предварительно проведенными экспериментами.

Оценка достоверности критериев, используемых при контроле опасных производственных объектов, осуществлялась при статической нагрузке образцов с развивающейся трещиной, выполненных из достаточно однородного материала, что позволило исключить влияние искажения и дисперсии сигналов на пути от источника до приемника. Все полученные результаты по существующим критериям оценки имеют недостаточно значимую корреляцию с параметрами развивающейся трещины. Как показывают исследования, развивающаяся трещина, как правило, является опасным источником сигналов. При этом при росте усталостной трещины активность источника по интегральному критерию может не увеличиваться. Поведение локально-динамического и интегрально-динамического критериев в целом нестабильное, что может привести к определению параметров менее опасных источников на разных этапах развития трещины.

Обязательным требованием при использовании амплитудного критерия является необходимость достаточно высокой чувствительности контроля, что сложно реализовать на объектах, имеющих большие размеры, как многие опасные производственные объекты [157].

Более того, рассмотренные критерии позволяют говорить о наличии растущей трещины в ходе испытаний, однако количественная оценка может быть получена только из экспериментальных данных.

В развитие исследования плотности вероятности появления сигналов от амплитуды (см. рисунок 3.16) характерной особенностью стало то, что для одного и того же источника на разных стадиях развития, характеризуемых КИН, наблюдается стабильность в характере распределения амплитуд, что видно из рисунков 3.17 и 3.18.

Однако, было отмечено, что неоднозначно изменяются множитель A и показатель n степенной зависимости, который практически во всех случаях имел отрицательное значение.

В ходе дальнейших исследований был проведен анализ зависимости параметров степенного распределения амплитуд, приведенных в формуле 3.16, а именно множителя A (рисунок 3.31) и показателя степени n (рисунок 3.32). В анализе применялись данные сигналов, полученные из области деформаций в вершине развивающейся усталостной трещины на разных этапах развития. При этом рост трещины характеризовался в данном случае КИН.

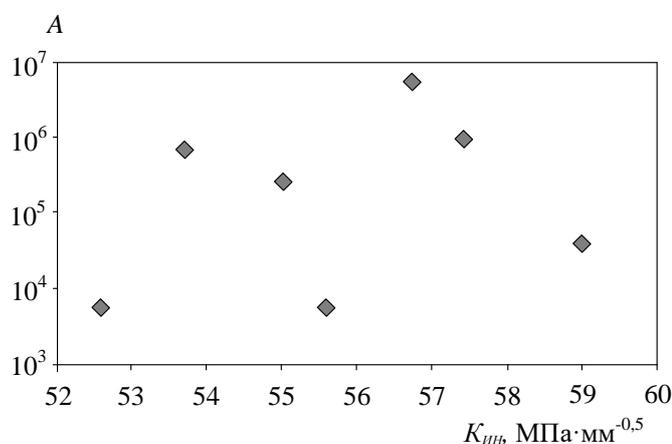


Рисунок 3.31 – Динамика изменения множителя A степенной зависимости от КИН

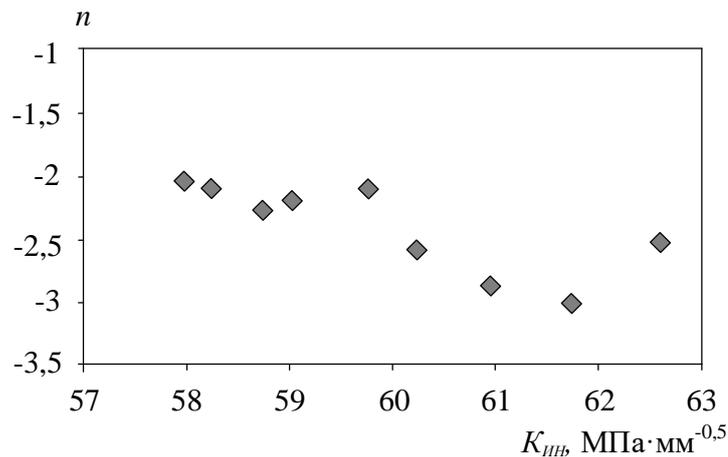


Рисунок 3.32 – Динамика изменения показателя степени n от КИИ

Разброс значений параметра A становится достаточно сильным с увеличением КИИ и зависит от количества сигналов в каждой анализируемой выборке, что следует из свойств исследуемого степенного закона распределения.

Значение показателя степенной зависимости n варьируется в диапазоне от -3,5 до -1, выраженной тенденции к изменению с ростом КИИ не наблюдается, а значение доверительного интервала больше, чем рассчитываемые параметры корреляционной зависимости. На стадиях роста трещины, предшествующих разрушению и соответствующих самому высокому значению КИИ, отмечается резкое снижение показателя степени n , который по экспериментальным данным составил более (-1) [158].

Таким образом, при исследовании связи параметров степенной зависимости с КИИ было установлено, что величина амплитуды и энергии сигналов, формируемые при развитии усталостной трещины при статических испытаниях, имеют преимущественно случайный характер, что связано с неоднородностью структуры исследуемого материала объекта, а также с напряженным состоянием в области вершины развивающейся трещины.

Однако при дальнейшем анализе была установлена связь между параметрами степенной зависимости A и n с довольно высоким коэффициентом корреляции, равным 0,96 (рисунок 3.33).

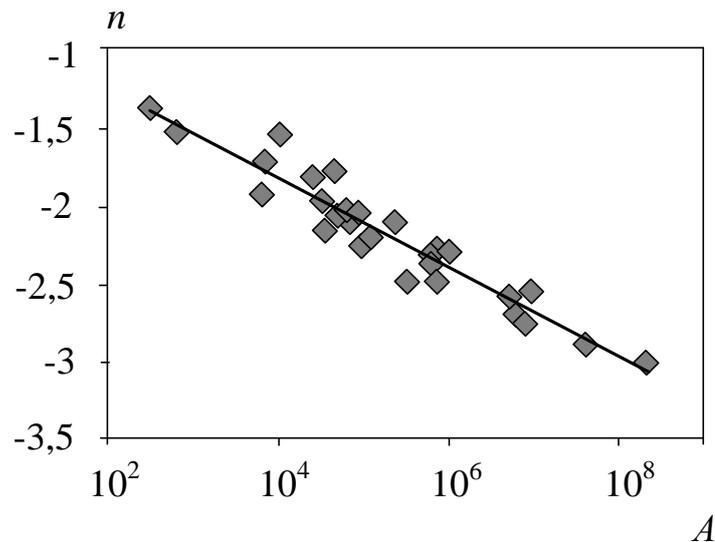


Рисунок 3.33 – Зависимость показателя степенного распределения n от множителя A с увеличением КИН

Таким образом, устойчивая связь между параметрами степенного распределения связана с математическими свойствами степенной зависимости, возможно, оказывают влияние физические свойства контролируемого материала при разрушении и тогда параметры распределения зависят от одних и тех же факторов, формирующих волны акустической эмиссии.

Анализ данных параметров степенного распределения по нескольким образцам при испытании статической нагрузкой до разрушения представлен на рисунке 3.34.

Было отмечено, сигналы перераспределяются в сторону повышенной амплитуды при одинаковом количестве сигналов, что приводит к увеличению параметра n и снижению параметра A . Смещение связи параметров между собой происходит за счет изменения количества сигналов при испытании [159]. На графике зависимости параметров степенного распределения были условно выделены области: зеленая, характеризующая рабочее состояние объекта контроля и требующее дальнейшего наблюдения, и красная, соответствующая предразрушающему состоянию, когда параметры A и n стремятся к минимальным значениям, требуется мгновенная остановка эксплуатации контролируемого объекта. Граничные значения параметров степенного распределения, а также

состояние контролируемого объекта при них и предполагаемые действия оператора представлены в таблице 3.2.

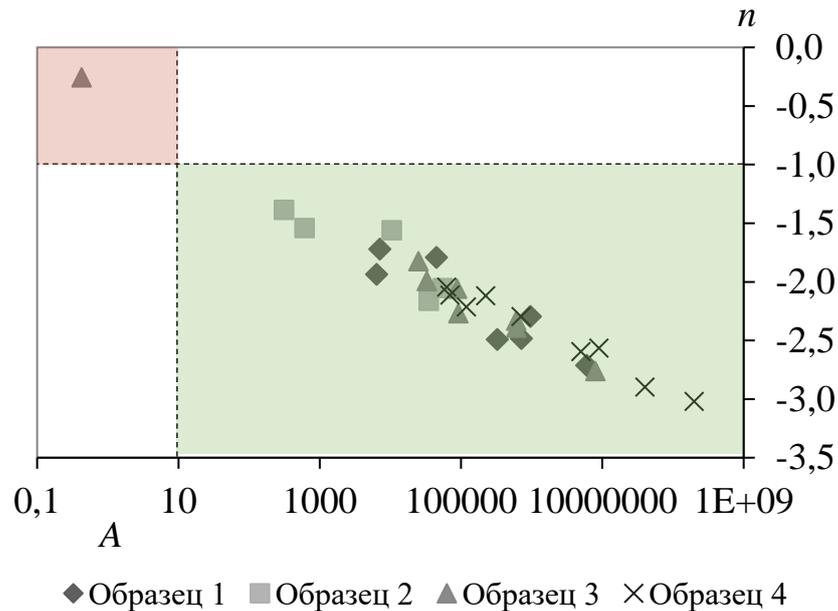


Рисунок 3.34 – Критерий потенциальной опасности источников сигналов

Таблица 3.2 – Граничные значения параметров степенного распределения

Состояние контролируемого объекта	Параметры степенного распределения		Предпринимаемы оператором действия
	A	n	
Рабочее	$A \geq 10$	$n \leq (-1)$	Дальнейший мониторинг, наблюдение за объектом
Предразрушающее	$A < 10$	$n > (-1)$	Мгновенная остановка эксплуатации объекта

3.5 Выводы к третьей главе

В рамках проведенных экспериментов установлено, что расстояние при установке датчиков акустической эмиссии с периодичностью 3 метра позволит без существенных потерь чувствительности регистрировать развивающиеся дефекты и с абсолютной погрешностью не более 0,5 метра определять

местоположение утечек нефтепродуктов, что сокращает время устранения утечек в среднем на два часа и уменьшает расходы на ликвидацию последствий аварии.

Экспериментально определены показатели технического состояния на основании регистрируемых параметров сигналов акустической эмиссии, по значениям которых определяется состояние участков трубопровода с развивающимися дефектами, что позволяет полностью перейти при эксплуатации на обслуживание трубопровода по его фактическому состоянию.

Разработан алгоритм определения местоположения источника утечки нефтепродуктов из трубопровода в режиме реального времени, который позволяет быстро реагировать на возникновение аварийной ситуации и ликвидировать последствия такой аварии.

4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1 Моделирование процессов периодической технической диагностики и непрерывного мониторинга

Существующие системы непрерывного мониторинга направлены на обнаружение и локализацию утечек, процесс периодической технической диагностики не решает главную задачу, связанную с их предотвращением, несмотря на значительные затраты. Достижения в области систем непрерывного мониторинга, основанные на неразрушающих методах контроля, современные методики и технологии позволяют их применять на опасных производственных объектах, в том числе на трубопроводах [160].

Целесообразность применения систем непрерывного мониторинга может оцениваться по совокупности экономических аспектов, с учетом безопасной эксплуатации линейной части магистрального трубопровода и экологических последствий в случае возникновения аварии [161].

Рассмотрим экономический аспект при использовании периодической технической диагностики и непрерывного мониторинга в качестве технических воздействий в системе технического обслуживания и ремонта магистральных трубопроводов. Технический инструмент, применяемый при непрерывном мониторинге, основывается на акустико-эмиссионном методе контроля, который позволяет не только оценивать структурное состояние металла трубы, но и параметры коррозии, и стадии развития усталостных трещин.

Совокупные затраты на диагностику связаны с внедрением и обслуживанием системы, а также с возникновением ошибок первого и второго рода, которые несут дополнительные потери для эксплуатирующей организации. В процессе диагностики возникают ошибки первого рода, связанные с проведением работ по ремонту участков или замене элементов оборудования и, как следствие, дополнительными потерями для организации из-за перебраковки, и

ошибки второго рода, связанные с недобраковкой по причине пропуска дефекта, влекущего за собой неработоспособное состояние и возникновение аварийных ситуаций. Возникновение ошибок первого и второго рода неизбежно в силу сущности используемых методов в процессе технического обслуживания и ремонта трубопроводов.

Таким образом, суммарные затраты на систему периодической технической диагностики за какой-то определенный период времени можно описать математической моделью:

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{к}}^{\Pi} + \sum_{\Delta t=1}^t (Z_{\text{т}}^{\Pi} + Z_{\text{It}}^{\Pi} + Z_{\text{ИIt}}^{\Pi}), \quad (4.1)$$

где $Z_{\text{к}}^{\Pi}$ – капитальные затраты на запуск системы; $Z_{\text{т}}^{\Pi}$ – текущие затраты на контроль в каждый интервал времени Δt , для удобства интервал Δt может быть равен времени проведения диагностирования; Z_{It}^{Π} – затраты на проведение работ по ремонту участков или замене элементов оборудования, связанных с возникновением ошибок первого рода (перебраковкой) за интервал времени t ; $Z_{\text{ИIt}}^{\Pi}$ – затраты на ликвидацию аварий и простои трубопровода в процессе ликвидации аварийных ситуаций, связанных с возникновением ошибок второго рода (недобраковкой).

При этом следует отметить, что интервалы времени между диагностическими воздействиями на магистральных трубопроводах назначаются в зависимости от дефектности участка по результатам последнего обследования, в том числе предыдущей внутритрубной диагностики. Как правило, временные интервалы между обследованиями варьируются от 1 года до 5 лет [46]. Поскольку процесс эксплуатации трубопровода сопровождается старением, усталостью и износом металла, возникновением и развитием дефектов типа коррозия, трещина, то временные интервалы постепенно зачастую имеют тенденцию к сокращению, а значит увеличивается частота проведения периодической технической диагностики, а следовательно, и затраты на ее реализацию.

Затраты на проведение непрерывного мониторинга имеют некоторые отличия:

$$Z_{\text{М}} = Z_{\text{к}}^{\text{М}} + t \cdot Z_{\text{т}}^{\text{М}} + Z_{\text{It}}^{\text{М}} + Z_{\text{ИIt}}^{\text{М}}, \quad (4.2)$$

где Z_K^M – капитальные затраты на запуск системы непрерывного мониторинга; Z_T^M – текущие затраты на мониторинг за интервал времени t ; Z_{It}^M – затраты на проведение работ по ремонту участков или замене элементов оборудования, связанных с возникновением ошибок первого рода (перебраковкой) за интервал времени t ; Z_{IIIt}^M – затраты на ликвидацию аварий и простои трубопровода в процессе ликвидации аварийных ситуаций при непрерывном мониторинге, связанные с возникновением ошибок второго рода (недобраковка).

Затраты, вытекающие из ошибок первого рода в результате перебраковки объектов трубопроводного транспорта, достаточно сложно определимы, поскольку потребуется идентификация таких событий в потоке статистически значимой информации о динамике инцидентов и аварийных ситуаций. Поэтому в дальнейших исследованиях были приняты равными как для периодической технической диагностики, так и для непрерывного мониторинга.

Затраты, вытекающие из ликвидации последствий ошибок второго рода, можно оценить как стоимость потерь с учетом рисков возникновения аварийных ситуаций различной степени опасности:

$$Z_{IIIt}^n = \sum_{n=1}^k p_n(t) Z_n^n, \quad (4.3)$$

где $p_n(t)$ – вероятность наступления аварийного события за интервал времени t ; Z_n^n – затраты на ликвидацию аварийной ситуации; k – общее число типов рассматриваемых, экономически значимых аварийных ситуаций.

При оценке затрат на изменение технических воздействий в системе технического обслуживания и ремонта в качестве временного интервала можно принять период между капитальными ремонтами, когда происходит существенная модернизация эксплуатируемого участка магистрального трубопровода.

На основании проведенных исследований выявлено, что суммарные капитальные затраты Z_K , включая стоимость оборудования по дефектоскопии и неразрушающему контролю, стоимость средств механизации, транспортные расходы, производственную площадь сотрудников, удельные капитальные вложения, на внедрение непрерывного мониторинга в систему технического обслуживания и ремонта могут вдвое превышать существующую систему с

периодической технической диагностикой. Как правило, текущие затраты Z_t , состоящие из основной и дополнительной зарплаты, а также отчислений на страхование, амортизацию, расходы на текущий ремонт оборудования, при необходимости поверку и калибровку, стоимость потребляемой электроэнергии, на отлаженную работу непрерывного мониторинга значительно меньше проводимых периодических технических обследований. Экономическая эффективность внедрения непрерывного мониторинга также будет зависеть от объема диагностируемых участков трубопровода.

На основании проведенных исследований разработана сравнительная модель затрат на периодическую техническую диагностику и непрерывный мониторинг (рисунок 4.1), учитывающая превышение базовой стоимости внедрения оборудования системы непрерывного мониторинга существующей стоимости капитальных затрат на периодическую техническую диагностику для линейного участка трубопровода и обратную зависимость касаясь текущих затрат. На графике представлено качественное нарастание затрат, изменяющихся по формулам (4.1) и (4.2), с течением времени.

Более того, на рисунке 4.1 предусмотрены случаи возникновения аварийных ситуаций, которые отмечены скачками непредвиденных затрат и связаны с простоями, ремонтом аварийного участка трубопровода, устранением последствий аварии и штрафных санкций за вред, нанесенный экологически значимым объектам природы. Поскольку непрерывный мониторинг направлен на выявление предотказного состояния трубопровода, то очевидно, что при этом количество аварийных ситуаций значительно снизится.

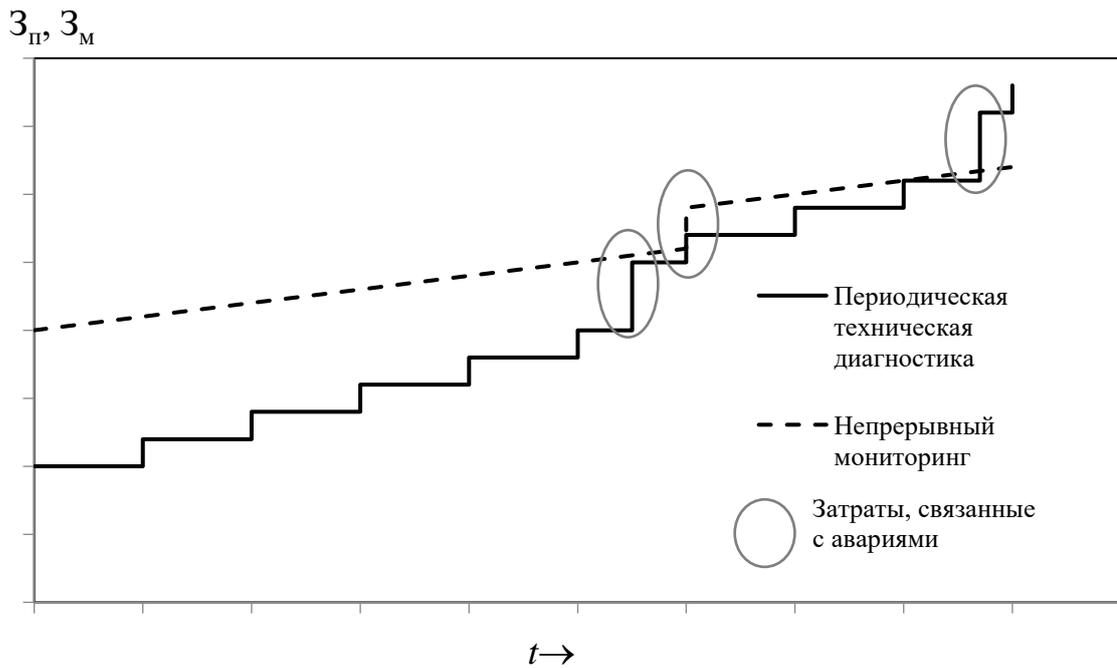


Рисунок 4.1 – Модель изменения затрат во времени на периодическую техническую диагностику и непрерывный мониторинг линейного участка магистрального трубопровода

Использование непрерывного мониторинга в системе технического обслуживания и ремонта целесообразно с экономической точки зрения для относительно небольших по протяженности линейных участков магистрального трубопровода наиболее опасных категорий, для участков с минимальным интервалом времени периодической технической диагностики (менее 1 года), установленной по результатам внутритрубного обследования вследствие наличия большого количества динамично развивающихся дефектов типа коррозия, усталостная трещина, и для опасных участков, выявленных на основе балльной оценки возможного экологического ущерба последствий аварий для участка трубопровода, имеющего преимущественную значимость в суммарном значении затрат на ликвидацию последствий аварий.

4.2 Экономический аспект ликвидации аварий на магистральных трубопроводах

В среднем в нашей стране добывается около 500 млн т нефти в год, по различным статистическим данным (Министерство экономического развития РФ, Всемирный фонд дикой природы, Гринпис) в результате аварий в окружающую среду попадает от 5 до 20 млн т нефти.

Анализ данных отчета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) за 2020 год показал, что основными причинами возникновения аварий в равной степени стали нарушение требований технологического регламента (3 случая) и брак, допущенный при сварочно-монтажных работах (3 случая), а также крайне опасные дефекты металла, такие как поперечная трещина (2 случая) и коррозия (3 случая), в совокупности составляющие 46 % (рисунок 4.2).

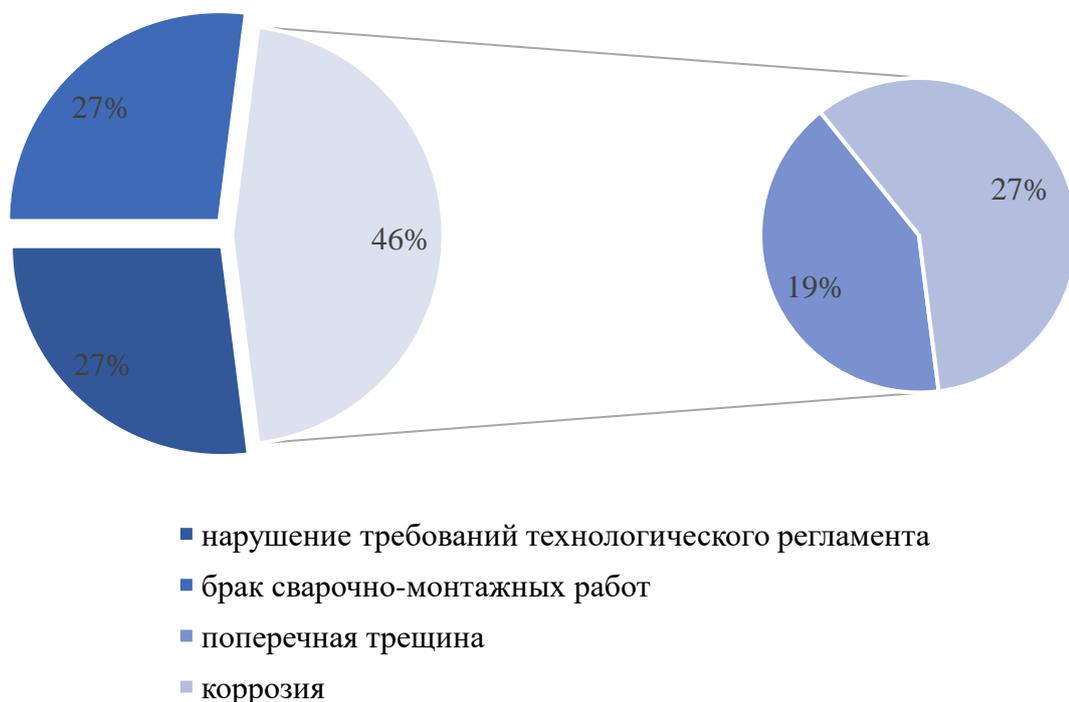


Рисунок 4.2 – Распределение аварий на трубопроводах по причинам возникновения в 2020 г.

Места аварийных участков на трубопроводе могут быть обнаружены несколькими методами и средствами (рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 – Основные методы и средства обнаружения аварий на трубопроводах

Отличительными видимыми признаками аварии при визуальном обследовании трубопровода являются появления транспортируемого продукта на поверхности трассы, например нефти; изменение цвета близкорасположенных растений или снега в зимний период времени; появление радужных кругов на водной поверхности.

На нефтепроводах и нефтеперекачивающих станциях установлены манометры, снижение показаний которых более, чем на 0,15 МПа от установленного режима свидетельствует о наличии течи, повреждении участка

трубы. Недостатком данного метода является отсутствие информации о локализации источников повреждения, являющейся крайне важной при ликвидации последствий аварий.

Сущность графоаналитического метода заключается в измерении гидравлических уклонов трубопровода при нарушении герметичности. Погрешность определения места утечки находится в пределах 10 % от длины участка трубопровода.

В методе сравнения расходов осуществляется оценка количества транспортируемого продукта в начале и конце участка трубопровода с помощью установленных расходомеров. Наличие утечки устанавливается при превышении расхода более, чем на 2 %. Недостаток метода состоит в ложных срабатываниях, вызывающих нарушения стационарного режима работы транспортировки, автоматической системы, передающей непрерывные данные с расходомеров на компьютер.

Анализ изменения нагрузки электродвигателей на магистральных трубопроводах свидетельствует о наличии утечки при зарегистрированном изменении нагрузки более, чем на 3 % от установленной [162].

Ультразвуковой метод основан на регистрации ультразвуковых волн, возникающих при истечении продукта через образовавшееся отверстие и при кавитации. Акустическое поле улавливается автономным поточным прибором внутри трубопровода. Недостатком метода является его периодичность, в силу которой вероятность нахождения автономного прибора вблизи места аварии довольно низкая.

Метод акустической эмиссии способен обнаружить и локализовать место утечки за довольно короткий промежуток времени по зарегистрированным непрерывным сигналам, исходящих от течи. При использовании метода в качестве периодического технического воздействия его эффективность будет достаточно низкой, аналогично предыдущему рассмотренному методу. Но при применении метода акустической эмиссии в непрерывном мониторинге участка трубопровода скорость обнаружения произошедшей утечки, а также ее

локализация с погрешностью не более 0,5 м превзойдет все используемые методы и средства обнаружения аварий.

Ликвидация аварий подразумевает определение места, вида и характера аварии, возможного объема стока энергоносителя, организация его сбора и восстановление аварийного участка трубопровода. Поэтому экономические потери крупной аварии на магистральном нефтепроводе [163] состоят из затрат на ремонт поврежденного участка трубы, ликвидацию неизбежных последствий для окружающей среды и штрафные санкции за загрязнение объектов экологии.

Как правило, затраты, связанные с устранением результатов аварии и штрафы за загрязнение окружающей среды, в сотни раз превышают стоимость ремонтных работ поврежденного участка трубопровода.

Состав ремонтной бригады, осуществляющей слесарно-сварочные работы, обычно включает в себя минимум три человека. Продолжительность выполнения работ по ликвидации аварий в обычных условиях по расчетам не должна превышать 80 ч., для трасс с болотистыми участками время увеличивается на 30-50 %. Средняя стоимость расходных материалов составляет 20000 руб., слесарно-сварочных работ одного нормо-часа – 1500 руб. Тогда трудозатраты даже для самых технологически сложных трасс не превысят $3 \cdot 1,5 \cdot 80 = 360$ нормо-часов. А совокупные затраты на ремонт будут не более $360 \cdot 1500 + 20000 = 560000$ руб.

Материальный ущерб от потерянного количества транспортируемого продукта рассчитывается исходя из объемов нефти V , вытекающей под напором V_1 (период истечения нефти через образовавшийся дефект при работающей перекачивающей станции), без напора V_2 (период от остановки работы перекачивающей станции до закрытия запорной арматуры, отличающийся от предыдущего периода меньшим давлением), до прекращения течи V_3 (период от момента закрытия запорной арматуры до полного опустошения участка трубопровода):

$$V = V_1 + V_2 + V_3. \quad (4.4)$$

Наиболее важными периодами, то есть на которые можно заранее повлиять, предупредить и сократить как объем потерянного продукта, так и экологические

последствия, влекущие за собой штрафные санкции, являются истечение нефти под напором V_1 и в безнапорном режиме V_2 до закрытия линейной задвижки.

Время периода вытекания нефти под напором зависит от размера дефекта и занимает до нескольких часов. Время обследования участка трубопровода с целью обнаружения места аварии существующими методами может достигать до 4 часов, исключая время прибытия бригады на участок трубопровода [164].

Очевидно, что сокращение времени на обнаружение утечек и своевременную локализацию места аварии уменьшит объем потерянного продукта, поскольку метод акустической эмиссии, положенный в основу непрерывного мониторинга, обладает высокой чувствительностью к незначительным изменениям, происходящим в трубопроводе, регистрируя непрерывный поток данных в режиме реального времени.

Проведем сравнительный расчет аварии, произошедшей в следствии утечки нефти на магистральном нефтепроводе диаметром 300 мм по причине появления отверстия равного площади сечения трубы. Основные технические характеристики для данного трубопровода необходимые для расчета представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики магистрального трубопровода

Диаметр, мм	Производительность в год, млн т	Рабочее давление, МПа (кг/см ²)
300	1,6-2,4	6,6-7,4 (67-75)

Средняя производительность нефтепровода в сутки рассчитывается по формуле:

$$Q_{cc} = \frac{Q_{cg}}{T}, \quad (4.5)$$

где Q_{cg} – средняя производительность нефтепровода в год, млн т (примем 2,0 млн т из таблицы 4.1); T – количество рабочих дней в году, сут.

Масса потерянной нефти за период времени вытекания под напором ($t=240$ минут) рассчитывается по формуле:

$$M = \frac{Q_{cc}}{24} \cdot \frac{t}{60}, \quad (4.6)$$

где Q_{cc} – средняя производительность нефтепровода в сутки, $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$.

Тогда объем потерянной нефти за период времени вытекания под напором составит:

$$V_1 = \frac{M}{\rho}, \quad (4.7)$$

где $\rho = 0,836 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$ – средняя плотность нефти по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».

Объемы нефти, вытекающей в безнапорном режиме V_1 и до закрытия линейной задвижки V_2 , оцениваются по формуле:

$$V_2 + V_3 = L \cdot S, \quad (4.8)$$

где L – длина опорожняемого участка трубопровода, м (зависит от диаметра трубы, принимается согласно [164] и равняется 5000 м; S – площадь поперечного сечения трубы, м^2).

При этом площадь поперечного сечения трубы:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}. \quad (4.9)$$

Тогда материальный ущерб от потерянного количества продукта по формуле 4.4 составит:

$$V = V_1 + V_2 + V_3. \quad (4.10)$$

Для перевода объема нефти в денежный эквивалент применим формулу:

$$C_n = \frac{V}{0,159} \cdot 6363, \quad (4.11)$$

где 0,159 – баррель в переводе в м^3 ; 6363 руб./барр. – средняя рыночная стоимость 1 барреля нефти по текущему обменному курсу.

Площадь загрязнения в результате аварии с учетом толщины пролитого слоя нефти $h=0,002$ м:

$$F = \frac{V}{h}. \quad (4.12)$$

Стоимость рекультивации земель (удельные затраты на рекультивацию по данным аварии магистрального нефтепровода с проливом 1710 м^3 нефти составила $C_{p \text{ уд}} = 11,0$ млн руб./га [165]:

$$C_p = F \cdot C_{p \text{ уд}}. \quad (4.13)$$

Суммарные материальные затраты от потери транспортируемого продукта и ликвидации последствий аварийной ситуации:

$$C = C_H \cdot C_p. \quad (4.14)$$

Общий вид формул для расчета объема потерянного продукта и суммарных материальных затрат от потери и ликвидации последствий аварии:

$$V = \frac{Q_{ср} \cdot t}{T \cdot 24 \cdot \rho} + \frac{L \cdot \pi \cdot d}{4}, \quad (4.15)$$

$$C = V \cdot \left(\frac{C_B}{0,159} + \frac{C_{ПА}}{h} \right), \quad (4.16)$$

где C_B – средняя цена нефти, руб./барр.; $C_{ПА}$ – удельные затраты на устранение последствий аварии.

Результаты расчетов экономических последствий при аварийном разливе транспортируемого продукта для действующей системы технического обслуживания и ремонта и для предлагаемой системы с непрерывным мониторингом сведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов экономических последствий аварии для двух систем технического обслуживания и ремонта

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Планово-предупредительная система	Система непрерывного мониторинга с контролем технического состояния
Количество рабочих дней в году	T	сут	356	
Плотность нефти	ρ	т/м ³	0,836	
Длина аварийного участка трубопровода	L	м	5000	
Площадь поперечного сечения трубы	S	м ²	0,071	
Средняя производительность нефтепровода в год	$Q_{ср}$	млн т	2,0	
Количество рабочих дней в году	T	сут.	356	
Средняя производительность нефтепровода в сутки	$Q_{сс}$	т/сут.	5618	
Масса потерянной нефти	M	т	936,3	468,17
Объем потерянной нефти за период времени вытекания под напором	V_1	м ³	1120	560

Объемы нефти, вытекающей в безнапорном режиме, и до закрытия линейной задвижки	$V_2 + V_3$	м ³	355	
Время реагирования при аварии	t	ч	4	2
Объем потерянного продукта	V	м ³	1475	915
Цена потерянного объема продукта	C_n	млн руб.	74,02	45,92
Площадь загрязнения в результате аварии	F	га	73,75	45,75
Цена рекультивации земель	C_p	млн руб.	811,25	503,25
Суммарные материальные затраты от потери транспортируемого продукта и ликвидации последствий аварии	C	млн руб.	885,27	549,17

Экономический эффект при переходе с профилактической системы планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта на профилактическую систему с контролем параметров фактического состояния в случае возникновения чрезвычайной ситуации на магистральном трубопроводе составит: $C = \frac{885,27}{549,17} = 1,6$.

4.3 Алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта

Управление системой комплексного технического обслуживания и ремонта участка магистрального трубопровода базируется на организации, планировании, материально-техническом обеспечении, технологии, кадрах, плодотворное взаимодействие которых обеспечивает безопасную эксплуатацию и способствует предотвращению аварийных ситуаций (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Компоненты системы комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков трубопровода с контролем технического состояния

Обеспечение кадрами заключается в комплектовании отдела технической диагностики (см. рисунок 1.14-1.15) специалистами непрерывного мониторинга опасных производственных объектов с применением метода акустической эмиссии, прошедшими профессиональное обучение и периодически повышающие квалификацию. Для реализации системы комплексного технического обслуживания и ремонта потребуется 4 оператора, работающие посменно и осуществляющие непрерывный контроль технического состояния наиболее опасных участков магистрального трубопровода. При необходимости оператор выезжает на участок в составе ремонтной или обслуживающей бригад с целью устранения возможных технических неполадок системы мониторинга, связанных, например, с плохим контактом датчиков и контролируемой поверхности трубы, устранением шумов, помех и ложных сигналов.

При организации технического обслуживания и ремонта осуществляется выбор места проведения непрерывного мониторинга, на начальном этапе

Таблица 4.5 – Журнал учета работ при техническом обслуживании и ремонте линейных участков магистрального нефтепровода

Дата записи	Нефтепровод и км	Наименование объекта	Содержание выполненных работ	Затраты времени в часах	Трудоемкость в чел.-часах	Примечания
1	2	3	4	5	6	7

Материально-техническое обеспечение системы технического обслуживания и ремонта представляет собой процесс организации и комплексного потребления средств труда и основных фондов эксплуатационных предприятий, отвечающих за распределение по структурным подразделениям и использование во вспомогательном процессе. Задача эксплуатационных предприятий заключается в обеспечении материально-техническими ресурсами в необходимых объемах, ассортименте и надлежащей номенклатуры. Основной частью магистрального трубопровода являются цельнотянутые или электросварные трубы, соединенные в непрерывную нить системы трубопроводов. Диаметр трубы варьируется от 300 до 1200 мм, толщина стенки зависит от проектного давления (не более 7,5 МПа). Вдоль трассы магистрального трубопровода закладывается аварийный запас труб на случаи замены при возникновении аварийных и чрезвычайных ситуаций. Также трасса снабжена усадьбами линейных обходчиков, которые располагаются друг от друга на расстоянии около 20 км. Таким образом обеспечиваются ежедневные обходы участков трубопровода с целью визуальных осмотров на целостность и герметичность, определения состояния трассы. Более детальные обследования с применением технических средств осуществляются бригадами по техническому обслуживанию и ремонту, оснащенными передвижными мастерскими.

Технология организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта с контролем технического состояния представлена в алгоритмах непрерывного мониторинга трубопровода в процессе эксплуатации, которые основаны на анализе потока дискретной информации, получаемой с помощью многоканальной диагностической системы. На рисунке 4.5

представлена блок-схема, отражающая подготовительные операции, непосредственно сам мониторинг и составление диагноза линейного участка трубопровода.



Рисунок 4.5 – Блок-схема алгоритма организации процесса непрерывного мониторинга линейного участка магистрального трубопровода

Впервые предлагается проведение предварительных испытаний на образце материала трубы с трещиной с целью получения статистических данных амплитуд сигналов от дефекта для восстановления суммарного числа сигналов на заданном уровне чувствительности [166], необходимых для более точной установки диагноза линейного участка трубопровода (рисунок 4.6).

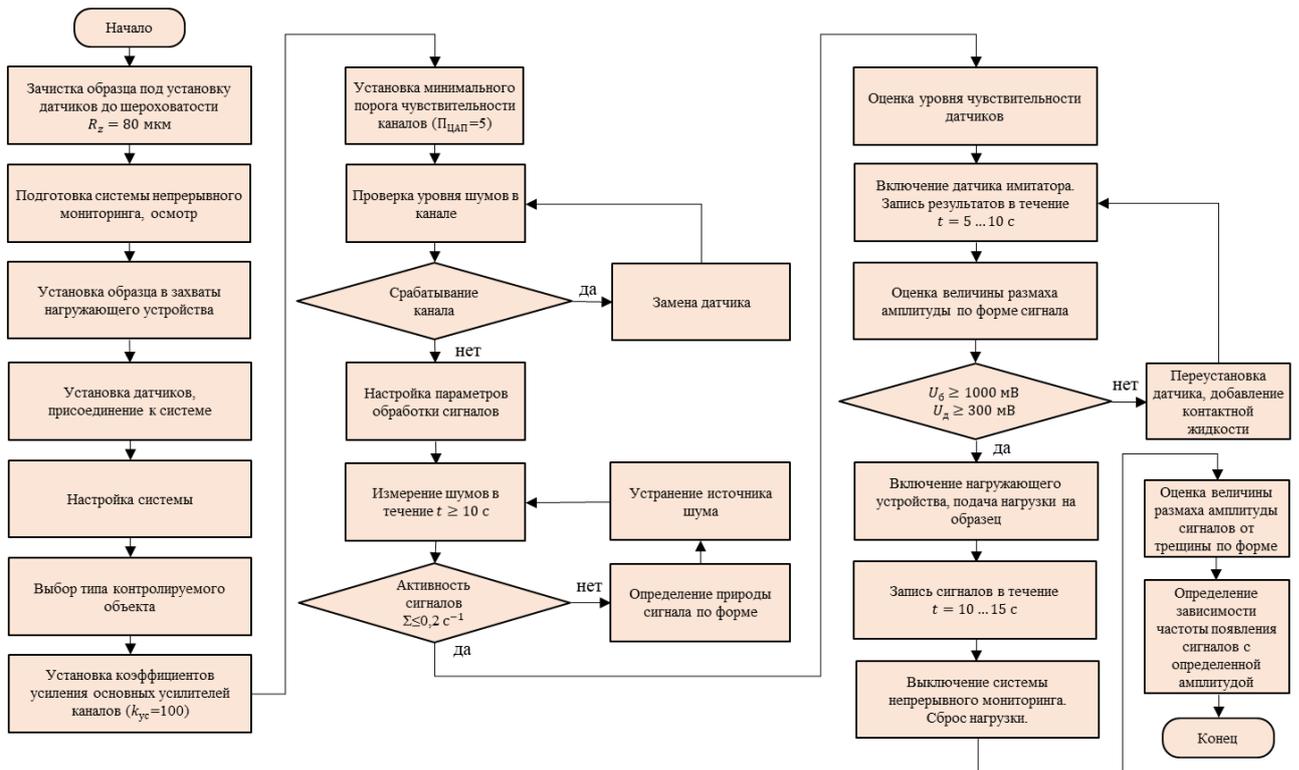


Рисунок 4.6 – Блок-схема алгоритма подготовительных операций на образце с трещиной

Для этого необходимо произвести зачистку участков диагностируемого объекта до шероховатости $R_z=80$ мкм для установки датчиков и закрепить образец в захватах нагружающего устройства, подготовить систему непрерывного мониторинга и, установив датчики на образце, присоединить их к системе. При настройке системы выбирается тип контролируемого объекта, устанавливается коэффициент усиления основных усилителей каналов и минимальный порог чувствительности. После чего проверяется уровень шумов в каналах, при срабатывании какого-либо канала необходима переустановка датчика либо его замена. После настройки параметров обработки сигналов измеряется уровень шумов, суммарная активность акустической эмиссии, при превышении которой более $0,2 \text{ с}^{-1}$ необходимо определить природу сигналов по форме и при необходимости устранить источники шума. После успешной калибровки чувствительности датчиков с помощью нагружающего устройства подается нагрузка на образец, записываются сигналы и оценивается величина размаха амплитуды сигналов от трещины по форме. По накопленным данным

определяется зависимость частоты появления сигналов с определенной амплитудой.

Подготовительные операции линейного участка трубопровода заключаются в выезде бригады на участок для установки и настройки основных параметров системы непрерывного мониторинга, включающей установку и калибровку чувствительности многокомпонентных датчиков, настройку основных параметров системы (рисунок 4.7).

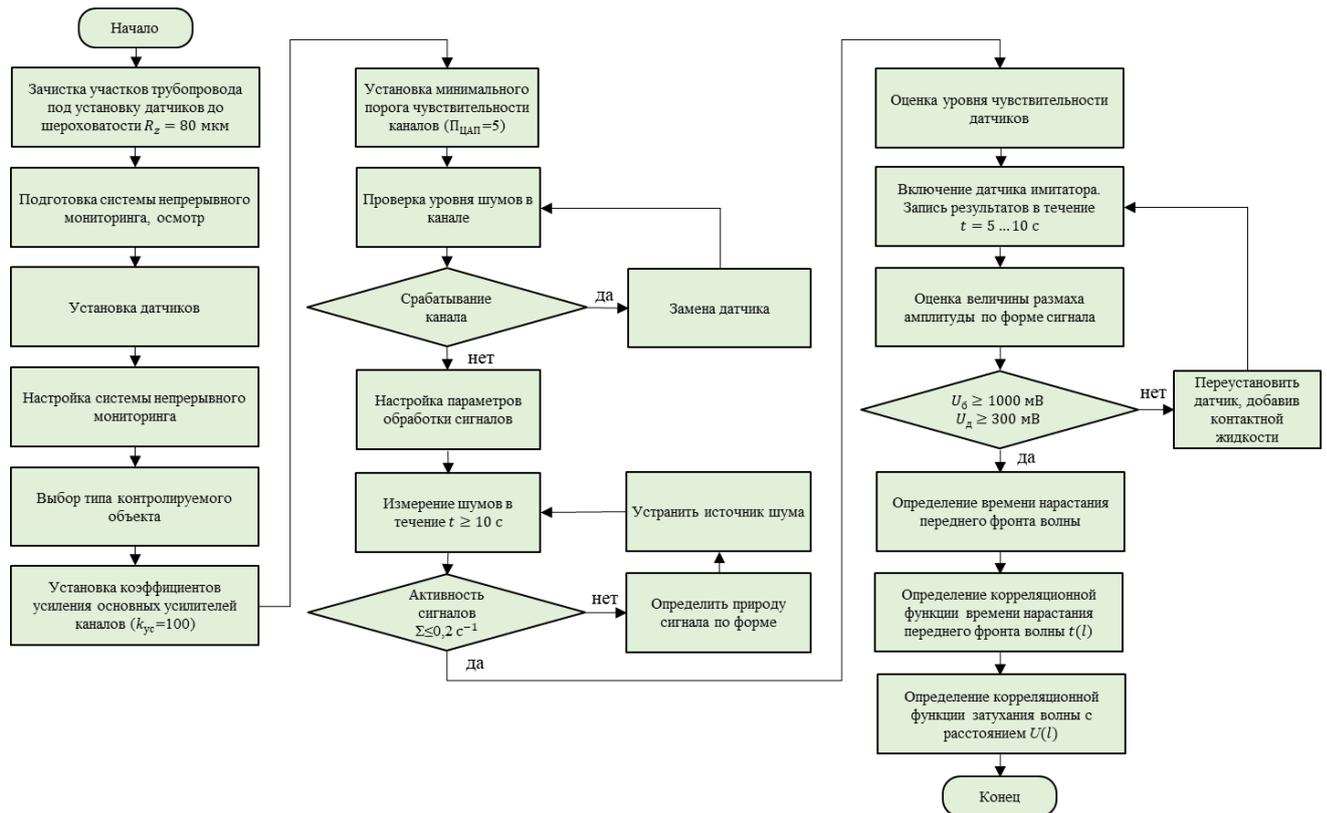


Рисунок 4.7 – Блок-схема алгоритма подготовительных операций на линейном участке трубопровода

Дополнительно предлагается определять время нарастания переднего фронта волны в зависимости от расстояния $t(l)$ с целью дальнейшего определения местоположения аварийного участка и корреляционную функцию затухания волны с расстоянием $U(l)$ для определения суммарного числа сигналов, не дошедших по каким-либо причинам до приемника.

Непрерывный поток данных при мониторинге, основанный на постоянном анализе параметров и характеристик сигналов, линейного участка трубопровода

по зарегистрированным сигналам осуществляется оператором. В случае обнаружения дефекта определяется степень опасности по установленным критериям оценки [167] и показателям технического состояния, составляется диагноз линейного участка магистрального трубопровода.

Организация процесса непрерывного мониторинга линейного участка трубопровода осуществляется по трехуровневому алгоритму (рисунок 4.8). На первом уровне происходит регистрация дискретных сигналов, определение уровня шумов и среднего значения среднеквадратического отклонения за интервалы времени.

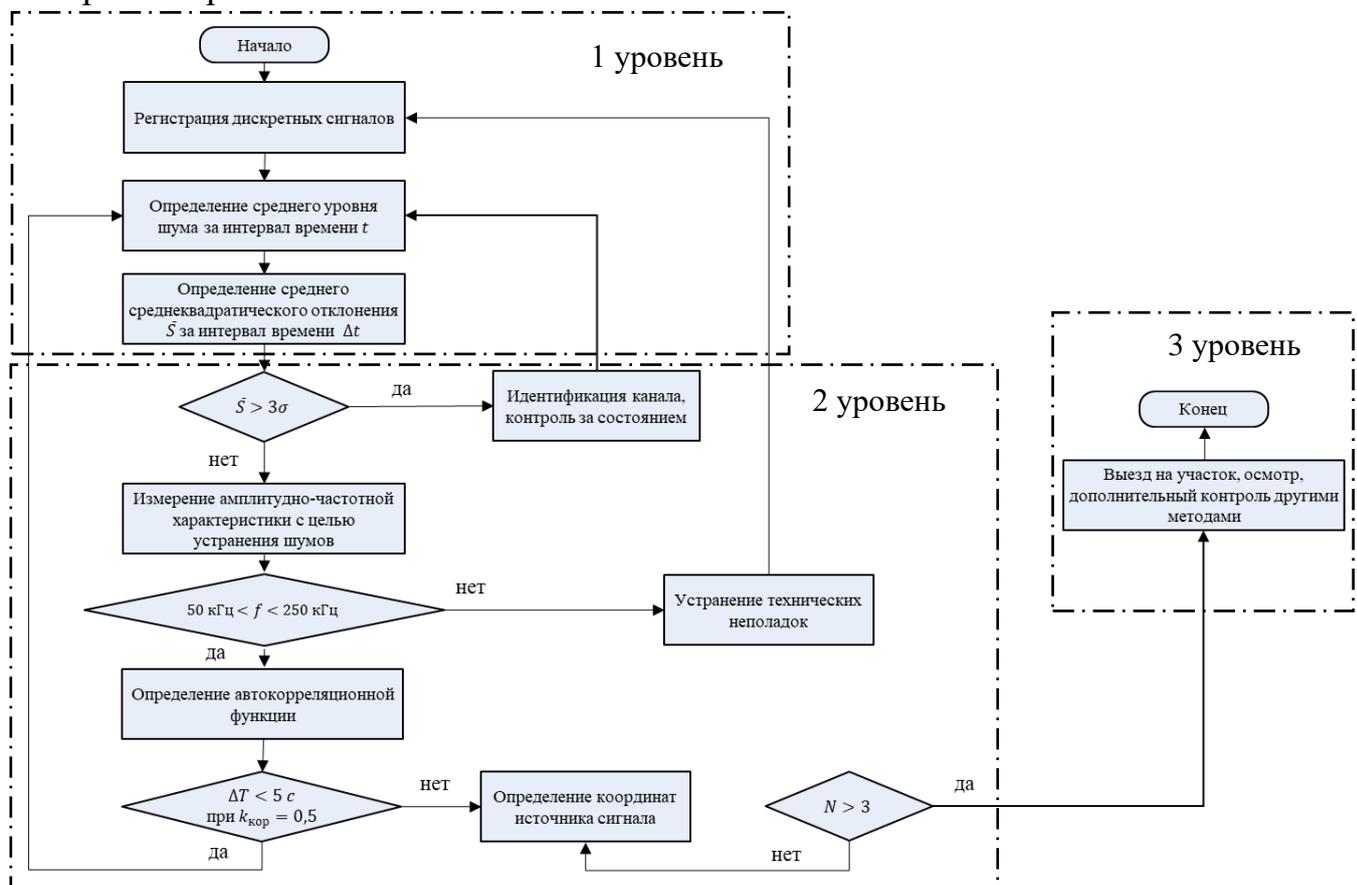


Рисунок 4.8 – Трехуровневый алгоритм организации процесса непрерывного мониторинга линейного участка магистрального трубопровода

Второй уровень построен на выборе ряда параметров, граничные значения которых получены на основе статистических данных. В случае, если среднеквадратическое отклонение больше 3σ , то необходима идентификация канала системы и контроль за его состоянием. Если среднеквадратическое

отклонение меньше 3σ , то измеряется амплитудно-частотная характеристика с целью устранения шумов, частота которых обычно менее 50 кГц или более 250 кГц. После этого определяется автокорреляционная функция, длительность которой свидетельствует о наличии источника сигналов акустической эмиссии, и количество сигналов, пришедших от одного источника. Если количество локализованных сигналов больше трех, то осуществляется переход на третий уровень алгоритма.

Третий уровень включает выезд бригады на линейный участок магистрального трубопровода, внешний осмотр возможно с применением вспомогательных технических средств и дополнительный контроль другими методами, которые способны подтвердить или опровергнуть найденный источник акустической эмиссии в качестве дефекта [168].

Комплексный трехуровневый анализ потока информации акустической эмиссии позволяет увеличить точность определения параметров состояния объектов трубопроводного транспорта. Таким образом, приведенные алгоритмы содержат перечень работ и последовательность выполнения необходимых диагностических операций, показатели технического состояния линейного участка магистрального трубопровода основаны на проведенных экспериментальных исследованиях.

4.4 Выводы к четвертой главе

Существующая профилактическая система технического обслуживания и ремонта с контролем параметров фактического состояния трубопровода направлена на обнаружение и локализацию произошедших утечек и, более того, не решает задачу предупреждения аварийной ситуации, обеспечивающую безопасность и экологичность процесса транспортировки. Поэтому совершенствование вспомогательного производственного процесса является актуальной задачей и позволит повысить качество процесса эксплуатации.

Рассмотрена модель изменения затрат во времени на периодическую техническую диагностику и непрерывный мониторинг с контролем параметров

текущего состояния линейного участка магистрального трубопровода с целью оценки экономической целесообразности внедрения изменений в процесс технической диагностики. При этом проведена оценка влияния не только ошибок первого рода, связанных с затратами на проведение работ по ремонту участков или замене его элементов в связи с перебраковкой, но и ошибок второго рода, которые характеризуют затраты на ликвидацию аварий и простои трубопровода в процессе устранения аварийных ситуаций по причине недобраковки.

Метод непрерывного мониторинга позволяет уменьшить время реагирования бригады при возникновении аварии и поиска поврежденного участка магистрального трубопровода за счет регистрации параметров технического состояния и локализации течи в режиме реального времени, что повлияет и на объем вылившейся нефти, и на сокращение суммарных материальных затрат от потерь транспортируемого продукта и ликвидации последствий аварии более чем в 1,5 раза.

Сформирован комплекс мероприятий для совершенствования системы технического обслуживания и ремонта линейного участка магистрального трубопровода в эксплуатации, в основу которого положены организация, планирование, материально-техническое обеспечение, технология, кадры, обеспечивающие безопасность процесса эксплуатации и способствующие предотвращению воздействий возможных чрезвычайных ситуаций.

Разработаны алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков магистрального трубопровода, подверженных непрерывному мониторингу, которые включают как подготовительные операции, мониторинг, так и оценку текущего технического состояния по контролируемым параметрам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненного диссертационного исследования был рассмотрен производственный процесс эксплуатации магистральных трубопроводов, установлены основные причины возникающих аварийных ситуаций и предложены технические решения, реализуемые в системе непрерывного мониторинга и основанные на закономерностях измеряемых параметров в процессе мониторинга.

Основные результаты и выводы:

1) В результате анализа вспомогательных процессов при эксплуатации трубопроводного транспорта определены технические и организационные аспекты системы технического обслуживания и ремонта магистральных трубопроводов, установлены функции существующих систем с непрерывным мониторингом состояния, которые основаны на регистрации параметров трубопровода, направлены на обнаружение несоответствия установленным требованиям, но не способны предупредить о наступлении отказа.

2) Разработана модель оценки наиболее опасных участков магистрального трубопровода, подлежащего непрерывному мониторингу, которая учитывает влияние экологического ущерба при возникновении чрезвычайной ситуации и корректирует существующую классификацию категорий участков магистральных трубопроводов по степени опасности.

3) На основании проведенных экспериментальных исследований установлены закономерности в показателях технического состояния по регистрируемым параметрам при непрерывном мониторинге:

- зависимость частоты появления сигналов с определенной амплитудой, позволяющая определять количество сигналов от дефектов, что повышает достоверность при определении степени опасного участка трубопровода (пат. 2736175 от 15.11.2020), тем самым предупреждая возникновение чрезвычайной ситуации и снижая финансовые затраты на ее ликвидацию;

- на основании зависимости параметров амплитудного распределения экспериментальных данных определен критерий потенциально опасного аварийного участка трубопровода при мониторинге и алгоритмы действий при обнаружении дефектных участков, позволяющие оптимизировать процесс технического обслуживания и ремонта магистрального трубопровода в эксплуатации;

- зависимость расстояния от времени нарастания переднего фронта акустической волны, позволяющая определять местоположение аварийного участка с погрешностью не более 12 % при непрерывном мониторинге линейного участка трубопровода многокомпонентными приемными преобразователями, что значительно сокращает число используемых приемных преобразователей, а следовательно, и затраты на реализацию непрерывного мониторинга.

4) Для совершенствования системы технического обслуживания и ремонта линейного участка магистрального трубопровода в эксплуатации сформирован комплекс мероприятий, в основу которого положены организация, планирование, материально-техническое обеспечение, технология, кадры, обеспечивающие безопасность процесса эксплуатации и способствующие предотвращению воздействий возможных чрезвычайных ситуаций.

5) На основании проведенных исследований разработаны алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков магистрального трубопровода, подверженных непрерывному мониторингу, которые включают подготовительные операции, непосредственно мониторинг и оценку текущего технического состояния по контролируемым параметрам.

Выполненные исследования позволили предложить научно-обоснованные технические решения в виде комплексной системы технического обслуживания и ремонта с применением непрерывного мониторинга, повышающего безопасность и экологичность процесса эксплуатации магистрального трубопровода, и алгоритмов организации процесса непрерывного мониторинга при эксплуатации линейного участка магистрального трубопровода, в основу которых положен

метод акустической эмиссии, что имеет существенное значение и может быть востребовано при расширении области применения непрерывного мониторинга трубопроводного транспорта в процессе эксплуатации.

Перспективой дальнейших исследований является разработка алгоритмов организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта с применением непрерывного мониторинга для разных типов трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хузин, Д. Р. Трубопроводный транспорт, его особенности и перспективы развития в России / Д. Р. Хузин // Вестник современных исследований. – 2018. – №. 12.17. – С. 414-416.
2. Шмигель, В. В. Анализ современного состояния транспорта / В. В. Шмигель, Е. В. Соцкая // Вестник АПК Верхневолжья. – 2016. – №. 1. – С. 82-87.
3. Лисин, Ю. В. Мониторинг магистральных нефтепроводов в сложных геологических условиях / Ю. В. Лисин, А. А. Александров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 2(10). – С. 22-27.
4. Волков, А. Э. Перспективы развития трубопроводной системы на дальнем востоке / А. Э. Волков, А. А. Марина // Проблемы геологии и освоения недр. – 2018. – С. 739-740.
5. Красиков, А. А. Классификация магистральных трубопроводов / А. А. Красиков // Научный электронный журнал Меридиан. – 2021. – №. 2. – С. 102-104.
6. «1.7. Транспорт» ежемесячного доклада «Социально-экономическое положение России», Москва, Росстат, январь-июнь 2021 г., 335 с.
7. Гуляев, Я. Ф. Основные показатели и измерители работы транспорта / Я. Ф. Гуляев, П. К. Лебединский // Справочник. М.: Транспорт, 1980. 216 с.
8. Oswell, J. M. Pipelines in permafrost: geotechnical issues and lessons / J. M. Oswell // Canadian Geotechnical Journal. – 2011. – Vol. 48, – №. 9. – P. 1412-1431.
9. Makarycheva, E. M. Geotechnical monitoring of pipelines located in difficult climatic conditions / E. M. Makarycheva, V. I. Surikov, T. I. Kuznetsov, D.V. Dolgoplov // 13 Pipeline Technology Conference. – 2018. – P. 14-20.
10. Ситников, А. В. К вопросу об объёме инженерных изысканий, обеспечивающем минимизацию рисков эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа в криолитозоне / А. В. Ситников, В. Ю. Дудников, Г. Г. Осадчая // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2018. – №. 1. – С. 86-93.

11. Yang, M. An Efficient Global Optimization Algorithm for Heated Oil Pipeline Problems / M. Yang, Y. Huang, Y. Dai // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2020. – Vol. 59. – №. 14. – P. 6638-6649.
12. He, N. Study of An Environmentally Friendly Oil Pipeline Cleaning Technology Based on Self-Propelled Intelligent Robot / N. He, T. Li // *Journal of Physics: Conference Series*. – IOP Publishing. – 2020. – Vol. 1651. – №. 1. – P. 7.
13. Скворцов, А. П. Проблемы повышения защищенности трубопроводного транспорта / А. П. Скворцов, И. А. Озёрин // *Политехнический молодежный журнал*. – 2018. – №. 10. – С. 14-14.
14. Tsibulnikova, M. R. Optimization of Environmentally-Oriented Resource Management / M. R. Tsibulnikova, I. V. Sharf // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2021. – Т. 629. – №. 1. – С. 012032.
15. Tsibulnikova, M. R. Optimization of Ecological-Based Environmental Management / M. R. Tsibulnikova, I. V. Sharf // *Environmental Transformation and Sustainable Development in the Asian Region*. – 2020. – С. 64.
16. Biezma, M. V. Most fatal oil & gas pipeline accidents through history: A lessons learned approach / M. V. Biezma, M. A. Andres, D. Agudo, E. Briz // *Engineering failure analysis*. – 2020. – Vol. 110. – P. 104446.
17. Belvederesi, C. Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents / C. Belvederesi, M. S. Thompson, P. E. Komers // *Heliyon*. – 2018. – Vol. 4. – №. 11. – P. e00901.
18. Zhang, C. A. Probabilistic analysis model of oil pipeline accidents based on an integrated Event-Evolution-Bayesian (EEB) model / C. Zhang, J. Wu, X. Hu // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2018. – Vol. 117. – P. 694-703.
19. Raimondi, L. Compositional simulation of two-phase flows for pipeline depressurization / L. Raimondi // *SPE Journal*. – 2017. – Vol. 22. – №. 04. – P. 1242-1253.
20. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы : утв. приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25.12.2012 № 108/ГС. – М. 2013. – 97 с.

21. Агеенко, М. В. Анализ проблем проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в зонах вечной мерзлоты / М. В. Агеенко, С. Е. Столяров, П. В. Бардаш, Д. А. Шмигирилов // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2019. – №. 2. – С. 57-62.

22. Golik, V. V. Monitoring structural reliability and mechanical safety of underground oil pipelines taking into account the dynamics of the structure change of permafrost soils / V. V. Golik, Yu. D. Zemenkov, M. Yu. Zemenkova, A. A. Gladenko//AIP Conference Proceedings. – AIP Publishing LLC, 2021. – Т. 2412. – №. 1. – С. 060008.

23. Изотова, Е. А. Анализ инженерных решений при прокладке газопроводов в сложных условиях / Е. А. Изотова, Г. С. Фоминых // Техническое регулирование в транспортном строительстве. – 2021. – №. 4. – С. 171-178.

24. Xinze, L. Technical Challenges and Engineering Solutions for Gas Pipelines in Permafrost Regions: A Review / L. Xinze, J. Huijun // Advances in Earth Science. – 2019. – Vol. 34. – №. 11. – P. 1131.

25. Никулин, Е. В. Применение криогелей при сооружении объектов нефтегазового сектора / Е. В. Никулин, П. В. Бурков, М. С. Фуфаева, В. П. Бурков, Л. К. Алтунина // Деловой журнал neftegaz.ru. – 2021. – № 12 (120). – С. 88-91. – ISSN 2410-3837.

26. Барсегян, Н. В. Уровень организации производственных процессов и направления его повышения / Н. В. Барсегян // Компетентность. – 2020. – №. 3. – С. 39-43.

27. Ismail, A. Manufacturing process data analysis pipelines: a requirements analysis and survey / A. Ismail, H. L. Truong, W. Kastner // Journal of Big Data. – 2019. – Vol. 6. – №. 1. – P. 1-26.

28. Надеждина, М. Е. Прогрессивные процессы организации производства предприятий химической промышленности / М. Е. Надеждина // Ползуновский альманах. – 2020. – № 1. – С. 55–58.

29. Бехер, С. А. Моделирование и оптимизация транспортных производственных процессов. Оценка погрешности решения экстремальных задач

/ С. А. Бехер, В. Д. Верескун, В. С. Воробьев, Т. А. Распопина // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2018. – №. 4. – С. 139-144.

30. Надеждина, М. Е. Методика оценки эффективности цифровизации производственных процессов нефтехимического предприятия / М. Е. Надеждина, А. И. Шинкевич // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Серия Машиностроение. – 2021. – № 2. – С. 72–84.

31. Надеждина, М. Е. Система мониторинга цифрового производства предприятия нефтехимической промышленности / М. Е. Надеждина, А. И. Шинкевич, М. В. Шинкевич // Компетентность. – 2021. – № 7. – С. 36-39.

32. Швечихин, Д. В. Повышение эффективности, безопасности и управляемости производственных процессов транспортировки нефти / Д. В. Швечихин, М. А. Шейкина // Вестник университета. – 2022. – №. 3. – С. 84-89.

33. Басов, Е. Д. Учет вероятностного фактора интенсивности осуществления производственного процесса при строительстве и ремонте систем трубопроводного транспорта / Е. Д. Басов, А. В. Хандзель, А. Е. Верисокин // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 19-23.

34. Верёвкин, А. П. Задачи усовершенствованного управления в технологических процессах добычи и транспорта нефти / А. П. Верёвкин, И. Д. Ельцов, О. В. Кирюшин // Территория нефтегаз. – 2007. – №. 5. – С. 14-17.

35. Краус, Ю. А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов: основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: учебное пособие / Ю. А. Краус. – Омск: Изд-во ОмГТУ. – 2010. – 109 с. – ISBN 978-5-8149-0935-0.

36. Рудаченко, А. В. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева, А. В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2008. – 238 с. – ISBN 978-5-8149-0935-0.

37. Ревазов, А. М. Разработка и применение системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на этапах реализации

жизненного цикла проекта / А. М. Ревазов, С. Т. Алекперова // Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов. – 2018. – С. 140-148.

38. Махутов, Н. А. Проблемы обоснования прочности и безопасности магистральных трубопроводов с учетом стадий жизненного цикла, опасных техногенных и природных факторов / Н. А. Махутов, В. А. Надеин // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2021. – №. 1. – С. 5-17.

39. Макаров, А. В. Совершенствование методов обеспечения безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов в чрезвычайных ситуациях: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Макаров Александр Васильевич: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2004. – 107 с. – Библиогр.: с. 28 – Текст: непосредственный.

40. Макаров, А. В. Математическое моделирование процессов эксплуатации для оценки вероятности возникновения чрезвычайной ситуации / А. В. Макаров, М. А. Лежнев // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт. – 2003. – С. 23-28.

41. Juliano, T. M. Acoustic emission leak detection on a metal pipeline buried in sandy soil / T. M. Juliano, J. N. Meegoda, D. J. Watts // Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice. – 2013. – Vol. 4. – №. 3. – P. 149-155.

42. Martini, A. Leak detection in water-filled small-diameter polyethylene pipes by means of acoustic emission measurements / A. Martini, M. Troncossi, A. Rivola // Applied Sciences. – 2016. – Vol. 7. – №. 1. – P. 2.

43. Липский, В. К. Применение процессного подхода при выявлении опасностей в магистральном трубопроводном транспорте на различных стадиях жизненного цикла / В. К. Липский, А. Н. Воронин // Вестник Полоцкого государственного университета. – 2013. – №. 16. – С. 84– 92.

44. Воронин, А. Н. Описание сети процессов в магистральном трубопроводном транспорте с использованием системы функционального

моделирования / А. Н. Воронин, В. К. Липский // Полоцкий государственный университет. – 2014. – С. 49-51.

45. Воронин, А. Н. Оценка безопасности магистрального трубопроводного транспорта при техническом регулировании / А. Н. Воронин, В. К. Липский, П. С. Серенков // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Прикладные науки. Строительство. – 2008. – №. 6. – С. 145-149.

46. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы Main (Trunk) pipelines : утв. Приказом министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 18.02.2014 № 61/пр. – М. 2014. – 182 с.

47. Голофаст, С. Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов / С. Л. Голофаст // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – №. 4. – С. 36-40.

48. Алимов, С. В. Оценка технического состояния и определение сроков безопасной эксплуатации трубопроводов / С. В. Алимов, Б. Н. Антипов, А. В. Захаров // Газовая промышленность. – 2009. – № 1. – С. 60–61.

49. Гумеров, А. Г. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Зайнуллин, К. М. Ямалеев, А. В. Росляков // М.: Недра, 1995. – 218 с.

50. Лисин, Ю. В. Комплексный анализ запасов прочности трубопроводов и базовых механических свойств трубных сталей / Ю. В. Лисин, Н. А. Махутов, Д. А. Неганов, В. М. Варшицкий // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – №. 1. – С. 30-38.

51. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов / Ю. Д. Земенков, А. Д. Прохоров, Г. Г. Васильев [и др.] - Тюмень: Вектор Бук, 2002. - 422 с. - Текст: непосредственный.

52. Сон, П. И. Оценка методики мониторинга трубопроводного транспорта нефти / П. И. Сон, И. В. Васильев, Г. А. Вольф // Вестник современных исследований. – 2018. – №. 11.7. – С. 558-560.

53. Солотюшина, А. С. Безопасность трубопроводного транспорта нефти и газа / А. С. Солотюшина, Е. О. Каргаполова // Безопасность городской среды. – 2017. – С. 148-152.

54. Артеева, Т. Е. Исследование и разработка нейросетевых технологий для прогнозирования скорости внутренней коррозии нефтепроводов / Т. Е. Артеева, Ю. Д. Земенков // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2020. – 2021. – С. 51-58.

55. Медкова, Э. Ю. Сравнительный анализ существующих методов диагностики систем трубопроводного транспорта / Э. Ю. Медкова, О. П. Баранова, А. С. Зотова // Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2019. – С. 193-198.

56. Архиреев, А. Г. Анализ существующей методики мониторинга трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А. Г. Архиреев, С. В. Буслаев, А. А. Нахлесткин // Тенденции инновационного развития науки и практики. – 2017. – С. 114-116.

57. Feng, Q. Failure analysis and simulation model of pinhole corrosion of the refined oil pipeline / Q. Feng, B. Yan, P. Chen // Engineering Failure Analysis. – 2019. – Vol. 106. – P. 104177.

58. Cosham, A. A Historical review of pre-commissioning hydrotest failures / A. Cosham, R. Eiber, R. Owen // International Pipeline Conference. – 2006. – Vol. 42614. – P. 211-221.

59. Hilger, M. M. Pipeline Operator Perspective in Use of Hydrostatic Testing as an Integrity Management Tool / M. M. Hilger, B. C. Mittelstadt, M. Piazza // International Pipeline Conference. – American Society of Mechanical Engineers. – 2016. – Vol. 50251. – P. V001T03A018.

60. Thiberville, C. Modeling of Smart Pigging for Pipeline Leak Detection / C. Thiberville, Y. Wang, P. Waltrich // SPE Production & Operations. – 2020. – Vol.35. – №. 03. – P. 610-627.

61. Vasin, Y. S. Development of the diagnostics analytical stage to enhance efficiency of smart pigging at main gas pipelines / Y. S. Vasin, I. I. Veliyulin // Territorija “NEFTEGAS”[Oil and Gas Territory]. – 2015. – №. 2. – P. 56-62.

62. Бурков, П. В. Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода с учетом реальных внутренних дефектов / П. В.

Бурков, В. П. Бурков, С. Н. Николаенко, В. Ю. Тимофеев // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2021. – №. 1. – С. 80-86. – ISSN: 1999-4125.

63. Бурков, П. В. Оценка технического состояния трубопроводов посредством моделирования процессов утонения стенок трубы с помощью метода Монте-Карло / П. В. Бурков, И. Н. Лютиков // Современные проблемы машиностроения. – 2020. – С. 200-201.

64. Подгорбунских, А. М. Автоматическое регулирование скорости движения средств внутритрубной диагностики магистральных газопроводов. I. Разработка, изготовление и принцип работы байпасного устройства / А. М. Подгорбунских, В. Е. Лоскутов, В. А. Канайкин // Дефектоскопия. – 2007. – №. 9. – С. 26-37.

65. Муртазин, И. М. Анализ методов внутритрубной диагностики магистральных газопроводов / И. М. Муртазин, С. А. Гулина // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации. – 2018. – С. 100-100.

66. Патент RU 2 697 008 С1 Российская Федерация МПК G01N 29/04, G01N 27/82. Способ внутритрубной диагностики технического состояния трубопровода / Елисеев А. А., Семенов В. В., Фогель А. Д., патентообладатель: Публичное акционерное общество "ГАЗПРОМ НЕФТЬ" (RU). Заявка: 2018133645, дата подачи заявки: 2018.09.20 опубликовано: 2019.08.08 – 2019.

67. Буховский, М. А. Анализ распределённых систем обнаружения утечек на магистральном трубопроводе / М. А. Буховский // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г. — Томск. – 2015. – Т. 2. – С. 497-499.

68. Алешин, Н. П. Автоматизированный сканер-дефектоскоп" Автокон-ЭМА-МГТУ" / Н. П. Алешин, М. М. Сыркин, М.В. Григорьев // Сварка и диагностика. – 2009. – №. 4. – С. 28-31.

69. Гаспарянц, Р. С. Техническое диагностирование объектов трубопроводного транспорта нефти / Р. С. Гаспарянц // Нефтепромышленное дело. – 2008. – №. 4. – С. 40-43.

70. Самокрутов, А. А. Волноводный метод контроля трубопроводов / А. А. Самокрутов, В. Г. Шевалдыкин // Компетентность. – 2005. – №. 10. – С. 24-28.

71. Алёшин, Н. П. Ультразвуковой топографический контроль тройников магистральных газопроводов / Н. П. Алёшин, М. В. Григорьев, Е. Г. Базулин // Сварка и диагностика. – 2009. – №. 3. – С. 10-15.

72. Quу, T. B. A reliable acoustic EMISSION based technique for the detection of a small leak in a pipeline system / T. B. Quу, S. Muhammad, J. M. Kim // Energies. – 2019. – Vol. 12. – №. 8. – P. 1472.

73. Гиллер Г. А. Контроль качества и диагностика магистральных трубопроводов / Г. А., Гиллер, Л. Ю. Могильнер // В мире неразрушающего контроля. – 2001. – №. 1. – С. 4-9.

74. Аладинский, В. В. Мониторинг объектов магистрального нефтепроводного транспорта / В. В. Аладинский, Ю. Б. Григорьева // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – №. 1. – С. 16-21.

75. Супрунчик, В. В. Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов / В. В. Супрунчик // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2007. – №. 6. – С. 51-57.

76. Varshney, S. Leach based hierarchical routing protocol for monitoring of over-ground pipelines using linear wireless sensor networks / S. Varshney, C. Kumar, A. Swaroop // Procedia Computer Science. – 2018. – Vol. 125. – P. 208-214.

77. Мусайбекова, А. К. Мониторинг линейной части магистрального нефтепровода. Внутритрубная диагностика / А. К. Мусайбекова, Ю. В. Непойранова, И. Н. Квасов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. – 2018. – С. 188.

78. Черняев, К. В. Мониторинг технического состояния нефтепроводов. / К. В. Черняев // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000. – № 9. – С. 14-17.

79. Голик, В. В. Моделирование тепловых полей для обеспечения безаварийной работы нефтепроводов. / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей. Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Ухта. – 2022. – С. 125-128.

80. Кузнецова, В. Н. Эксплуатация трубопроводного транспорта при помощи систем мониторинга / В. Н. Кузнецова, К. В. Чегринцев // Образование. Транспорт. Инновации. Строительство. – 2019. – С. 14-16.

81. Chizhevskaya, E. L. Innovative technologies for dispatch control in transport and hydrocarbon storage facilities / E. L. Chizhevskaya, Y. D. Zemenkov, A. A. Gladenko, M. Yu. Zemenkova, V. A. Zavarzin // AIP Conference Proceedings. – AIP Publishing LLC, 2021. – Т. 2412. – №. 1. – С. 060003.

82. Терентьев, Е. С. Обоснование эффективности использования ультразвуковых узлов контроля для оценки технического состояния трубопроводов / Е. С. Терентьев, П. В. Бурков // Современные проблемы машиностроения. Сборник трудов XIII Международной научно-технической конференции. – Томск. – 2020. – С. 253-254.

83. Харебов, В. Г. Совершенствование методики диагностики трубопроводов с применением метода акустической эмиссии / В. Г. Харебов, А. Н. Кузьмин, А. В. Жуков // В мире неразрушающего контроля. – 2009. – №. 4. – С. 5-9.

84. Жуков, А. В. Контроль трубопроводов с применением метода акустической эмиссии / А. В. Жуков, А. Н. Кузьмин, Н. Ф. Стюхин // В мире неразрушающего контроля. – 2009. – №. 1. – С. 29-31.

85. Черняева, Е. В. Применение метода акустической эмиссии для неразрушающего контроля состояния основного металла и сварных соединений трубопроводов, работающих в условиях малоциклового усталости / Е. В. Черняева, Д. И. Галкин, Г. А. Бигус, Д. Л. Мерсон // Сварка и диагностика. – 2010. – №. 2. – С. 50-56.

86. Растегаев, И. А. Особенности проявления акустической эмиссии при испытании сосуда, работающего под давлением с расслоением стенки / И. А. Растегаев, А. Ю. Виноградов, Д. Л. Мерсон, А. В. Чугунов // XX Всероссийская научно-техническая конференция по неразрушающему контролю и технической диагностике. – 2014. – С. 425-428.

87. Мороз, С. А. Концепция эффективности технического обслуживания магистральных трубопроводов / С. А. Мороз // Проблемы внедрения результатов инновационных разработок. – 2018. – С. 37-41.

88. Бойчук, А. Е. Анализ и оценка технического состояния линейной части магистральных трубопроводов / А. Е. Бойчук // Технические университеты: интеграция с европейскими и мировыми системами образования. – 2019. – С. 220-225.

89. Манаков, А. Л. Теория, методы и практика совершенствования организации повышения качества и надежности технического сервиса путевых машин на основе операционного менеджмента и процессного подхода: специальность 05.02.22 «Организация производства (транспорт)»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Манаков Алексей Леонидович: Сибирский государственный университет путей сообщения. – Новосибирск, 2013. – 282 с. – Библиогр.: с. 104-105. – Текст: непосредственный.

90. Дроздова, И. В. Построение моделей модернизации системы аварийно-восстановительного обслуживания магистральных нефтегазопроводов / И. В. Дроздова // Нефтегазовый терминал. – 2015. – С. 82–86.

91. Herd, G. Failure rates. / Herd G. // Washington: ARINC Monograph 2:31. – Aeronautical Radio Inc. – 1955.

92. Weiss, G. On the theory of replacement of machinery with a random failure time / Weiss G. // Naval research logistics quarterly. – 1956. – Vol. 3. – №4. – P. 279–293.

93. Барлоу, Р. Математическая теория надежности : пер. с англ. / Р. Барлоу, Ф. Прошан – М. : Советское радио, 1969. – 488 с.

94. Derman, C. Replacement of periodically inspected equipment / C. Derman, J. Sacks / Naval research logistics quarterly. – 1960. – Vol. 7. – №4. – P. 597-607.
95. Герцбах, И. Б. О профилактике по прогнозирующему параметру / И. Б. Герцбах // Известия АН СССР. Сер. Техническая кибернетика. – 1967. – №1. – С. 56-64.
96. Nowlan, F. S. Reliability-centered Maintenance / F. S. Nowlan, H. F. Heap // San Francisco: Dolby Access Press. – 1978. – P. 466.
97. Земенкова М. Ю. Технология прогнозного контроля надежности нефтегазовых объектов / М. Ю. Земенкова, И. В. Сероштанов, Ю. Д. Земенков, В. А. Костров // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – №. 36. – С. 14-20.
98. Rykov, V. Preventive Maintenance of a k-out-of-n System with Applications in Subsea Pipeline Monitoring / V. Rykov, O. Kochueva, M. Farkhadov // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – Vol. 9. – №. 1. – P. 85.
99. Tejedor, J. A novel fiber optic based surveillance system for prevention of pipeline integrity threats / J. Tejedor, J. Macias-Guarasa // Sensors. – 2017. – Vol. 17. – №. 2. – P. 355.
100. Земенкова, М. Ю. Оперативный интеллектуальный контроль безопасности и надежности эксплуатации энерго-механического оборудования при транспорте нефти и нефтепродуктов / М. Ю. Земенкова, А. А. Гладенко, Ю. Д. Земенков, Е. Л. Чижевская, О. И. Полянская // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. – 2021. – С. 188-189.
101. Thodi, P. Real-time Arctic pipeline integrity and leak monitoring / P. Thodi, M. Paulin, D. DeGeer // OTC Arctic Technology Conference. – OnePetro. – 2015. – ISBN: 978-1-61399-431-3.
102. Priyanka, E. B. Review analysis on cloud computing based smart grid technology in the oil pipeline sensor network system / E. B. Priyanka, S. Thangavel, X. Z. Gao // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6. – №. 1. – P. 77-90.

103. Iqbal H. Inspection and maintenance of oil & gas pipelines: a review of policies / H. Iqbal, S. Tesfamariam, H. Haider, R Sadiq // Structure and Infrastructure Engineering. – 2017. – Vol. 13. – №. 6. – С. 794-815.

104. Амаглобели, Э. Г. Диагностика эффективности использования трудовых ресурсов на предприятии трубопроводного транспорта нефти / Э. Г. Амаглобели, Т. Б. Саматова // Наука, образование и духовность в контексте концепции устойчивого. – 2018. – С. 23.

105. Неганов, Д. А. Формирование требований к надежности и безопасности эксплуатируемых участков линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов / Д. А. Неганов, Н. А. Махутов, Н. Е. Зорин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №. 6. – С. 106-112.

106. Чижевская, Е. Л. Инновационные технологии при реализации диспетчерского управления в условиях предприятий транспорта и хранения углеводородов / Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков, А. А. Гладенко, М. Ю. Земенкова, В. А. Заварзин // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. – 2021. – С. 207-208.

107. Лисин, Ю. В. Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов: монография / Ю. В. Лисин, А. М. Шаммазов, Б. М. Мастобаев, А.Е. Сощенко // Санкт-Петербург: Изд-во «Недра». – 2011. – 488 с. – ISBN 978-5-905153-17-4.

108. Zemenkova, M. Real time intelligent technological control of reliability and efficiency in the systems of carbon transportation / M. Zemenkova, A. Gladenko, M. Alexandrov // AIP Conference Proceedings. – AIP Publishing LLC, 2019. – Vol. 2141. – №. 1. – P. 050021.

109. Кутень, М. М. Возможности применения акустико-эмиссионного метода контроля в системе мониторинга состояния трубопроводов / М. М. Кутень // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2021. – № 4 (84). – С. 144–153.

110. Бобров, А. Л. Метрологическое обеспечение акустико-эмиссионного контроля опасных производственных объектов / А. Л. Бобров, С. А. Бехер,

М. М. Кутень // Сборник тезисов докладов X Международной научно-технической конференции «Политранспортные системы». – Новосибирск: Изд-во СГУПС. – 2018. – С. 272–273.

111. Кутень, М. М. Акустическая эмиссия, возникающая в стальных объектах трубопроводного транспорта, при статическом нагружении / М. М. Кутень // Материалы четвертой Всероссийской научно-технической конференции «Инновационные проекты и технологии машиностроительных производств». – Омск. – ОмГУПС. – 2021. – С. 105–112.

112. Кутень, М. М. Разработка методики идентификации опасных дефектов в объектах, подвергаемых акустико-эмиссионному контролю / М. М. Кутень, А. Л. Бобров // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. – 2021. – № 4 (59). – С. 62-68.

113. Шитов, Д.В. Программный комплекс для автоматической обработки данных акустической эмиссии «АЕ Strategy» / Д.В. Шитов, А.В. Жуков // Актуальные проблемы метода акустической эмиссии. – 2018. – С. 156-157.

114. Воробьев, В. С. Имитационное моделирование в планировании и прогнозировании строительного производства: монография / В. С. Воробьев // Новосибирск: Изд-во СГУПС. – 1998. – 147 с.

115. Слепнев, В. Н. Методика оценки риска при прогнозировании последствий аварий на объектах трубопроводного транспорта / В. Н. Слепнев, А. Ф. Максименко, Е. В. Глебова, А. Т. Волохина // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – №. 6. – С. 663-673.

116. Махутов, Н. А. Обеспечение защищенности магистральных нефтепродуктопроводов по критериям рисков / Н. А. Махутов, Ю. В. Лисин, М. М. Гаденин, В. Н. Пермьяков, В. И. Федота, В. В. Аладинский // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №. 3. – С. 10-16.

117. Махутов, Н. А. Анализ безопасности и рисков критически и стратегически важных нефтепроводов / Н. А. Махутов, Ю. В. Лисин, В. И.

Федота, В. В. Аладинский // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – №. 2. – С. 6-13.

118. Махутов, Н. А. Обеспечение безопасности–приоритетное направление в области фундаментальных и прикладных исследований / Н. А. Махутов, Н. В. Абросимов, М. М. Гаденин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2013. – №. 3 (27). – С. 46-71.

119. Липский, В. К. Оценка последствий возможных аварий на нефтепроводах / В. К. Липский, А. И. Вегера, А. В. Криволапов // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2004. – №. 12. – С. 96-107.

120. Каргин, В. А. Теоретические основы эксплуатационной надежности транспортно-технологических машин и комплексов дорожные, строительные и подъемно-транспортные машины: учебное пособие / В. А. Каргин, А. Д. Абрамов, А. Ю. Кирпичников, Т. К. Тюнюкова. — Новосибирск: Изд-во СГУПС. — 2016. — 116 с. — ISBN 978-5-93461-675-6.

121. Манаков, А. Л. Анализ направлений совершенствования технической эксплуатации транспортно-технологических машин и комплексов / А. Л. Манаков, А. Ю. Кирпичников, Т. К. Тюнюкова // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – №. 5 (100). – С. 127-131

122. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». Серия 08. Выпуск 30. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». — 2016. — 114 с.

123. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. Авт. — 2-е изд., испр. — М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». — 2002. — 120 с.

124. Методика определения опасности дефектов труб по данным обследования внутритрубными профилемерами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс. — 1997. — 20 с.

125. Методика определения опасности повреждения стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс. — 1997. — 32 с.

126. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритрубными инспекционными снарядами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс. — 1994. — 36 с.

127. Вагайцев, С. Н. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с применением современного оборудования для неразрушающего контроля концепция, лучшая практика, развитие / С. Н. Вагайцев, И. С. Сивоконь // Территория Нефтегаз. — 2013. — №. 8. — С. 30-39.

128. Sherine, M. E. Study of acoustic emission signals in continuous monitoring / M. E. Sherine, S. L. Kumari // International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT). — IEEE. — 2017. — С. 1-8.

129. Mostafapour, A. Analysis of leakage in high pressure pipe using acoustic emission method / A. Mostafapour, S. Davoudi // Applied Acoustics. — 2013. — Т. 74. — №. 3. — С. 335-342.

130. Wong, B. Failure Detection Methods for Pipeline Networks: From Acoustic Sensing to Cyber-Physical Systems / B. Wong, J. A. McCann // Sensors. — 2021. — Т. 21. — №. 15. — С. 4959.

131. Муравьев, В. В. Физические основы и технологии акустико-эмиссионного контроля металлоконструкций на железнодорожном транспорте: учеб. пособие / В. В. Муравьев, О. В. Муравьева // Ижевск: Изд-во ИЖГТУ имени М. Т. Калашникова. — 2014. — 392 с.

132. Пат. 2736171 Российская Федерация, МПК G 01 N 29/14. Многоканальное акустико-эмиссионное устройство / Степанова Л. Н., Кабанов С. И., Чернова В. В., Серьезнов А. Н. ; заявитель и патентообладатель СГУПС. - № 2020116280/29; заявл. 27.04.2020; опубл. 12.11.2020, Бюл. № 32 – 13 с.: ил.

133. Stepanova, L. N. Multichannel strain-gauging system equipped with microprocessor for strength measurements of structures / L. N. Stepanova, E. Yu. Lebedev, S. I. Kabanov, V. L. Kozhemyakin, A. E. El'tsov, N. G. Metelkin // Russian journal of nondestructive testing. – 2001. – Т. 37. – №. 4. – С. 306-312.

134. Salinasa, V. Localization algorithm for acoustic emission / V. Salinasa, Y. Vargasa, J. Ruzzanteb, L. Gaete // J. Physics Procedia. – 2010. – № 3(1). – 863-871.

135. Stepanova, L. N. Development of the Technique of Clustering by Acoustic Emission Signal Parameters / L. N. Stepanova, K. V. Kanifadin, I. S. Ramazanov, I. S., S. I. Kabanov // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2010. – V. 46. – № 2. – P. 137—146.

136. Бехер, С. А. Основы неразрушающего контроля методом акустической эмиссии: учеб. пособие / С. А. Бехер, А. Л. Бобров // Новосибирск: Изд-во СГУПС. – 2013. – 145 с.

137. Пат. 2586087 Российская Федерация, МПК 7G 01 N 29/14. Способ локации дефектов при акустико-эмиссионном контроле / Бехер С. А., Сыч Т. В.; заявитель и патентообладатель СГУПС. - № 2015111440/28; заявл. 30.03.2015; опубл. 10.06.2016, Бюл. № 16. – 10 с.: ил.

138. Bobrov, A. L. Using a Probabilistic Model to Estimate the Reliability of Locating Acoustic Emission Sources / A. L. Bobrov // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2017. – Vol. 53. – No. 5. – P. 362-367. – ISSN 1061-8309.

139. Носов, В. В. Оптимизация акустико-эмиссионного контроля прочности сварных соединений / В. В. Носов, А. Р. Ямилова, Н. А. Зеленский, И. В. Матвиев // Вестник Московского энергетического института. – Вестник МЭИ. – 2017. – № 2. – С. 96-101.

140. Ченцов, В. П. Акустическая эмиссия при упругопластическом деформировании конструкционных материалов и опыт её применения в неразрушающем контроле: монография / В. П. Ченцов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 268 с.

141. Стадийность деформации поликристаллических материалов. Исследование акустико-эмиссионным и оптико-телевизионным методами / О. В.

Башков [и др.]; под ред. Семашко Н. А. – Томск: Изд-во национального исследовательского Томского политехнического университета. – 2014. – 301 с.

142. Chernov, D. V. Investigation of Acoustic Emission in Low-Carbon Steels during Development of Fatigue Cracks / D. V. Chernov, V. M. Matyunin, V. A. Barat, A. Y. Marchenkov, S. V. Elizarov // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2018. – V. 54. – № 9. – P. 638—647.

143. Буйло, С. И. Физико-механические, химические и статистические аспекты акустической эмиссии / С. И. Буйло // Известия Алтайского государственного университета. – 2019. – № 1 (105). – С. 11–21.

144. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – Введ. 01.01.1986. – Государственный комитет СССР по стандартам. – 1986. – 38 с.

145. Попков, А. А. Корреляционные методы анализа информативности параметров сигналов акустической эмиссии (АЭ) / А. А. Попков, С. А. Бехер // Политранспортные системы. – 2017. – С. 440-444.

146. Иванов, В. И. Акустико-эмиссионная диагностика: справочник / В. И. Иванов, В. А. Барат // – Москва: Спектр. – 2017. – 362 с.

147. Пат. RU 2736175 С1 Российская Федерация, МПК G01N 29/14. Способ акустико-эмиссионного контроля металлических объектов и устройство для его осуществления / Кутень М. М., Бобров А. Л., Бехер С. А. ; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет путей сообщения» (СГУПС). – № 2020116644 ; заявл. 12.05.2020 ; опубл. 12.11.2020, Бюл. № 32. – 16 с.: ил.

148. Stepanova, L. N. Investigation of basic parameters of acoustic emission signals during cyclic and static tests of 20 ГЛ steel samples / L. N. Stepanova, A. L. Bobrov, K. V. Kanifadin, V. V. Chernova // Deformation and Fracture of Materials. – 2014. – № 6. – P. 41—47.

149. Бигус, Г. А. Основы диагностики технических устройств и сооружений: монография / Г. А. Бигус, Ю. Ф. Даниев, Н. А. Быстрова, Д. И. Галкин // Москва: Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана. – 2018 – 445 с. – ISBN 978-5-7038-4804-3.

150. Иванов, В. И. Метод акустической эмиссии. Неразрушающий контроль / В. И. Иванов, И. Э. Власов // Справочник В 7 т. Под общ. ред. В. В. Клюева. Т. 7. Кн. 1. М.: Машиностроение. – 2006. – 829 с. – ISBN 5-217-03365-7.

151. Kaiser, J. Untersuchung uber das auftreten Gerauschen beim Zugversuch: PhD thesis. / J. Kaiser // Arkiv fur das Eisenhüttenwesen, AREIA. – 1953. – Vol. 24. – №1-2. P. 43-45.

152. Nor, N. M. Relationship between acoustic emission signal strength and damage evaluation of reinforced concrete structure: Case studies / N. M. Nor, N. M. Bunnori, A. Ibrahim, S. Shahidan, S. N. M. Saliah // 2011 IEEE Symposium on Industrial Electronics and Applications. – IEEE. – 2011. – С. 308-313.

153. Barrios, F. Effect of loading pattern on the acoustic emission evaluation of prestressed concrete girders / F. Barrios, P. Ziehl // Journal of acoustic emission. – 2011. – Vol. 29. - P. 43-44.

154. Кутень, М. М. Сравнительный анализ критериев оценки технического состояния объектов акустико-эмиссионного контроля / М. М. Кутень, А. Л. Бобров // Сборник научных трудов в 9 ч. «Наука. Технологии. Инновации» – Новосибирск. – НГТУ. – 2019. – С. 225–228.

155. Stepanova, L. N. A study of specimens from solebar material with boxlike cross sections using the acoustic-emission method / L.N. Stepanova, S.A. Bekher, E.V. Boyarkin, N.A. Moreva // Russian Journal of Nondestructive Testing. — 2013. — Т. 49. — № 4. — p. 215-224.

156. Кутень, М. М. Исследование закономерностей акустической эмиссии при гидравлическом испытании сосудов давления / М. М. Кутень, А. Л. Бобров // Материалы XI Международной научно-технической конференции «Политранспортные системы». – Новосибирск: Изд-во СГУПС. – 2020. – С. 525–530.

157. Stepanova, L. N. Influence of Crack Propagation Parameters on Acoustic Emission Parameters During Low-Cycle Testing / L. N. Stepanova, A. L. Bobrov, S. A. Bekher, M. M. Kuten // *Advances in Intelligent Systems and Computing*, VIII International Scientific Siberian Transport Forum TransSiberia 2019. – 2020. – Volume 1115. - P. 885-893.

158. Stepanova, L. N. Using Amplitude Analysis of Acoustic Emission Signals under Cyclic and Static Loading of Steel Samples / L. N. Stepanova, M. M. Kuten, A. L. Bobrov // *Russian Journal of Nondestructive Testing*. – 2021. – Т. 57. – № 9. – P. 753–761.

159. Кутень, М. М. Исследование поведения амплитуды сигналов различных источников при акустико-эмиссионном контроле / М. М. Кутень, А. Л. Бобров // *Южно-Сибирский научный вестник*. – 2020. – № 1 (29). – С. 45-50.

160. Вагайцев, С. Н. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с применением современного оборудования для неразрушающего контроля концепция, лучшая практика, развитие / С. Н. Вагайцев, И. С. Сивоконь // *Территория Нефтегаз*. – 2013. – №. 8. – С. 30-39.

161. Бобров, А. Л. Анализ эффективности систем мониторинга трубопроводов в условиях эксплуатации / А. Л. Бобров, М. М. Кутень // *Сборник трудов III Международной научно-практической конференции «Инновации в топливно-энергетическом комплексе и машиностроении»*. – Кемерово: Изд-во КузГТУ. – 2022. – С. 178-182.

162. Гребнев, В. Д. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: учебное пособие / В. Д. Гребнев, А. М. Мошева. — Пермь: ПНИПУ. – 2015. — 167 с.

163. Липинский, А. В. Экономический аспект аварий на нефтепроводах / А. В. Липинский // *Территория нефтегаз*. – 2013. – №. 8. – С. 96-99.

164. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах : утв. приказом АК «Транснефть» от 28.01.2002 № 6. – М. 2002. – 53с.

165. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго РФ 01.11.1995

166. Bobrov, A. L. Intellectual Innovations in Acoustic Emission Control in the Safety System of Pipeline Transport / A. L. Bobrov, M. M. Kuten // Transportation Research Procedia: International Scientific Siberian Transport Forum TransSiberia 2020. – 2021. – Volume 54. – P. 340-345.

167. Kuten, M. M. Analysis of Criteria for Identification of Defects by Acoustic Emission Method / M. M. Kuten, A. L. Bobrov // Lecture Notes in Networks and Systems. International Scientific Siberian Transport Forum TransSiberia-2021. – 2022. – Volume 402. – P. 1011–1017.

168. Бобров, А. Л. Моделирование системы обработки акустико-эмиссионной информации при мониторинге трубопроводов и сосудов / А. Л. Бобров, М. М. Кутень // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2022. – № 1 (85). – С. 160–167.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2736175

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2736175

Способ акустико-эмиссионного контроля металлических объектов и устройство для его осуществления

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Сибирский государственный университет путей сообщения" (СГУПС) г. Новосибирск (RU)*

Авторы: *Кутень Мария Михайловна (RU), Бобров Алексей Леонидович (RU), Бехер Сергей Алексеевич (RU)*

Заявка № 2020116644

Приоритет изобретения 12 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 12 ноября 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 12 мая 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г. П. Иллеев Г. П. Иллеев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ ООО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭКСПЕРТИЗА В
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»**



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Независимая экспертиза в промышленной безопасности»

ООО «НЭЖС» ИНН 5405958009, КПП 540501001, тел.: +7 (383) 319-71-12, e-mail: ooo_nex@mail.ru
 Адрес юридический (фактический): 630039, г. Новосибирск, ул. Добролюбова, д.162/1
 Адрес почтовый: 630039, г. Новосибирск, а/я 100

исх. №138
 от «16» мая 2022 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы «Совершенствование технологии мониторинга
 процессов производственной эксплуатации магистральных трубопроводов»
 на соискание ученой степени кандидата технических наук
 Кутень Марии Михайловны

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Кутень Марии Михайловны «Совершенствование технологии мониторинга процессов производственной эксплуатации магистральных трубопроводов» внедрены для проведения непрерывного мониторинга технического состояния опасных производственных объектов трубопроводного транспорта в режиме реального времени в процесс технической диагностики компании ООО «Независимая экспертиза в промышленной безопасности».

Система комплексного технического обслуживания и ремонта с использованием непрерывного мониторинга участков магистрального трубопровода с контролем технического состояния позволяет обнаруживать участки будущего отказа трубопровода, следить за развитием дефектов в процессе эксплуатации, прогнозировать остаточный ресурс, определять местоположение аварийного участка в короткий срок времени.

В системе реализованы алгоритмы организации вспомогательного процесса, созданные в рамках диссертационного исследования Кутень Марией Михайловной. Применение этих технических решений позволило оптимизировать процесс технической диагностики, повысить безопасность и экологичность производственного процесса эксплуатации трубопровода за счет предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций и уменьшения финансовых затрат на ликвидацию последствий.

Директор
 ООО «НЭЖС»



А. С. Алексеев

ПРИЛОЖЕНИЕ В

АКТ ВНЕДРЕНИЯ ООО «ТЕХКОН»



ООО ТЕХКОН

ИНН 5405048377, ОГРН 1195476073264, КПП 540301001, ОКПО 41781802

Юр. адрес: 630087, город Новосибирск, улица Вагюлина 71, офис 304а

Р/с 40702810607000039626 Наименование банка: Сибирский филиал АО "Райффайзенбанк", БИК 045004799

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы «Совершенствование технологии мониторинга процессов производственной эксплуатации магистральных трубопроводов»
на соискание ученой степени кандидата технических наук
Кутень Марии Михайловны

Настоящий акт подтверждает, что результаты, полученные Кутень Марией Михайловной при выполнении диссертационной работы «Совершенствование технологии мониторинга процессов производственной эксплуатации магистральных трубопроводов», имеют практическую ценность и внедрены в систему технического обслуживания и ремонта опасных участков магистральных трубопроводов для организации работ по непрерывному мониторингу компанией ООО «ТехКон».

В технологии мониторинга реализованы алгоритмы организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта опасных участков магистральных трубопроводов в эксплуатации с контролем технического состояния, разработанные в диссертационной работе Кутень Марии Михайловны. Использование непрерывного мониторинга в процессе эксплуатации опасных участков магистрального трубопровода в системе комплексного технического обслуживания и ремонта позволяет контролировать техническое состояние в режиме реального времени, определять остаточный ресурс, следить за образованием и ростом дефектов, предотвращать аварийные и чрезвычайные ситуации за счет своевременного обнаружения участков будущего разрушения.

Директор
ООО «ТехКон»

« 08 » _____ 2022 г.



И.М. Мухин

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ ООО «ТЕХНОЛОГИЯ»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЕХНОЛОГИЯ»
(ООО «Технология»)

Юридический адрес: пер. Сапож. 25, Томск, 634009. Почтовый адрес: д/з 4416, Томск, 634057.
ИНН 7017262624, КПП 701701001, ОГРН 1107017009703
Телефон/факс: (+7 3822) 90-32-35 90-32-35, 8 800 234-45-90
e-mail: Tehtsk@tehtsk.ru, <http://tehtsk.ru/>

Исх. 200522-1
от 20.05.2022г.

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы Кутень Марии Михайловны
«Совершенствование технологии мониторинга процессов производственной
эксплуатации магистральных трубопроводов»,
представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Настоящей справкой подтверждается практическое использование результатов диссертационного исследования Кутень Марии Михайловны на тему «Совершенствование технологии мониторинга процессов производственной эксплуатации магистральных трубопроводов» при организации процессов комплексного технического обслуживания и ремонта на предприятии ООО «Томскнефтехим» в рамках проведения мониторинга технического состояния технологического оборудования экспертной организацией ООО «Технология».

Применение непрерывного мониторинга технического состояния опасных участков магистрального трубопровода в эксплуатации позволяет оптимизировать процессы технического обслуживания и ремонта, повысить безопасность и экологичность производственного процесса эксплуатации трубопровода за счет предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций и уменьшения финансовых затрат на ликвидацию последствий.

Алгоритмы организации вспомогательного процесса, разработанные в рамках диссертационной работы Кутень Марией Михайловной, реализованы в системе комплексного технического обслуживания и ремонта. Предложенные конструктивные решения позволяют контролировать техническое состояние опасных участков магистрального трубопровода непрерывно, обнаруживать дефекты и следить за их развитием в процессе эксплуатации, прогнозировать остаточный ресурс, определять участки будущего отказа.

С уважением,
Директор



Е.А. Белоногов